

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№3

749 2017

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.

ОХРАНА ТРУДА – ГЛАЗАМИ ДЕТЕЙ

В ЖИЗНИ Я ПРОБЛЕМ НЕ ЗНАЮ
ПРАВИЛА Я ИЗУЧАЮ
БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА!
ЗДОРОВ БУДУ Я
ВСЕГДА!



Гудков Максим, 14 лет

(ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), лауреат конкурса детских рисунков, посвященного Году охраны труда

10 ИТОГИ ГОДА ОХРАНЫ ТРУДА
В ПАО «ГАЗПРОМ»

109 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ
СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ
СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

116 ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА
НА ПРИМЕРЕ ЭКСПОРТНЫХ КОРИДОРОВ

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ



**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**Подписка
на журнал –
в издательстве
«Камелот
Пабблишинг»**

НА ЖУРНАЛ

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ:

1 номер «Газовая промышленность»

16 номеров «Газовая промышленность»

по России:

1 760 рублей

25 520 рублей

для стран СНГ:

2 160 рублей

31 104 рублей

Электронная версия

1 595 рублей

25 520 рублей

**Оформить подписку очень просто:
позвоните нам по телефону + 7 (495) 240-54-57
или напишите info@neftegas.info**



Адрес редакции: 108811, г. Москва, Киевское ш., Бизнес-парк «Румянцево», корп. Б, подъезд 5, офис 505 Б

VIII отраслевой семинар «Организация и управление комплексом пусконаладочных работ на инвестиционных объектах ПАО «Газпром»»

**Организаторы: Департамент ПАО «Газпром» (С.Ф. Прозоров)
и ОАО «Оргэнергогаз»**

**Участники: представители администрации и дочерних обществ
ПАО «Газпром», заказчики строительства инвестиционных
проектов, пусконаладочные и проектные организации, поставщики
и изготовители оборудования**

**Рассмотрение широкого спектра организационно-технических,
производственных и технологических вопросов, связанных
с подготовкой и проведением пусконаладочных работ на
инвестиционных объектах ПАО «Газпром»**

Сочи, гостиница «Рэдиссон Лазурная»

22-26 мая 2017

www.oeg.ru

**Контакты Оргкомитета: +7 495 355-90-72, 355-90-75, 355-90-74
E-mail: pnr2017@oeg.ru**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Камелот Пабблишинг»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:

ГУЛИЕВА А.М.

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:

ВОСТРУХОВА Е.О.

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА:

НАТАЛЬЯ ПАНКРАТОВА

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

ДМИТРИЙ КОНСТАНТИНОВ

РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ:

ОЛЬГА КОНОВАЛОВА

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ:

ЕКАТЕРИНА АЛИЕВА, ЭЛЬМИРА АЛИЕВА,
ЕЛЕНА ДОЗОРОВА, ЕКАТЕРИНА ЕРМАКОВА,
КСЕНИЯ ЕРМАКОВА, СВЕТЛАНА ПАНИНА,
НАТАЛЬЯ САЗОНОВА, НАТАЛЬЯ ХЛЕБНАЯ,
СЕРГЕЙ ЯРЕМЧУК

ВЕРСТКА:

ГАЛИНА ХОЛМОГорова

КОРРЕКТУРА:

АЛИНА СОКОЛОВА

АДРЕС РЕДАКЦИИ

108811, РФ, г. Москва, пос. Московский, а/я 2259

Тел/факс: +7 (495) 240-54-57

E-mail: info@neftegas.info

www.neftegas.info

Журнал входит в перечень рецензируемых научных изданий ВАК
Минобразования РФ

Свидетельство о регистрации средства массовой информации
ПИ № ФС77-34441 от 28.11.2008 г., выданное Роскомнадзором
Подписано в печать 20.03.2017

Формат 60x90/8. Бумага мелованная. Печать офсетная.

Тираж 3500 экз.

Цена свободная.

Фотографии в номер предоставлены ПАО «Газпром»,
дочерними компаниями и фотобанком 123rf.com

Отпечатано в типографии ООО «ТИПОГРАФИЯ»

Адрес типографии: 115477, г. Москва, ул. Кантемировская, д. 60

Перепечатка опубликованных материалов допускается только
по согласованию с редакцией. Представителем авторов
публикаций в журнале является издатель.

Редакция не несет ответственности за достоверность
информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 3 / 749 / 2017 г.

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

МАРКЕЛОВ В.А.

заместитель Председателя Правления
ПАО «Газпром»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АКСЮТИН О.Е.

член Правления, начальник Департамента
ПАО «Газпром», д.т.н., чл.-корр. РАЕН,
член АТН Российской Федерации

БУДЗУЛЯК Б.В.

президент СРО АСГ и НК, вице-президент АТН
РФ, проф., д. т. н.

ГОРЮХИН Р.Е.

исполнительный директор, член Правления
Ассоциации производителей оборудования
«Новые технологии газовой отрасли», к.э.н.

ГУЛИЕВА А.М.

генеральный директор ЗАО «Камелот Пабблишинг»

ИШКОВ А.Г.

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

КАСЬЯН Е.Б.

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

КРЫЛОВ П.В.

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

КИСЛЕНКО Н.А.

заместитель начальника Департамента
ПАО «Газпром», генеральный директор
ООО «НИИгазэкономика», к.т.н.

ЛЮГАЙ Д.В.

генеральный директор
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

МАРТЫНОВ В.Г.

председатель Центрального правления
МОО «НТО НГ им. акад. И.М. Губкина»,
ректор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
проф., к.г.-м.н., д.э.н., действ. чл. МАН ВШ, РАЕН

МИТРОХИН М.Ю.

начальник Управления Департамента
ПАО «Газпром», д.т.н.

МИХАЛЕНКО В.А.

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

ПАНКРАТОВ С.Н.

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

ПРОЗОРОВ С.Ф.

член Правления,
начальник Департамента ПАО «Газпром»

СЕЛЕЗНЕВ К.Г.

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

СКРЕПНЮК А.Б.

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

СПЕКТОР Ю.И.

первый заместитель генерального директора
АО «Газпром промгаз», д.т.н.

ФИЛАТОВ А.А.

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

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

д.т.н., профессор, академик РАЕН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

член Правления,
начальник Департамента ПАО «Газпром»,
к.г.-м.н., член АТН Российской Федерации

ШАБАЛОВ И.П.

председатель Координационного совета
Ассоциации производителей труб,
генеральный директор
ООО «Трубные инновационные технологии»,
д.т.н.

НОВОСТИ

ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Д.В. Пономаренко, Д.А. Четин, С.Г. Ивенков

Итоги Года охраны труда в ПАО «Газпром»

С.В. Нефедов, В.М. Силкин, Г.А. Милько-Бутовский, О.Н. Мелёхин, А.Н. Пасечников, В.А. Шлепкин

Система управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС ПАО «Газпром»

А.В. Бочков, Д.В. Пономаренко

Научно-методические основы мониторинга и прогнозирования состояния производственной безопасности ПАО «Газпром»

Е.В. Алексеева, Ю.М. Семененко

Разработка и внедрение Единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью в ПАО «Газпром» и его дочерних обществах

И.В. Гончаренко

Аппарат дыхательный со сжатым воздухом для пожарных

Приоритетные задачи ПАО «Газпром» реализуются в спецодежде из материалов ООО «Торговый Дом Текстиль»

И.Р. Хасанов

3D-анимация в нефтегазодобыче

Защита работников предприятий нефтегазовой отрасли от вредных химических факторов

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

О.И. Шаповалов, В.В. Щепетильников, А.В. Коновалов

Подготовка работников Группы Газпром в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций

Т.А. Фральцова, В.А. Конуркин, Т.В. Снегирева

Подготовка кадров – важнейшая часть обеспечения безопасности критически важных объектов топливно-энергетического комплекса

Организация подготовки персонала для газовой промышленности в ЧУ ДПО «Газпром ОНУТЦ»

А.С. Зац

Новый уровень сотрудничества в подготовке и развитии персонала

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова,

Н.Ю. Канунникова, А.С. Земченков

Изучение зоны контакта стратиграфической границы между терригенными и карбонатными отложениями венда Среднеботуобинского месторождения

ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

С.А. Рекин, А.Г. Ширяев, Б.А. Ерехинский, А.Г. Филиппов

Расчет резьбового соединения для труб нефтяного сортамента класса премиум

Т.В. Турбина, И.А. Пестов

Инновационные решения в использовании данных с установки комплексной подготовки газа для контроля за разработкой

6 ТРАНСПОРТ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.В. Бакланов, А.Н. Маркушин

Температурное состояние оболочек ГТУ НК-16СТ с малоэмиссионной камерой сгорания

10 В.К. Юн, Е.И. Максимова

Определения осевых усилий в центробежных компрессорах на магнитных подшипниках

14 ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

В.М. Степанов, А.И. Пустовой,

С.Н. Пахомов, И.М. Базыль

Методологические основы профессиональной переподготовки специалистов в газовой отрасли

РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА

Е.А. Смирнов, Ю.Ю. Толстихин, Л.И. Соколинский,

С.А. Танаков, Д.В. Зорин

Вибродиагностика центробежного нагнетателя и присоединенных трубопроводов при повышенной вибрации на частоте, некратно превышающей частоту вращения ротора

32 И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко

Оптимизация ремонтных работ на газопроводах, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

34 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Г.Е. Бувалый, В.С. Завершинский

Методы построения систем мониторинга и диагностики оборудования и средств автоматизации газовых промыслов с учетом требований нормативной документации ПАО «Газпром»

36 НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

Ю.Н. Парамонов, Ю.В. Кузнецов

Фонтанная арматура «ТЕХНОБЕК» – гарантия качества

В.А. Грачев

Особенности сжигания газа при плавке чугуна

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ

В.О. Шиков

Неликвиды и избыточные запасы в компаниях нефтяной и газовой отраслей

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ

Е.Б. Федорова, В.Я. Кершенбаум

Анализ современного состояния стандартизации в области сжиженного природного газа

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

А.Г. Ишков, И.А. Яценко, К.В. Романов, Н.Б. Пыстина,

Г.А. Хворов, Г.С. Аكوпова, М.В. Юмашев, Е.В. Косолапова

Повышение энергетической эффективности транспортировки газа на примере экспортных коридоров

Monthly scientific technical
and production journal
Founded: 1956

Founder
GAZPROM PJSC

EDITOR-IN-CHIEF
MARKELOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:

AKSYUTIN O.E.
BUDZULYAK B.V.
GORUYKHIN R.E.
GULIEVA A.M.
ISHKOV A.G.
KASYAN E.B.
KRYLOV P.V.
KISLENKO N.A.
LYUGAY D.V.
MARTYNOV V.G.
MITROKHIN V.Y.
MIKHALENKO V.A.
PANKRATOV S.N.
PROZOROV S.F.
SELEZNEV K.G.
SKREPNIYUK A.B.
SPEKTOR Y.I.
FILATOV A.A.
HARIONOVSKY V.V.
CHEREPANOV V.V.
SHABALOV I.P.

EDITORIAL STAFF

Publisher: Camelot Publishing LLC
General director: Gulieva A.M.
Marketing director: Vostrukhova E.O.
Deputy editor-in-chief: Natalia Pankratova
Scientific consultant: Harionovskiy V.V.
Publishing editor: Dmitry Konstantinov
Head of advertising dept.: Olga Konovalova
Advertising dept.: Ekaterina Alieva, El'mira Alieva,
Elena Dozorova, Ekaterina Ermakova,
Kseniya Ermakova, Svetlana Panina,
Natalia Sazonova, Natalia Khlebnaya,
Sergei Yaremchuk
Layout: Galina Kholmogorova
Proofreading: Alina Sokolova

EDITORIAL OFFICE

108811, Russian Federation, Moscow,
set. Moskovskiy, PO box 2259
Phone/fax: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info

Publication in the journal are recorded by the
State commission for academic degrees and
titles at defense of doctoral and master's theses

It's possible to subscribe at Camelot Publishing
PJSC by phone: +7 (495) 240-54-57
or by mail: gp@neftegas.info

Print in 3500 copies

Agreed price

Signed to press on 20.03.2017

All photos are provided by GAZPROM PJSC,
subsidiary companies and 123rf.com

Printed by TIPOGRAFIA LLC
115477, Russia, Moscow,
Kantemirovskaya str., 60

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

NEWS

OCCUPATIONAL AND INDUSTRIAL SAFETY

- Ponomarenko D.V., Chetin D.A., Ivenkov S.G.
Results of the labor protection year
at Gazprom PJSC 10
- Nefedov S.V., Silkin V.M., Milko-Butovskiy G.A.,
Melekhin O.M., Pasechnikov A.N., Shlepkin V.A.
Management system of the technical
condition and integrity of gas transmission
network facilities of Gazprom PJSC 14
- Bochkov A.V., Ponomarenko D.V.
Research and methodology fundamentals
of monitoring and forecasting the condition
of occupational safety of Gazprom PJSC 20
- Alekseeva E.V., Semenenko Yu.M.
Development and implementation of the
uniform labor protection and industrial safety
management system at Gazprom PJSC
and its subsidiaries 31
- Goncharenko I.V.
Respiratory apparatus with compressed
air for firefighters 32
- Top-priority tasks of Gazprom PJSC are
achieved in special uniform made from
materials of Textile Trade House LLC 34
- Khasanov I.R.
3D-animation in oil and gas recovery 36
- Protection of factory workers of the oil
and gas industry from hazardous
chemical factors 37

PERSONNEL TRAINING

- Shapovalov O.I., Shchepetilnikov V.V.,
Kononov A.V.
Preparation of the Gazprom Group's
workers in civil defense and protection
from emergency situations 38
- Fraltsova T.A., Konurkin V.A., Snegireva T.V.
Personnel training as the most important
element of safety provision at critically
important facilities of the fuel and energy
complex 40
- Personnel training organization of the gas
industry at private institution of further
vocational education Gazprom's Training
Simulator Computer Center 42
- Zats A.S.
New cooperation level in personnel
training and development 43

GEOLOGY AND GAS FIELDS DEVELOPMENT

- Krikunov A.I., Filippova L.A., Kanunnikova N.Yu.,
Zemchenkov A.S.
Study of the contact zone of the stratigraphic
boundary between terrigenous and
carbonate vendian deposits of the
Srednebotuobinskoe field 44

GAS AND GAS CONDENSATE EXTRACTION

- Rekin S.A., Shiryayev A.G., Erekhinsky B.A.,
Filippov A.G.
Calculation of the threaded coupling
for premium-class oil pipes 50
- Turbina T.V., Pestov I.A.
Innovative solutions in the use of data
from the gas treatment unit for reservoir
management 56

6

GAS AND GAS CONDENSATE TRANSPORTATION

- Baklanov A.V., Markushin A.N.
Temperature state of shells of gas turbine
units NK-16ST with a small emission
combustion chamber 62
- Yun V.K., Maksimova E.I.
Establishing axial forces in magnetic
bearing centrifugal compressor 66

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY

- Stepanov V.M., Pustovoi A.I.,
Pakhomov S.N., Basyi I.M.
Methodological framework for professional
retraining of gas industry experts 72

REPAIR AND DIAGNOSTICS

- Smirnov E.A., Tolstikhin Yu.Yu.,
Sokolinsky L.I., Tanakov S.A., Zorin D.V.
Vibrodiagnostics of the centrifugal
air blower and connected pipelines
at a heightened vibration at a frequency
exceeding the rotor frequency 74
- Veliyulin I.I., Gorodnichenko V.I.
Optimization of repair works
at gas pipelines prone to stress
corrosion cracking 80

AUTOMATION

- Buvalyi G.E., Zavershinskiy V.S.
Design methods of monitoring and
diagnostics systems for gas field
equipment and automation facilities
with due regard for the requirements
of regulatory documents
of Gazprom PJSC 85

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

- Yu.N. Paramonov, Yu.V. Kuznetsov
TEKHNOVEK xmas tree is a quality
guarantee 92
- Grachev V.A.
Features of gas combustion in smelting
cast iron 94

ORGANIZATION OF PRODUCTION AND MANAGEMENT

- Shikov V.O.
Non liquid and surplus assets in oil
and gas companies 102

STANDARTIZATION AND QUALITY MANAGEMENT

- Fedorova E.B., Kershenbaum V.Ya.
Analysis of the modern state
of standardization in the field
of liquefied natural gas 109

POWER SUPPLY SERVICE AND ENERGY EFFICIENCY

- Ishkov A.G., Yatsenko I.A., Romanov K.V.,
Pystina N.B., Khvorov G.A., Akopova G.S.,
Yumashev M.V., Kosolapova E.V.
Increasing the energy efficiency of gas
transportation as exemplified by export
corridors 116

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

3-6
октября
2017



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: **EXPOFORUM**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный
центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПРОВОДА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК – 2» ИДЕТ ПО ГРАФИКУ

Совет директоров ПАО «Газпром» отнес экспортный газопровод «Северный поток – 2» проектной мощностью 55 млрд м³ к числу важнейших инвестиционных проектов компании. Ввод в эксплуатацию обеих ниток газопровода, проложенных по дну Балтийского моря от Усть-Луги до Грайфсвальда, намечен на IV квартал 2019 г.

Оператором «Северного потока – 2» выступает совместное предприятие Nord Stream AG (ПАО «Газпром» – 51 %, Wintershall и Uniper – по 15,5 %, Gasunie и ENGIE – по 9 %). Как было отмечено 2 марта на встрече Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера с Председателем Правления Uniper SE Клаусом Шефером, работы по проекту ведутся в соответствии с графиком. В частности, 27 февраля в г. Сочи



в рамках Российского инвестиционного форума ПАО «Газпром» и ПАО «Объединенные металлургические заводы» («ОМЗ») заключили Соглашение о сотрудничестве в рамках строительства компрессорной станции «Славянская». «ОМЗ» примет участие в

проектировании и комплектации УКПГ на этом объекте, который будет обеспечивать подачу газа в «Северный поток – 2» и станет одним из крупнейших в ЕСГ. Сдать 1200-километровый морской газопровод в эксплуатацию планируется до конца 2019 г.

ВОПРОС О РАСШИРЕНИИ ГРАНИЦ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА ОБСУЖДАЕТСЯ В ООН

По сообщению ТАСС, 10 марта Комиссия по границам континентального шельфа в рамках Конвенции ООН по морскому праву приступила к рассмотрению российской заявки на расширение морских территорий. В Совете Федерации отмечают, что ход дискуссии решению вопроса в целом благоприятствует.

Заявку на расширение шельфа Россия подала в Комиссию ООН в 2001 г., а в феврале 2016 г. представила ее обновленный вариант, согласно которому планируется

присоединение хребта Ломоносова (на который также претендует Дания) и других участков морского дна, в том числе котловины Подводников, поднятия Менделеева, южной оконечности хребта Гаккеля и зоны Северного полюса. Общая площадь шельфа, на который претендует Россия, составляет 1191 тыс. км².

Заявка России обсуждалась на 41-й сессии Комиссии ООН в августе 2016 г. В декабре 2016 г. российская сторона предоставила в Комиссию дополнительное обо-

снование заявки, а также высказалась по вопросу территориального спора с Данией.

«Новый раунд совместной работы намечен на начало марта, – заявил председатель Совета по Арктике и Антарктике при Совете Федерации Вячеслав Штыров. – Ход дискуссии в ООН показывает, что созданные нашими учеными и специалистами карты рельефа дна комиссию в целом удовлетворяют, есть большой шанс, что замечания будут сняты».

Как отметил сенатор, на различные участки дна Северного Ледовитого океана также претендуют Норвегия, США и Канада. Интерес государств к северным морям продиктован тем, что в их недрах содержатся 83 млрд т условного топлива, из них около 80 % приходится на долю Баренцева и Карского морей. При этом в неизученных зонах шельфа крайне высока вероятность открытия новых крупных месторождений нефти и газа.



МИНЭНЕРГО РОССИИ РАЗРАБОТАЛО МЕРЫ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

3 марта в ходе «круглого стола» Комитета по экономической политике Совета Федерации РФ зам. министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов рассказал о мерах по модернизации систем газораспределительных станций в субъектах России. Согласно утвержденной Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 г. разработаны и утверждены 82 генеральные схемы газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации.

В своем выступлении заместитель главы энергетического ведомства отметил, что с 2005 г. средний уровень газификации российских субъектов увеличился практически на четверть – с 53,3 до 67,2 %. Кирилл Молодцов также подчеркнул, что переход на «сетевой» природный газ, особенно в сельской местности, позволяет не только создавать необходимые инфраструктурные условия для населения, но и сдерживать рост цен на жилищно-коммунальные услуги.

«Для сохранения высоких темпов газификации Правительством приняты дополнительные меры государственного регулирования, направленные на административное упрощение и удешевление процедур подключения новых потребителей к газораспределительным сетям, что позволит стимулировать



потребление природного газа на внутреннем рынке и повысить темпы газификации в стране», – рассказал чиновник.

В целях повышения экономической привлекательности газификации в субъектах РФ Минэнерго России разработало комплекс стимулирующих мер, включив в него возможность использовать механизм предоставления встречных гарантий, в рамках которого заинтересованные стороны – поставщики газа, в том числе независимые, и потребители – предоставляют друг другу финансовые гарантии, которые в случае неисполнения одной из сторон принятых на себя обязательств должны обеспечить компенсацию понесенных расходов или режим Take or Pay.

В качестве системной проблемы заместитель министра выделил нарушение платежной дисциплины потребителями природного газа: на 1 января 2017 г. просроченная

дебиторская задолженность конечных потребителей за поставленный природный газ увеличилась на 10,9 млрд руб.

«В целях укрепления платежной дисциплины по инициативе Минэнерго России в 2015 г. принят федеральный закон, предусматривающий повышение финансовой ответственности потребителей, предоставление финансовых гарантий и ужесточение административной ответственности. В настоящее время принято два подзаконных акта, направленных на повышение ответственности потребителей газа. Предложенные меры позволяют повысить ответственность участников газификации в Российской Федерации и создать необходимые экономические условия для привлечения частных инвестиций в газификацию, что позволит повысить темпы газификации в Российской Федерации», – отметил Кирилл Молодцов.

В МОСКВЕ ПРОШЕЛ IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС «СПГ РОССИЯ»

15 марта в Москве в отеле «Балчуг Kempinski» начал работу IV Международный ежегодный конгресс «СПГ Россия», организованный консалтинговой компанией Vostock Capital. В заседаниях приняли участие специалисты компаний «Газпром», «НОВАТЭК», Shell, Siemens, Exxon Mobil, Technip, KBR, «Роснефть», «РН-Печора СПГ», «Сахалин Энерджи» и др.

Конгресс, объединяющий мировых лидеров СПГ-индустрии,

собрал более 300 участников из разных стран. Программа первого и второго дней была посвящена реализации крупнотоннажных проектов на Ямале, Сахалине и в Ленинградской области. Обсуждались, в частности, экономические выгоды использования Северного морского пути при строительстве заводов СПГ и реализации их продукции. Говорили о конкурентоспособности российских СПГ-проектов, рынках сбыта, механизме

ценообразования, строительных концепциях. Третий день Конгресса был посвящен малотоннажным проектам, бункеровке, использованию СПГ в качестве моторного топлива. Участники заседаний могли также посетить специализированную выставку технологий и оборудования для производства сжиженного природного газа, на которой свою продукцию представляли российские и иностранные производители.

«МОЛДОВАГАЗ»: РАСПРЕДЕЛЕНИЕ, СНАБЖЕНИЕ, ТРАНЗИТ

14 марта в центральном офисе ПАО «Газпром» состоялась рабочая встреча Председателя Правления Общества Алексея Миллера и Председателя Правления АО «Молдовагаз» Василе Ботнаря. В ходе переговоров стороны обсудили такие вопросы и перспективы сотрудничества, как поставка российского газа потребителям республики и его транзит по территории Молдовы.

Республика Молдова не имеет собственных доказанных запасов газа, импортируя этот вид топлива из России. Поставки осуществляет АО «Молдовагаз» – совместное молдавско-российское акционерное общество, созданное ПАО «Газпром», Правительством



Молдовы и Министерством промышленности Приднестровья. В 2016 г. объем поставок российского газа потребителям Республики Молдова составил около

3 млрд м³. В рамках контракта, действующего до конца 2019 г., АО «Молдовагаз» также осуществляет транзит российского газа по территории республики.

SIEMENS БУДЕТ ОБСЛУЖИВАТЬ ТУРБИНЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЗАВОДА «ЯМАЛ СПГ» В ТЕЧЕНИЕ ПАСПОРТНОГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пресс-служба ООО «Сименс» сообщает, что головное подразделение немецкой энергетической компании в России, Белоруссии и Центральной Азии заключило контракт с ОАО «Ямал СПГ» на техническое обслуживание оборудования для электростанции завода по производству сжиженного природного газа. Представитель компании подтвердил, что данное оборудование включает в себя парогазовые установки.

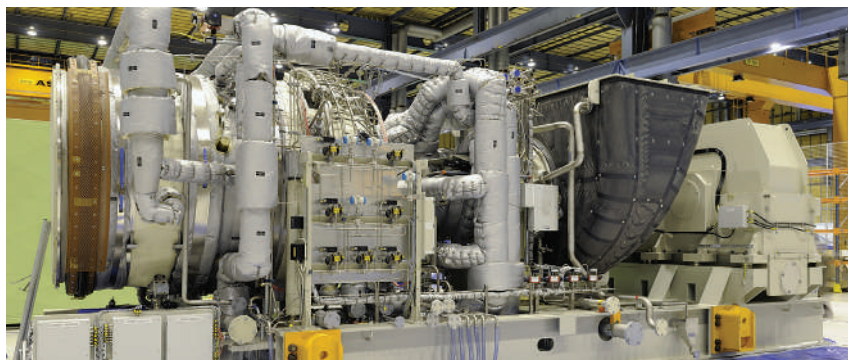
Контракт на техническое обслуживание 8 газотурбинных установок SGT-800 (собранные в Швеции, мощность каждой – 47 МВт) их не-

посредственным изготовителем распространяется на весь паспортный период эксплуатации турбин. Предусмотрено обучение персонала заказчика, создание тренажеров и обучающих программ. Планируется также подключение ГТУ к центру удаленного мониторинга технического состояния оборудования «Сименс», расположенному в Москве. Сервис такого уровня гарантирует бесперебойное электро-снабжение объектов «Ямал СПГ» на весь период производства СПГ на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения.

«Подписание сервисного соглашения – следующая ступень в

развитии нашего сотрудничества, и мне хотелось бы выразить огромную благодарность коллегам за большую совместную работу, проделанную в течение последних двух лет, – отметил президент «Сименс» в России Дитрих Мёллер. – Наши компании продемонстрировали готовность вместе решать сложные технологические задачи. Последовательная локализация технического обслуживания обеспечит надежную эксплуатацию электростанции с оборудованием Siemens.

В ходе пресс-брифинга, организованного консалтинговой компанией Vostock Capital, директор Департамента «Производство энергии и газ» компании «Сименс» в России и Центральной Азии Николай Ротмистров подтвердил, что электростанция завода СПГ будет работать в комбинированном парогазовом цикле. Эта современная концепция, удешевляющая производство электроэнергии за счет утилизации тепловыделений ГТУ, применяется Siemens во всех энергетических проектах компании на территории России.



В ПЕРМСКОМ КРАЕ СТРОИТСЯ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТРУБОПРОВОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

На Российском инвестиционном форуме в г. Сочи и. о. губернатора Пермского края Максим Решетников и финансовый директор компании «Новые фитинговые технологии» Дмитрий Бирковский в присутствии министра промышленности и торговли РФ Дениса Мантурова подписали региональный специальный инвестиционный контракт, предусматривающий строительство завода по производству соединительных деталей трубопроводов в г. Чайковском. Главной целью проекта является удовлетворение потребностей предприятий нефтегазового и энергетического секторов экономики в соединительных деталях трубопроводов. Общая сумма инвестиций в строительство производственного комплекса составит 4,4 млрд руб.

Проект завода в Чайковском выиграл федеральный конкурс



по приоритетным направлениям гражданской промышленности, что позволит частично компенсировать проценты по кредиту за счет государства. Технические возможности нового завода позволят выпускать соединительные детали трубопроводов, рассчитанные на рабочее давление до 32,0 МПа. Данный

ассортимент отражен в реестре Программы импортозамещения ПАО «Газпром» и составит конкуренцию продукции известных зарубежных компаний. Вывод завода на проектную мощность (15 тыс. тв год) планируется в 2018 г. В рамках проекта планируется создать около 400 новых рабочих мест.

ВТОРОЙ ОПОРНЫЙ БЛОК ДОБЫВАЮЩЕЙ ПЛАТФОРМЫ ПРОЕКТА «ШАХ-ДЕНИЗ-2» ВЫШЕЛ В КАСПИЙСКОЕ МОРЕ

Пресс-служба компании BP-Azerbaijan сообщила, что 16 марта началась морская буксировка второго опорного блока каспийской добывающей платформы «Шах-Дениз-2». Транспортировка блока началась на две недели раньше графика. Расчетный срок доставки, погружения и монтажа блока на сваях составляет 75 суток с поправкой на погодные условия.

Второй опорный блок платформы «Шах-Дениз-2» высотой 105 м и массой 12084 т будет установлен на глубине 95 м. Его строительство на Бакинском заводе глубоководных оснований им. Гейдара Алиева продолжалось 22 месяца и было завершено 20 февраля. Там же консорциум компаний BOS Shelf, Star Gulf и Saipem построил и первый опорный блок из 12 добывающих, трех отправляющих и одной принимающей вертикаль-

ных колонн, установленный на глубине 94 м в сентябре прошлого года.

«На сегодняшний день работы по проекту «Шах-Дениз-2» выполнены на 90%, — отметил вице-президент BP Иэн Драммонд. — В 2017 г. строительный этап будет в основном завершен, в 2018 г. рассчитываем начать эксплуатацию».

В настоящее время каспийское месторождение Шах-Дениз дает около 10 млрд м³ газа в год. В первой стадии разработки участвуют



компании BP (оператор, 28,8 %), Petronas (15,5 %), Socar (16,7 %), ЛУКОЙЛ (10 %), NICO (10 %), Total (10 %) и ТРАО (19 %).

Итоговое инвестиционное решение (FID) по второй стадии проекта — «Шах-Дениз-2» было подписано 17 декабря 2013 г. Оно предусматривает строительство двух платформ, бурение 26 подводных скважин, прокладку 500 км подводных трубопроводов на глубине 550 м, расширение Сангачальского терминала, увеличение пропускной способности Южно-Кавказской трубопроводной магистрали, строительство Трансанатолийского и Трансдариатического трубопроводов. Стоимость проекта оценивается в 28 млрд долл. США. Годовой объем добычи второй стадии составит 16 млрд м³, из которых 10 млрд будет направляться в Европу, и 6 млрд — в Турцию. В Европу газ начнет поступать в начале 2020 г.

ИТОГИ ГОДА ОХРАНЫ ТРУДА В ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 658.382.3:622.279

Д.В. Пономаренко, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

Д.А. Четин, ПАО «Газпром»

С.Г. Ивенков, ПАО «Газпром», S.Ivenkov@adm.gazprom.ru

На заседании Правления ПАО «Газпром» 23 марта 2017 г. состоялось закрытие Года охраны труда (Год ОТ). С докладом о реализации мероприятий Года охраны труда выступил член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром» В.В. Черепанов. В ходе обсуждения членами Правления отмечено, что запланированные мероприятия выполнены и установленные цели Года ОТ достигнуты. С завершением Года ОТ ПАО «Газпром» не планирует останавливаться на достигнутом уровне, а продолжит дальнейшую долгосрочную работу в области сокращения уровня травматизма, сохранения жизни и здоровья работников, стабильной и безаварийной эксплуатации объектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГОД ОХРАНЫ ТРУДА, ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПАО «ГАЗПРОМ».

В соответствии с Решением Правления от 10 декабря 2015 г. № 48, а также во исполнение Плана мероприятий Года охраны труда в ПАО «Газпром» в 2016 г., утвержденного Приказом от 13 января 2016 г. № 7 (План), в ПАО «Газпром» в 2016 г. организован и проведен Год охраны труда (Год ОТ). Согласно Плану в администрации ПАО «Газпром» и в 112 его дочерних обществах и организациях реализовано 718 мероприятий, нацеленных на улучшение условий труда работников, сокращение производственного травматизма и повышение культуры производственной безопасности. Необходимо отметить, что столь масштабный проект, нацеленный на предупреждение производственного травматизма и повышение культуры охраны труда, впервые проводился в Российской Федерации.

Были проведены мероприятия, направленные на повышение лидерства руководства в вопросах производственной безопасности, сотрудничество с государственными органами, учебными заведениями, обучение и пропаганду безопасных методов проведения работ, усиление информирования

и агитации за выполнение норм и правил охраны труда, вовлечение в вопросы производственной безопасности руководства и работников подрядных организаций, проведение и участие в конференциях, семинарах, конкурсах на уровне ПАО «Газпром», а также организованных в субъектах РФ Министерством труда и социальной защиты Российской Федерации.

Ответственное отношение к охране труда и устойчивой работе производственных объектов, безусловно, начинается с руководителей. Именно поэтому в Год ОТ проведен ряд мероприятий по тематике «Лидерство руководства». Вопросы производственной безопасности стали неотъемлемой частью производственных совещаний, на которых присутствуют члены Правления



Рис. 1. Семинар «Лидерство в производственной безопасности» с участием высшего руководства ПАО «Газпром»

Ponomarenko D.V., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF)

Chetin D.A., Gazprom PJSC

Ivenkov S.G., Gazprom PJSC, S.Ivenkov@adm.gazprom.ru

Results of the labor protection year at Gazprom PJSC

The labor protection year (the LP Year) was closed at the meeting of the Board of Gazprom PJSC that took place on March 16, 2017. V.V. Cherepanov, a member of the Board, Head of the Department of Gazprom PJSC, delivered a report on the implementation of measures in the LP Year. During the discussion, the members of the Board noted that the planned measures had been performed and the planned objectives of the LP Year had been achieved. With the LP Year now ended, Gazprom PJSC does not plan to remain complacent and will carry on its further long-term work on reducing the levels of accident rate, on preserving the life and health of workers and on ensuring stable and fault-free operation of facilities.

KEY WORDS: LABOR PROTECTION YEAR, INDUSTRIAL SAFETY, GAZPROM PJSC.

и генеральные директора дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». Высокая эффективность в совершенствовании производственной безопасности достигается в том числе в результате рассмотрения комиссией по ОТ и ПБ положительных практик и недостатков.

Одним из мероприятий по лидерству руководства в рамках Года ОТ стало проведение семинаров «Лидерство в производ-

ственной безопасности» для высшего руководства ПАО «Газпром» и руководителей дочерних обществ и организаций (рис. 1).

Главной темой семинаров стал вопрос приоритетности производственной безопасности, а также действий, которые необходимо предпринять, чтобы сохранить жизни и здоровья работников компании стало главной корпоративной ценностью каждого сотрудника ПАО «Газпром».

В своем выступлении на семинаре Председатель Правления особо отметил, что сохранение жизни и здоровья работников напрямую связано с уровнем культуры производственной безопасности и строгим соблюдением производственной дисциплины. Именно руководители в первую очередь определяют основные принципы культуры производственной безопасности, и от них зависят поведение и



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Консультант №1 в России*

*1-е место в рейтинге
«Консалтинг в области организации производства».
По данным «Эксперт РА» (2004—2010, 2012 гг.)

**УСЛУГИ
СЛУЖБАМ
ГЛАВНОГО
ИНЖЕНЕРА**

**Экспертиза
промышленной
безопасности**

Энергоаудит

**Специальная
оценка условий
труда**

Проектирование

**Экологический
аудит**

Реклама

Работаем с предприятиями ПАО «Газпром» с 1998 года



Входит в GCE Group («ДжиСиИ Групп»).
Международный консультант по организации производства

Санкт-Петербург: +7 (812) 334 5984 Москва: +7 (499) 176 8772
www.gce.ru



Рис. 2. Уроки в школах и занятия в детских садах по тематике производственной безопасности

ответственность всех подчиненных работников. Также была подчеркнута прямая зависимость операционной эффективности компании от политики, направленной на осознание каждым работником своей роли в обеспечении производства без несчастных случаев.

В течение Года ОТ разработан, утвержден и внедрялся ряд нормативных документов, таких как:

- Ключевые правила безопасности;
- Положение о расследовании происшествий в Группе «Газпром»;
- Положение о конкурсе на лучшее дочернее общество по охране труда. Сам конкурс будет проведен в 2017 г.

Особое внимание было уделено реализации мероприятий, действовавших молодых специалистов, студентов профильных учебных заведений, учащихся школ и детских садов. В дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром» проводились встречи с молодежью, открытые уроки в школах и детских садах (рис. 2). Среди молодых специалистов и учеников средних школ устраивались конкурсы на лучшие работы по тематике производственной безопасности, брейн-ринги и интеллектуальные игры. Дочерние общества и организации подошли с большим энтузиазмом и вниманием к реализации этих мероприятий, что позволило поднять на новый уровень формирования у молодого поколения и будущих газовиков

ответственного отношения к вопросам охраны труда, сохранения здоровья и жизни – своей и окружающих.

Профсоюзной организацией проведен ряд мероприятий, нацеленных на пропаганду культуры производственной безопасности, например конкурс среди работников на лучшего уполномоченного по вопросам охраны труда и промышленной безопасности. Лауреатами конкурса стали 47 работников дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». Проведен конкурс плакатов по тематике производственной безопасности, в котором приняли участие 69 дочерних обществ и организаций. Выставка наиболее ярких работ была представлена в рамках отраслевого совещания в г. Сочи в апреле 2016 г.

В рамках Года ОТ Администрацией, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» выполнена большая работа по развитию культуры производственной безопасности (рис. 3), повышению квалификации и обучению работников, оборудованию санитарно-бытовых помещений и реализации программ, направленных на улучшение условий труда на рабочих местах. В целом в мероприятиях Года ОТ было задействовано более 330 тыс. работников ПАО «Газпром», а число событий в рамках исполнения Плана превысило 5700.

Все запланированные на 2016 г. мероприятия выполнены в полном объеме. Руководство дочерних обществ с большой ответственностью и вниманием подошло к проведению мероприятий и обеспечило максимальное вовлечение персонала. Несомненно, мероприятия Года ОТ в значительной степени акцентировали внимание всех работников ПАО «Газпром» на вопросах сохранения жизни и здоровья и оказали значительное влияние на повышение уровня культуры производственной безопасности. ■



Рис. 3. Демонстрационный стенд к секции «Обеспечение мер безопасности при проведении огневых и газоспасательных работ на трубопроводах»

Организаторы:

VOSTOCK CAPITAL



Правительство ЯНАО

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

VI ежегодный форум и выставка

7–8 июня 2017 г., Салехард, Россия

Среди докладчиков и VIP-гостей 2017 г.:



Сергей Кочуров,
вице-президент, **ЛУКОЙЛ**,
генеральный директор,
**ЛУКОЙЛ-Западная
Сибирь**



Сергей Меньшиков,
генеральный
директор,
**Газпром добыча
Надым**



Денис Сугаипов,
директор Дирекции
по крупным проектам,
Газпром нефть,
генеральный директор,
Газпромнефть-Развитие



Александр Слепцов,
генеральный
директор, **РОСПАН
ИНТЕРНЭШЛ**



Алексей Овечкин,
генеральный
директор,
**Газпромнефть -
Ямал**



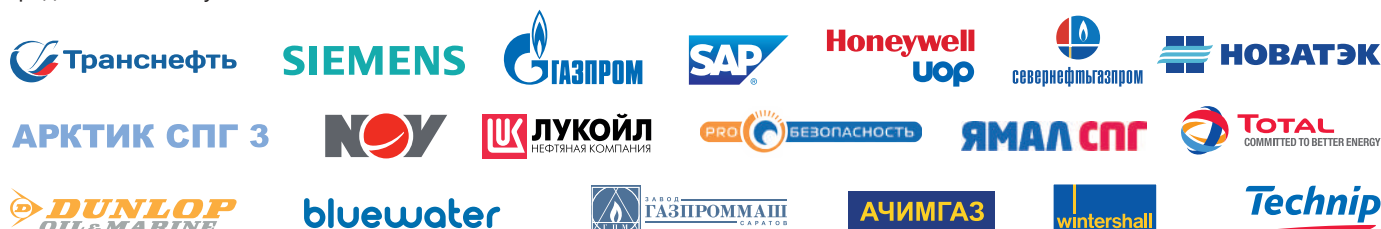
Виктор Сорокин,
генеральный
директор,
Мессояханефтегаз

- Узнайте о новых перспективах развития нефтегазовой отрасли Ямала и вооружитесь ценной информацией для принятия стратегических решений
- Познакомьтесь с **300+** лидерами отрасли, в том числе с более чем **70 руководителями** крупнейших международных и российских нефтегазовых компаний, инвесторов, ведущих мировых поставщиков технологий и оборудования
- Получите из первых уст информацию о крупнейших инфраструктурных и транспортных проектах, а также проектах по разведке и добыче на Ямале

Подробнее:

www.yamaloilandgas.com
events@vostockcapital.com
+44 207 394 30 90
+7 (499) 505 1 505

Среди постоянных участников:



Реклама

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ГТС ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 622.691.4.004

С.В. Нефедов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ),
S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru

В.М. Силкин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Г.А. Милько-Бутовский, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», G_Milko-Butovsky@vniigaz.gazprom.ru

О.Н. Мелёхин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

А.Н. Пасечников, ПАО «Газпром»

В.А. Шлепкин, ПАО «Газпром»

ПАО «Газпром» с 2009 г. разрабатывает и внедряет современную Систему управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ) объектов газотранспортной системы (ГТС). С 2014 г. реализуется в промышленном масштабе применение СУТСЦ для линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ), методологическую основу которой составляют математические модели расчетного прогнозирования показателей технического состояния, надежности и техногенного риска, позволяющей централизованно формировать долгосрочные программы мероприятий по диагностированию и ремонту газопроводов, обеспечивающие надежное и безопасное функционирование ГТС.

В статье освещены основные положения и методические решения разработанной СУТСЦ, особенности наиболее трудоемкого процесса сбора исходных данных, требуемых для проведения расчетов показателей техногенного риска. Рассмотрены этапы жизненного цикла основного результата СУТСЦ – долгосрочных программ УТСЦ ЛЧМГ (программ) с более подробным описанием их формирования и моделирования сценариев достижения целевых значений показателей технического состояния и целостности.

Показаны текущие результаты внедрения методологии УТСЦ объектов ГТС в ПАО «Газпром» и дальнейшие действия по развитию и совершенствованию СУТСЦ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ, НАДЕЖНОСТЬ, ТЕХНОГЕННЫЙ РИСК, ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

СУТСЦ обеспечивает надежность и безопасную эксплуатацию объектов ГТС ПАО «Газпром» (около 180 тыс. км, 2100 км технологических трубопроводов, более 800 компрессорных цехов, 22 подземных хранилища газа).

Основная функция ГТС – осуществление надежной поставки газа потребителям с соблюдением государственных требований по безопасности. В условиях длительной эксплуатации ЛЧМГ ПАО «Газпром» (возраст более половины объектов превысил 30 лет) происходит физическое старение (деградация физико-механических свойств конструк-

ций и оборудования, развитие дефектов в результате длительно действующих технологических нагрузок и воздействий природного и техногенного происхождения). Поддержание конструктивной надежности и соблюдение требований промышленной и экологической безопасности опасных производственных объектов ГТС определяют необходимость планирования и проведения диагностики и ремонта. Это влечет за собой рост эксплуатационных затрат, сказывается на себестоимости транспортировки газа, приводит к временному снижению общей производительности ГТС.

При этом меняющиеся условия загрузки системы газом от новых месторождений, снижение и выбытие добычных мощностей в базовых районах добычи, изменение объемов потребления газа накладывают ограничения в долгосрочной перспективе, направляют политические, экономические и социальные приоритеты, ранжируют объекты ГТС по степени важности.

Надежная и безопасная эксплуатация, требуемое техническое состояние ЛЧМГ для обеспечения необходимой пропускной способности являются основными производственными задача-

Nefedov S.V., Ph.D. in Engineering Science, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF), S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru

Silkin V.M., Gazprom VNIIGAZ LLC

Milko-Butovskiy G.A., Gazprom VNIIGAZ LLC, G_Milko-Butovskiy@vniigaz.gazprom.ru

Melekhin O.M., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF)

Pasechnikov A.N., Gazprom PJSC

Shlepkin V.A., Gazprom PJSC

Management system of the technical condition and integrity of gas transmission network facilities of Gazprom PJSC

Gazprom PJSC has been developing and implementing a modern technical condition and integrity management system (TCIMS) of gas transmission network (GTS) facilities since 2009. The use of the TCIMS for the linear part of main pipelines (LPMP), whose methodological framework consists of calculation forecasting mathematical models of technical condition, reliability and technology-related risk which enables one to centrally create long-term programs on diagnostics and repair of pipelines that ensure reliable and safe operation of the GTS, has been implemented on a commercial scale since 2014.

The article presents the main provisions and methodological solutions of the developed TCIMS, the peculiarities of the most labor-intensive process of initial data collection required for the calculation of technology-related risk indexes. The life style stages of the main result of the TCIMS – long-term CIMS LPMP programs (Programs) with a more detailed description of their creation and modeling of scenarios of achieving the target values of technical condition and integrity indexes, are reviewed.

The current results of the implementation of the CIMS methodology at GTS's facilities at Gazprom PJSC and further actions on the development and enhancement of the TCIMS, are demonstrated.

KEY WORDS: TECHNICAL CONDITION AND INTEGRITY MANAGEMENT, TECHNOLOGY-RELATED RISK, GAS TRANSPORT SYSTEM, INDUSTRIAL SAFETY.

ми газотранспортных обществ и ответственностью Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко). В условиях существенных ресурсных ограничений, в том числе финансирования, эффективность управления во многом зависит от точности планирования и адресности предлагаемых технических и управленческих решений. Планирование диагностирования и ремонта является наиболее ответственным этапом цикла управления, эффективность которого достигается в полной мере на долгосрочном периоде.

Для безусловного обеспечения требований промышленной безопасности при эксплуатации ЛЧМГ необходимо максимальное применение новой стратегии, предполагающей планирование технического диагностирования и технического обслуживания и ремонта (ТОиР) с учетом оптимизации рисков и приоритетов объектов в условиях лимитов затрат и установленных требований по обеспечению заданной пропускной способности или производительности.

Таким образом, проблемную область характеризует наличие конкурирующих условий:

- 1) потребность в увеличении затрат на диагностирование и ремонт по причине нарастающего износа и необходимости поддержания конструктивной надежности;
- 2) ограниченные материальные и финансовые возможности Общества (лимит затрат);
- 3) необходимость временно снижать производительность системы, останавливая объекты для диагностических и ремонтно-восстановительных работ;
- 4) требование обеспечить текущую плановую загрузку ГТС.

Указанные противоречия порождают необходимость формирования взвешенной системы критериев принятия решений в условиях ограничений, а также решения задачи оптимального выбора объектов и распределения затрат по всей системе взаимосвязанных различным образом резервированных и различных по значимости участков ЛЧМГ.

Целевые задачи СУТЦ ЛЧМГ:

- обеспечение заданного уровня надежности и безопасности эксплуатации объектов МГ на основе анализа и управления рисками;
- оптимизация затрат на эксплуатацию путем обоснованного выбора объектов ремонта, очередности и методов проведения диагностических и ремонтно-восстановительных работ.

Бесперебойная поставка газа обеспечивается работоспособностью всех элементов ГТС, и в первую очередь ЛЧМГ. Поддержание технического состояния ЛЧМГ на необходимом уровне осуществляется за счет выполнения мероприятий по техническому диагностированию, текущему и капитальному ремонту участков.

Основополагающими документами СУТЦ ГТС являются Политика ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа [1] и Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС

ОАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа [2]. На их основе подготовлена нормативная база СУТЦ ГТС, в том числе четыре Р Газпром, примерно 20 стандартов ПАО «Газпром», комплекс из 10 методико-регламентирующих документов для СУТЦ площадочных объектов.

Выполнение работ по капитальному ремонту на основе методологии СУТЦ определяется четким аналитическим планированием, учитывающим текущее техническое состояние объектов, финансовое обеспечение работ, организационно-технические возможности эксплуатирующих и специализированных ремонтных организаций, материально-техническое обеспечение, техногенные риски эксплуатации объектов ГТС. Ключевой принцип принятия решений о приоритетности вывода объектов ГТС в ремонт – это иерархия критериев, среди которых наиболее важным является максимально возможное снижение техногенного риска. Последний оценивается количественно и учитывается в вероятностном представлении возможность нанесения ущерба в результате аварии как непосредственно основным фондам газотранспортных обществ (ГТО), так и объектам окружения (включая людей, материально-хозяйственную и природную среду). Метод оценки ожидаемой частоты аварий (на основе многофакторного анализа, учитывающего влияние на аварийность газопроводов конструктивно-технологических, эксплуатационных, природных, антропогенных и других факторов) применим как в отношении МГ, обеспеченных данными внутритрубной дефектоскопии состояния основного металла и сварных соединений, так и для не подготовленных к внутритрубному техническому диагностированию (ВТД) газопроводов, для которых базовой диагностической информацией служат результаты коррозионных (электрометрических) обследований и

выборочных локальных обследований в шурфах.

Показатели надежности (второй уровень критериев целостности) разработаны на основе физических моделей отказов («нагрузка – сопротивление») и вероятностных моделей накопления повреждений и позволяют учесть случайный разброс нагрузок, механических свойств трубных сталей, параметров дефектов. Расчет вероятности безотказной работы, вероятности отказа, средней наработки до отказа выполняется для дефектного сечения трубы с последующими оценками показателей надежности (включая коэффициент готовности) для протяженных участков ЛЧМГ (межкрановые, межстанционные и т. д.).

Показатели технического состояния количественно оценивают исправность (работоспособность) всех трубопроводных элементов, включая защитные противокоррозионные покрытия, трубопроводную арматуру и т. д. На их основе (разрешенное рабочее давление, комплексный показатель технического состояния, прогнозный срок безопасной эксплуатации и т. д.) разработана методика выбора и назначения оптимального унифицированного метода ремонта.

Для учета неформализованных факторов разработан показатель приоритета по важности объекта ЛЧМГ, учитывающий помимо репутационных рисков топологическое место в схеме потоков газа, возможности резервирования, значимость связанных с объектом конечных потребителей газа и др.

Широкомасштабное внедрение в ПАО «Газпром» СУТЦ ГТС начато в 2014 г. с ЛЧМГ ГТС при одновременной реализации проекта автоматизации вертикально-интегрированной Информационной управляющей системы «Транспортировка газа», этап 2 (ИУС Т2). Мероприятия по внедрению, вошедшие в утвержденный заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром»

В.А. Маркеловым в 2015 г. План мероприятий по внедрению СУТЦ объектов ГТС в дочерних газотранспортных обществах, обеспечивают целенаправленную взаимосвязанную работу Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) (ДТ), газотранспортных обществ, разработчиков-методологов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», специалистов в области геоинформационных технологий ООО «Газпром космические системы», расчетчиков и программистов ЗАО «Газпром автоматизация». Главная цель – обеспечение надежности и безопасности объектов ГТС в части ЛЧМГ – в настоящее время достигается разработкой и реализацией Программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» (Программа) на 2016–2020 гг., а также реализацией газотранспортными обществами компенсирующих мероприятий по выборочному ремонту наиболее опасных дефектов. Ежегодный мониторинг и корректировка Программы актуализируют приоритетность вывода объектов ЛЧМГ в капитальный ремонт с упреждением не менее двух лет для синхронизации со смежным процессом, администрируемым Департаментом ПАО «Газпром» (А.А. Филатов), – текущим планированием и реализацией капитального ремонта и тем самым адаптивно повышают эффективность процесса СУТЦ.

На основе накопленного практического опыта и в рамках реализации проекта ИУС Т2 разработаны и внесены изменения в главный регламентный документ СУТЦ ЛЧМГ Р Газпром 2-2.3-692–2013 [3]. При актуализации его положений также учтена необходимость использования единых подходов для объектов ЛЧМГ и площадных объектов ГТС, методико-регламентная документация для которых разработана в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с участием ряда специализиро-

ванных организаций, в том числе ООО «Газавтоматика магистральные системы», ДОО «Оргэнергогаз» и ООО «Гипрогазцентр».

Процесс УТСЦ включает подпроцессы: формирование Программы управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС (Программа УТСЦ), мониторинг ее выполнения, корректировку и анализ эффективности выполнения.

Программа УТСЦ является основным инструментом рассматриваемого процесса, разрабатывается на пять лет и служит основой для перспективного (три года) и текущего (год) планирования в рамках функционирования систем диагностического обслуживания, ТОиР. Программа УТСЦ разрабатывается в год планирования, на три года предшествующий году ввода в действие Программы. Это необходимо для того, чтобы успеть выполнить взаимосвязанные функции ТОиР: планирование проектно-изыскательных работ (ПИР), заказ материально-технических ресурсов (МТР) и т. д. (табл.).

В двухуровневой структурной модели УТСЦ ЛЧМГ за дочерними обществами закреплена ответственность по ведению данных о техническом состоянии и целостности ЛЧМГ, расчетному анализу и прогнозированию показателей технического состояния, надежности и техногенного риска, определению оптимальных управляющих воздействий, формированию сценарных предложений в долгосрочные программы диагностирования и ремонта.

За определение целевых показателей технического состояния и риска, оптимизацию сводной программы управляющих воздействий по всей ГТС, контроль достижения плановых показателей, оценку эффективности управления отвечает Департамент ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко).

При формировании Программы УТСЦ в дочерних газотранспортных обществах проводятся:

Периодичность процесса УТСЦ

Подпроцесс	Уровни	Периодичность работ
Формирование Программы УТСЦ	ДТ, ГТО	Раз в 5 лет
Мониторинг Программы УТСЦ	ДТ, ГТО	Ежеквартально
Корректировка Программы УТСЦ (плановая)	ДТ, ГТО	Ежегодно
Корректировка Программы УТСЦ (внеплановая)	ДТ, ГТО	Ежеквартально
Анализ эффективности выполнения Программы УТСЦ	ДТ	Ежегодно

- расчетная оценка показателей технического состояния, прочности, надежности и техногенного риска эксплуатации объектов на заданном горизонте планирования;

- подготовка предложений по формированию перечня объектов, требующих проведения мероприятий для достижения плановых показателей ТСЦ, определенных на уровне ДТ и по предписаниям надзорных органов;

- подготовка для этих объектов предложений по мероприятиям ДТОиР и оценка затрат на их проведение;

- определение значений факторов приоритета по важности уровня ГТО и формирование предложений в Программу УТСЦ.

После сбора предложений ГТО Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) производится:

- финальное определение приоритета по важности;

- моделирование сценариев реализации Программы УТСЦ с учетом принятых требований и ограничений (технических, организационных и финансовых);

- формирование и согласование проекта Программы УТСЦ в ПАО «Газпром».

Мониторинг выполнения Программы проводится ежеквартально, при этом отслеживаются:

- изменения исходных данных по объектам (новые диагностические данные или результаты ремонтных работ);

- выполнение запланированных мероприятий по объектам (выпол-

нено, не выполнено, выполнено частично);

- отклонения планов ТОиР от Программы;

- изменения лимита затрат, целевых показателей, требований по обеспечению потоков транспортировки.

При наличии изменений производится актуализация текущих и прогнозируемых показателей ТСЦ и при необходимости инициируется корректировка Программы УТСЦ:

- внеплановая: может быть инициирована ежеквартально по итогам мониторинга. При внеплановой корректировке рассматривается текущий горизонт планирования Программы и не производится пересогласование;

- плановая: проводится ежегодно в течение «жизненного цикла» Программы с увеличением горизонта планирования на год.

Анализ эффективности выполнения Программы УТСЦ проводится ежегодно Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) и включает анализ достижения стратегических целевых показателей (СЦП) и целевых показателей ТСЦ, расчет показателей эффективности УТСЦ и формирование отчета об эффективности выполнения Программы УТСЦ.

В рамках процессов УТСЦ рассматривается полный перечень объектов ГТС, не только объекты конкретной Программы УТСЦ. При мониторинге может одновременно отслеживаться выполнение нескольких программ, и



Рис. 1. Основные этапы формирования Программы

соответственно, требуемые изменения при корректировке также могут вноситься в дальнейшем в несколько программ УТСЦ (в первую очередь для ЛЧМГ – в программы капитального ремонта, диагностических обследований и реконструкции и технического перевооружения).

Процесс формирования Программы УТСЦ более подробно может быть проиллюстрирован на примере формирования программ комплексного капитального ремонта ЛЧМГ ПАО «Газпром».

По результатам расчетной оценки и прогнозирования показателей ТСЦ определяются (рис. 1) первичный приоритет вывода в ремонт по показателям ТСЦ, назначаются методы ремонта и проводится оценка стоимости работ. Перечень объектов, рекомендуемых для проведения капитального ремонта, отранжированный по показателям ТСЦ, оценивается с точки зрения влияния объекта на функциональные характеристики ГТС и реализуемости мероприятий. В результате

формируется перечень объектов и соответствующих мероприятий с распределением по годам Программы, а также итоговый приоритет вывода объекта в ремонт. Важнейшим условием (ограничением) формирования Программы является объем финансирования работ по капитальному ремонту.

После определения всех критериев формируются сценарии реализации Программы, число которых может варьировать в зависимости от поставленной задачи.

Упрощенно можно рассматривать три возможных сценария (максимальный, средний, минимальный), для моделирования которых используются четыре крупных критерия: показатели ТСЦ, приоритет объекта по важности, суммарные требуемые затраты в долгосрочном прогнозе и лимиты затрат по годам Программы (рис. 2).

Максимальный сценарий обеспечивает достижение целевых показателей и минимальных суммарных затрат в долгосрочном

прогнозе (10 лет после завершения Программы) и является оптимальным, финансовые ограничения в данном сценарии не учитываются.

При формировании минимального сценария в первую очередь обеспечивается лимит затрат по годам Программы. В Программу включаются наиболее приоритетные объекты, не обеспеченные финансированием объекты переводятся в выборочный ремонт для поддержания технического состояния. Есть риск недостижения целевых показателей, в долгосрочном прогнозе суммарные затраты будут больше.

Средний сценарий позволяет оценить необходимое дополнительное финансирование относительно лимита затрат для безусловного достижения целевых показателей. При этом в выборочный ремонт переводятся объекты, на которых такая замена приводит к максимальной экономии при минимальном увеличении «неустраняемого» риска. Также может быть учтена возможность

снижения давления без проведения ремонта, проведения диагностического обследования для контроля развития дефектов.

Для примера: в рамках Программы на 2016–2020 гг. реализованы два сценария. Программа на 2016–2020 гг. состоит из основного и дополнительного разделов, объекты распределены в порядке снижения приоритета: в 2016 г. в основном разделе находятся объекты с самым высоким приоритетом, остальные – в дополнительном.

Основной раздел сформирован с учетом ежегодно выделяемых дочерним обществам лимитов финансирования на капитальный ремонт ЛЧМГ и включает наиболее приоритетные участки газопроводов, что соответствует минимальному сценарию. Дополнительный раздел включает участки газопроводов, которые также требуют капитального ремонта, но их ремонт не обеспечен финансированием, и в совокупности с основным разделом они составляют максимальный сценарий.

В рамках работ по мониторингу выполнения и ежегодной актуализации Программы на 2016–2020 гг. разработанные подходы к новым подпроцессам УТСЦ апробированы в 2016 г. На сегодняшний день масштаб корректировки Программы сравнялся с объемом первоначальной Программы и охватывает подготовку исходной информации (включая пространственное описание технологических объектов ЛЧМГ и объектов

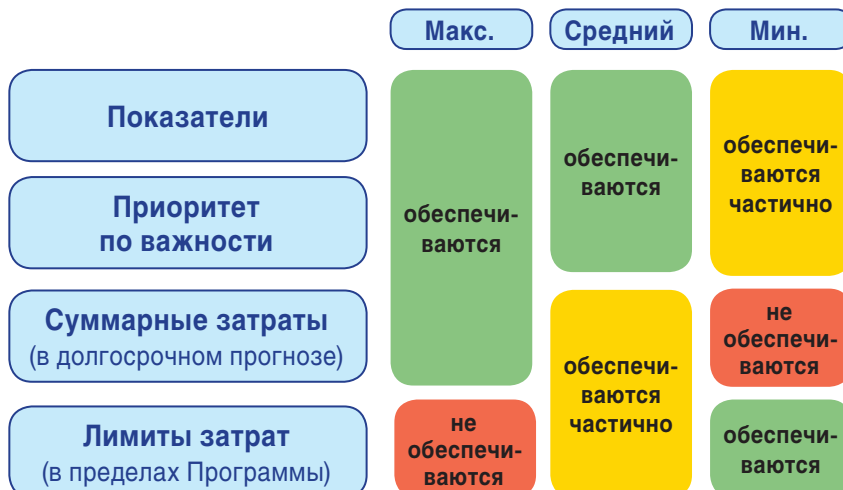


Рис. 2. Сценарии реализации Программы

окружения) и расчетный анализ примерно 10 тыс. км в год в целом по ГТС.

Период внедрения и выхода СУТСЦ ЛЧМГ на полный цикл может быть оценен продолжительностью 5–9 лет в зависимости от привлекаемых ресурсов (максимальный период – при текущих масштабах подготовки исходной информации, минимальный – при увеличении ежегодных объемов в два раза). С учетом реального технического состояния 5-летняя потребность в капитальном ремонте составляет около 15–20 тыс. км.

Следует отметить, что реализованные в СУТСЦ ЛЧМГ методические подходы являются инновационными и представляют лучшую мировую практику нефтегазовой отрасли. Впервые в отечественной и зарубежной

практике в СУТСЦ нефтегазовых объектов применены в полной мере количественные модели и методы расчетно-аналитического прогнозирования показателей надежности и техногенного риска в отличие от широко распространенных экспертно-аналитических подходов.

СУТСЦ ЛЧМГ позволила увеличить эффективность принятия технических и управленческих решений за счет повышения точности и достоверности прогноза изменения технического состояния и риска эксплуатации объектов ГТС, целевого распределения финансирования на поддержание требуемого технического состояния, выявления наиболее «узких мест» по уровню ожидаемого прямого ущерба от аварии и критичному снижению пропускной способности ГТС. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Политика ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа. М.: ОАО «Газпром», 2011. 6 с.
2. Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС ОАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа. М.: ОАО «Газпром», 2011. 122 с.
3. Р Газпром 2-2.3-692–2013. Регламент формирования программ технического диагностирования, технического обслуживания и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». М.: ОАО «Газпром», 2014. 42 с.

REFERENCES

1. Gazprom OJSC's Policy in Technical Condition and Integrity Management in Relation to Gas Transportation and Storage Facilities. Moscow, Gazprom OJSC, 2011, 6 pp. (In Russian)
2. Conceptual Foundation of Technical Condition and Integrity Management of GTS's Facilities of Gazprom OJSC with Due Regard for Gas Transportation Objectives. Moscow, Gazprom OJSC, 2011, 122 pp. (In Russian)
3. Gazprom Regulation 2-2.3-692–2013. Regulation for Creating Programs of Technical Diagnostics, Technical Maintenance and Repair of Linear Part Facilities of Main Pipelines of the GTS of Gazprom OJSC. Moscow, Gazprom OJSC, 2014, 42 pp. (In Russian)

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 614.8

А.В. Бочков, к.т.н., ООО «НИИгазэкономика» (Москва, РФ),
A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Д.В. Пономаренко, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

Эффективность управления производственной безопасностью дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» в значительной степени зависит от качества информационного обеспечения. Создание целостной, эффективной и гибкой системы управления невозможно без комплексной автоматизации процессов сбора, регистрации, передачи, хранения и анализа информации и доведения выработанных на основе использования этой информации решений до объектов управления. В связи с этим требуется адекватное описание и моделирование реальности, растет потребность в развитии теоретических основ и построении адекватного модельного и технологического инструментария информационно-аналитической работы в области поддержки принятия решений, направленных на обеспечение производственной безопасности Общества. В статье рассмотрен широкий круг проблем, возникающих при решении этих задач, их взаимосвязь, роль неопределенностей и эпизодически происходящих опасных явлений в природе, техносфере, обществе и экономике как угроз стабильному функционированию и устойчивому развитию ПАО «Газпром». Сформулирован системный подход и даны рекомендации по мониторингу, анализу и прогнозированию состояния производственной безопасности в Обществе на основе комплексного использования моделей прогноза различного временного масштаба.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ, РИСК, ОПАСНОСТЬ, МОНИТОРИНГ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ПАТТЕРН-АНАЛИЗ.

ПАО «Газпром» вместе со своими дочерними обществами, обеспечивающими эффективное функционирование и развитие Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и надежное снабжение газом потребителей, действует как единый комплекс. Основной целью являются организация эффективной работы и получение прибыли в сфере обеспечения отечественных и зарубежных потребителей газом, газовым конденсатом, нефтью и продуктами их переработки на основе прямых договоров, а также по межгосударственным и межправительственным соглашениям. Промышленное производство,

помогая достижению этих целей, одновременно является одним из основных источников опасности для персонала, окружающей среды и третьих лиц. Для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на состояние здоровья персонала, занятого на производстве, в том числе для снижения уровня заболеваемости профессиональными заболеваниями, производственного травматизма, негативного воздействия на окружающую среду, ПАО «Газпром» разрабатывает и внедряет в практику производственной деятельности высокоэффективные регулятивные механизмы. Их использова-

ние в рамках единой концепции отражает общемировую тенденцию построения корпоративных систем управления производственной безопасностью, под которой понимается состояние защищенности основных фондов, работников ПАО «Газпром», а также третьих лиц (включая их имущество) и окружающей среды от воздействий негативных факторов происшествий, вредных и опасных производственных факторов [1]. В настоящее время составляющими производственной безопасности в ПАО «Газпром» являются охрана труда, промышленная и пожарная безопасность.

Bochkov A.V., Ph.D. in Engineering Science, Nilgazekonomika LLC (Moscow, RF), A.Bochkov@econom.gazprom.ru

Ponomarenko D.V., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF)

Research and methodology fundamentals of monitoring and forecasting the condition of occupational safety of Gazprom PJSC

The efficiency of occupational safety management in subsidiary companies and organizations of Gazprom PJSC mainly depends on the quality of information provision. It is impossible to create an integrated, effective and flexible management system without comprehensive automation of collection, registration, transfer, storage and information analysis processes and without transmitting the solutions that were developed on the basis of the aforementioned to management objects. In view of this, it is necessary to properly describe and simulate the reality; the need for the development of theoretical framework and construction of a proper model and technological tool set of information and analytical work in the field of decision support aimed at ensuring occupation safety in the Company, is growing. The article presents a wide range of issues arising when solving such tasks, their interrelation, the role of uncertainties and dangerous phenomena that occur now and then in nature, technosphere, society and economy as threats to stable functioning and sustainable development of Gazprom PJSC. A systemic approach is formulated, and recommendations on how to monitor, analyze and forecast the condition of occupational safety in the Company on the basis of the integrated use of forecast models of various time scales, are given.

KEY WORDS: OCCUPATIONAL SAFETY, UNCERTAINTY, RISK, DANGER, MONITORING, FORECASTING, INDICATOR SYSTEM, PATTERN ANALYSIS.

Удачный выбор качественных и/или количественных показателей крайне важен для программно-целевого планирования и управления сложными процессами обеспечения производственной безопасности. Такие показатели должны не только позволять оценивать действительное положение дел на предприятиях, но и помогать рационально использовать имеющиеся ресурсы для решения проблемных ситуаций. Приоритет при этом должен отдаваться количественным показателям, поскольку эффективное управление предполагает не только точное определение цели, но и мониторинг траектории движения к ней. Для выполнения таких процедур качественные показатели в большинстве своем малопригодны.

Система мониторинга, построенная с учетом перечисленных особенностей, позволит своевременно предоставлять лицам, принимающим решения (ЛПР), информацию о параметрах, с помощью которых они могут анализировать текущее состояние наиболее критичных систем и элементов системы обеспечения производственной безопасности ПАО «Газпром», оценивать отклонение этих параметров от

допустимых значений и прогнозировать развитие негативных ситуаций.

Общие требования к показателям системы обеспечения производственной безопасности обусловлены ее основной задачей, которой является исключение (снижение) уровня заболеваемости профессиональными заболеваниями, травматизма на производстве и аварийности, отрицательно сказывающихся на качестве трудового процесса. Поэтому выбранные показатели должны не только быть связанными напрямую с негативными ситуациями, но и характеризовать эффективность производства. Основными показателями качества системы обеспечения производственной безопасности могут быть различные числовые характеристики случайных или нечетких величин, например ущерб (вред) от аварий, затраты на предупреждение аварийности и травматизма и др. На практике под критериями производственной безопасности в широком понимании этого термина подразумевают все требования промышленной безопасности и охраны труда, предъявляемые к функционированию производственных объек-

тов в соответствии с нормативными документами, поскольку именно по результатам оценки того, в какой мере выполняются те или иные требования, делают вывод об уровне безопасности. Огромное количество таких критериев сформулировано в нормативных документах, посвященных проектированию, строительству и эксплуатации производственных объектов как важнейшим стадиям их жизненного цикла, на которых закладываются параметры безопасности, обеспечиваемые соответствующими конструктивно-технологическими и медико-социальными характеристиками.

Правило «Для того чтобы чем-то управлять, нужно уметь это количественно измерять» стало основным принципом совершенствования управления, используемым в активно развивающейся в последние годы методологии управления, так называемой системе сбалансированных показателей (Balanced Scorecard) [2]. Главное отличие таких показателей от произвольно заданных заключается в том, что все они, во-первых, ориентированы на структуру стратегических целей и, во-вторых, взаимосвязаны и сгруппированы



ны по определенным признакам и охватывают все основные направления деятельности организационно-экономической системы. Эта методология активно используется ПАО «Газпром» в системе среднесрочного и стратегического планирования [3, 4], однако в сфере обеспечения производственной безопасности задача построения эффективной системы мониторинга и прогнозирования все еще остается актуальной. Для построения такой системы необходимы индикаторы условий возникновения и развития нештатных и кризисных ситуаций, в качестве которых могут выступать показатели производственной безопасности, обладающие высокой чувствительностью и изменчивостью. Эти индикаторы и показатели должны в количественной форме выражать угрозы безопасности и иметь обобщенный характер, позволяя ранжировать уровень угроз.

Устойчивость развития ПАО «Газпром» определяется динамикой факторов, характеризующих финансово-экономические, производственные сегменты деятельности, а также промышленную безопасность, охрану труда и воздействие на окружающую среду. Для объективной оценки

устойчивости развития Общества необходимо уметь измерять указанные факторы, а также иметь определение понятия «устойчивое развитие Общества» как минимум в виде «коридора» основных финансово-экономических и производственных показателей, выход за пределы которого характеризуется как угроза потери устойчивости.

Отличительной чертой системы управления производственной безопасностью является то, что объектом управления здесь является не само производство, имущество, материалы и персонал предприятия, а показатели состояния объекта управления, например внеплановые потери, снижения уровня которых можно добиться за счет управления (изменения составляющих производства и/или способа их организации в рамках бюджета предприятия). При этом абсолютная производственная безопасность не достижима ни при каких условиях, так как всякое снижение внеплановых потерь требует расходов, и чем меньше остаточный риск внеплановых потерь, тем больше средств необходимо на это затратить.

Влияние уровня производственной безопасности на устойчивое

развитие Общества можно измерить тремя основными показателями:

- величиной фактических внеплановых потерь (ущерб от чрезвычайных ситуаций, аварий, инцидентов, технических отказов, внештатных ситуаций и т. п. на предприятиях Общества, травматизма и гибели людей без учета компенсирующих страховых выплат);

- ожидаемыми уровнями промышленных, индивидуальных и профессиональных рисков (оценки прогнозируемых (ожидаемых) уровней промышленных и профессиональных рисков предполагают расчеты (прогнозирование) возможных масштабов и частот реализации аварий и чрезвычайных ситуаций);

- уровнем страховой защиты объектов Общества (комплексный показатель, включающий показатели страховой защищенности предприятия и персонала и катастрофичности, отражающие долю внеплановых потерь, компенсируемых за счет страхования).

Количественными характеристиками уровней безопасности могут также служить:

- индивидуальные и социальные риски нанесения ущерба здоровью или гибели сотрудников и населения, а также риски ущерба окружающей среде, связанные с возможностью возникновения аварий, чрезвычайных ситуаций и инцидентов на конкретных опасных производственных объектах (ОПО) Общества;

- показатели состояния условий труда, защиты здоровья персонала;

- показатели реализации разработанной системы мер по защите здоровья населения, проживающего в районах деятельности организаций ПАО «Газпром» (экологические, медицинские, финансовые и т. д.);

- показатели сохранения благоприятной окружающей природной среды, включая концентрации загрязняющих веществ в

районах размещения производственных объектов Общества.

Таким образом, количественная оценка состояния производственной безопасности предполагает анализ динамики широкого спектра абсолютных и удельных показателей аварийности и травматизма, а также экологических показателей деятельности Общества, по ряду которых в настоящее время ведется учет в соответствии с государственными и локальными нормативными требованиями, а также показателей риска.

Ключевой проблемой в управлении производственной безопасностью является отсутствие (и, по большому счету, принципиальная невозможность) создания общих баз данных по всем возможным ситуациям, так как большинство из них уникальны, а информация о них нередко противоречива. В отличие от системного и диспетчерского управления управление производственной безопасностью – принципиально адаптивный вид управления в условиях выбора и наличия альтернатив при принятии решений, что в какой-то степени роднит его с ситуационным управлением. Осознание этого обстоятельства возникло в последние годы и на государственном, и на корпоративном уровнях управления. Уже на протяжении ряда лет в Российской Федерации в целях обеспечения информационно-аналитической поддержки стратегического планирования и повышения эффективности государственного управления, в том числе при возникновении чрезвычайных (кризисных) ситуаций, создается Система распределенных ситуационных центров (СРСЦ) [5] и развивается система дистанционного контроля (надзора) промышленной безопасности ОПО (СДКПБ ОПО) нефтегазового комплекса [6].

К СРСЦ предполагается подключение и корпоративных ситуационных центров (СЦ), обеспечивающих ситуационную

осведомленность ЛПР. Ситуационная осведомленность, в свою очередь, характеризует качество управления в части возможности получения достаточно полного и точного набора необходимой для принятия решения информации о возникающих ситуациях в реальном масштабе времени. Достигается это путем интеграции средств связи, методов поиска, хранения, обработки, визуализации и распределения потоков внешней и внутренней информации об объекте управления, что позволяет руководителям высшего звена оценить объективное состояние объекта управления, раскрыть тенденции его развития, выявить скрытые риски, угрозы и их особенности, отработать различные способы действий на опережение, проанализировать возможные последствия и осуществить выбор рационального варианта управленческого решения.

В рамках создания СДКПБ ОПО помимо организации ситуационно-аналитического центра, ответственного за обеспечение ситуационной осведомленности в области производственной безопасности, активно ведутся исследования по разработке методик оценки технических рисков промышленной безопасности, интегрированного показателя риска аварий на ОПО и требований к способам и алгоритмам аналитической обработки исторических данных и прогнозирования состояния промышленной безопасности ОПО.

Анализ протекания аварийных и кризисных ситуаций практически во всех отраслях деятельности человека свидетельствует о том, что 10–30 % подобных случаев протекают в непрогнозируемом режиме. Причины этих событий многообразны и априори не могут быть «угаданы» ни на этапе проектирования систем, ни на последующих этапах, связанных с разработкой и проведением комплексов мероприятий

по снижению рисков. Последнее обстоятельство крайне важно учитывать при обеспечении промышленной безопасности ОПО, где непродуманная организация мониторинга может привести к лавинообразному, неконтролируемому росту объемов данных самой разной природы и аналитики могут столкнуться с явлением, получившим в последние годы название «большие данные» (Big Data). Современные исследования в этой области направлены на разработку подходов, практических инструментов и методов обработки структурированных и неструктурированных данных огромных объемов и значительного многообразия для получения воспринимаемых человеком результатов, эффективных в условиях непрерывного прироста информации об объектах управления.

Головной научный центр ПАО «Газпром» в области экономики, организации управления и прогнозирования развития газовой отрасли ООО «НИИгаз-экономика» совместно со структурными подразделениями ПАО «Газпром» на протяжении ряда лет разрабатывает и апробирует на практике комплексную методологию работы с Big Data, которая, не влияя напрямую на физико-химическую и технологическую природу аварийности или на законы взаимодействия аварийного процесса и окружающей его внешней среды, тем не менее позволяет ускорить процессы обнаружения нежелательных ситуаций, определить характер их протекания, сократить время, необходимое для принятия эффективного ситуационного плана принятия штатных и нештатных мер. Этот подход к исследованию процессов управления безопасностью можно назвать информационным, выделяющим и изучающим в объектах исследования различные виды потоков информации, способы их обработки, анализа, преоб-



разования, передачи и т. д. Как следствие, применение наиболее эффективных форм управления неразрывно связано с активным использованием окружающего и внутреннего информационного пространства, состояние которого определяется информационным ресурсом.

Если представлять управление как передачу информационных потоков от одного субъекта управления другому, то управление производственной безопасностью можно охарактеризовать как процесс формирования целенаправленного поведения объекта управления и обеспечения устойчивых режимов его функционирования в условиях риска и неопределенности посредством организации потоков внутренней и внешней информации, а также методов ее поиска, обработки и распределения, позволяющих осуществить формирование, выбор и использование рационального управленческого решения. А это, в свою очередь, означает, что уже при организации процессов сбора и накопления данных крайне важна правильная их структуризация, удачный выбор качественных и/или количественных технико-экономических показателей для программно-целе-

вого планирования и управления сложными процессами (например, обеспечение промышленной безопасности ОПО, оценка состоятельности контрагентов, участвующих в закупках, относящихся к обеспечению безопасности функционирования объектов ЕСГ, и т. п.). Такие показатели должны позволить не только оценить действительное положение дел в дочерних обществах и организациях, но и рационально использовать имеющиеся ресурсы для решения проблемных ситуаций.

Отметим, что методы обработки и оценки информации, прогнозирования состояния производственной безопасности как в целом, так и по отношению к составляющим ее областям (промышленная и пожарная безопасность, охрана труда) имеют сходный характер. Специфика дальнейшего изложения обусловлена наличием более представительной статистики в области анализа аварийных процессов и нештатных ситуаций, чем при анализе нарушений, связанных, например, с охраной труда на производстве. Однако ряд исследований подтверждает применимость обсуждаемых подходов, вычислительного и методического аппарата к широ-

кому спектру задач обеспечения производственной безопасности ПАО «Газпром».

В качестве практических рекомендаций (поскольку в отечественном законодательстве и нормативно-методической документации, регулирующей отношения в системе обеспечения производственной безопасности, в настоящее время нет четко сформулированных критериев) при введении критериев качества системы обеспечения производственной безопасности с учетом практики применения общих (например, ожидаемый ущерб от аварии) и частных (например, количество обращающихся опасных веществ) показателей опасности аварии необходимо руководствоваться минимум тремя соображениями:

- при оценке опасности следует отдавать приоритет более общему показателю как системной характеристике и источника опасности, и объекта защиты;
- необходимо учитывать, что частный показатель опасности аварии характеризует напрямую только источник опасности;
- следует обращать особое внимание на величину возможного ущерба (вреда), причиняемого третьим лицам.

Пространство показателей, которыми оперирует как компания в целом, так и любой ее бизнес-сегмент, должно быть образовано совокупностью хорошо сбалансированных показателей. При этом одним из наиболее важных факторов сбалансированности является четко прослеживаемая связь показателей, оценивающих выполнение стратегических целей компании, со всей остальной совокупностью показателей, используемых в бизнес-деятельности на всех уровнях иерархии системы управления компанией.

Для установления кризисного и допустимого уровней значений индикаторов и показателей можно использовать так называемый статистический принцип,

предполагающий, что допустимый уровень значения показателя определяется как сумма среднего (за достаточно продолжительный период времени) значения показателя и среднеквадратичного отклонения от среднего за этот период, а кризисный уровень – как сумма среднего и удвоенного среднеквадратичного отклонения. Алгоритм расчета теоретических значений таких показателей и индикаторов и их среднеквадратичных отклонений может быть построен с применением стандартных статистических методов, например метода наименьших квадратов [7].

Практически любая ситуация, включая аварийную, может быть идентифицирована и описана. Идентификация ситуации – это отражение в содержании ее описания какого-то реального события путем одного из возможных способов его описания. При описании ситуации эти опасности обычно группируются в зависимости от своей природы. По сути, каждая ситуация может быть описана, например, в форме анкеты-вопросника и оценена экспертно как штатная или внештатная. Анкетирование вносит системность в процесс выявления опасностей при анализе оцененных ситуаций. С помощью анкеты проверяют, проявляется ли та или иная опасность в описании анализируемой ситуации или нет.

Поэтому разумно на начальном этапе развития систем мониторинга и прогнозирования состояния производственной безопасности ПАО «Газпром» создавать ряд «советующих» инструментов – элементов будущих экспертных систем (ЭС), выстраивать из них каскад модулей для облегчения принятия экспертных решений, разрабатывать гибкую систему мониторинга.

Вообще проблема анализа ЕСГ как объекта прогнозирования является отражением в прогностике более общей проблемы анализа систем. В каждом конкретном слу-

чае способ и результаты анализа определяются целями исследования и характером изучаемого объекта [8]. В случае исследования рядов исторических данных редких событий мы имеем дело с дискретными динамическими вероятностными процессами. Поэтому конечной целью анализа ЕСГ является разработка прогностической модели динамики внештатных ситуаций, позволяющей с помощью экспериментов уменьшать степень неопределенности дат событий и их масштаба, т. е. получать прогнозную информацию об объекте прогнозирования за счет выявления скрытых закономерностей, указывающих либо на изменения состояния объекта (ЕСГ), либо на закономерности изменений параметров внешней среды, существенно влияющей на функционирование ЕСГ (законы изменчивости прогнозного фона).

Основные этапы прогнозирования – это ретроспекция, диагноз и проспекция (предсказание). От этапа к этапу любое прогнозное исследование непрерывно уточняется: осуществляются детализация структуры изучаемого объекта и оптимизация структуры описания прогнозного фона, т. е. поиск наиболее значимых характеристик внешней среды. Изначально в качестве первичной характеристики прогнозного фона любого динамического процесса выступают время (дата событий) и определяемые через него производные показатели (год, месяц, число дня в месяце, день в рабочей неделе и т. д.). Далее, одновременно с выявлением того, насколько одинаково или различно эти производные от времени характеристики влияют на динамику показателей аварийности, должно приниматься решение: агрегировать ли характеристики по неделям, месяцам, кварталам, годам, и если агрегировать, то каким способом.

Это очень важно, поскольку агрегирование, по сути, является подменой сложных динамиче-

ских информационных массивов данных их обобщенными характеристиками, например средним значением (математическим ожиданием) или дисперсией, на которую сильно влияют большие выбросы данных (в данном случае – показатели аварий с большими ущербами и/или потерями газа) и, главное, типом распределения агрегированной суммы.

Открытым и малоизученным остается вопрос о типах распределения показателей аварий, особенно аварий с тяжелыми последствиями. Ясно, что из-за их квантовой природы использование аппарата анализа данных, основанного на классических законах больших чисел, является некорректным. Собственно, сходимость по вероятности в реальности практически никогда не наблюдается, за исключением статистики, накопленной в системах массового обслуживания. Соответствие теории реальности в этих сферах деятельности достигается за счет очень большого количества реализаций. Качественная и, главное, продуктивная критика статистического анализа данных, содержащих большие выбросы значений, имеется во многих монографиях, например ряд робастных (устойчивых к выбросам данных) методов статистической обработки содержится в ставшей уже классической работе [9].

Анализ динамики дат аварий на ЕСГ с 1998 г. наглядно и убедительно показывает, что даты возникновения аварий не являются реализацией блуждания случайной бернуллиевской величины и необходим корректный первичный анализ многолетней статистики, и уже на основе этого анализа выяснится, возможна ли разработка адекватного исследуемой задаче инструмента прогнозирования и то, какая доля случайности дат возникновения внештатных ситуаций и их масштабов может быть с его помощью устранена [10].



Также очевидно, что, поскольку истинные законы распределения анализируемых случайных процессов и, главное, факторы, их определяющие, будут непрерывно корректироваться (система ЕСГ, как любая высокотехнологичная «живая» система, изменяется быстрее, нежели накапливается адекватная статистика [11]), необходимо использовать критерии, свободные от распределений. Можно в качестве критериев достижения прогностической цели брать не величины отклонений модельных и реальных данных, а критерии, применяемые в методах классификации и распознавания образов. Например, в качестве измерения точности прогноза можно использовать величины ошибок предсказания первого и второго родов для различных классов и типов аварийных ситуаций, причем если удастся, то в зависимости от классов физического объекта и от значения параметров прогнозного фона. Второе обстоятельство очень важно, поскольку, например, некорректно складывать статистику аварийности различных времен года, так как в различные сезоны протекают различные технологические процессы (например, в ПХГ).

Собственно, аварии могут возникать как по внутренним (старе-

ние, износ оборудования), так и по внешним (например, экстремальные природные) причинам, а поскольку чаще всего причина комбинированная, то статистически можно устранить только часть неопределенности, объяснимой отдельно внешними или внутренними причинами. Отсюда ясно, что при анализе динамики редких событий только средствами технического анализа исторических данных надеяться на полноту и точность прогноза, превышающие 50 %, не следует, и значит, прогноз надо строить на принципах, хорошо известных в теориях моделирования и подобию. Устойчивыми модельными конструкциями для целей прогнозирования являются обнаруженные константы (они же – циклы с бесконечным периодом) и ряд самоподобных структур [12–14].

В результате выполненного ранее в ряде НИР для нужд ПАО «Газпром» [15] фактографического анализа данных по аварийности показано, что статистика по месяцам, кварталам, годам, дням месяца, дням недели неоднородна. Это означает, что можно и, главное, нужно извлечь информацию, позволяющую улучшить прогноз в среднем. Возможность построения экспертной системы правил, уточняющей масштабы событий в зависимости от сезо-

на, дня рабочей недели и других факторов, продемонстрирована в виде продукционной системы, типовой для классических ЭС [16].

Обнаруженный волновой характер динамики дат аварийных ситуаций говорит в пользу применения для прогноза классических экстраполирующих «колебательных» функций (термин классической теории прогнозирования [8]). Перспективным представляется применение классического аппарата цифровой обработки сигналов – спектрального анализа данных [17]. Здесь также имеются специфические трудности обнаружения закономерностей. Главная из них – это преобладание дней, в которых нет никаких аварий. Поэтому методы спектрального анализа, возможно, будут адекватны для обобщенных интервалов времени, например для предсказания числа аварийных дней в очередной «серии» внештатных ситуаций, но для проверки этого утверждения необходимы вычислительные эксперименты. Для построения же прогностической системы, основанной на асимметриях распределений дат возникновения внештатных ситуаций, следует использовать метод обнаружения скрытых закономерностей, хорошо известный специалистам по теории чисел, теории кодирования и декодирования информации в области распознавания образов. Важное свойство информационных метрик при классификации случайных образов с априорно неизвестными законами распределения – то, что эти метрики «свободны от типа распределения случайных величин» [18], что особенно важно при исследовании статистики внештатных ситуаций.

С учетом вышесказанного задача прогнозирования естественно разбивается на задачи трех уровней:

- макропрогнозирование основных тенденций изменения индикаторов аварийности с учетом

влияния результатов научно-технических достижений в области безопасности и функционирования ЕСГ и определение размеров и границ коридоров изменения базовых индикаторов;

- мезопрогнозирование сезонных (технологических) и других колебаний в динамике аварийности в пределах «естественных» коридоров;

- микропрогнозирование конкретных дат и границ интервалов областей ожидаемой повышенной аварийности.

Макропрогнозирование развития некоторого процесса $f(t)$ – определение основной тенденции в скоростях роста значений $f(t)$ в будущем (за пределами извест-

ного исторического интервала) через определение и аналитическое продолжение основной тенденции (тренда $f_0(t)$, верхней ($f_{\max}(t)$) и нижней ($f_{\min}(t)$) границ коридора прогноза и его нижнего $\Delta f_{\min}(t)$ и верхнего размеров $\Delta f_{\max}(t)$) (рис. 1):

$$\begin{cases} \Delta f_{\max}(t) = f_{\max}(t) - f_0(t) > 0 \\ \Delta f_{\min}(t) = f_0(t) - f_{\min}(t) > 0. \end{cases} \quad (1)$$

Величины верхних и нижних коридоров для анализа показателей аварийности должны в принципе различаться в размерах, потому что добиться снижения аварийности на 2–3 аварии в год намного труднее, нежели «допустить» больше аварий на те же самые 2–3 единицы. Анало-

гичная ситуация имеет место и с «производными» показателями, например внеплановыми ущербами, потерями газа. Поэтому стандартные методы регрессионного анализа, такие как метод наименьших квадратов (минимизации дисперсии), в чистом виде здесь не применимы.

Мезопрогнозирование – стадия более корректной обработки данных, к которой можно перейти, осуществив, например, нелинейное преобразование следующего вида:

$$g(t) = A(t) f^2(t) + B(t)f(t) + C(t). \quad (2)$$

Функции-коэффициенты преобразования $A(t)$, $B(t)$, $C(t)$ подбираются таким образом, чтобы верхняя граница коридора отобразилась в функцию «+1», нижняя граница коридора – в функцию «-1», а тренд совпал с нулевой ординатой – осью абсцисс. Решая соответствующую систему из трех линейных уравнений для $A(t)$, $B(t)$, $C(t)$ в каждой точке времени t , получаем:

$$\begin{aligned} A(t) &= \frac{2f_0(t) - f_{\min}^2(t) - f_{\max}^2(t)}{\Delta}, \\ B(t) &= \frac{f_{\min}^2(t) - 2f_0^2(t) - f_{\max}^2(t)}{\Delta}, \\ C(t) &= \frac{f_0^2 \cdot [f_{\max}^2(t) + f_{\min}^2(t)] - f_{\min}^2 \cdot [f_{\max}^2(t) + f_{\min}^2(t)]}{\Delta}, \end{aligned} \quad (3)$$

где $\Delta = \Delta f_{\max}(t) \Delta f_{\min}(t) \{ \Delta f_{\max}(t) + \Delta f_{\min}(t) \}$ – определитель системы.

Определив для функции $g(t)$ тренд мезомасштабной поправки $g_0(t)$ (рис. 2), далее уточняют «волновой» тренд этой поправки $g_0(t)$, а также верхний ($g_{\max}(t)$) и нижний ($g_{\min}(t)$) коридоры поправки, которые уже, как правило, не являются монотонными функциями. Чаще всего тренд и коридоры поправок представляют суммы ограниченного количества затухающих колебаний [16].

Размеры нижнего $\Delta g_{\min}(t)$ и верхнего размеров $\Delta g_{\max}(t)$ коридоров для поправок:

$$\begin{cases} \Delta g_{\max}(t) = g_{\max}(t) - g_0(t) > 0 \\ \Delta g_{\min}(t) = g_0(t) - g_{\min}(t) > 0 \end{cases} \quad (4)$$

являются более узкими, и выполняется условие:

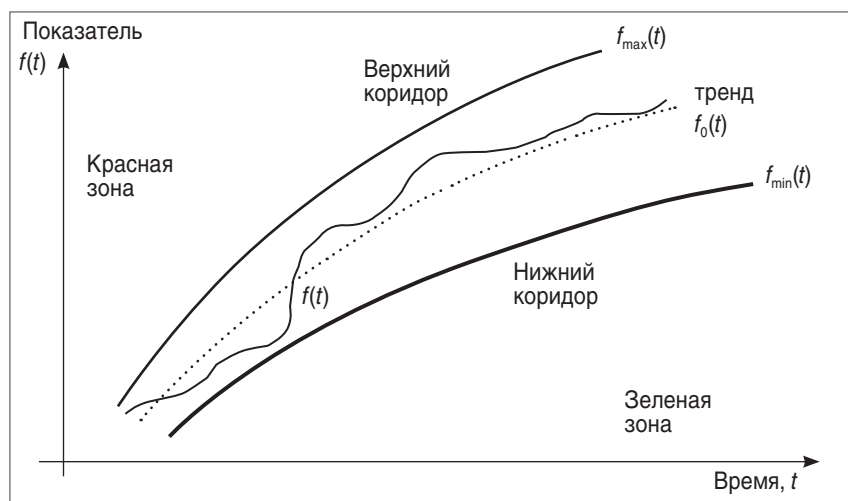


Рис. 1. Иллюстрация задачи макропрогнозирования

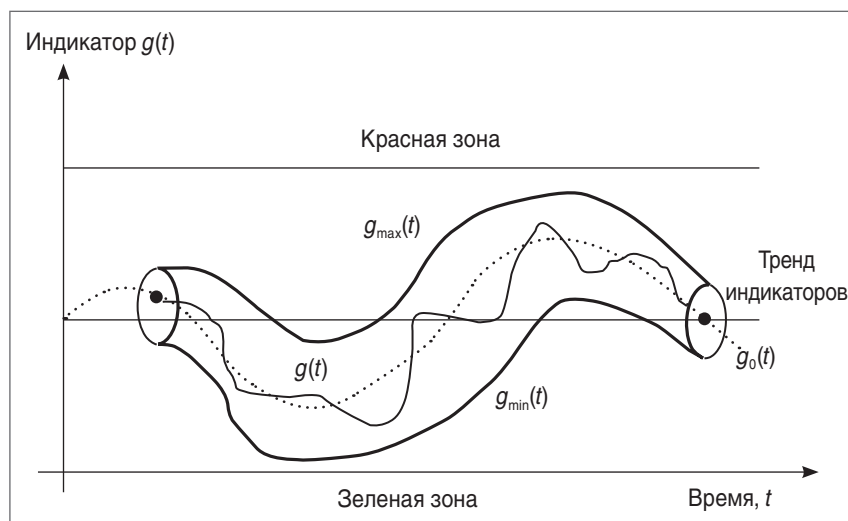


Рис. 2. Иллюстрация задачи поиска закономерностей в поправке прогноза тренда



$$-1 \leq \frac{2g(t) - g_{\max}(t) - g_{\min}(t)}{\Delta g_{\max}(t) + \Delta g_{\min}(t)} \leq +1, \quad (5)$$

что позволяет, подставив в (2) выражение для $g(t)$ из (5), уточнить «основной» тренд $f_0(t)$ и границы верхнего $f_{\max}(t)$ и нижнего коридоров $f_{\min}(t)$ прогноза, которые уже приобретут «естественно наблюдаемый» волновой характер.

Если взять много экспонент для приближения $g_0(t)$, то приблизить фактические данные через вычисление $g(t)$ можно с любой степенью точности (узкий коридор), но такой прогноз будет неустойчивым и кратковременным [18]. Известно, что при случайном блуждании время пребывания наблюдаемого параметра в границах коридора пропорционально квадрату его размера. Поскольку технологии безопасности хоть и плавно, но меняются со временем, обнаруженная закономерность обязательно изменится. И чем она сложнее, тем скорее разрушится. Напротив, если взять мало экспонент, будет корректно в «среднем» выявляться основная тенденция, но коридор для поправки будет оставаться достаточно большим, и ценность подобного уточнения прогноза из-за малой точности итогового прогноза будет потеряна.

Выходов из этой ситуации несколько. Первый – расчет большого числа вариантов приближений поправок к ретроспективным данным и выбор из них «золотой» середины путем привлечения «дополнительных соглашений» относительно баланса между точностью описания «прошлого» и устойчивостью описания тенденции будущего развития процесса. Второй вариант – построение адаптивной схемы прогноза, когда малым количеством косинусоид приближаются только «последние» ретроспективные данные, при этом «забываются» данные из более удаленного прошлого. Но этот подход имеет существенный недостаток: в меньшей (сокращенной по объему) выборке может быть потеряна полезная информация, например о глобальных циклических факторах, в частности об обусловленных «длинными волнами» в экономике [11]. Анализ показывает, что динамика аварийности носит к тому же нестационарный и сезонный характер, и динамика «весенних периодов» деятельности ЕСГ ближе к динамике «весенних» периодов прошлых лет, нежели к динамике зимнего периода

текущего года. Другим аргументом в пользу изучения мезомасштабных волновых процессов является то обстоятельство, что волновой характер изменения аварийности естественен для всех высокотехнологичных видов деятельности.

Микропрогнозирование оперирует моделями, принципиально отличающимися от описанных выше моделей прогноза макроуровня и мезоуровня. Если для первых важен размер коридоров прогнозов, то в моделях микропрогнозирования допустимы приемлемые различия траекторий реальных и прогнозируемых анализируемых показателей, которые наблюдаются в зависимости от того, где располагаются факты, которые не удалось «предугадать». Так, если «непредугаданными» окажутся даты аварий в начале исследуемого периода, то в течение всего периода оценка интегральных кривых будет занижена по отношению к реальности и только к концу интервалов прогнозирования приблизится к расчетным оценкам по макромоделям. Напротив, если «непредугаданными» окажутся даты аварий в конце исследуемого периода, интегральная оценка будет занижена. И это при одинаковых процентах «угаданных» аварийных дней. Поэтому, конечно же, идеальным было бы «равномерное» распределение ошибок предсказания, но такая картина наблюдаться никогда не будет без сопряжения моделей микроуровня с моделями макро- и мезоуровня, указывающих на зоны повышенной интенсивности аварий (предмет будущих исследований).

Модели микропрогнозирования непосредственно связаны с «угадыванием» дат возникновения самых мелких «зубцов» на прогнозных функциях. Принципиально эти модели являются моделями распознавания образов (паттернов), указывающих на даты (интервалы дат), в которых

наиболее ожидаемо появление внештатных аварийных ситуаций. Определение границ коридоров моделей верхних уровней базируется на предположении, что динамическая картина аварийности реализуется вследствие наложения детерминированных и случайных причин (факторов). Если первые из этих факторов определяют верхние и нижние коридоры, то случайные факторы определяют так называемые блуждания реальных кривых между границами коридоров. Выполненные в ООО «НИИгазэкономика» исследования [15] убедительно показали, что для различных фаз «естественных» циклов, различных дней рабочей недели, разных месяцев, а также различающихся дней в месяце статистики аварийности значимо различаются. Это означает, что есть основания для поиска комбинаций факторов, при которых аварийность повышена (поиск «негативных» паттернов), а также для определения благоприятных комбинаций факторов, при которых, по крайней мере в обозримой ретроспективе, крупных аварий не наблюдалось, и есть надежда, что и в обозримом будущем наблюдаться не будет.

Таким образом, модели микропрогнозирования нацелены на то, чтобы выделить существенные факторы, выстроить из них комбинации (паттерны) и оценить их. В результате появляется возможность, анализируя «каждый будущий день»,

определиться, к какому паттерну (хорошему или плохому) этот день относится, и дать этому дню соответствующую оценку на будущее. Факторы, в которых наблюдаются различия, имеют как циклическую, так и нециклическую природу. Совместный учет всех факторов возможен при построении развивающейся ЭС, учитывающей, в том числе, экономические показатели изучаемых объектов ЕСГ, что позволило разработать классификатор уровня аварийности дат, в основе которого лежит отбор соответствующих периодов и выбора сочетаний «рабочих» фаз, указывающих на повышенную (пониженную) аварийность внутри общего большого цикла, получающегося наложением соответствующих гармоник.

Все вышесказанное, а также требования системного подхода к исследованию перечисленных в статье задач естественно приводят к необходимости моделирования системы обеспечения производственной безопасности ПАО «Газпром» как развивающейся системы [19]. Любой объект исследования, дополненный, если необходимо, определенными связями с другими развивающимися объектами, в частности с субъектами исследования, можно интерпретировать в виде такой системы. Понимание этого обстоятельства способствует все более активному развитию этого направления в различных отраслях науки [19–23].

Экспертные оценки показывают, что суммарный эффект от применения всех доступных средств ситуационного анализа (идентификация опасной деятельности, декларирование безопасности, планирование действий при аварии, информирование населения о возможной чрезвычайной ситуации) по снижению аварийности и внеплановых потерь может достигать 10–15 %. Например, быстрое законодательное принятие странами Европейского сообщества основных положений Директивы Seveso (1982) [24] позволило снизить аварийность в развитых странах в 4–8 раз (от 400 аварий, в том числе 75 крупных, в 1983 г., до 70, в том числе 21 крупной, в 1989 г.). При этом предлагаемые меры информационного и организационного характера станут более действенными, если все составляющие системы управления производственной безопасностью в части прогнозирования, предотвращения и локализации ситуаций с негативными последствиями будут работать в соответствии с едиными регламентами и стандартами. Следовательно, необходим процесс постепенной актуализации состояния информационного, нормативно-методического и прогнозно-аналитического обеспечения деятельности в области производственной безопасности как на уровне ПАО «Газпром», так и на уровне государства. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Лесных В.В., Пономаренко Д.В. Концептуальные аспекты разработки стратегии развития системы управления производственной безопасностью ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2016. № 7–8. С. 74–77.
2. Robert S. Kaplan, David P. Norton: The Strategy Focused Organization. Strategy and Leadership, 2001, Vol. 29, No. 3, P. 41–42.
3. Положение о системе ключевых показателей эффективности (КПЭ) деятельности ПАО «Газпром» и системе отчетности по КПЭ (утв. Решением Совета директоров ОАО «Газпром» от 21 октября 2014 г. № 2435).
4. Порядок планирования в ОАО «Газпром» с использованием стратегических целевых показателей (утв. Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 26 июня 2006 г. № 34).
5. Указ Президента РФ от 25 июля 2013 г. № 648 «О формировании системы распределенных ситуационных центров, работающих по единому регламенту взаимодействия».
6. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 9 сентября 2016 г. № 377 «Об утверждении состава рабочей группы и Программы мероприятий по реализации системы дистанционного контроля (надзора) промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса и организации ее выполнения».
7. Барсуков А.Н., Быков А.А., Лесных В.В. Формирование системы индикаторов и показателей внештатных и кризисных ситуаций на объектах ЕСГ // Промышленная и экологическая безопасность объектов газовой промышленности: Сб. науч. тр. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. С. 76–86.

8. Теория прогнозирования и принятия решений: Уч. пособие под ред. С.А. Саркисяна. М.: Высшая школа, 1977. 351 с.
9. Хампель Ф., Рончетти Э., Рауссеу П., Штаэль В. Робастность в статистике. Подход на основе функций влияния. М.: Мир, 1989. 512 с.
10. Барсуков А.Н., Бочков А.В., Лесных В.В. Ситуационные центры. Мониторинг, прогнозирование и управление кризисными явлениями в газовой отрасли. Часть 1. Мониторинг и прогнозирование. М.: НИИгазэкономика, ООО «САМ Полиграфист», 2015. 596 с.
11. Сахал Д. Научно-технический прогресс. Модели, методы, оценки. М.: Финансы и статистика, 1984. 367 с.
12. Ларуш-мл. Л.Х. Вы на самом деле хотели бы знать все об экономике? / Пер. В.В. Петренко; науч. ред. Т.В. Мурановский. М.: Шиллеровский институт; Украинский университет в Москве, 1992. 207 с.
13. Романовский Ю.М., Степанова Н.В., Чернавский Д.С. Математическая биофизика. М.: Наука, 1984. 304 с.
14. D.W.C. Ho, Ping-Au Zhang, Jinhua Xu, Fuzzy wavelet networks for function learning. IEEE Trans. Fuzzy Syst., Feb. 2001, Vol. 9, No. 1, P. 200–211.
15. Бочков А.В., Жигирев Н.Н., Лесных В.В. и др. Развитие методов прогнозирования и выявления слабоформализованных угроз устойчивому функционированию объектов ЕСГ России на основе статистического и семантического анализа открытых информационных источников: отчет о НИР (промежуточный). М.: ООО «НИИгазэкономика», 2013. 154 с.
16. Попов Э.В., Фомин И.Б., Кисель Е.Б., Шапот М.Д. Статические и динамические экспертные системы. М.: Финансы и статистика, 1996. 315 с.
17. Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир, 1990. 584 с.
18. Кульбак С. Теория информации и статистика. М.: Наука, 1967. 408 с.
19. Глушков В.В., Иванов В.В., Яненко В.М. Моделирование развивающихся систем. М.: Наука, 1983. 350 с.
20. Николис Г., Пригожин И. Самоорганизация в неравновесных системах / Под ред. Ю.А. Чизмажева. М.: Мир, 1979. 512 с.
21. Реутов А.П., Савченко Р.Г., Суслов Р.М. Системная модель как отношение обобщенных качеств – упорядоченности, надежности и эффективности // Вопросы кибернетики (управление развитием систем) / Под ред. А.П. Реутова, Р.М. Суслова. М., 1979. С. 5–34.
22. Романовский Ю.М. Процессы самоорганизации в физике, химии и биологии. М.: Знание, 1981. 48 с.
23. Ganti T. A theory of Biomedical supersystems and its application to problems of natural and artificial biogenesis. Budapest, Akademiai, 1979, 136 pp.
24. Директива о предотвращении тяжелых аварий (Севезо III). Директива 2012/18/ЕС Европейского Парламента и Совета от 4 июля 2012 г. о контроле крупных аварий, связанных с опасными веществами [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://phase1.pprdeast2.eu/assets/files/Publications/SevesoIII_Directive_RUS.pdf (дата обращения: 17.02.2017).

REFERENCES

1. Lesnykh V.V., Ponomarenko D.V. Conceptual Aspects of the Development of an Occupational Safety Management System Development Strategy at Gazprom PJSC. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 2016, No. 7–8, P. 74–77. (In Russian)
2. Robert S. Kaplan, David P. Norton: The Strategy Focused Organization. Strategy and Leadership, 2001, Vol. 29, No. 3, P. 41–42.
3. Regulation on the System of Key Performance Indicators (KPI) of Gazprom PJSC's activity and KPI reporting system (Approved by Decision of the Board of Directors of Gazprom OJSC as of October 21, 2014 No. 2435). (In Russian)
4. Planning Procedure at Gazprom OJSC with the Use of Strategic Target Indicators (Approved by Decree of the Management Board of Gazprom OJSC as of June 26, 2006 No. 34). (In Russian)
5. Edict of the President of the Russian Federation as of July 25, 2013 No. 648 "On Creating a System of Distributed Situation Centers that Operate under a Uniform Cooperation Regulation." (In Russian)
6. Order of Federal Environmental Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia (Rostekhnadzor) as of September 9, 2016 No. 377 "On Approving the Working Group Participants and the Plan of Action on the Implementation of a Remote Control (Supervision) System in Relation to Industrial Safety at Dangerous Production Facilities of the Oil and Gas Complex, and Organization of its Performance." (In Russian)
7. Barsukov A.N., Bykov A.A., Lesnykh V.V. Creation of a System of Emergency and Crisis Situation Indicators and Indexes at UGSS's facilities. Promyshlennaya i ekologicheskaya bezopasnost ob'ektov gazovoi promyshlennosti = Industrial and Environmental Safety of Gas Industry Facilities: Collection of Research Papers. Moscow, VNIIGAZ LLC, 2008, P. 76–86. (In Russian)
8. Forecasting and Decision-Making Theory. Textbook under the Editorship of S.A. Sarkisyan. Moscow, Higher School, 1977, 351 pp. (In Russian)
9. Hampel F., Ronchetti E., Rausseu P., Stahel W. Robustness in Statistics. The Approach Based on Influence Functions. Moscow, Mir, 1989, 512 pp. (In Russian)
10. Barsukov A.N., Bochkov A.V., Lesnykh V.V. Situation Centers. Monitoring, Forecasting and Management of Crisis Events in the Gas Industry. Part 1: Monitoring and Forecasting. Moscow, NIIGazekonomika, SAM Poligrafist LLC, 2015, 596 pp. (In Russian)
11. Sakhal D. Scientific and Technical Progress – Models, Methods, Assessments. Moscow, Finance and Statistics, 1984, 367 pp. (In Russian)
12. LaRouche-Jr. L.H. So, You Wish to Learn All About Economics? Translated by V.V. Petrenko; Scientific Editor T.V. Muranivsky. Moscow, Schiller University; Ukrainian University in Moscow, 1992, 207 pp. (In Russian)
13. Romanovsky Yu.M., Stepanova N.V., Chernavsky D.S. Mathematical Biophysics. Moscow, Science, 1984, 304 pp. (In Russian)
14. D.W.C. Ho, Ping-Au Zhang, Jinhua Xu, Fuzzy wavelet networks for function learning. IEEE Trans. Fuzzy Syst., Feb. 2001, Vol. 9, No. 1, P. 200–211.
15. Bochkov A.V., Zhigirev N.N., Lesnykh V.V., et al. Development of Methods of Forecasting and Identifying Underestimated Threats to Sustainable Functioning of UGSS's Facilities of Russia Based upon a Statistical and Semantic Analysis of Open Information Sources: Report on R&D (Interim). Moscow, NIIGazekonomika LLC, 2013, 154 pp. (In Russian)
16. Popov E.V., Fomin I.B., Kisel E.B., Shapot M.D. Statistic and Dynamic Expert Systems. Moscow, Finance and Statistics, 1996, 315 pp. (In Russian)
17. Marple-Jr. S.L. Digital Spectral Analysis and its Application. Moscow, Mir, 1990, 584 pp. (In Russian)
18. Kulbak S. Information Theory and Statistics. Moscow, Science, 1967, 408 pp. (In Russian)
19. Glushkov V.V., Ivanov V.V., Yanenko V.M. Developing System Modeling. Moscow, Science, 1983, 350 pp. (In Russian)
20. Nikolis G., Prigozhin I. Self-Organization in Non-Equilibrium Systems. Under the Editorship of Yu.A. Chizmazhev. Moscow, Mir, 1979, 512 pp. (In Russian)
21. Reutov A.P., Savchenko R.G., Suslov R.M. A System Model as a Relation of Generalized Qualities – Orderliness, Reliability and Efficiency. Cybernetics Issues (System Development Management). Under the Editorship of A.P. Reutov, R.M. Suslov. Moscow, 1979, P. 5–34. (In Russian)
22. Romanovsky Yu.M. Self-Organization Processes in Physics, Chemistry and Biology. Moscow, Znanie, 1981, 48 pp. (In Russian)
23. Ganti T. A theory of Biomedical supersystems and its application to problems of natural and artificial biogenesis. Budapest, Akademiai, 1979, 136 pp.
24. Directive on the Prevention of Major Accidents (Seveso III). Directive 2012/18/EC of the European Parliament and of the Council as of July 4, 2012 on Major-Accident Hazards Involving Dangerous Substances. Access mode: http://phase1.pprdeast2.eu/assets/files/Publications/SevesoIII_Directive_RUS.pdf (Access date: February 17, 2017). (In Russian)

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ В ПАО «ГАЗПРОМ» И ЕГО ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВАХ

Е.В. Алексеева, преподаватель; **Ю.М. Семененко**, главный специалист по маркетингу, АНО ДПО «УЦ «Русский Регистр – Балтийская инспекция»

В ПАО «Газпром» внедрена и функционирует Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью (ЕСУОТиПБ), сертифицированная Ассоциацией по сертификации «Русский Регистр» в соответствии с требованиями международного стандарта OHSAS 18001:2007. В область сертификации вошли дочерние общества и организации ПАО «Газпром» по разведке, добыче, переработке, транспортировке и подземному хранению газа. В настоящее время область распространения системы расширяется на другие предприятия ПАО «Газпром».

Требования, предъявляемые к создаваемой ЕСУОТиПБ, заявлены как в стандарте OHSAS 18001:2007, так и в основном документе, принятом в ПАО «Газпром», – СТО Газпром 18000.1-001–2014. Также в ПАО «Газпром» разработан ряд поддерживающих стандартов, определяющих разработку элементов ЕСУОТиПБ: идентификация опасностей и оценка рисков (СТО Газпром 18000.1-002–2014), разработка целей и программ (СТО Газпром 18000.1-003–2014) и др.

Разработка ЕСУОТиПБ, учитывающая перечисленные требования, может занять от трех месяцев до года, в зависимости от размера предприятия и его деятельности. При этом любое предприятие проходит основные стадии, включающие:

1) оценку состояния дел с целью формирования подробного плана действий и распределения ответственности и полномочий до начала разработки ЕСУОТиПБ;

2) обучение персонала. На этом этапе многие предприятия заказывают обучающие курсы по разработке и внедрению ЕСУОТиПБ;

3) разработку системных требований, в т. ч. внутренних процедур предприятия и записей, позволяющих подтвердить, что ЕСУОТиПБ

создается. Например, необходимо сформировать карты, в которых определяются уровень риска и управляющие воздействия, способные удержать уровень риска на установленной величине;

4) внедрение разработанных требований в систему управления предприятием. Это один из самых сложных моментов, так как на этой стадии персонал понимает, что все функции отныне необходимо выполнять строго в соответствии с требованиями. Поскольку документов выходит большое количество, а на их чтение не хватает времени, многие предприятия приглашают преподавателей, в короткие сроки объясняющих персоналу новые требования и их применение на практике;

5) разработку и внедрение ЕСУОТиПБ – проведение внутреннего аудита уже созданной системы и анализ ее функционирования. Внутренний аудит является важнейшим инструментом управления системой, и поэтому предприятию необходимы грамотные специалисты, имеющие соответствующую квалификацию и навыки его проведения.

На сегодняшний день в Учебном центре «Русский Регистр – Балтийская инспекция» по программе

ЕСУОТиПБ прошли повышение квалификации более 500 сотрудников дочерних предприятий ПАО «Газпром». Слушатели получают и знания, как провести внутренний аудит, и практическое применение требований стандартов к деятельности предприятий.

Эффективное функционирование ЕСУОТиПБ на предприятиях ПАО «Газпром» не только обеспечивает системный подход к безопасности, но и способствует улучшению условий труда работников. Более того, сертифицированная система стимулирует руководителей предприятий ПАО «Газпром» в полной мере внедрять новые подходы и методы безопасной работы. ■



АНО ДПО «УЦ «Русский Регистр – Балтийская инспекция»

197022, РФ, г. Санкт-Петербург,
Малый пр-т П.С., д. 87, лит. А
Тел.: +7 (812) 332-95-36/37
E-mail: rr-baltic@rusregister.ru
www.rr-baltic.ru

На правах рекламы

АППАРАТ ДЫХАТЕЛЬНЫЙ СО СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ ДЛЯ ПОЖАРНЫХ

И.В. Гончаренко, советник президента АО «ПТС»

В статье обсуждаются вопросы, связанные с разработкой и внедрением инновационных технологий российских производителей для обеспечения безопасности при ликвидации аварийных газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов в условиях повышенного содержания отравляющих веществ. В частности, речь идет о ПТС «ПРОФИ»-МП – совместной разработке ООО «Газпром газобезопасность» и АО «ПТС» для применения в условиях высокого содержания сероводорода H_2S .

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АППАРАТ ДЫХАТЕЛЬНЫЙ СО СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ ДЛЯ ПОЖАРНЫХ, СЕРОВОДОРОД (H_2S), ЗАЩИТНАЯ ОДЕЖДА ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕПЛОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ, ГАЗОВЫЕ И НЕФТЯНЫЕ ФОНТАНЫ.

Как известно, дыхательные аппараты со сжатым воздухом имеют классическую техническую схему, в которую входят: баллон с вентилем для закачивания воздуха, воздушная система с редуктором и контрольным манометром, спинка с подвесной системой, полнолицевая маска с легочным автоматом. Также аппарат комплектуется различными опциональными составляющими. Казалось бы, ничего особенного и сложного, но это только на первый взгляд. На мировом рынке производителей дыхательной техники не так уж много. Фирмы, выпускающие достойную продукцию, – как правило, крупнейшие известные бренды. Потребителям в России известны высокое качество и надежные эксплуатационные характеристики зарубежных дыхательных аппаратов (ДА). Создание конкурентного продукта с учетом достижений мировых лидеров и особенностей применения дыхательной техники – задача непростая, требующая высокой квалификации предприятия и совместной работы с заказчиком:

1) выбранные материалы подвесной системы (Т9) испытаны совместно с ООО «Газпром

ВНИИГАЗ» для условий с 25%-ным содержанием сероводорода. Применение материала Т9 позволило гарантировать защиту от воздействия агрессивных веществ в жидкой или газообразной форме. Значительно повышена износостойкость, что обеспечивает ресурс элементов подвесной системы на весь срок служ-

бы ДА – 10 лет. Это преимущество в наибольшей степени заинтересует газоспасательные подразделения, обслуживающие оборудование ГПЗ;

2) для определения стойкости остальных материалов дыхательных аппаратов со сжатым воздухом (ДАСВ) при концентрации сероводорода 25 % применя-



лись методики и оборудование ООО «НИИЭМИ»;

3) соединение полнолицевой маски с легочным автоматом – резьбовое с элементами фиксации, что делает невозможным случайное или непроизвольное отсоединение элементов и попадание H_2S в подмасочное пространство;

4) мембрана легочного автомата выполнена из специальной резины с минимальным содержанием силикона, что исключает ее разрушение при воздействии высоких концентраций H_2S ;

5) в аппарате минимизировано количество пластмассовых элементов, нестойких к сероводороду, замененных узлами из металла (пряжки затяжные и фиксации).

Аппарат обладает уникальными эргонометрическими характеристиками, позволяющими комфортно выполнять трудоемкие работы в труднодоступных местах за счет возможности индивидуальной подгонки размера спинки (три настраиваемых положения) под пользователя, а также наличия поворотного механизма спинки относительно поясной системы $\pm 30^\circ$. Данное качество аппарата высоко оценили сотрудники Оренбургского филиала ООО «Газпром газобезопасность», применяя его в труднодоступных и узких проемах на Приразломном месторождении на шельфе Печорского моря.

Конструкция аппарата обеспечивает максимальную безопасность пользователя в экстремальных ситуациях, а именно возможность произвести эвакуацию – вытаскивание из-под завала, горизонтальную транспортировку, вертикальное вытаскивание из емкости, что обеспечивается наличием специальной эвакуационной петли в верхней части спинки.

Наличие крепежного силового металлического полукольца на поясном ремне позволяет надежно закрепить страховочный



фал при работе на высоте или произвести крепление принадлежностей для эвакуации с высоты (например, комплект УКСИПр «ПТС-Вертикаль» или стандартный спасательный фал). Разрывная нагрузка – 400 кг.

Все швы на подвесной системе выполнены из желтой кевларовой нити для обеспечения визуального контроля состояния шва.

Максимальные эксплуатационные показатели при обслуживании и ремонте обеспечены возможностью полной разборки ДА без применения специальных инструментов. Подвесная система полностью отделяется от спинки и разбирается при чистке и мойке. Воздушная система имеет простое и надежное крепление к редуктору (фиксация скобами).

Система снабжена специальным циферблатом манометра с улучшенной визуализацией основных показателей – выделены ярким цветом секторы 0–5,5 (красный), 5,5–10 (желтый), 10–30 (зеленый). Обеспечивается четкое понимание показаний манометра в условиях затрудненной видимости.

Специальный редуктор выполнен из материалов, выдерживающих значительные нагрузки при эксплуатации до 10 часов еже-

дневного применения. При этом не требуется обслуживание в течение всего срока службы – 10 лет.

Соединение полнолицевой маски с легочным автоматом – резьбовое или штекерное, что определяется пользователем в зависимости от присутствия вредных веществ в рабочей зоне.

Мембрана легочного автомата выполнена из специальной резины или резиносилкона. Материал выбирает пользователь в зависимости от присутствия вредных веществ в рабочей зоне.

Хочу обратить внимание еще на одну новинку – комплект специальной теплоотражательной одежды пожарных ТОК-200-Газовик – «Пламя». Этот ТОК разработан также совместно со специалистами ООО «Газпром газобезопасность» специально для использования при ликвидации газовых и нефтяных фонтанов и аварий на шельфе. В конструкции костюма применены 12 типов материалов, четыре из которых разработаны специально под особенности применения.

В настоящее время конструкторы и инженеры АО «ПТС» разрабатывают новую линейку дыхательных аппаратов со сжатым воздухом с возможностью использовать не только систему быстрой дозаправки баллона ДАСВ (40 с), но и информационные системы телеметрического контроля необходимых параметров.

Мы не стоим на месте и уверены в успехе! ■



АО «ПТС»

142184, РФ, Московская обл.,
Подольский р-н, д. Слащево,
влад. 1, стр. 1
Тел/факс: +7 (495) 744-00-03
E-mail: info@pto-pts.ru
www.pto-pts.ru

ПРИОРИТЕТНЫЕ ЗАДАЧИ ПАО «ГАЗПРОМ» РЕАЛИЗУЮТСЯ В СПЕЦОДЕЖДЕ ИЗ МАТЕРИАЛОВ ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ ТЕКСТИЛЬ»

В соответствии с Положением о закупках товаров, работ, услуг ПАО «Газпром» и компаний Группы «Газпром» (изм. от 27 сентября 2016 г. № 2811) «при осуществлении закупок товаров, работ, услуг устанавливается приоритет промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации... перед промышленной продукцией, произведенной на территориях иностранных государств». ООО «Торговый Дом Текстиль» реализовал полный цикл изготовления текстильных материалов для спецодежды работников взрывопожароопасных производств на территории Российской Федерации.

Лидирующие позиции компании «Торговый Дом Текстиль» на рынке защитных материалов для производства специальной одежды являются результатом опыта многолетних поставок для таких энергетических компаний, как ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Транснефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», ПАО «СИБУР Холдинг» и др.

Являясь ведущим поставщиком защитных материалов для производства спецодежды работников ПАО «Газпром» с 2005 г., ООО «Торговый Дом Текстиль» в 2015 г. в рамках Государственной программы по импортозамещению осуществило проект производства аналогичных текстильных материалов на территории Российской Федерации.

Речь идет о ранее импортируемых, а теперь производимых в РФ тканях для спецодежды работников, занятых на взрывопожароопасных производствах:

- антиэлектростатических тканей с огнезащитными и нефтемасловодоотталкивающими свойствами ЛЕГИОН 240 А и ЛЕГИОН 320 А;
- антиэлектростатических тканей с нефтемасловодоотталкивающими свойствами ТРИТОН-Т.

Особого внимания заслуживают антиэлектростатические ткани с огнезащитными и нефтемасловодоотталкивающими свойствами ЛЕГИОН 240 А. Их история началась в 2009 г., когда компания «Торговый Дом Текстиль» стала разработчиком, владельцем СТО и поставщиком хорошо известной антиэлектростатической ткани с огнезащитными и масловодоотталкивающими свойствами UNIVERSAL FR 240 (УНИВЕРСАЛ ФР 240). Ткань имеет заключение ООО «Газпром газобезопасность» и более 8 лет поставляется в ведущие нефтегазовые компании.

В производстве UNIVERSAL FR 240 (УНИВЕРСАЛ ФР 240) использовалась уникальная технология, обеспечивающая ткани огнестойкие свойства после 100 промышленных стирок/сушек. Использование данной технологии при производстве ткани ЛЕГИОН 240 А позволило достичь сбалансированного для облегченной огнезащитной ткани сочетания в промышленных партиях:

- стабильных огнестойких свойств, которые сохраняются в течение 100 промышленных циклов стирки спецодежды в сти-



ральных машинах промышленного типа;

- экологической безопасности;
- минимальной поверхностной плотности огнезащитной антиэлектростатической ткани – 250 г/м².

Для подтверждения защитных свойств ткани ЛЕГИОН 240 А в промышленных партиях была разработана и введена в действие многоуровневая система контроля защитных свойств.

Первый уровень – тестирование на огнестойкие свойства в процессе производства.

Второй уровень – испытание в аккредитованных российских лабораториях.

Третий уровень – испытания в независимых зарубежных компаниях.

Ткань российского производства ЛЕГИОН 240 А имеет за-

ключение ООО «Газпром газобезопасность» и незаменима для производства спецодежды в южных регионах, в закрытых помещениях, а также в зимней спецодежде.

Для идентификации ткани ЛЕГИОН 240 А (LEGION 240 А), произведенной на территории РФ, разработана и введена в действие маркировка ткани согласно СТО Газпром 10.005–2013 и системе защиты от контрафакта «Торгового Дома Текстиль»:

- принтерная печать товарного знака «Торгового Дома Текстиль» на изнаночной стороне ткани;
- вшивная этикетка, которая выдается из расчета на каждые 2,5 м ткани (для вшивания отдельно в куртку и брюки/или полукомбинезон);
- присвоение уникального номера каждому рулону ткани.

Комиссии по приемке новых партий костюмов в компаниях ТЭК РФ смогут без затруднений идентифицировать ткань ЛЕГИОН 240 А в готовой спецодежде.

ООО «Торговый Дом Текстиль» выступает изготовителем и гарантом защитных, эксплуатационных, гигиенических и экологических свойств тканей в промышленных партиях. ■

**ТОРГОВЫЙ ДОМ
ТЕКСТИЛЬ**

ООО «Торговый Дом Текстиль»

143005, РФ, Московская обл.,
Одинцовский р-н, г. Одинцово,
ул. Железнодорожная, д. 25
Тел/факс: +7 (495) 221-68-13
E-mail: tdt@td-textile.ru
www.td-textile.ru

На правах рекламы



*Защищая
людей,
мы защищаем
вашу компанию!*

**ЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ ТЕКСТИЛЬ»
ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СПЕЦОДЕЖДЫ, ИМЕЮЩИЕ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ООО «ГАЗПРОМ ГАЗОБЕЗОПАСНОСТЬ»**

**ЛЕГИОН 240 А
ЛЕГИОН 320 А**



**УНИВЕРСАЛ ФР 240
УНИВЕРСАЛ ФР 320**



ТРИТОН-Т



ТРИТОН 235 А



**ХОЛЛОФАЙБЕР®
ТЭК**



3D-АНИМАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

Однажды кто-то умный сказал: «Все любят побеждать. А победа... победа любит подготовку». 3D-анимация, являясь мощным инструментом визуализации, может подготовить и передать важнейший опыт одного профессионала сотням специалистов и рабочих.



И.Р. Хасанов,
ООО «ХАСА»

3D-анимации, имевшие ранее прикладное значение, превращаются сегодня в мощнейший катализатор продвижения и освоения новых технологий добычи нефти и газа, внедрения корпоративных стандартов, промышленной безопасности, бережливого производства и т. д.

Объяснить, как работает оборудование и в чем его преимущества, очень трудно по схемам и тексту, распечатанным на бумаге. Гораздо легче воспринимается озвученная анимация процессов. В специальных программах создается объемная модель оборудования. В объеме и динамике показываются перетоки жидкостей внутри оборудования, «посадка» пакера или спуск «сваба». Анимирование позволяет проникнуть в скважину на любую глубину, визуализировать тонкости технологий, показать их преимущества и недостатки. Например, серия 3D-анимированных фильмов по горизонтальным скважинам подробно раскрывает технологии бурения и нюансы добычи нефти, требования к буровым растворам и технологиям заканчивания, видам исследования и добыче вязких нефтей из горизонтальных скважин.



Для рабочих и начинающих специалистов особенно эффективной оказалась серия анимаций «Физика пласта». Сложную информацию удалось подать максимально просто и понятно, начиная с пористости и фазовой проницаемости коллектора и заканчивая тонкостями капиллярных процессов при вытеснении нефти. В каждом фильме дополнительно анимируется технология добычи нефти и газа, основанная на описываемом законе физики пласта. Понимание этих законов дает возможность персоналу легко разобраться в любой технологии увеличения нефтеотдачи.

3D-анимация может изобразить даже то, чего пока не существует. Например, визуализировать идею, для реализации которой необходимо финансирование.

Второе направление – «Промышленная безопасность и охрана труда». 3D-анимация позволяет показать то, что никогда не снимешь на видео, – например, визуализировать несчастный случай. Анимирование позволяет поместить человека под падающий трехтонный груз или взорвать емкость под работающим сварщиком. Живого человека, не подвергая опасности, на видео снять невозможно. Очень эффективны 3D-анимации с различными инструкциями по технике безопасности, например по работе с сосудами, работающими под давлением, работам на высоте и т. д.

Третье направление – это «Бережливое производство» для нефтяников и газовиков. Такие

сложные инструменты, как карта потока создания ценности, скрытые потери, 5S, канбан, диаграмма Исикавы «рыбья кость», кайдзен, SMED, пока-ёкэ, TWI и т. д., объясняются на примерах организации работ на нефтяных объектах.

Мы хотели бы работать и с вашими компаниями по индивидуальным заказам или на базе готовых 3D-анимированных продуктов. «ХАСА» – компания, в которой нефтяники рисуют для нефтяников. Это оказалось очень важным, потому что разговаривать мы будем на одном языке.

И последнее. У нефтяников и газовиков кроме запасов углеводородов есть две основные ценности: 1) эффективные технологии добычи; 2) специалисты, владеющие этими технологиями. Как вы поняли, мы работаем со вторым. Но с очень важным вторым. ■



ООО «ХАСА»

423304, РФ,
Республика Татарстан,
Азнакаевский р-н,
п.г.т. Актюбинский,
ул. Татарстана, д. 21а/23
Тел.: +7 (917) 289-69-84,
+7 (85592) 6-06-16
Факс: +7 (85592) 6-12-44
E-mail: info@khasa.ru
www.khasa.ru

ЗАЩИТА РАБОТНИКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТ ВРЕДНЫХ ХИМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Безопасность – один из главных приоритетов современных предприятий. Задача руководства – наблюдение за здоровьем сотрудников, оптимизация условий труда, модернизация производства, в том числе для уменьшения риска возникновения негативных последствий для персонала. Комплексный подход к проблеме повышает работоспособность сотрудников, сокращает потери фонда рабочего времени, снижает риск прекращения трудовых отношений по состоянию здоровья.

Работники предприятий газовой промышленности трудятся в тяжелых условиях, сопряженных с серьезными рисками. Работа с мазутом, маслами и другими веществами без специальной защиты, нарушение норм безопасности могут привести к временной потере работоспособности на 7–18 дней (при аллергическом дерматите) или даже к заболеваниям кожи (профессиональные дерматозы выявляются в 86 % случаев), эндокринной, нервной, иммунной систем организма. Проблема профдерматозов особенно актуальна: затяжной дерматит у рабочих с трудовым стажем 10–15 лет часто предшествует раку кожи.

Дерматологические средства, отвечающие за защиту, очищение и восстановление кожи (ДСИЗ), особенно важны для сотрудников, сталкивающихся с токсичными веществами.

ЗАЩИТА

Для защиты необходимо использовать специальные кремы, следовать инструкции и обновлять средства регулярно. Компания «АРМАКОН» предлагает для защиты кожи при работе с нефтью и нефтепродуктами гипоаллергенный крем гидрофильного действия СЕРВОЛИН. Он образует защитный барьер, который препятствует проникновению водонерастворимых веществ к коже, уменьшает адгезию загрязнителей с кожей и раздражение, замедляет потерю влаги.

Репеллентные средства для защиты от насекомых и клещей необходимы при работе на открытом воздухе. Репелленты не только создают комфортные условия, но и повышают уровень безопасности: около 1/3 клещей и насекомых переносят инфекции и тяжелые заболевания. Сотрудник может временно потерять трудоспособность или вовсе получить заболевания, исключающие дальнейшую трудовую деятельность. «АРМАКОН» предлагает средства КАМАРА и КАМАРА АНТИКЛЕЩ для комплексной защиты от клещей и насекомых.

ОЧИЩЕНИЕ

Формулы ДСИЗ разных производителей сильно различаются. Использование защитного и очищающего средств разных производителей в разы снижает их эффективность: из-за многокомпонентной формулы защитные средства не смываются до конца не предназначенными для этого ДСИЗ. Дерматологи, специализирующиеся на профилактике и лечении профзаболеваний, рекомендуют выбирать комплексные решения одного производителя.

Для эффективного очищения кожи нужно правильно подбирать тип средства. Для стойких загрязнений после работы с нефтепродуктами, мазутом, маслами, битумной мастикой, смолами и т. д. подойдет паста ЛАЙМЕКС с натуральным абразивом. Средство также удаляет неприятный запах

с кожи рук. Для очистки от обще-производственных загрязнений «АРМАКОН» предлагает жидкое пенное мыло ОЛИВИН. Это экономичное решение – картридж объемом 900 мл сопоставим с 10–15 л жидкого или 45 кусками твердого мыла. В линейке есть и средства для очистки рук без воды, для использования в тяжелых «полевых» условиях (ЦИТРОЛИН, ЦИТРОЛИН КОНЦЕНТРАТ).

РЕГЕНЕРАЦИЯ

Средства регенерации, такие как крем ВЕЛУМ, восстанавливают целостность кожного покрова после профессиональных стрессов и негативного влияния окружающей среды.

ВЫВОД

Продуманный подход к выбору и использованию ДСИЗ на производстве является инвестицией в развитие, снижает материальные и временные затраты на персонал, повышает производственную мощность предприятия. ■

АРМАКОН®

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
ПО РАЗРАБОТКЕ БЕЗОПАСНЫХ СРЕДСТВ
ЗАЩИТЫ КОЖИ

ООО «АРМАКОН»

123290, РФ, г. Москва,
1-й Магистральный тупик, д. 5а
Тел.: 8 (800) 100-70-53
E-mail: sales@armakon.ru
www.armakon.ru

ПОДГОТОВКА РАБОТНИКОВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ В ОБЛАСТИ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ И ЗАЩИТЫ ОТ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

О.И. Шаповалов, В.В. Щепетильников, А.В. Коновалов

Рынок энергоресурсов требует от поставщиков гарантированного исполнения взятых обязательств – любой сбой приводит к финансовым потерям. ПАО «Газпром» входит в число надежных поставщиков. Обеспечение бесперебойной работы объектов Единой системы газоснабжения (ЕСГ) является на сегодняшний день важнейшей задачей для компаний, входящих в Группу Газпром. Для ее решения разработан целый комплекс соответствующих организационных и технических мероприятий. Для выполнения плановых показателей работы объектов ЕСГ даже в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) предусмотрены мероприятия по защите работников, материальных ценностей от ЧС природного и техногенного характера, от опасностей, возникающих при военных конфликтах или вследствие этих конфликтов. Контроль и координация деятельности в данной области осуществляются Корпоративной системой гражданской защиты ПАО «Газпром» (КСГЗ), одной из ключевых задач которой является подготовка работников потенциально опасных и критически важных объектов ПАО «Газпром» в области гражданской обороны (ГО), защиты от ЧС и обеспечения мобилизационной готовности.

По инициативе Управления ПАО «Газпром» (О.И. Шаповалов) и при поддержке руководства ПАО «Газпром» для реализации единой политики в области подготовки работников по вопросам ГО и защиты от ЧС создан и успешно функционирует на протяжении уже более 10 лет Учебный центр – ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром» (Учебный центр).

В настоящее время основными направлениями деятельности Учебного центра являются:

- повышение квалификации и профессиональная переподготовка работников дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром»;
- экспертиза программ, проектов, стандартов, рекомендаций и других нормативных и технических документов ПАО «Газпром»;
- разработка нормативных и методических документов и др.

Подготовка работников ведется по учебным программам, учитывающим специфику объектов Группы Газпром и отвечающим требованиям уполномоченных надзорных органов. С учетом

возрастающей потребности в обучении Учебный центр ежегодно увеличивает количество подготовленных работников (рис. 1).

В 2016 г. подготовлено более 70 учебных групп общим количеством более 2,5 тыс. работников. На 2017 г. запланировано обучение 80 учебных групп общим количеством более 3 тыс. работников.

Педагогический состав представлен специалистами высоко-

го уровня квалификации, среди которых кандидаты наук, доценты, имеющие многолетний опыт работы. О профессионализме преподавателей свидетельствуют отзывы и письма благодарности, приходящие в адрес Учебного центра.

Для подготовки работников Учебный центр применяет различные формы обучения. Выездная форма обучения зарекомендовала себя как наиболее

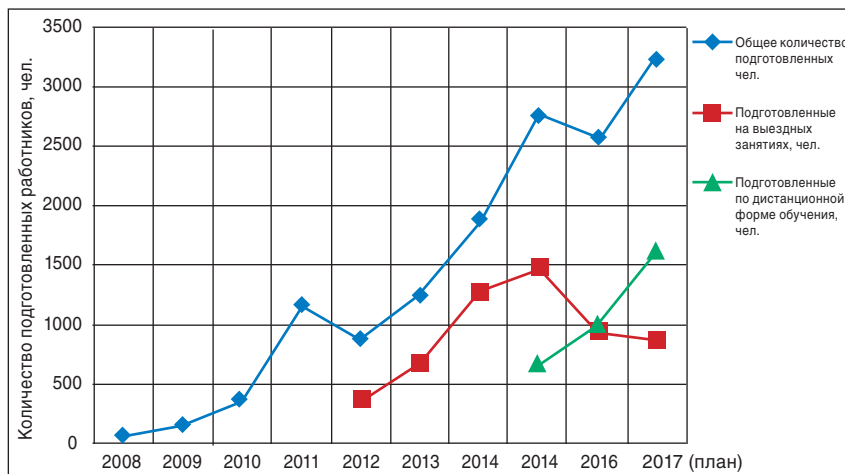


Рис. 1. Динамика количества подготовленных работников за 2008–2016 гг. и план на 2017 г.



Рис. 2. Отработка навыков и умений ведения поисково-спасательных работ

эффективная с точки зрения экономии денежных средств дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». За 2016 г. с применением выездной формы обучения подготовлено свыше 900 человек. С 2015 г. успешно развивается дистанционная форма обучения. За 2016 г. с применением дистанционной формы обучения подготовлено более 1 тыс. слушателей, а на 2017 г. запланировано обучение свыше 1,5 тыс. работников.

Во исполнение требований законодательства Российской Федерации, а также в соответствии с решениями Комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ПАО «Газпром» с 2010 г. в Учебном центре проводится обучение работников дочерних обществ и организаций по программам первоначальной подготовки спасателей и повышение их квалификации.

По результатам подготовки работники могут приобрести статус спасателя в Объектовой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных формирований и спасателей ПАО «Газпром» – ОАК ГАЗПРОМ, деятельность которой развернута на базе Учебного центра (рис. 2).

Качественная подготовка спасателей нештатных аварий-

но-спасательных формирований возможна только при условии учета специфики производственных объектов, а также при наличии соответствующей учебно-материальной базы.

Исходя из этого, для целей максимального приближения учебного процесса к реальным производственным условиям, удовлетворения возрастающей потребности в подготовке спасателей нештатных аварийно-спасательных формирований, а также для сокращения затрат на их подготовку в настоящее время Управление ПАО «Газпром» (О.И. Шаповалов) совместно с Учебным центром участвуют в реализации проекта создания учебно-тренировочного комплекса (полигона) для подготовки спасателей.

В настоящий момент отрабатывается методология объектно-ориентированной подготовки работников на специальных учебных площадках и тренажерах полигона: на участке аварийно-спасательных работ на объектах газоснабжения и на промышленных объектах; участке аварийно-спасательных работ на высоте; участке аварийно-спасательных работ на объектах освоения морских месторождений и др. Предполагается, что все учебно-тренировочные участки будут воспроизводить условия реальных аварийных ситуаций или ЧС, характерных для нефтегазовых объектов. Таким образом, ожидается, что уровень подготовки работников будет повышен и возрастет эффективность процесса подготовки.

Учебный центр имеет все необходимые разрешительные и методические документы, включая лицензию на осуществление образовательной деятельности. В 2015 г. Учебный центр успешно прошел проверку соблюдения лицензионных требований комиссией Министерства образования РФ.

Подготовка работников проходит в тесном взаимодействии с



Рис. 3. Подготовка руководителей постоянно действующих органов управления систем гражданской защиты дочерних обществ

постоянно действующими органами управления систем гражданской защиты дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» – специальными отделами, руководители которых, понимая актуальность задачи подготовки работников в области ГО и защиты от ЧС, принимают активное участие в организации обучения своих работников. Таким образом, весь спектр теоретических знаний и практических навыков и умений управления и эксплуатации объектов ЕСГ в условиях вероятных аварийных ситуаций или ЧС мирного и военного времени нарабатывается всеми без исключения категориями работников дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» (рис. 3).

Благодаря реализации принципов единой политики в области подготовки работников по вопросам ГО и защиты от ЧС, а также слаженной работе всех подсистем и структурных элементов КСГЗ, ее органов управления, органов управления и сил систем гражданской защиты дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» в целом поддерживается необходимый уровень готовности объектов ЕСГ, стратегически важных для обеспечения энергетической безопасности страны. ■

ПОДГОТОВКА КАДРОВ – ВАЖНЕЙШАЯ ЧАСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Т.А. Фральцова, к.п.н., доцент, ректор ФГАОУ ДПО «ИПК ТЭК»

В.А. Конуркин, д.т.н., профессор, первый проректор ФГАОУ ДПО «ИПК ТЭК»

Т.В. Снегирева, к.э.н., начальник НИО ФГАОУ ДПО «ИПК ТЭК»

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса» (ФГАОУ ДПО «ИПК ТЭК») создано в соответствии с Постановлением Совета Министров СССР от 6 июня 1967 г. № 515. В течение первых 20 лет ИПК ТЭК являлся основным звеном, где повышали квалификацию руководящие работники и специалисты предприятий нефтяной, газовой промышленности и строительных организаций нефтегазового комплекса СССР. В настоящее время ИПК ТЭК находится в ведении Министерства энергетики Российской Федерации.

Институт имеет полувековой опыт работы по подготовке, переподготовке и повышению квалификации специалистов ТЭК. За это время он стал одним из ведущих учебных заведений дополнительного образования специалистов ТЭК Министерства энергетики Российской Федерации и обучил более 520 тыс. специалистов и руководителей, выполнил десятки научно-исследовательских работ.

Стабильность работы института во многом связана и с высокой мобильностью работы преподавателей. География проведенных выездных занятий охватывает практически всю территорию Российской Федерации.

Как следует из самого названия учреждения, его основная цель – повышение квалификации руководящих работников и специалистов ТЭК. Институт предлагает различные варианты образовательных услуг: программы повышения квалификации,

профессиональной переподготовки, дистанционного обучения, международного сотрудничества, семинары и тренинги, консультационные услуги. Образовательные программы и мероприятия, предлагаемые институтом, рассчитаны как на руководителей, так и на специалистов-практиков. Как правило, ежегодно в институте проходят обучение более 12 тыс. специалистов и руководителей.

Организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов ТЭК в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

В настоящее время в России фактически формируется новое направление в области информационной безопасности:





«Информационная безопасность авторизованных систем управления технологическими и производственными процессами (АСУ ТП)». Особенностью данного направления является то, что, в отличие от корпоративных сетей, на которые традиционно были направлены усилия специалистов по информационной безопасности, АСУ ТП управляет реальными физическими процессами, нарушение которых может привести к человеческим жертвам и ущербу для экологии в масштабах как предприятия, так и страны.

Все это требует иных подходов к обеспечению безопасности объектов ТЭК, и прежде всего подготовки специалистов, работающих на стыке информационной и антитеррористической безопасности, и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

В целях внедрения единых подходов к организации и проведению работ по обеспечению безопасности объектов ТЭК институт реализует востребованные на сегодняшний день программы обучения, такие как антитеррористическая защищенность объектов ТЭК, информационная безопасность авторизованных систем управления технологическими и производственными процессами, основные аспек-

ты обеспечения экономической безопасности предприятий ТЭК. Кроме того, институт оказывает образовательные услуги по подготовке и аттестации спасателей, аварийно-спасательных служб и формирований. В соответствии с поручением Минэнерго России на базе института создан Центр комплексной безопасности объектов ТЭК, специалисты которого разрабатывают и оформляют паспорта безопасности.

Важно отметить, что все реализуемые институтом программы отвечают основным приоритетам, определенным в проекте Энергетической стратегии 2035 и состоящим в обеспечении российской экономики кадровыми ресурсами, обладающими необходимыми компетенциями и квалификацией для инновационного развития энергетики, занятии и удержании Россией позиций лидера в энергетических технологиях и оборудовании, производстве интеллектуальных продуктов в области энергетики.

Подготовка и повышение квалификации работников для ТЭК строятся институтом на основе не только компетентного подхода, но и интеграции образования, науки и производства.

Таким образом, сформированные конкурентные преимущества и сложившееся позиционирование института на рынках

образования и исследований позволяют ему ставить дальнейшие задачи по поддержке не только модернизации экономики региона и страны, но и научно-инновационной деятельности топливно-энергетического комплекса. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

МИНЭНЕРГО РОССИИ



**ФГАОУ ДПО «Институт
повышения квалификации
руководящих работников
и специалистов топливно-
энергетического комплекса»**

140103, РФ, Московская обл.,
г. Раменское,
Донинское ш., 4-й км
Тел.: +7 (496) 463-14-59
E-mail: ipktek@ipktek.ru
www.ipktek.ru

ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА ДЛЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ЧУ ДПО «ГАЗПРОМ ОНУТЦ»

Частное учреждение дополнительного профессионального образования «Газпром ОНУТЦ» более 30 лет занимается оказанием образовательных услуг по реализации программ дополнительного профессионального образования, а также разработкой и внедрением учебно-методических материалов (УММ) (тренажеров-имитаторов, автоматизированных обучающих систем, электронных учебников, учебных видеофильмов, плакатов, стендов, макетов) для обучения персонала. Деятельность Центра регламентируется лицензией, которая позволяет вести обучение любой продолжительности всех категорий работников (в том числе рабочих).

В последнее время актуальной и востребованной стала разработка совместных программ обучения с производителями оборудования, поставляемого для дочерних обществ Группы «Газпром». На сегодняшний день тесное сотрудничество в этом направлении налажено с заводом ООО «Калининградгазавтоматика». Начиная с 1995 г. ОНУТЦ совместно с заводом проводил семинары, на которых инженеры служб телемеханики и связи газотранспортных предприятий ПАО «Газпром» обучались навыкам работы с комплексом телемеханики «Магистраль-1».

Совместно с ООО «Калининградгазприборавтоматика» ОНУТЦ проводит семинары по изучению САУ ГПА для инженеров КИПиА, АиМ, АСУ и других специалистов по эксплуатации и оборудованию САУ. Ведутся переговоры о совместном обучении с такими производителями оборудования, как ООО «Газпроммаш», ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ» и др.



Описанный вид обучения носит практико-ориентированный характер и востребован работодателями, поскольку обладает рядом преимуществ:

- у работников, прошедших обучение, совершенствуются навыки эксплуатации и формируются умения самостоятельного технического обслуживания оборудования;
- обучение возможно проводить в рамках Графика повышения квалификации и профессиональной переподготовки руководителей и специалистов ПАО «Газпром», в том числе с

привлечением специалистов компаний-производителей в качестве преподавателей;

- теоретическая часть обучения может проходить как на базе ЧУ ДПО «Газпром ОНУТЦ» в г. Калининграде, так и в других локациях;
- практические занятия проводятся на реальном оборудовании с привлечением ведущих специалистов-разработчиков;
- по окончании обучаемому выдается документ о дополнительном профессиональном образовании, а также сертификат от производителя.

В портфеле продуктов и услуг ОНУТЦ – множество решений, потенциально интересных как для предприятий нефтегазовой отрасли, так и для других производств. О каких бы решениях ОНУТЦ ни шла речь, все они направлены на повышение эффективности бизнеса наших клиентов. ■

На правах рекламы



**ЧУ ДПО «Газпром ОНУТЦ» – ведущее
образовательное учреждение СНФПО ПАО «Газпром»**

+7 (4012) 57-30-10
marketing@onutc.ru

www.onutc.ru

НОВЫЙ УРОВЕНЬ СОТРУДНИЧЕСТВА В ПОДГОТОВКЕ И РАЗВИТИИ ПЕРСОНАЛА

А.С. Зац, директор Института дополнительного профессионального образования Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ)



УГНТУ – опорный вуз ПАО «Газпром», с 2016 г. – опорный вуз России. Институт дополнительного профессионального образования (ИДПО) УГНТУ – один из ведущих учебных центров, в котором успешно осуществляются профессиональная переподготовка и повышение квалификации кадров топливно-энергетических комплексов России, Казахстана, Узбекистана, Белоруссии, Вьетнама, Сербии, Ирака, Кубы и др.

Сотрудничество университета с глобальной энергетической компанией вышло на новый уровень и открывает широкие возможности для вуза. Это участие в формировании программы научных исследований и разработок для ПАО «Газпром» и его дочерних обществ; участие в подготовке кадров для компании; производственная практика студентов; создание базовых кафедр и филиалов кафедр вузов в ведущих научно-исследовательских организациях компании; развитие материально-технической и учебно-лабораторной базы; стажировки преподавателей на производственных объектах; участие в развитии кадрового потенциала компании посредством обучения по программам повышения квалификации и профессиональной переподготовки и др.

В ИДПО ежегодно проходят повышение квалификации и профессиональную переподготовку около 5 тыс. специалистов нефтегазовых компаний.

В учебном процессе принимают участие более 350 ведущих профессоров и доцентов УГНТУ, а также ученые и высококвалифицированные специалисты других вузов, предприятий и учреждений.

Реализуются около 400 программ повышения квалификации и профессиональной переподготовки, в том числе более 40 –

с использованием дистанционных образовательных технологий.

Как показывает опыт, наиболее эффективно обучение персонала по программам, разработанным с учетом предложений конкретных предприятий ПАО «Газпром». Примерами такой разработки и успешной реализации являются программы повышения квалификации «Диспетчерское управление магистральными газопроводами», «Диспетчерское управление газораспределительными системами», «Контроль и надзор за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом объектов магистральных газопроводов» и др.

За последние годы в ИДПО прошли повышение квалификации и профессиональную переподготовку более 300 руководящих работников и специалистов предприятий и организаций «Газпрома».

Наши возможности и преимущества:

- уникальный портфель дополнительных профессиональных программ повышения квалификации и профессиональной переподготовки;
- разработка программ с учетом требований профессиональных стандартов;
- большой опыт работы на российском и международном рынках дополнительного профессионального образования;

• электронное обучение, использование дистанционных образовательных технологий;

• готовность к участию в курсах, программах, грантах государства и бизнес-структур;

• высококвалифицированный преподавательский состав;

• возможность разработки и реализации программ по заказам предприятий, а также проведение выездного обучения;

• опыт создания систем мониторинга профессиональных компетенций работников нефтегазовых предприятий;

• обучение работников в целях приобретения новых квалификаций и профессиональных компетенций, необходимых для решения задач компании.

Переход на новый уровень сотрудничества УГНТУ и ПАО «Газпром» позволит еще более оперативно и эффективно обеспечивать потребности в подготовке и повышении кадрового потенциала компании. ■

Институт дополнительного профессионального образования УГНТУ

450064, РФ, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Кольцевая, д. 5/2
Тел.: +7 (347) 264-68-65,
+7 (347) 242-09-17
E-mail: ugntuipk@ipkoil.ru
<http://ipkoil.ru>

ИЗУЧЕНИЕ ЗОНЫ КОНТАКТА СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ ГРАНИЦЫ МЕЖДУ ТЕРРИГЕННЫМИ И КАРБОНАТНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ВЕНДА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 551.7:551.24

А.И. Крикунов, канд. геол.-минер. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ)

Л.А. Филиппова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Н.Ю. Канунникова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.С. Земченков, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», A_Zemchenkov@vniigaz.gazprom.ru

Статья посвящена изучению геологических особенностей зоны контакта продуктивных терригенных и карбонатных отложений венда Среднеботуобинского месторождения. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится в районе трассы газопровода «Сила Сибири» и присоединено к трубопроводу «Восточная Сибирь – Тихий океан». По состоянию на 1 января 2015 г. извлекаемые запасы нефти и конденсата категорий $ABC_1 + C_2$ составляют 167 млн т, газа – 181 млрд м³. На основе анализа геолого-геофизических материалов четырех поисково-разведочных скважин (ГИС, керновый материал) уточнены характер и граница кровли ботуобинского продуктивного горизонта в пределах месторождения. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости пересмотра пространственно-временного положения нижнебукской подсвиты не только в пределах месторождения, но и в региональном плане.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СРЕДНЕБОТУОБИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, УГЛЕВОДОРОДЫ, ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ, СТРАТОН, РАЗМЫВ, ОТБОР КЕРНА.

Среднеботуобинское НГКМ в административном отношении находится на территории Мирнинского района Республики Саха (Якутия) в 140 км к северо-западу от г. Ленска. Месторождение открыто в 1970 г. параметрической скв. СБт-1, при испытании которой был получен промышленный приток газа из отложений венда и кембрия. В 1980 г. скв. СБт-53 дала промышленный приток нефти из ботуобинского продуктивного горизонта.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка в центральной части Мирнинского выступа – структуры I порядка в границах Нелско-Ботуобинской антеклизы.

Неподалеку от Среднеботуобинского месторождения находятся Тас-Юряхское, Бес-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское и другие нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения.

Крупная Среднеботуобинская структура (105 x 20 км) протягивается в направлении с юго-запада на северо-восток. Многочисленные тектонические нарушения осложняют ее строение и делят



Krikunov A.I., Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF)

Filippova L.A., Gazprom VNIIGAZ LLC

Kanunnikova N.Yu., Gazprom VNIIGAZ LLC

Zemchenkov A.S., Gazprom VNIIGAZ LLC, A_Zemchenkov@vniigaz.gazprom.ru

Study of the contact zone of the stratigraphic boundary between terrigenous and carbonate vendian deposits of the Srednebotuobinskoe field

The article studies the geological peculiarities of the contact zone of productive terrigenous and carbonate Vendian deposits of the Srednebotuobinskoe Field. The Srednebotuobinskoe Oil and Gas Condensate Field (SOGCF) is located near the route of the "Power of Siberia" pipeline and connected to the "Western Siberia – Pacific Ocean" pipeline. As of January 1, 2015, recovered reserves of oil and gas condensate of ABC₁ + C₂ categories are 167 million tons, reserves of gas – 181 billion m³. Based upon the analysis of geological and geophysical evidence of four exploratory wells (GIS, core material), one specified the nature and boundaries of the top of the botuobinskoy productive horizon within the field. The obtained results evidence the necessity to revise the spatial-temporal location of the lower byukskaya subformation not only within the field, but in the regional plan as well.

KEY WORDS: SREDNEBOTUOBINSKOE FIELD, HYDROCARBONS, SEDIMENTATION, STRATIGRAPHIC UNIT, FLUID WASH, CORE RECOVERY.

на ряд гидродинамически не связанных между собой крупных блоков: Центральный, Западный, Северный и Восточный блоки.

В геологическом строении месторождения принимают участие глубоко метаморфизованные породы фундамента и осадочные отложения чехла. Кристаллический фундамент представлен серыми, красновато-серыми, розовыми гранито-гнейсами с включениями калиевого полевого шпата и кварца. Толщина осадочного чехла, представленного отложениями вендского, кембрийского, юрского и четвертичного возрастов, в пределах Среднеботуобинского месторождения превышает 2000 м.

Вендские отложения представлены курсовской, бюксской, успунской и кудулахской свитами. Продуктивные терригенные отложения приурочены к курсовской свите и к нижней подсвите бюксской свиты.

Курсовская свита трансгрессивно, с угловым несогласием, залегает на породах кристаллического фундамента (рис. 1). Нижняя и центральная ее части сложены песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов. В этой части разреза на Среднеботуобинском месторождении выделяются талахский и улаханский продуктивные горизонты. Верх-

няя часть свиты представлена преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

Бюкская свита в пределах Среднеботуобинского месторождения подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита (ботуобинский продуктивный горизонт) сложена в основном мелко-среднезернистыми рыхлыми и слабосцементированными кварцевыми песчаниками с подчиненными прослоями крупнозернистых песчаников. К подошве доля глинистого материала в отложениях подсвиты постепенно

возрастает. Ранее уже отмечалось, что наличие поверхности размыва в основании подсвиты на территории Среднеботуобинского месторождения керновым материалом не подтверждается [1].

Здесь, как и на Чаяндинском месторождении, ботуобинские песчаники без какого-либо перерыва в осадконакоплении залегают на аргиллитах курсовской свиты. Тенденцию постепенной смены песчаников на алевролиты, а затем и на аргиллиты можно наблюдать по результатам анализа промыслово-геофизических материалов скв. СБт-77 (рис. 2).



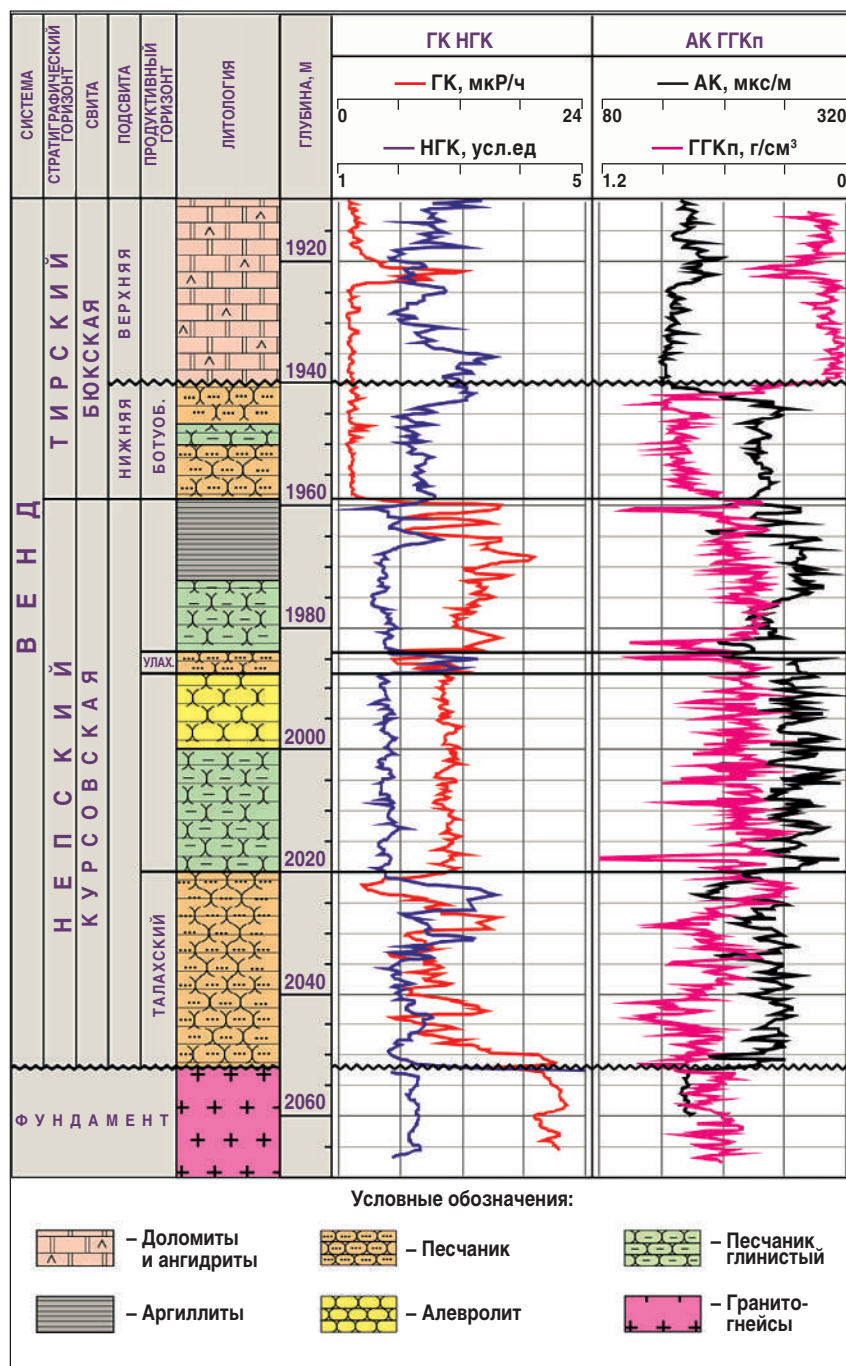


Рис. 1. Схематический сводный геолого-геофизический разрез Среднеботубинского месторождения

Верхняя подсвита сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломито-ангидритами, ангидритами, с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. Она представляет собой довольно надежную покрывку для продуктивных песчаников ботубинского горизонта. На сегодняшний день считается, что сульфатно-карбо-

натные породы верхней подсвиты согласно и без прерывания процесса седиментации перекрывают терригенные отложения нижнебукской подсвиты.

Однако не все так однозначно. Вновь интерпретированные материалы – данные ГИС и результаты исследования кернового материала, отобранного из зоны

контакта верхней и нижней частей букской свиты в скв. СБт-77, СБт-46, СБт-26, СБт-1004, – позволяют предположить наличие перерыва в осадконакоплении и поверхности углового несогласия между ними.

В скв. СБт-46 кровля ботубинских песчаников отбивается на глубине 1875 м. В интервале 1872,6–1875,6 м был отобран керн (рис. 3). При проходке 3 м вынос керна составил 2,5 м (83 %). Согласно его описанию, первые 1,7 м представлены темно-серыми плотными и очень крепкими глинистыми доломитами верхнебукской подсвиты с незначительным присутствием белого ангидрита. Под ними залегает мелкозернистый серый кварцевый песчаник нижнебукской подсвиты с выпотами нефти. Контакт с вышележащими доломитами имеет угол наклона 5–10°.

Резкая смена пород и наличие углового несогласия могут свидетельствовать о возможном перерыве в осадконакоплении на границе между нижнебукской и верхнебукской подсвитами.

В скв. СБт-1004 кровля ботубинских песчаников отбивается на глубине 1890,2 м. В интервале глубин 1885–1891 м был отобран керн (рис. 4). Проходка составила 6 м, вынос керна – 5,9 м (98 %). Макроописание керна данного интервала сверху вниз:

- 3,48 м – серые и темно-серые скрытокристаллические массивные крепкие доломиты с включениями зерен ангидрита;
- 0,11 м – темные доломитистые тонко-, горизонтально- и волнисто-слоистые аргиллиты с включениями ангидрита;
- 0,51 м – доломиты серые с включениями ангидрита;
- 0,08 м – белые ангидриты и темные (до черного) доломитистые тонко-, горизонтально- и волнисто-слоистые аргиллиты;
- 0,47 м – доломиты серые, светло-серые, брекчиевидной формы;
- 0,36 м – доломиты серые, однородные;

- 0,08 м – доломиты ангидритизированные светло-серого цвета, брекчиевидной формы;
- 0,81 м – песчаники среднезернистые черного цвета, рыхлые, слабосцементированные, нефтенасыщенные. Контакт с доломитами верхнебюкской подсвиты горизонтально-волнистый.

Наличие брекчиевидной формы доломитов на границе сульфатно-карбонатных пород верхнебюкской подсвиты и среднезернистых нефтенасыщенных песчаников нижнебюкской подсвиты свидетельствует о возможном существовании поверхности размыва между этими комплексами пород.

В скв. СБт-26 кровля ботубинских песчаников отбивается на глубине 1882 м. В интервале глубин 1881,2–1887,3 м был отобран керн (рис. 5). Проходка составила 6,1 м, вынос керна – 6,1 м (100 %). Для увязки с промыслово-геофизическими данными интервал отбора керна необходимо приподнять на 2,55 м.

Макроописание керна данного интервала сверху вниз следующее:

- 0,7 м – неравномерное субгоризонтальное и слабонаклонное переслаивание ангидритистых доломитов с мелкоябчковой текстурой и глинистых, доломитистых серых и относительно чистых ангидритов со слабо выраженной слоистостью;
- 0,1 м – прослой брекчированных глинисто-ангидритистых серых доломитов, «сцементированных» ангидритом доломитистым;
- 0,5 м – мозаичные доломитистые ангидриты с изометричной массивной текстурой;
- 2,25 м – серые, ангидритистые, слабоглинистые доломиты с тонкими прослоями темно-серых доломитисто-ангидритистых аргиллитов. Доломиты массивные с субгоризонтальной волнистой слоистостью. В нижней части интервала в отдельных песчаных прослоях отмечаются выпоты нефти. Здесь же

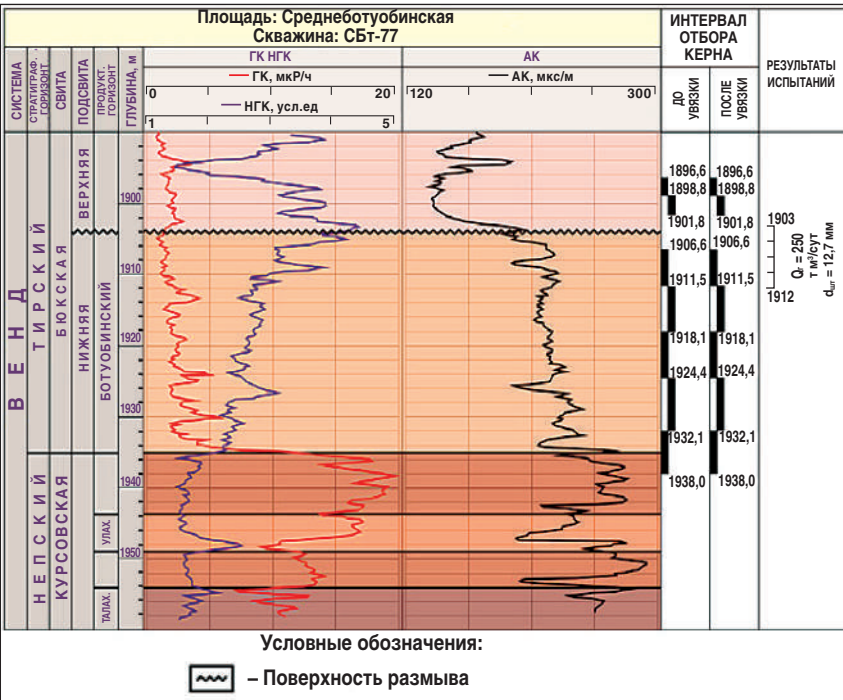


Рис. 2. Промыслово-геофизическая характеристика скв. СБт-77

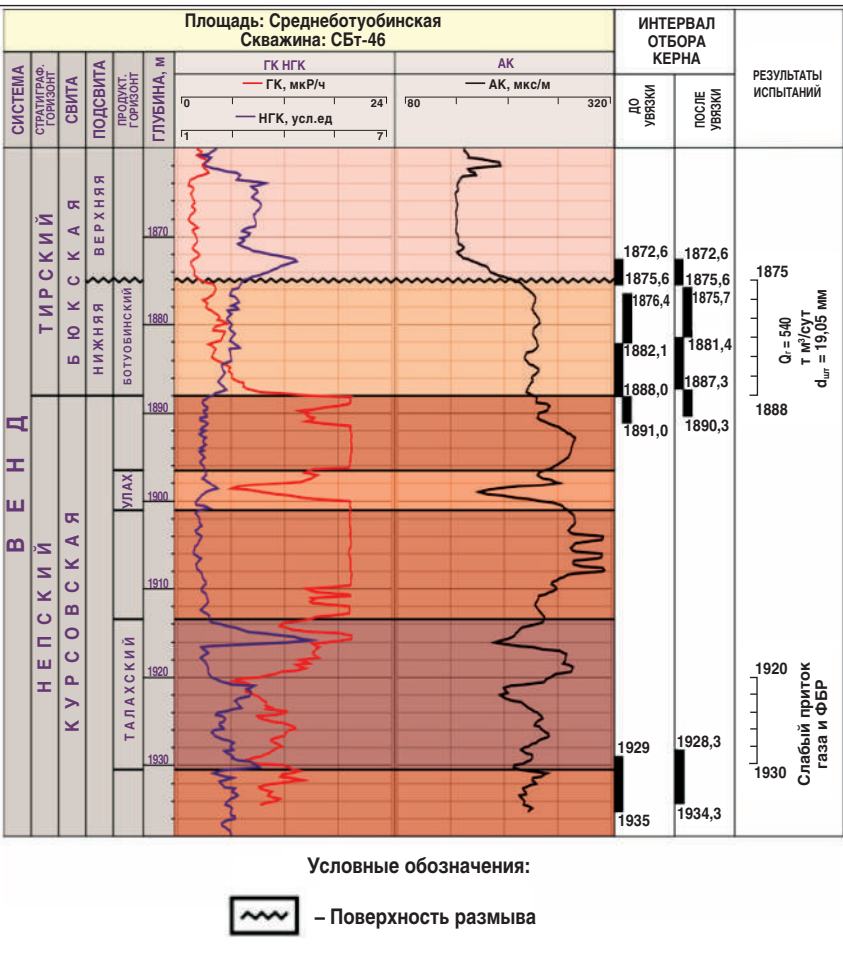


Рис. 3. Промыслово-геофизическая характеристика скв. СБт-46

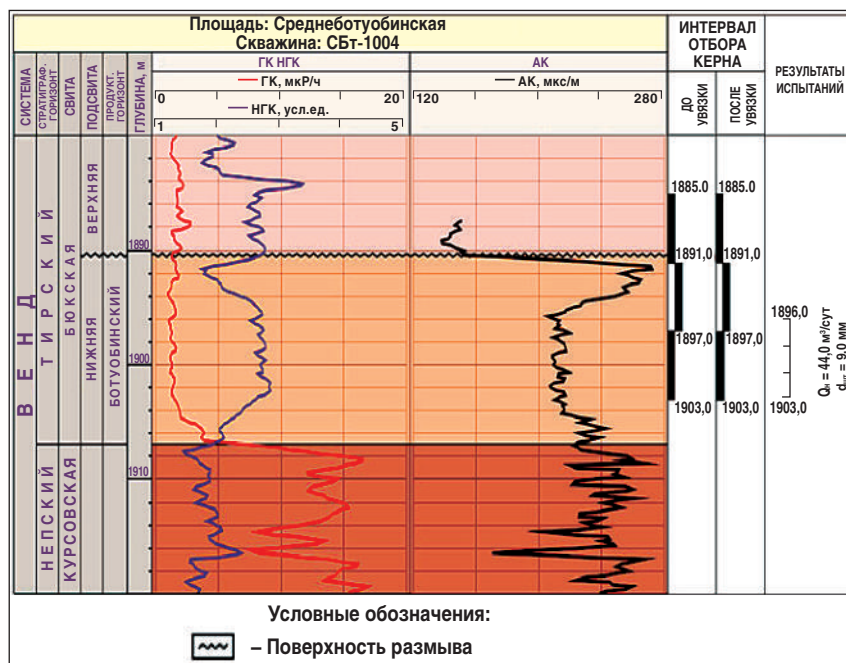


Рис. 4. Промыслово-геофизическая характеристика скв. СБт-1004

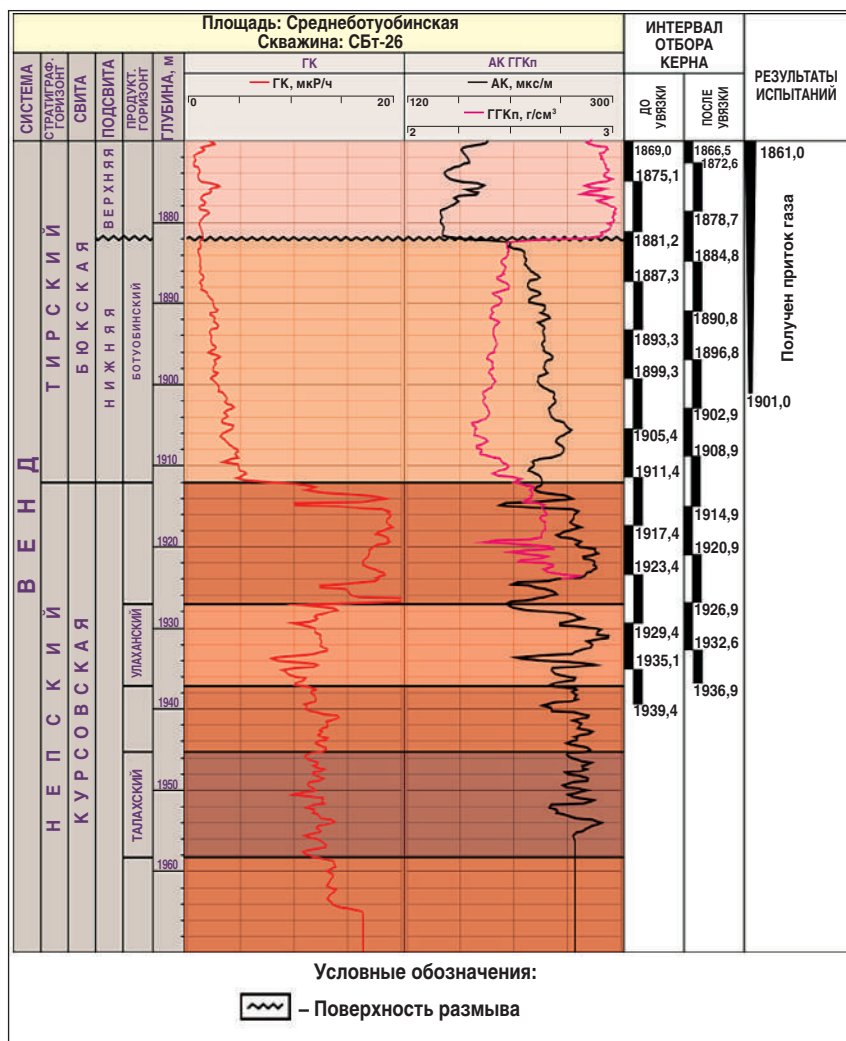


Рис. 5. Промыслово-геофизическая характеристика скв. СБт-26

доломиты имеют брекчированный облик и вместе с кровлей ботубинского горизонта образуют фрагмент разреза, напоминающий оползневую брекчию. На отметке от начала интервала отбора керна +3,55 м (глубина по керну 1884,55 м) вскрыта кровля ботубинского горизонта. Кровля имеет неровный контакт (от субгоризонтального до наклонного и резко наклонного под углом 50°). Сверху доломит темно-серый, брекчированный, песчанистый, вверх по разрезу он переходит в доломитистый ангидрит, ниже контакта – песчаник. В песчанике отмечены элементы наклонной слоистости, текстуры оползания. Наклонная слоистость песчаника подчеркивается включениями темного глинистого материала по поверхности напластования;

- 2,55 м – песчаники кварцевые, коричневатые-серые, светло-серые, массивные от мелко- до среднезернистых с доломитовым, базальтовым, базально-поровым цементом. Слоистость неравномерная, субгоризонтальная, слабоволнистая, слегка наклонная, выполаживается сверху вниз.

Литолого-стратиграфические особенности интервала разреза бюксской свиты в скв. СБт-26, так же как и в скв. СБт-1004, СБт-46, свидетельствуют о наличии признаков перерыва осадконакопления и углового несогласия на границе между нижней и верхней подсвитами.

Таким образом, отсутствие на территории Среднеботубинского месторождения поверхности размыва под ботубинскими песчаниками и ее возможное наличие в кровле продуктивного горизонта может привести к необходимости пересмотра пространственного расположения временных границ. Согласно постановлению Межведомственного стратиграфического комитета, в древних немых толщах (венд, рифей) стратиграфические границы должны быть приурочены к перерывам в осад-



конакопления [2]. В соответствии с данным постановлением подошва тирского стратиграфического горизонта должна залегать не в основании нижнебюкской подсвиты, как это принимается в настоящее время, а в ее кровле. В таком случае вслед за этим должна поменять свое место и граница между нижним и верхним вендом. Эти изменения с учетом предложенных ранее преобразований в пределах Чаядинского месторождения, также связанных с перемещением некоторых поверхностей размывов [3–5], могут привести к существенной корректировке геологической модели в пределах двух крупных структур I порядка – северо-восточного склона Непско-Пеледуйского свода и центральной части Мирнинского выступа. Очевидно, что вопрос о местоположении стратиграфических границ в разрезе нижнего венда данного региона остается недостаточно изученным и требует дополнительных исследований. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Пушкарева М.М. Региональные перерывы в осадконакоплении и некоторые вопросы корреляции вендских отложений Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы // Сб. мат-лов VIII междунар. науч. конф. «Интерэкспо Гео-Сибирь». Т. 2. Новосибирск, СГГА, 2012. С. 82–86.
2. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований // Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. СПб.: ВСЕГЕИ, 2008. Вып. 38. 129 с.
3. Рызов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А. и др. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаядинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. С. 161–173.
4. Рызов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова (Рыжова) Л.А. и др. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. В.А. Скоробогатова // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России: сб. науч. ст. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. С. 99–105.
5. Крикунов А.И., Рызов А.Е., Филиппова Л.А. и др. Определение местоположения ботубинского продуктивного горизонта и пластов XM1 и XM2 хамакинского продуктивного горизонта в южной части Чаядинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. С. 116–125.

REFERENCES

1. Varaksina I.V., Khabarov E.M., Pushkareva M.M. Regional Breaks in Sedimentation and Certain Matters of the Correlation of Vendian Deposits of the Angara-Lenskaya Stage and the Nepa-Botuoba Anticline. Digest of the 8th International Scientific Conference "Interexpo Geo-Siberia". Novosibirsk, Siberian State Academy of Geodesy, 2012, Vol. 2, P. 82–86. (In Russian)
2. State of Knowledge of Stratigraphy of Pre-Cambrian and Paleozoic Eras of Russia. The Goals of Further Research. Regulations of the Interdepartmental Stratigraphical Committee and its Regular Commissions. Saint Petersburg, Russian Geological Research Institute, 2008, Iss. 38, 129 p. (In Russian)
3. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., et al. Specifying the Location of the Boundary Between the Low Byukskaya and High Byukskaya Subformations of the Chayadinsk Oil and Gas Condensate Field, Involving Lithological, Field Geophysical and Seismic Criteria. Ed. by B.A. Grigoryev. Topical Research Issues of Stratified Systems of Hydrocarbon Fields: Collection of Scientific Articles. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2013, P. 161–173. (In Russian)
4. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Filippova (Ryzhova) L.A., et al. Establishing the Degree of Impact of the Geotectonical Factor upon the Formation of Hydrocarbon Deposits at the Samanchakitsky Unit of the Chayadinsk Oil and Gas Condensate Field. Ed. by V.A. Skorobogatov. Problems with Supplying Resources to Gas Recovery Regions of Russia: Collection of Scientific Articles. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2014, P. 99–105. (In Russian)
5. Krikunov A.I., Ryzhov A.E., Filippova L.A., et al. Establishing the Location of the Botuobinsky Productive Horizon and XM1 and XM2 Strata of the Chamakinsky Productive Horizon in the South Part of the Chayadinsk Oil and Gas Condensate Field. Topical Research Issues of Stratified Systems of Hydrocarbon Fields: Collection of Scientific Articles. Moscow, VNIIGAZ Gazprom, 2015, P. 116–125. (In Russian)

РАСЧЕТ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ДЛЯ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА КЛАССА ПРЕМИУМ

УДК 621.774

С.А. Рекин, ПАО «ТМК» (Москва, РФ)

А.Г. Ширяев, ПАО «ТМК»

Б.А. Ерехинский, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), B.Erekhinskiy@adm.gazprom.ru

А.Г. Филиппов, ПАО «Газпром»

В статье описан процесс разработки резьбового соединения нового поколения, обладающего высокой эффективностью на сжатие. Обоснованы конструкция соединения, профиль резьбы и форма уплотнения. Профиль резьбы выбран с учетом удобства использования соединения в условиях строительства скважины. Уплотнение «металл – металл» обеспечивает газовую герметичность соединения во время всего срока эксплуатации. Проведен проверочный расчет конструкции соединения методом конечных элементов. Смоделированы возможные случаи нагружения соединения с учетом различных нагрузок. Описан метод расчета резьбовых соединений методом конечных элементов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РЕЗЬБОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЕДИНЕНИЯ, КОНТАКТНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЛОННА ОБСАДНЫХ ТРУБ, ПУТЬ СКОЛЬЖЕНИЯ, ГЕРМЕТИЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ.

Большинство современных муфтовых резьбовых соединений класса премиум различных производителей имеют ограничение по эффективности на сжатие (эффективность соединения: отношение нагрузки, которую выдерживает тело трубы, к нагрузке, которую выдерживает соединение). Обычно эффективность на сжатие составляет менее 60 %. Чем это опасно для герметичности колонны труб в целом?

1. При спуске колонны обсадных труб по какой-либо причине может произойти посадка колонны, при этом будет превышена допустимая нагрузка на сжатие для соединения и деформировано уплотнение в зоне пластических деформаций. Затем при поднятии колонны, после приложения нагрузки и растяжения уплотнения в нем образуется зазор. Такая колонна труб не будет герметичной.

2. Экстремально высокий изгиб ствола скважины или локальное искривление ствола на небольшом участке. При прохождении

такого участка колонна обсадных труб также будет испытывать изгибающие нагрузки. Если представить задачу в «плоском» виде, то при прохождении искривленного участка одна сторона соединения сначала будет испытывать сжатие, а другая – растяжение. После прохождения такого участ-

ка знаки напряжений поменяются, и если превысить допустимую нагрузку на сжатие, колонна труб также окажется негерметичной.

Авторами была сформулирована задача: разработать резьбовое соединение обсадных труб с высокой эффективностью на сжатие, растяжение, внутреннее



Rekin S.A., TMK PJSC (Moscow, RF)

Shiryaev A.G., TMK PJSC

Erekhinsky B.A., Gazprom PJSC (Saint-Petersburg, RF), B.Erekhinsky@adm.gazprom.ru

Filippov A.G., Gazprom PJSC

Calculation of the threaded coupling for premium-class oil pipes

The article presents the development process of threaded couplings of a new generation that possess high compression efficiency. The design of the coupling, thread profile and seal form is substantiated. The thread profile is selected with due regard for the ease of its use in well construction conditions. The metal-metal seal provides for gas leak tightness of the coupling throughout its service life. A checking calculation of the coupling's design was performed with the use of the finite element method. Possible coupling loads cases with due regard for different loads are simulated. The threaded coupling calculation method with the use of the finite element method is described.

KEY WORDS: THREADED COUPLING OF CASING PIPES, JOINT EFFICIENCY, CONTACT STRESS, CASING STRING, SLIDE PATH, STRUCTURAL INTEGRITY.



Рис. 1. Резьбовое соединение TMKUPCentum

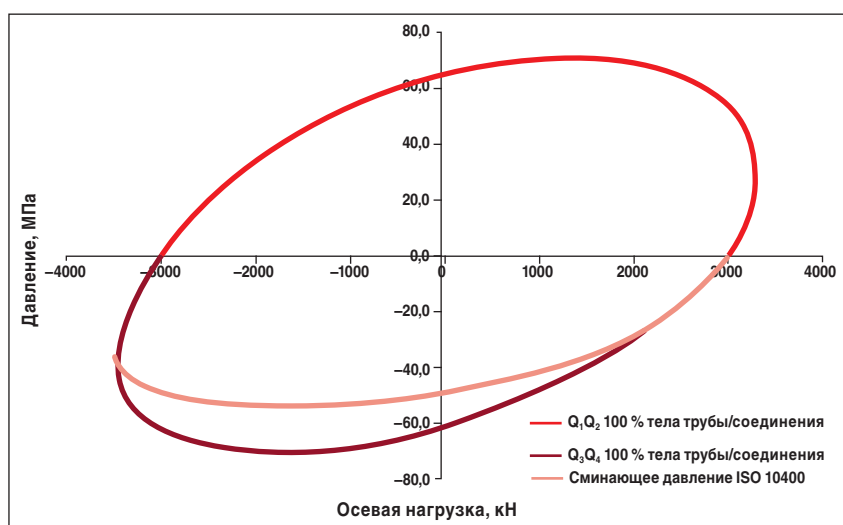


Рис. 2. Область эксплуатационных нагрузок соединения TMK UP Centum

и внешнее давление. Соединению было дано название TMK UP Centum (от лат. centum – «сто») (рис. 1).

На рис. 2 показан пример области эксплуатационных нагрузок соединения TMK UP Centum 178 x 10,36 N80 в сравнении с телом трубы. Эллипс нагружения по телу трубы и эллипс нагружения по резьбовому соединению совпадают, т. е. соединение обладает эффективностью 100 %.

Конструкция резьбового соединения Centum обладает рядом особенностей:

1) вершины и впадины профиля резьбы параллельны оси соединения. Данное решение позволяет избежать эффекта «закусывания/заклинивания» резьбы в начале сборки (рис. 3), а так-

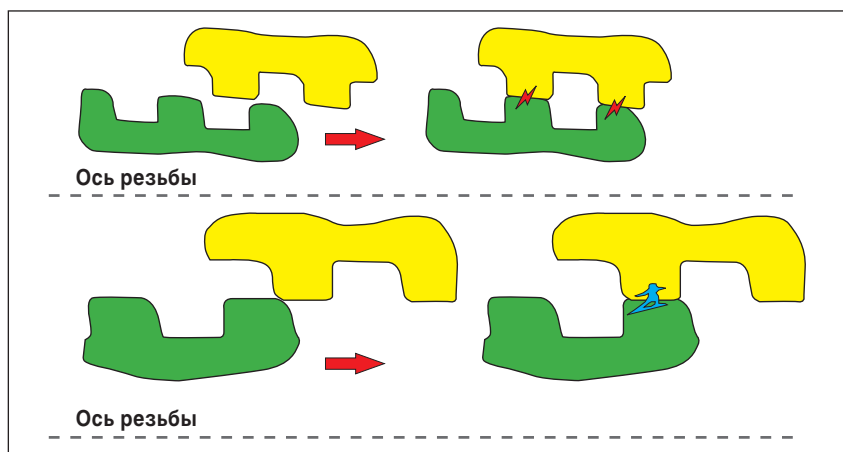


Рис. 3. Процесс подготовки резьбы к скручиванию

же увеличить свободный захват резьбы;

2) увеличенный шаг резьбы обеспечивает быструю сборку/разборку соединения. Это умень-

шает «путь скольжения», проходимый контактирующими поверхностями в процессе сборки/разборки, и риск возникновения задиров. Кроме того, увеличен-

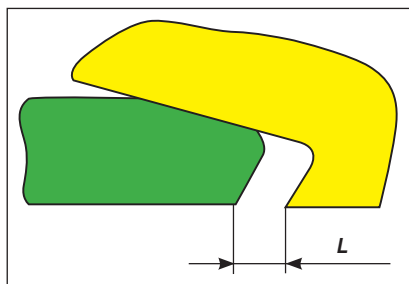


Рис. 4. Определение «пути скольжения», проходимого контактирующими поверхностями в окружном направлении

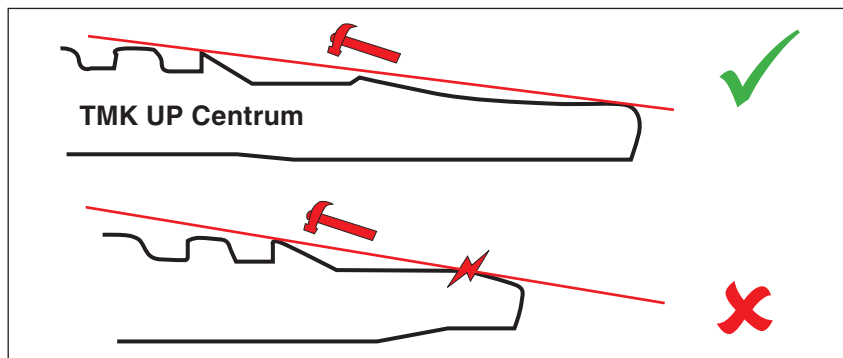


Рис. 5. Пассивная защита уплотнения от повреждений

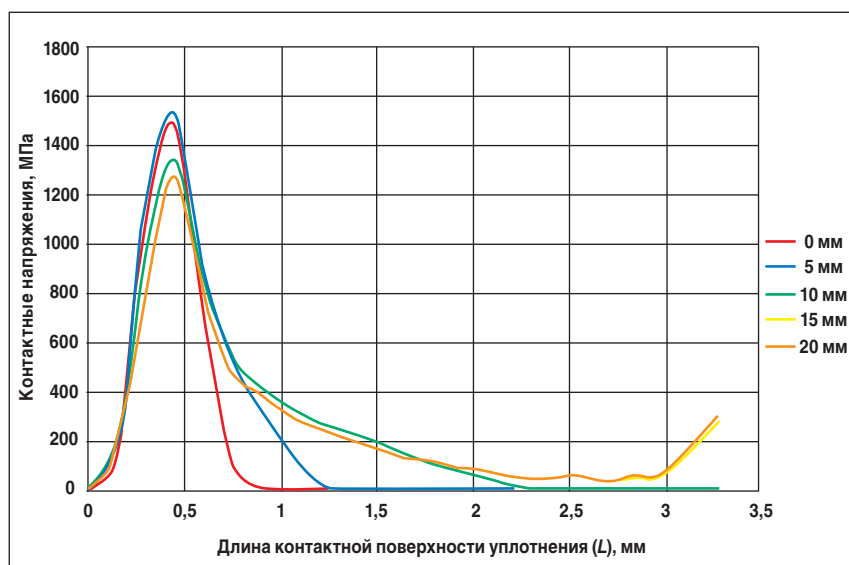


Рис. 6. Кривые распределения эффективного напряжения радиального уплотнения

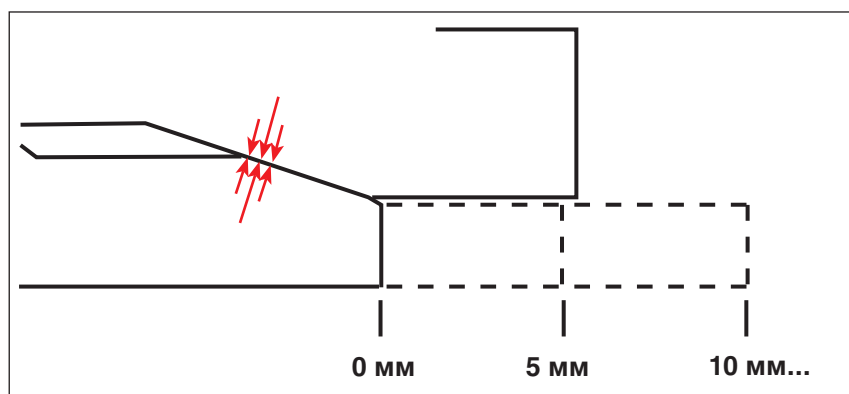


Рис. 7. Расстояние от уплотнения до торца ниппеля

ный шаг резьбы сокращает время на сборку соединения, что очень важно, например, на морской платформе.

Очевидно, что «путь скольжения», проходимый уплотнением,

как показано на рис. 4, напрямую зависит от шага резьбы и равен:

$$\pi DL / \text{шаг резьбы},$$

где D – диаметр, мм; L – величина зазора, мм.

Стандартный шаг упорной резьбы по стандарту API составляет 5,08 мм независимо от диаметра трубы. В резьбе соединения TMK UP Centrum применен шаг 6,35 мм, что, соответственно, сокращает «путь скольжения» на 20 %. Это имеет принципиальное значение для труб большого диаметра (более 245 мм). Дополнительно это исключает вероятность сборки резьбы «через виток»;

3) дополнительная защита уплотнения от повреждения при транспортировке и такелажных работах (рис. 5);

4) использование «краевого эффекта», увеличивающего эффективность радиального уплотнения (рис. 6). Чем дальше торец ниппеля находится от точки контакта, тем эффективнее (до определенной длины) работает уплотнительный элемент. На диаграмме по оси абсцисс показана длина уплотнительной поверхности ниппеля, а по оси ординат – контактные напряжения. Каждая кривая соответствует определенному расстоянию от уплотнения до торца ниппеля (рис. 7);

5) особенность формы уплотнения соединения TMK UP Centrum заключается в том, что обе контактные поверхности представляют собой части сферической поверхности. При этом подобраны они таким образом, что в процессе сборки точка с наибольшими контактными напряжениями постоянно смещается, резко снижая вероятность возникновения

задилов. Также это снимает проблему конусных уплотнений, когда изменение конуса в пределах поля допуска (даже очень жесткого) кардинально меняет картину распределения контактных напряжений. Дополнительно это включает радиальное уплотнение в работу при нагружении соединения сжатием и/или избыточным крутящим моментом;

6) в соединении предусмотрен конструктивный элемент «Радиальный ограничитель» (рис. 8), который исключает смещение торца ниппеля вверх в радиальном направлении, обеспечивая максимальное сопротивление избыточному крутящему моменту и сжимающим нагрузкам. Сочетание специфической формы уплотнения, радиального ограничителя и особенностей формы профиля резьбы позволило увеличить максимальный крутящий момент, воспринимаемый соединением до возникновения пластических деформаций (соответственно, и операционный момент), на 20–30 % в зависимости от типоразмера в сравнении с аналогичными соединениями при прочих равных условиях.

Для выполнения проекторочных и проверочных расчетов используют метод конечных элементов (МКЭ). В данном примере использовался программный комплекс Abaqus/CAE. Конечно-элементная модель соединения разрабатывалась на основе эскизов, выполненных в среде CAD-систем или на основе конструкторской документации. Как правило, используется осесимметричная модель (рис. 9).

Анализ МКЭ начинается с аппроксимации исследуемой области (области задачи) и делении ее на ячейки сетки. По углам каждой ячейки находятся узлы. Такие ячейки (треугольники, четырехугольники) и называются конечными элементами. Расчет элемента системы производится путем вычисления смещения его узлов при помощи функции

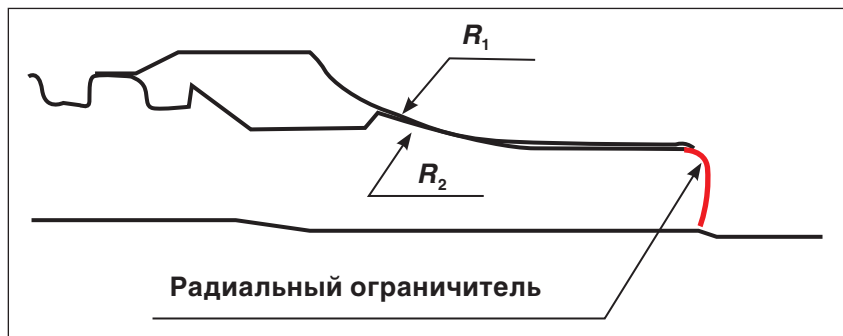


Рис. 8. Радиальный ограничитель момента свинчивания

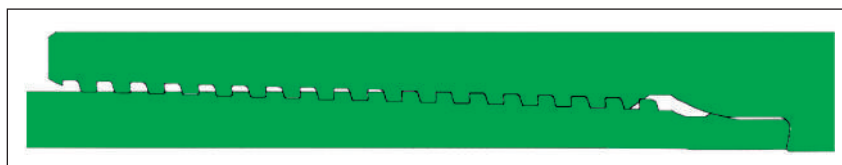


Рис. 9. Общий вид соединения TMK UP Centum

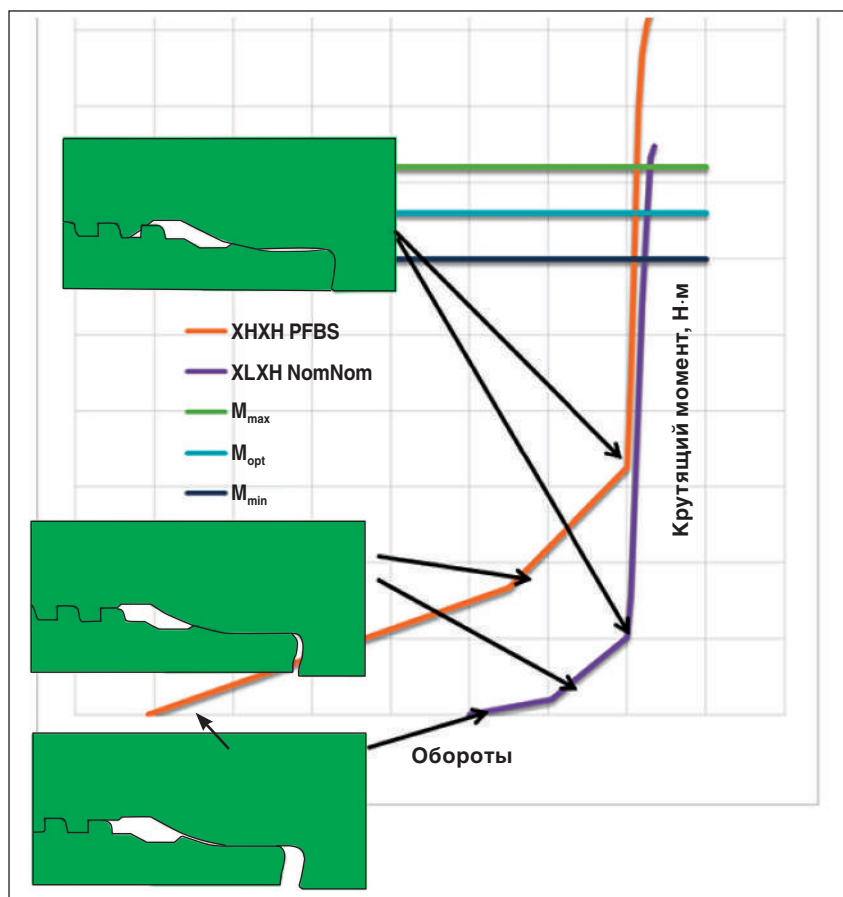


Рис. 10. Теоретическая диаграмма зависимости крутящего момента от оборотов

формы. После вычисления перемещений программа может перейти к расчету деформаций частных производных от функции перемещения, а по деформаци-

ям рассчитываются напряжения. Для получения наиболее точных результатов плотность сетки увеличивается в зоне контакта и высоких деформаций.

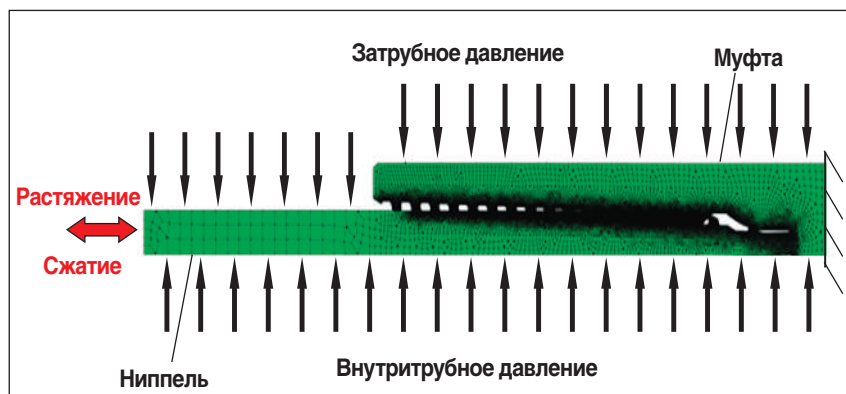


Рис. 11. КЭ-сетка соединения. Нагрузки. Граничные условия

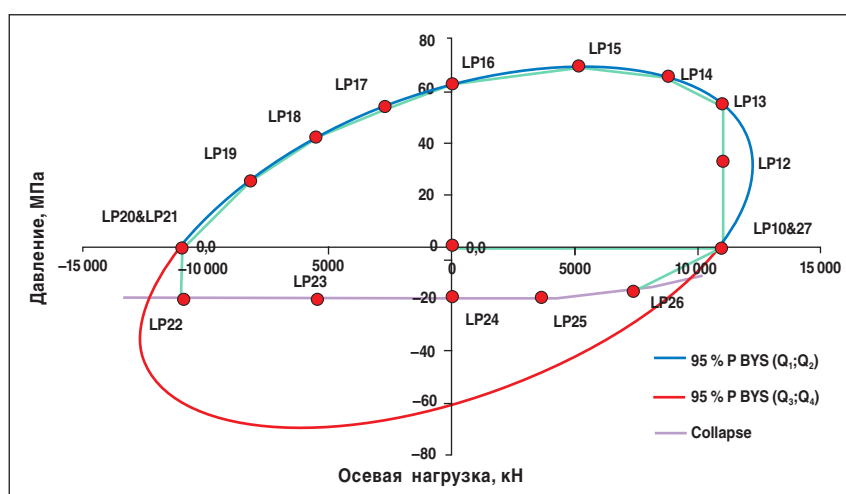


Рис. 12. VME с точками нагружения

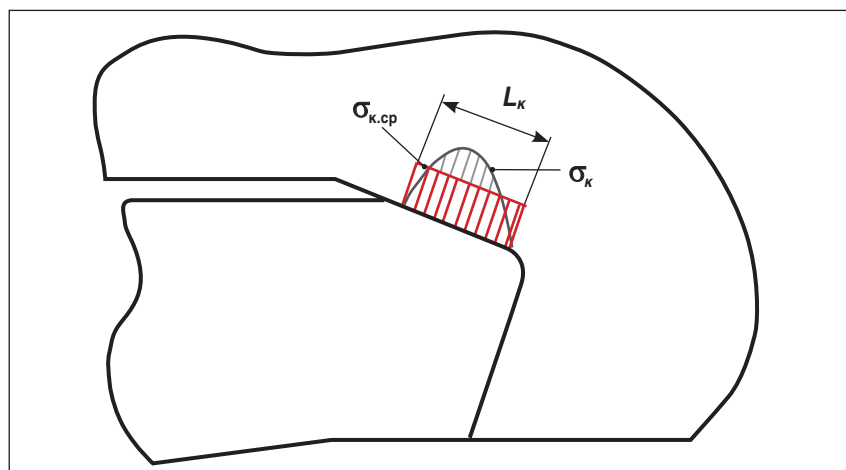


Рис. 13. Зона контактных напряжений: к.ср – контактные напряжения; L_k – длина поверхности контакта

Одним из важнейших этапов разработки резьбового соединения является определение оптимального диапазона моментов свинчивания. Как было указано

выше, для его определения используются две модели с различными сочетаниями основных параметров и производится построение теоретической диа-

граммы зависимости крутящего момента от оборотов или осевого крепления.

Пример диаграммы зависимости крутящего момента от числа оборотов при различных сочетаниях основных геометрических параметров представлен на рис. 10.

После выбора оптимального момента свинчивания производится оценка герметичности конструкции с сочетающимися параметрами, как было написано ранее, собранной с минимальным моментом свинчивания, при действии различных комбинаций внешних нагрузок. Типы нагрузок, их сочетания и величины регламентированы стандартом ISO 13679 [1] (рис. 11).

В общем виде точки нагружения (комбинации давления и осевой нагрузки) обычно представляют в виде графика (рис. 12). Каждая точка кривой на графике является такой комбинацией осевой нагрузки и давления, при которой эквивалентные напряжения (по теории максимальной потенциальной энергии формоизменения) равны пределу текучести материала, поэтому данную кривую иногда называют эллипсом эквивалентных напряжений, или Von Mises Ellipse (VME) в зарубежной литературе. Расчет и фактические испытания производят с учетом коэффициента безопасности не менее 95 % на основании стандарта ISO 10400 [2].

Пример последовательности и величин нагрузок представлен в таблице.

Расчет герметичности выполняется на основе выходных данных КЭ моделей соединений: длины контакта, уровня и характера распределения контактных напряжений и пр. (рис. 13). По результатам расчетов можно оценить работу радиального уплотнения рассматриваемой конструкции, сравнить работоспособность различных соединений, оценить влияние момента затяжки соединения [3].

Нагрузки, возникающие в резьбовом соединении

Точки нагружения	Осевая суммарная, K_{ip}	Давление P_i/P_o , psi	Осевая суммарная, кН	Давление P_i/P_o , МПа	МКЭ напряжение – давление, psi	МКЭ напряжение – давление, МПа
Makeup	0	0	0	0	0	0
LP10	2465	0	10 955	0,0	118 674	818
LP12	2465	4797	10 955	33,1	118 674	818
LP13	2465	8017	10 955	55,3	118 674	818
LP14	1972	9529	8764	65,8	94 939	654
LP15	1150	10 106	5110	69,7	55 355	381
LP16	0	9080	0	62,7	0	0
LP17	-616	7787	-2739	53,7	-29 668	-204
LP18	-1232	6110	-5477	42,2	-59 337	-409
LP19	-1848	3710	-8216	25,6	-89 005	-613
LP20	-2465	0	-10 955	0,0	-118 674	-818
LP21	-2465	0	-10 955	0,0	-118 674	-818
LP22	-2465	-2840	-10 955	-19,6	-118 674	-818
LP23	-1232	-2840	-5477	-19,6	-59 337	-409
LP24	0	-2840	0	-19,6	0	0
LP25	813	-2855	3615	-19,7	39 162	270
LP26	1651	-2434	7340	-16,8	79 512	548
LP27	2465	0	10 955	0,0	118 674	818
Unload	0	0	0	0	0	0

Но в первую очередь важно именно наличие необходимого набора статистических данных, полученных в результате проведения фактических тестов, позволяющих оценить эффективность и качество расчета. Таким методом можно сравнить результаты расчета с данными, получаемыми в процессе предварительных испытаний, оценить точность и

качество модели/расчета и произвести «калибровку» методики оценки прочности/герметичности и пр.

По результатам расчетов можно оценить работу радиального уплотнения рассматриваемой конструкции. Видно, что на различных этапах нагружения конструкция работает по-разному, но при этом показывает стабильные

результаты, в том числе у соединения нет значительного снижения эффективности радиального уплотнения на этапах с наружным давлением, наиболее критичным в плане возникновения утечек в процессе испытаний.

Таким образом, конструкция Centum обладает высоким уровнем герметичности во всех диапазонах действия нагрузок. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. ISO/FDIS 13679:2011 Petroleum and natural gas industries – Procedures for testing casing and tubing connections [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.iso.org/iso/ru/catalogue_detail.htm?csnumber=44447 (дата обращения: 20.09.2016).
2. ISO/TR 10400:2007 Petroleum and natural gas industries – Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe used as casing or tubing [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm?csnumber=44107 (дата обращения: 20.09.2016).
3. API RP 5C 1:1994 Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing.

REFERENCES

1. ISO/FDIS 13679:2011 Petroleum and natural gas industries – Procedures for testing casing and tubing connections. Access mode: http://www.iso.org/iso/ru/catalogue_detail.htm?csnumber=44447 (Access date: 20.09.2016).
2. ISO/TR 10400:2007 Petroleum and natural gas industries – Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe used as casing or tubing. Access mode: http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm?csnumber=44107 (Access date: 20.09.2016).
3. API RP 5C 1:1994 Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing.

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДАННЫХ С УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

УДК 622.279

Т.В. Турбина, ООО «НОВАТЭК НТЦ» (Тюмень, РФ), TVTurbina@novatek.ru

И.А. Пестов, ООО «НОВАТЭК НТЦ», IAPestov@novatek.ru

Проектирование разработки газоконденсатного месторождения (ГКМ) базируется на результатах гидродинамического моделирования. При этом достоверность прогноза добычи углеводородов напрямую зависит от качества адаптации гидродинамической модели (ГДМ) к фактической истории добычи. В статье предлагается методика адаптации ГДМ к фактическим данным о добыче углеводородов при эксплуатации ГКМ. Методика реализуется путем моделирования в терминах « ΣC_{5+} » и «сухой газ». Производится перевод фактических данных о количестве сухого отбензиненного газа (СОГ) и дезтанизованного конденсата (ДЭК) с установки комплексной подготовки газа (УКПГ) в количество « C_{5+} » и «сухой газ». Применение данной методики обеспечивает корректную адаптацию ГДМ, позволяет уточнить состав суммарного углеводородного флюида, добываемого на месторождении.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УКПГ, флюидалная модель, добыча, гидродинамическая модель, конденсатогазовый фактор, товарная продукция.

По результатам взаимодействия специалистов ООО «НОВАТЭК НТЦ» по гидродинамическому моделированию, исследованиям добываемых флюидов и моделированию свойств углеводородов, а также по технологии подготовки углеводородов была разработана новая методика адаптации ГДМ к фактическим данным о добыче углеводородов при эксплуатации ГКМ. Методика реализуется путем:

- гидродинамического моделирования в терминах « ΣC_{5+} » и «сухой газ»;
- перевода фактических данных о количестве продукции УКПГ в количество « ΣC_{5+} » и «сухой газ»;
- адаптации ГДМ к данным о работе УКПГ.

Применение данной методики обеспечивает математически и физически корректную адаптацию ГДМ, помогает уменьшить погрешность прогноза уровня добычи, позволяет уточнить состав и свойства добываемых флюидов

при создании флюидалных моделей разрабатываемых пластов.

Предлагаемая методика позволяет изменить принцип адаптации ГДМ к данным о добыче, которые являются исходной информацией для создания моделей скважин и системы сбора, а также дает возможность прямого сравнения фактических и модельных данных о добыче флюида без применения каких-либо переводных коэффициентов и возможность настройки флюидалной модели.

Обязательным этапом при построении ГДМ является ее адаптация к фактической добыче газа и конденсата. Основными данными, используемыми при адаптации ГДМ, являются:

- объемные расходы добываемых флюидов с каждого пласта: информация о количестве (дебитах) добываемых флюидов может быть получена по результатам промысловых газоконденсатных исследований (ГКИ) скважин.

Результаты ГКИ имеют высокую достоверность, но проведение ГКИ на всем действующем фонде скважин месторождения не всегда возможно. В связи с этим не всегда можно получить полную информацию о добыче в целом по месторождению. Некоторые месторождения оборудуются многофазными расходомерами. При корректной работе оборудования можно получить информацию о количестве добываемой продукции, но оснащение всего фонда добывающих скважин расходомерами является дорогостоящим мероприятием и не всегда целесообразно;

- составы и свойства добываемых пластовых флюидов, которые получают по результатам анализа всех проведенных лабораторных экспериментов. Достоверность исходной лабораторной информации по каждой скважине в отдельности высока и регламентируется многочисленными ГОСТ и

Turbina T.V., NOVATEK STC LLC (Tyumen, RF), TVTurbina@novatek.ru

Pestov I.A., NOVATEK STC LLC, IAPestov@novatek.ru

Innovative solutions in the use of data from the gas treatment unit for reservoir management

Design of gas condensate field (GCF) development is based upon the results of hydrodynamic modeling. In such a case, the accuracy of hydrocarbon recovery estimates is directly dependent on the quality of the adaptation of the hydrodynamic model (HDM) to the actual recovery history. The article presents a method to adapt the HDM to actual hydrocarbon recovery data when using a GCF. The method is implemented by modeling with the use of terms " ΣC_{5+} " and "dry gas". Actual data on the amount of dry stripped gas (DSG) and deethanized condensate (DC) in the gas treatment unit (GTU) is converted into the amount of " C_{5+} " and "dry gas". The use of this method ensures correct adaptation of the HDM and allows clarifying the composition of the summary hydrocarbon fluid recovered at a field.

KEY WORDS: GTU, FLUIDAL MODEL, HYDRODYNAMIC MODEL, GAS-CONDENSATE RATIO, SALEABLE PRODUCT.

стандартами [1, 2]. При анализе всей совокупности результатов по флюидам пласта в целом выявляются неопределенности некоторых свойств, обусловленные различными причинами (например, разброс ΣC_{5+} при близких пластовых давлениях для различных скважин);

- устьевые, забойные и пластовые давления: замер давлений проводится периодически для всего добывающего фонда. Результаты замеров имеют некоторую неопределенность, которая учитывается при адаптации ГДМ.

Предлагается также использовать данные с УКПГ [3] с применением новой методики. Использование данных о работе УКПГ повысит достоверность адаптации ГДМ.

Входящим потоком для УКПГ является вся продукция добывающих скважин месторождения. Выходные потоки – ДЭК и СОГ, количество которых замеряется. Максимально допустимые погрешности замера для СОГ (0,8 % об.) и для ДЭК (0,5 % масс.) регламентируются нормативной документацией РФ [4]. Компонентные составы товарных потоков (СОГ и ДЭК) анализируются с применением действующих хроматографических методик.

Достоверность ежесуточной получаемой информации проверяется посредством проведения комплексного обследования.

Один-два раза в год проводится контроль проверки получаемых данных.

При использовании данных УКПГ по количеству и свойствам добываемых флюидов решаются проблемы:

- недостаточности информации о добыче по месторождению в целом;
- различия допустимых погрешностей для разных источников;
- разнообразия применяемых методик исследования составов и свойств.

Разработанная и внедренная методика состоит из четырех основных этапов:

- 1) создание флюид-моделей;
- 2) анализ хроматографических данных с УКПГ;
- 3) расчет объемов сухого газа и ΣC_{5+} из товарных продуктов;

4) сравнение фактических данных и результатов адаптации ГДМ.

Рассмотрим их подробнее.

СОЗДАНИЕ ФЛЮИД-МОДЕЛЕЙ

Составной частью ГДМ является флюидальная модель, формирование которой происходит посредством настройки уравнения состояния на лабораторные эксперименты. Флюидальная модель создается в специализированном PVT-симуляторе. Для передачи информации о флюиде в гидродинамический симулятор производится выгрузка PVT-таблиц.

Общепринято использовать выгрузку Black Oil, в которой предполагается деление пластового углеводородного флюида на категории Oil (нефть или конденсат) и Gas (газ). Данный упрощенный



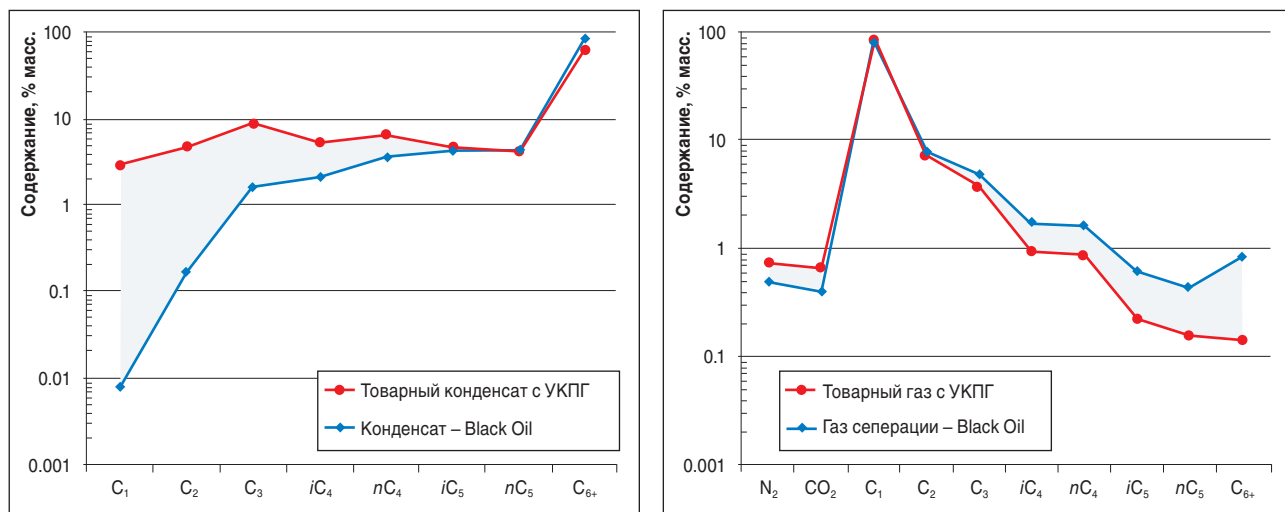


Рис. 1. Различия составов выходных потоков

подход позволяет обеспечить хорошую скорость расчетов при ГД-моделировании разработки.

Схема, обычно применяемая при выгрузке PVT-таблиц, воспроизводит простую последовательную сепарацию жидкости, последней ступенью всегда являются стандартные условия. В результате математически получают стабилизированный конденсат (категория Oil) и совокупный газ сепарации (т. е. смесь газов со всех ступеней сепарации – Gas). При этом получение флюидов, соответствующих Oil и Gas, в процессе реальной добычи не осуществляется и нецелесообразно.

УКПГ – это сложный технологический комплекс систем и оборудования, в состав которого входят не только сепарационные блоки, но и установки очистки, осушки, охлаждения газа, а также дожимные компрессорные станции. Полученные товарные конденсат и газ с УКПГ не соответствуют флюидам Oil и Gas при выгрузке в формате Black Oil. В результате имеет место разница составов, свойств и количеств товарных потоков с УКПГ и флюидов в ГДМ (рис. 1).

Предлагаемый методический комплекс подразумевает унифицированное деление флюида на сухой газ и ΣC_{5+} . Данное деле-

ние было принято из следующих соображений:

- подсчет запасов на месторождениях Российской Федерации ведется в терминах «сухой газ» и « ΣC_{5+} »;
- содержание сухого газа и ΣC_{5+} в пластовом газоконденсатном флюиде инвариантно относительно схемы и условий сепарации.

Для деления флюида на сухой газ и ΣC_{5+} подготовка таблиц формата Black Oil осуществляется с применением split-сепарации, реализованной в рамках PVT-симулятора. Split-сепарация позволяет производить математически строгое деление пластового флюида без моделирования термодинамического равновесия на ступенях сепарации. Для каж-

дого компонента или псевдокомпонента (фракции) пластового газа задается коэффициент от 0 до 1, соответствующий доле данного компонента (псевдокомпонента), переходящей в газ. При выбранном инвариантном делении пластового флюида на сухой газ и ΣC_{5+} для всех углеводородных компонентов, а также метана, этана, пропана и бутанов, задается split-фактор, равный 1, для остальных компонентов и фракций пластового флюида – split-фактор, равный 0 (рис. 2).

После применения описанного функционала для выгрузки свойств флюидов результаты ГД-моделирования получают в градации:

- добыча сухого газа, m^3 ;
- добыча ΣC_{5+} , m^3 .

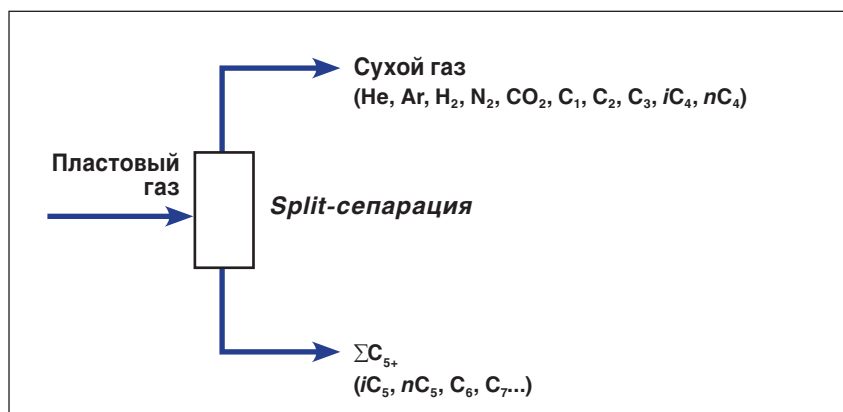


Рис. 2. Блок-схема split-сепарации

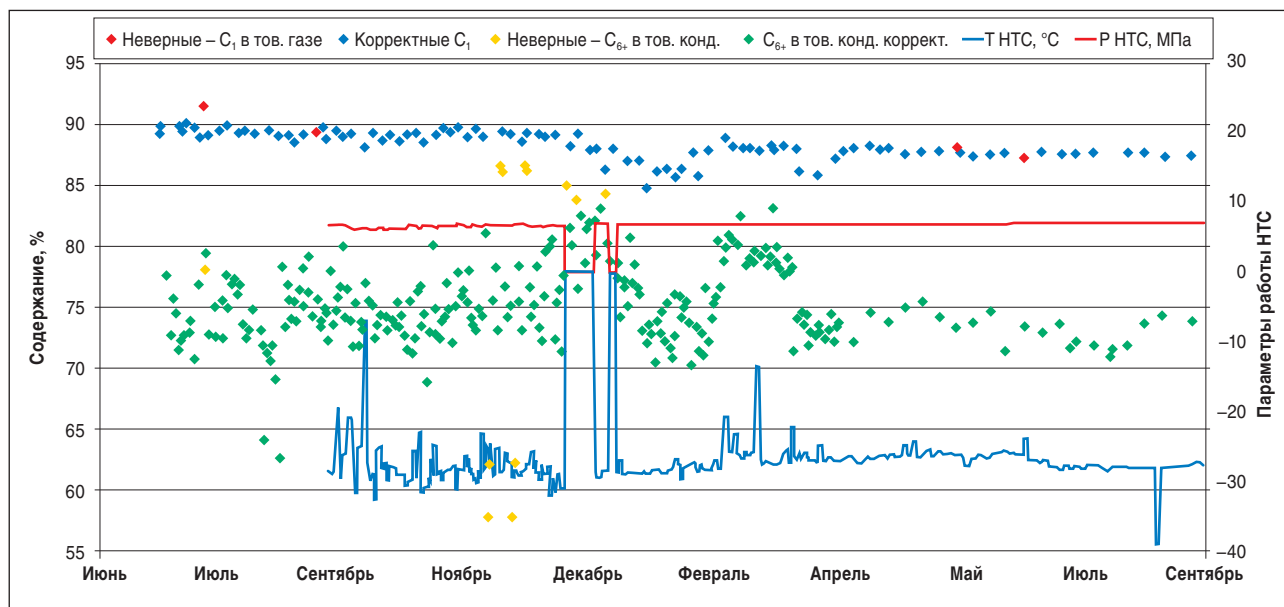


Рис. 3. Анализ влияния условий работы НТС на состав товарных потоков

АНАЛИЗ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ДАННЫХ С УКПГ

Существенной проблемой является невозможность прямого сопоставления результатов ГД-моделирования (добыча сухого газа, ΣC_{5+}) и информации, получаемой с УКПГ (добыча СОГ и ДЭК). Различаются как составы потоков, так и подходы к замерам количества получаемой продукции: в ГДМ применяется объемная мера добычи, а на УКПГ товарный конденсат замеряется в массовой мере. Для решения данной проблемы разработан следующий комплекс мероприятий.

На УКПГ периодически производится отбор проб товарных продуктов. Пробы доставляются в промышленную лабораторию, где исследуются на хроматографическом оборудовании с получением информации о компонентных составах флюидов. Данные исследования проводятся не реже чем 1 раз в месяц (период, регламентируемый законом), а на многих месторождениях — чаще 1 раза в месяц, для отслеживания изменений в составах товарных продуктов.

Анализ хроматографических данных с УКПГ включает:

- сбор всех результатов исследования товарной продукции, произведенной за анализируемый период, осмотр данных в графическом формате на предмет оценки изменений массового содержания каждого из компонентов в товарном потоке;
- анализ изменений суммарного количества групп «сухой газ» и « ΣC_{5+} » относительно параметров установки. Изменение составов товарных потоков является преимущественно следствием изменения параметров работы низкотемпературного сепаратора (НТС), изменения количества добывающих скважин или режима их работы. Если данные условия не соблюдаются, результаты хроматографических исследований

за анализируемую дату подвергаются выбраковке и не используются в дальнейших расчетах (рис. 3);

- оценку влияния соотношений разрабатываемых пластов. Совокупно добываемый флюид, подаваемый на вход УКПГ, является суммой флюидов, добываемых каждой скважиной месторождения. От его состава зависят составы товарных потоков УКПГ (рис. 4). Анализ результатов определения составов проводится по каждому компоненту в отдельности для выявления ошибок.

Данная схема выбраковки применяется к результатам исследований как по товарному газу, так и по товарному конденсату. В итоге формируется массив



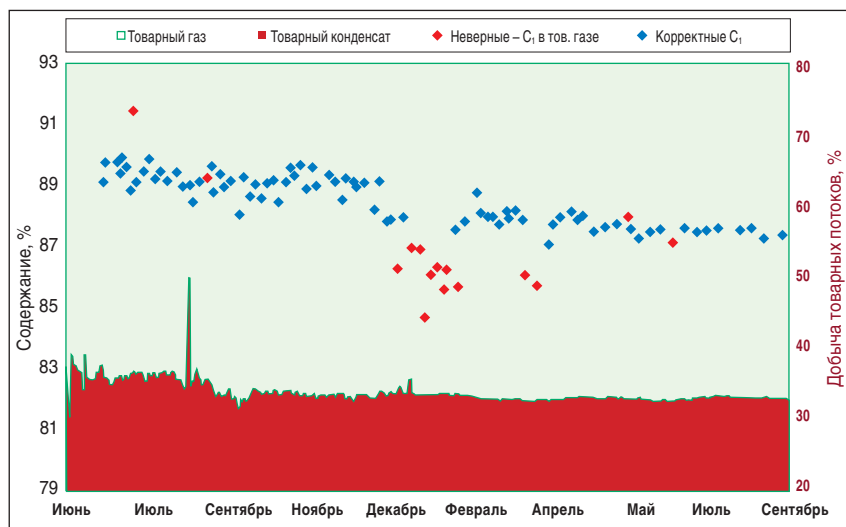


Рис. 4. Влияние соотношений разрабатываемых пластов на состав добываемого флюида

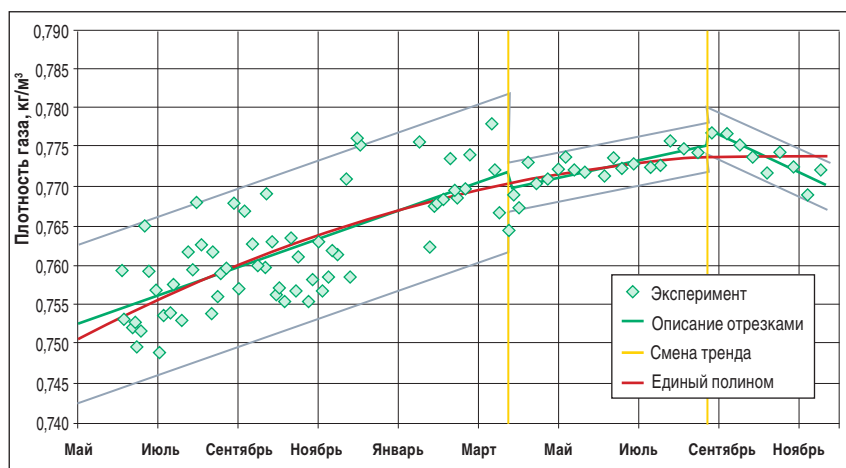


Рис. 5. Описание данных о плотности товарного газа

только выверенных результатов хроматографических исследований товарных потоков с УКПГ.

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ СУХОГО ГАЗА И ΣC_{5+} ИЗ ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ

Поскольку в состав каждого из товарных потоков УКПГ входят как компоненты группы «сухой газ», так и компоненты группы « ΣC_{5+} », производится пересчет. Осуществляется математическое разделение каждого состава товарного потока на выбранные инвариантные группы – «сухой газ» и « ΣC_{5+} ». В результате получаются зависимости массовой доли сухого газа и ΣC_{5+} в СОГ и ДЭК от времени.

Замеры количества ДЭК на УКПГ производят в тоннах, а данные ГД-моделирования по добыче получают в объемной мере. Для перевода количества вещества из массовой в объемную меру необходимо знать его плотность.

Хроматографические исследования товарного газа позволяют определять его состав. На основе содержания компонентов и фракций в газе и их молярных масс можно произвести расчет плотности газа в стандартных условиях, при пересчете на которые ведется учет объемных расходов товарного газа.

Определение состава газового потока производится не регулярно. Отсутствующую информацию

можно восстановить, математически описав имеющийся массив данных. Для долгосрочных периодов возможно применение нескольких описаний на различных отрезках (рис. 5).

Применив восстановленные данные о плотности газа к имеющейся информации об объеме добываемого товарного газа, можно произвести расчет массы добытого СОГ.

Выполнив описанные этапы предлагаемого методического комплекса, получаем следующую информацию:

- количество добываемых СОГ и ДЭК в объемной и массовой мере;
- объемные и массовые соотношения категорий «сухой газ» и « ΣC_{5+} » в СОГ и ДЭК.

В результате появляется возможность рассчитать массу пластового флюида, добываемого в каждые сутки работы УКПГ. Исходя из полученного ранее массового соотношения «сухой газ» – « ΣC_{5+} » в совокупном добываемом флюиде, производится расчет количества добываемых флюидов в выбранных категориях.

Дополнительно проводится анализ изменения КГФ по C_{5+} , т. е. объемного соотношения добычи ΣC_{5+} и сухого газа (в $\text{м}^3/\text{м}^3$ или $\text{см}^3/\text{м}^3$).

Диапазон достоверности результатов расчета КГФ по C_{5+} зависит от качества имеющейся исходной информации о составе, свойствах и количестве добываемой товарной продукции. Для получения диапазона неопределенности результирующего параметра необходимо определить максимально допустимую погрешность каждого входного параметра в отдельности.

СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ АДАПТАЦИИ ГДМ

Описанный методический комплекс используется на нескольких месторождениях Тюменской области. Адаптация ГДМ производит-

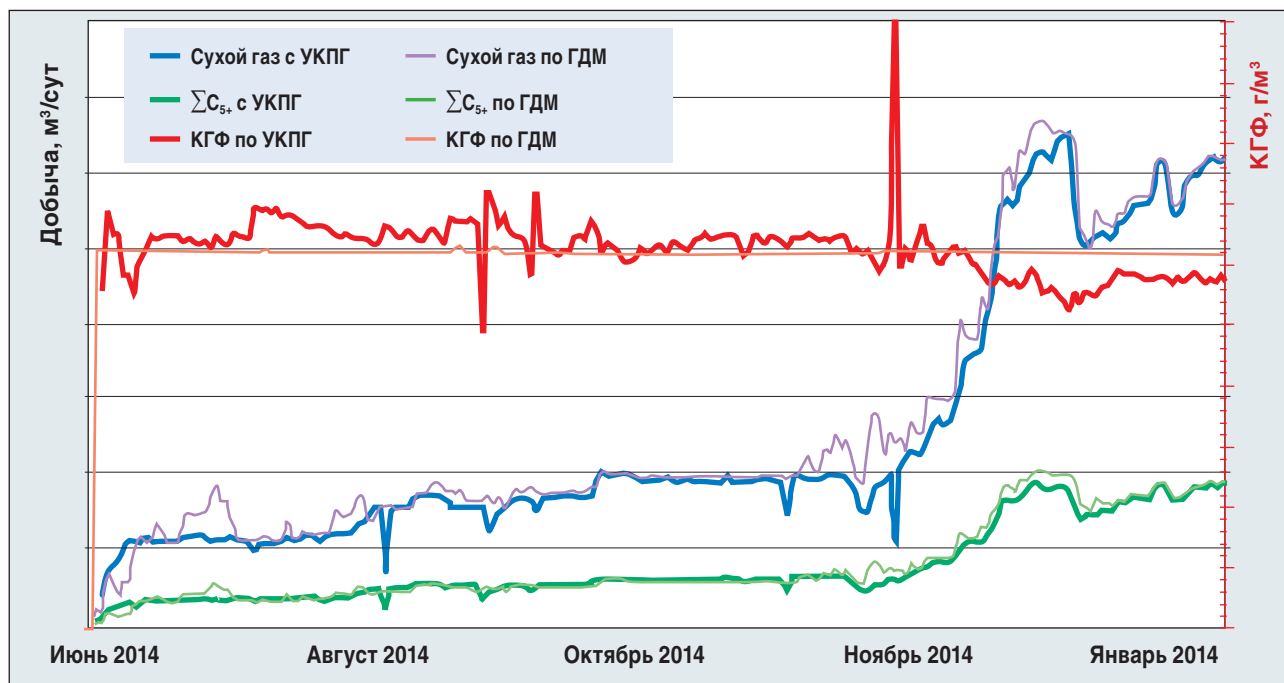


Рис. 6. Сравнение результатов адаптации ГДМ на данные УКПГ

ся к ежесуточной добыче газа и конденсата. Рис. 6 отражает сравнение фактических и модельных значений ключевых параметров. Жирные линии соответствуют фактической добыче, по данным с УКПГ, пересчитанной по описанной методике в группы «сухой газ» и « ΣC_{5+} ». Тонкие линии – результаты адаптации ГДМ с использованием флюидальной модели, выгруженной с применением split-сепарации. Качественная настройка модели на фактические данные дает высокую точность прогноза добычи по месторождению, а также используется для принятия различных проектных решений.

ВЫВОДЫ

Разработана и апробирована методика, позволяющая улучшить точность адаптации ГДМ и снизить погрешность прогноза уровня добычи. Методика состоит из следующих ключевых этапов:

- создание флюид-модели с последующей выгрузкой PVT-таблиц посредством функции split-сепарации;
- анализ и выбраковка информации о составах и свойствах товарных потоков УКПГ;
- расчет сухого газа и ΣC_{5+} из товарных продуктов;
- сравнение фактических данных и результатов адаптации ГДМ.

В результате разработки и внедрения описанной методики появилась возможность прямого сравнения данных о добываемом пластовом флюиде и результатов ГД-моделирования.

Используя полученную информацию, становится возможным провести расчет объемов сухого газа и ΣC_{5+} на выходе УКПГ для прямого сравнения с ГДМ и моделью системы сбора, а также уточнение флюидальной модели.

Разработанная методика применяется на всех месторождениях, курируемых ООО «НОВАТЭК НТЦ». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. ТУ 0271-146-31323949–2010. Конденсат газовый деэтанализованный. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010.
2. ОСТ 51.58–79. Конденсаты газовые. Технологическая классификация. Баку: ВНИПИгаз, 1980.
3. СТО Газпром 5.32–2009. Организация измерений природного газа. М.: ОАО «Газпром», 2010.
4. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: ОАО «Газпром», 2011.

REFERENCES

1. Technical Specifications 0271-146-31323949–2010. Deethanized gas Condensate. Moscow, Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010. (In Russian)
2. Industry Standard 51.58–79. Gas Condensates. Technological Classification. Baku: All-Union Research and Design Institute for Natural Gas Treatment, Transportation and Processing, 1980. (In Russian)
3. Gazprom Company Standard 5.32–2009. Natural Gas Measurement Organization. Moscow, Gazprom OJSC, 2010. (In Russian)
4. Gazprom Company Standard 089–2010. Natural Flammable Gas Supplied and Transported via Main Pipelines. Technical Specifications. Moscow, Gazprom OJSC, 2011. (In Russian)

ТЕМПЕРАТУРНОЕ СОСТОЯНИЕ ОБОЛОЧЕК ГТУ НК-16СТ С МАЛОЭМИССИОННОЙ КАМЕРОЙ СГОРАНИЯ

УДК 621.438

А.В. Бакланов, к.т.н., АО «Казанское моторостроительное производственное объединение» (Казань, Республика Татарстан, РФ), andreybaklanov@bk.ru

А.Н. Маркушин, АО «Казанское моторостроительное производственное объединение», amarkushin@oao.kmpo.ru

Величина теплоотдачи от оболочки газогенератора и температурное состояние его оболочек регламентируются нормами технических условий на двигатель. Поскольку в газотурбинный двигатель (ГТД) НК-16СТ была установлена камера сгорания новой конструкции с более высокой теплонапряженностью, появился риск увеличения температуры оболочек в составе двигателя, поэтому необходимо было определить температуру оболочки и провести расчет теплоотдачи от двигателя. В статье представлены схема препарирования и экспериментальные данные по определению температурного состояния оболочек ГТД. Рассчитана величина теплоотдачи от двигателя и произведена оценка изменения температуры по длине ГТД, определено сечение с максимальной температурой. Сделано заключение о соответствии конструкции ГТД с новой камерой сгорания нормам технических условий по тепловому состоянию оболочек ГТД. Также отмечено, что наличие оболочек является эффективным теплозащитным мероприятием для стационарного ГТД.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОТУРБИННЫЙ ДВИГАТЕЛЬ, МАЛОЭМИССИОННАЯ КАМЕРА СГОРАНИЯ, ТЕМПЕРАТУРНОЕ СОСТОЯНИЕ ОБОЛОЧЕК, ТЕПЛООТДАЧА ОТ ДВИГАТЕЛЯ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в выхлопных газах ГТД НК-16СТ в АО «КМПО» спроектирована малоэмиссионная камера сгорания с укороченной жаровой трубой, в связи с чем увеличивается ее теплонапряженность [1]. В соответствии с существующими нормами величина теплоотдачи от двигателя не должна превышать 35 тыс. ккал/ч (40 705 Вт), поэтому определение температуры оболочек и величины теплоотдачи

от двигателя с новой камерой сгорания является актуальной задачей.

В целях определения температуры наружной оболочки в процессе приемо-сдаточных испытаний двигателя НК-16СТ с укороченной камерой проведены соответствующие измерения температуры при помощи термометрирования наружных корпусов двигателя для оценки их нагрева на режимах, соответствующих мощности 16 и 18 МВт [2].

Установка термопар и измерение температур наружных корпусов проводились согласно схеме, представленной на рис. 1. Наружная оболочка газогенератора препарировалась 38 термопарами, размещенными в двух сечениях. Четыре термопары устанавливались внутри кожуха на расстоянии 15–20 мм от поверхности для измерения температуры воздуха. Также дополнительно проводилось термометрирование свободной

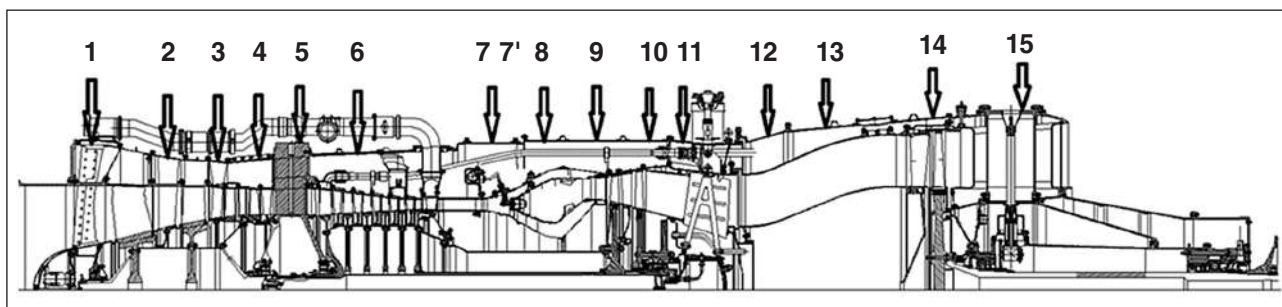


Рис. 1. Схема установки термопар

Baklanov A.V., Ph.D. in Engineering Science, Kazan Motor Production Association JSC (Kazan, Republic of Tatarstan, RF), andreybaklanov@bk.ru

Markushin A.N., Kazan Motor Production Association JSC, amarkushin@oao.kmpo.ru

Temperature state of shells of gas turbine units NK-16ST with a small emission combustion chamber

The rate of heat production of a gas plant shell and the temperature condition of its shells are regulated by the provisions of technical specifications for the engine. Since a combustion chamber of a new design with higher combustion intensity was installed into the gas turbine engine (GTE) HK-16CT, there emerged a risk that the temperature of shells in the engine will increase, therefore, it was necessary to establish the temperature of the shell and calculate engine's heat production. The article presents a preparation scheme and experimental data on the establishment of the temperature state of GTE shells. The rate of engine's heat production is calculated, and the temperature change along the length of GTE was assessed, the section with the maximum temperature was identified. A conclusion was drawn that GTE's design with a new combustion chamber complies with the provisions of technical specifications regarding the temperature state of GTE shells. It was also noted that the presence of shells is an effective heat protection means for stationary GTE.

KEY WORDS: GAS TURBINE ENGINE, SMALL EMISSION COMBUSTION CHAMBER, TEMPERATURE STATE OF SHELLS, ENGINE'S HEAT PRODUCTION.

турбины 16 термopарами в четырех сечениях. Регистрация температур проводилась с помощью трех приборов ЭПП-09 со шкалой 0÷400 °C [3].

Измерения температур проводились при частотах вращения ротора низкого давления (НД) $n_{\text{нд}} = 4660, 5200, 5350, 5400$ об/мин, соответствующих мощностям 7; 14,5; 16,5; 18 МВт. При испытании двигателя регистрация температур проводилась после их установления на одном уровне.

Результаты термометрирования наружных корпусов двигателей приведены на рис. 2.

По каждому сечению вычислены средние значения температур:

$$t_{\text{сеч}} = \sum t_i / z, \quad (1)$$

где z – число термопар в сечении.

Из рис. 2 видно, что распределение температур по длине ГТУ носит возрастающий характер, при этом с увеличением мощности температура увеличивается. Наибольшему нагреву оболочка газогенератора подвергается в зоне лопаток второй ступени турбины (сечение 10), а на оболочке свободной турбины – в зоне лопаток соплового аппарата (сечение 14).

На этих режимах температуры, осредненные по площади поверхности газогенератора и свободной турбины и двигателя в целом, определенные по соотношению (2):

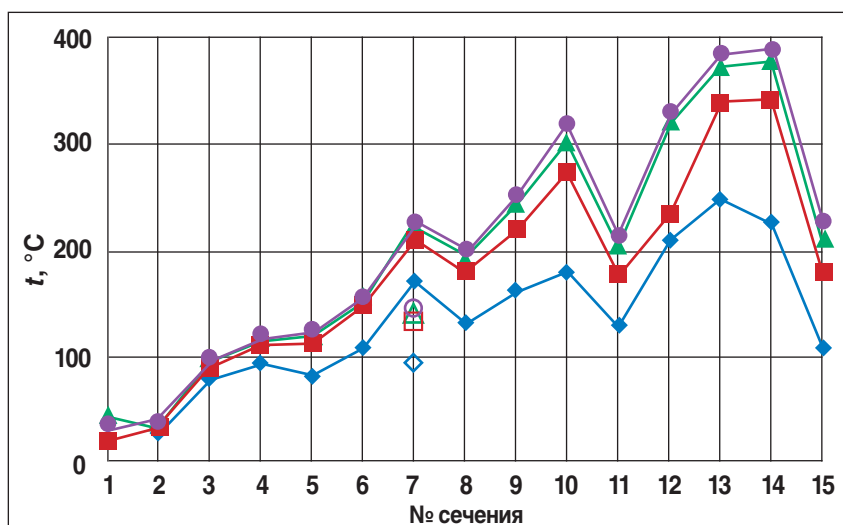


Рис. 2. Изменение температур оболочек двигателя в зависимости от оборотов ротора НД:
 $n_{\text{нд}}$: $\blacklozenge$ – 4660; $\blacksquare$ – 5200; $\blacktriangle$ – 5350; $\bullet$ – 5400; $\diamond$ – 4660 (7'); $\square$ – 5200 (7'); $\triangle$ – 5350 (7'); $\circ$ – 5400 (7')

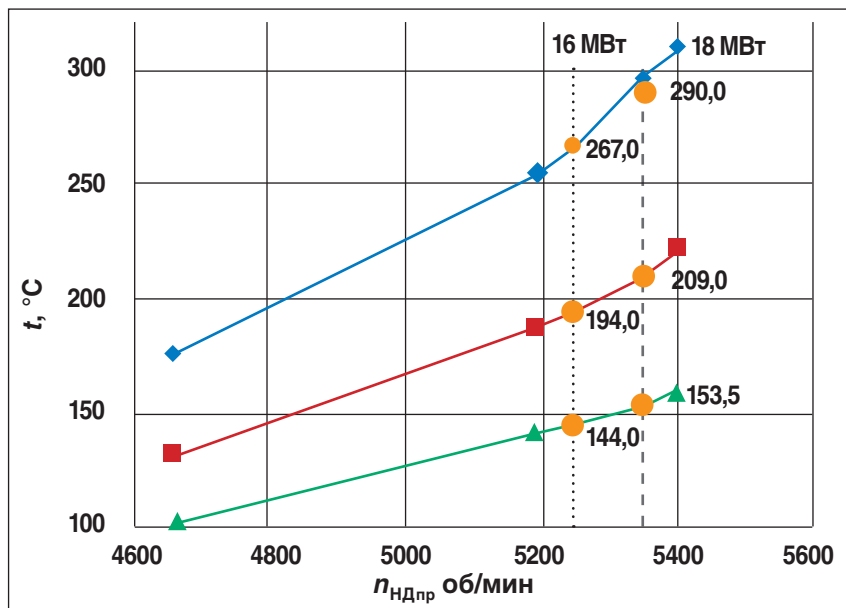


Рис. 3. Изменение средних температур оболочек газогенератора, свободной турбины и двигателя в целом по частоте вращения ротора низкого давления:
♦ – $t_{ст.с.}$; ■ – $t_{двиг.ср.}$; ▲ – $t_{тг.ср.}$.

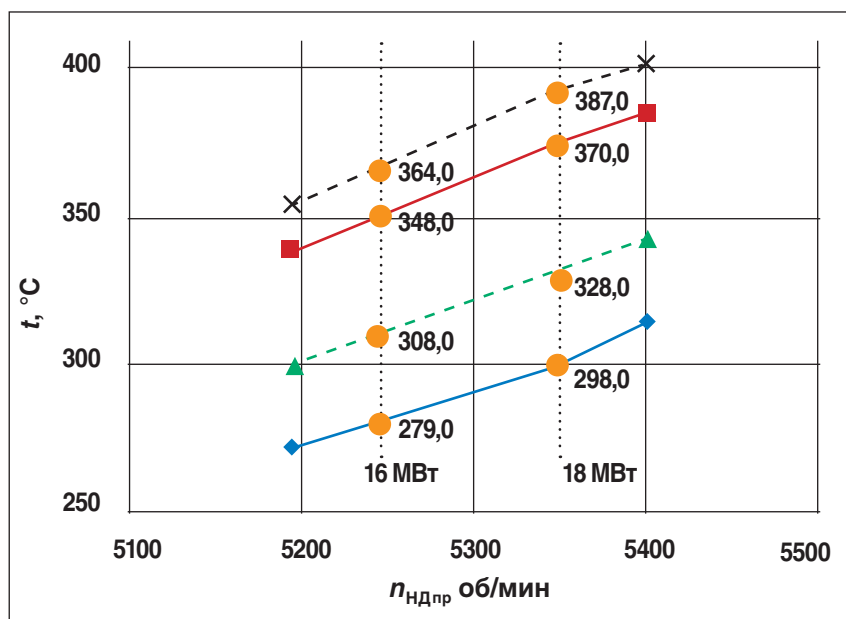


Рис. 4. Изменение максимальных температур на поверхности двигателя по частоте вращения ротора НД: ♦ – $t_{тг}$ в сечении 10; ▲ – максимальные температуры в отдельных точках сечения 10; ■ – $t_{ст}$ в сечении 14; X – максимальные температуры в отдельных точках сечения 14

$$t_{ср} = \frac{\sum F_i t_{сеч}}{\sum F}, \quad (2)$$

где $\sum F$ – суммарная площадь оболочек газогенератора или свободной турбины; F_i – площадь участка, на котором расположены термопары, составляют: $t_{тг.ср.пр.} = 144$ и $153,5$ °C; $t_{ст.ср.пр.} = 267$ и 290 °C; $t_{двиг.ср.пр.} = 194$ и 209 °C.

Учитывая, что испытания проходили в условиях, близких к стандартным атмосферным ($t_{вх} = 15$ °C), оценить распределение температуры по корпусу двигателя на максимальном режиме его работы можно с помощью графика (рис. 3), построенного в измеренных величинах. Температуры, осредненные

по окружности сечений на режиме, соответствующем мощности 16 МВт ($n_{ндпр} = 5243$ об/мин) для испытанного двигателя, изменяются в следующих пределах:

- оболочка над компрессором НД (сечения 1–4): $t_{ср} = 25 \div 114$ °C;
- оболочка над компрессором ВД (сечения 5, 6): $t_{ср} = 116 \div 150$ °C;
- оболочка над камерой сгорания (сечения 7, 8): $t_{ср} = 134 \div 184$ °C;
- оболочка над турбиной (сечения 9, 10): $t_{ср} = 225 \div 279$ °C;
- оболочка над задней опорой (сечение 11): $t_{ср} = 186$ °C;
- оболочка над свободной турбиной (сечения 12–15): $t_{ср} = 190 \div 348$ °C.

При этом из рис. 4 видно, что максимальные температуры в отдельных точках поверхности оболочек достигают значений (для $N_{пр} = 16$ МВт $t_{тг.макс.пр.} = 308$ и 328 °C, а для 18 МВт $t_{ст.макс.пр.} = 364$ и 387 °C).

После выполнения измерения произведен расчет теплоотдачи от двигателя по отдельности для оболочек газогенератора и свободной турбины.

На режиме, соответствующем мощности 16 МВт, осредненные по площади поверхности температуры оболочек газогенератора и свободной турбины при стандартных атмосферных условиях составляют: $t_{тг} = 144$ °C, $t_{ст} = 267$ °C.

Температура воздуха в боксе $t_b = 15$ °C. Средние значения диаметров и площадей оболочек газогенератора и свободной турбины равны [4]: $d_{гг} = 1,35$ м; $d_{ст} = 1,57$ м; $F_{гг} = 12,63$ м²; $F_{ст} = 7,47$ м².

Теплоотдача от двигателя в окружающее пространство происходит конвективным способом и излучением. Для расчета теплоотдачи конвекцией необходимо знать физические параметры воздуха в боксе, где работает двигатель:

- коэффициент теплопроводности $\lambda = 2,55 \cdot 10^{-2}$ Вт/м град;
- кинематическую вязкость $\nu = 14,6 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- число Прандля $Pr = 0,70$.



Критерий Грасгофа определяется при помощи уравнения [5]:

$$G_r = \beta d^3 g (t_{\text{дв}} - t_b) / \nu^2, \quad (3)$$

где β – температурный коэффициент объемного расширения теплоносителя; d – определяющий характерный размер поверхности теплообмена; g – ускорение свободного падения; $t_{\text{дв}}$ – температура поверхности тела; t_b – температура теплоносителя; ν – коэффициент кинематической вязкости.

При данных условиях критерий Грасгофа составил:

- для газогенератора $G_{r_{\text{гг}}} = 5,07 \cdot 10^{10}$;

- для свободной турбины $G_{r_{\text{ст}}} = 1,56 \cdot 10^{11}$.

Критерий Нуссельта определяется при помощи уравнения:

$$Nu = 0,5(G_r Pr)^{0,25}, \quad (4)$$

- для газогенератора $Nu_{\text{гг}} = 217$;

- для свободной турбины $Nu_{\text{ст}} = 287$.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией:

$$\alpha_{\text{конв.}} = Nu \lambda / d, \quad (5)$$

- для газогенератора $\alpha_{\text{конв.гг}} = 4,1 \text{ Вт/м}^2 \text{ град}$;

- для свободной турбины $\alpha_{\text{конв.ст}} = 4,66 \text{ Вт/м}^2 \text{ град}$.

Для расчета теплоотдачи излучением необходимо знать степень черноты поверхности оболочки двигателя $E_{\text{дв}} = 0,435$.

Эффективная степень черноты оболочки определяется по формуле:

$$E'_{\text{дв}} = 0,5(E_{\text{дв}} + 1). \quad (6)$$

Степень черноты газа $E_{\text{д}} = 0,1$; коэффициент излучения абсолютного черного тела $C_0 = 5,7 \text{ Вт/м}^2 \text{ град}$.

Коэффициент теплоотдачи излучением определяется при помощи уравнения:

$$\alpha_{\text{изл}} = \frac{E'_{\text{дв}} E_{\text{д}} C_0 \left[\left(\frac{T_{\text{дв}}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{\text{б}}}{100} \right)^4 \right]}{T_{\text{дв}} - T_{\text{б}}}, \quad (7)$$

где $T_{\text{дв}}$ – температура оболочки двигателя или свободной турбины, °K; $T_{\text{б}}$ – температура воздуха в боксе, где установлен двигатель, °K.

Из расчета по формуле (7) определено:

- для газогенератора $\alpha_{\text{изл.гг}} = 0,74 \text{ Вт/м}^2 \text{ град}$;

- для свободной турбины $\alpha_{\text{изл.ст}} = 1,26 \text{ Вт/м}^2 \text{ град}$.

Суммарная теплоотдача от двигателя, вычисленная по формуле (8), составила 16 323 ккал/ч (18 984 Вт):

$$Q_{\text{дв}} = (\alpha_{\text{конв.гг}} + \alpha_{\text{изл.гг}})(t_{\text{гг}} - t_{\text{б}})F_{\text{гг}} + (\alpha_{\text{конв.ст}} + \alpha_{\text{изл.ст}})(t_{\text{ст}} - t_{\text{б}})F_{\text{ст}}. \quad (8)$$

ВЫВОДЫ

Температура наружных поверхностей двигателя не превышает 330 °C для газогенератора и 350 °C для свободной турбины.

Полученная в результате расчета величина теплоотдачи от двигателя не превышает предельно допустимой величины 35 тыс. ккал/ч (40 705 Вт).

Постановка укороченной камеры сгорания в состав ГТД не привела к ухудшению температурного состояния оболочек двигателя.

Наличие защитных оболочек на двигателе НК-16СТ не требует дополнительных мероприятий по теплоизоляции двигателя. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркушин А.Н., Меркушин В.К., Бышин В.М., Бакланов А.В. Технические решения по снижению NO_x в традиционной камере сгорания ГТД НК-16СТ // Вестник СГАУ им. С.П. Королева. 2009. № 3–1 (19). С. 291–297.
2. Маркушин А.Н., Бакланов А.В. Исследование рабочего процесса камер сгорания в составе ГТД // Вестник Самарского ун-та. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2016. Т. 15. № 3. С. 81–89.
3. Маркушин А.Н., Бакланов А.В. Испытательные стенды для исследования процессов и доводки низкоэмиссионных камер сгорания ГТД // Вестник Самарского ун-та. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2013. № 3. С. 131–138.
4. Гриценко Е.А., Данильченко В.П., Лукачев С.В. и др. Конвертирование авиационных ГТД в газотурбинные установки наземного применения. Самара: СНЦ РАН, 2004. 266 с.
5. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Вычислительная теплопередача. М.: Едиториал КРСС, 2003. 784 с.

REFERENCES

1. Markushin A.N., Merkushev V.K., Byshin V.M., Baklanov A.V. Technical Solutions on Decreasing NO_x in the Traditional Combustion Chamber of GTE NK-16CT. Vestnik SGAU im. S.P. Koroleva = Bulletin of Samara State Aerospace University, 2009, No. 3–1 (19), P. 291–297. (In Russian)
2. Markushin A.N., Baklanov A.V. Study of the Operating Process of Combustion Chambers as Part of GTE. Vestnik Samarskogo un-ta, Aerokosmicheskaya tekhnika, tekhnologii i mashinostroyeniye = Bulletin of Samara University, Aerospace Engineering, Technologies and Machine Engineering, 2016, Vol. 15, No. 3, P. 81–89. (In Russian)
3. Markushin A.N., Baklanov A.V. Test Benches to Study Processes and Development of Low Emission Combustion Chambers of GTE. Vestnik Samarskogo un-ta, Aerokosmicheskaya tekhnika, tekhnologii i mashinostroyeniye = Bulletin of Samara University, Aerospace Engineering, Technologies and Machine Engineering, 2013, No. 3, P. 131–138. (In Russian)
4. Gritsenko E.A., Danilchenko V.P., Lukachev S.V., et al. Conversion of Aero GTE into Gas Turbine Units of Ground Application. Samara Research Center of the Russian Academy of Sciences, 2004, 266 p. (In Russian)
5. Samarsky A.A., Vabishchevich P.N. Computer-Oriented Heat Transfer. Moscow, Editorial of KRSS, 2003, 784 p. (In Russian)

ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСЕВЫХ УСИЛИЙ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ НА МАГНИТНЫХ ПОДШИПНИКАХ

УДК 621.515

В.К. Юн, д.т.н., ЗАО «Институт энергетического машиностроения и электротехники», АО «РЭП Холдинг» (Санкт-Петербург, РФ), vladnzl@rambler.ru

Е.И. Максимова, ЗАО «Институт энергетического машиностроения и электротехники», katerina-maksimo@mail.ru

За последние десятилетия достигнуты определенные успехи в области совершенствования методов расчета и способов уравнивания осевых сил в центробежных компрессорах (ЦК). Однако известные модели и методы расчета не являются общими для всех центробежных машин. Разработка ЦК на основе унифицированных элементов требует изучения осевых сил в более широком интервале изменения определяющих критериев. Известные способы снижения и уравнивания нуждаются в совершенствовании в целях уменьшения затрат энергии и более надежной работы.

В статье рассмотрены методы расчета осевых усилий роторов ЦК на магнитных подшипниках. Изложены некоторые основополагающие принципы, касающиеся распределения сил на вращающихся дисках. Приведены результаты расчетных данных по распределению коэффициента давления в боковых каналах около покрывающего и основного дисков, необходимые для расчета осевых сил для ступеней центробежных компрессоров.

Анализ методики расчета осевых усилий показал, что основные положения методики позволяют построить корректную расчетную схему распределения осевых усилий на каждом участке рабочего колеса (РК).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОСЕВЫЕ УСИЛИЯ, МАГНИТНЫЕ ПОДШИПНИКИ, РАЗГРУЗОЧНЫЙ ПОРШЕНЬ (ДУММИС), ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР.

Центробежные компрессоры, работающие в широком диапазоне давлений, применяются в различных областях промышленности. Газовый сектор – один из основных их потребителей. Важнейшим фактором, влияющим на экономичность и надежность ЦК, являются действующие на ротор газодинамические силы, на снижение и уравнивание которых рекомендуется расходовать до 10 % полезной мощности.

Наиболее известной и экспериментально подтвержденной методикой расчета осевых усилий роторов ЦК является методика, предложенная Казанским специальным конструкторским бюро компрессоростроения (СКБ-К). Рассматривая вопрос о расче-

тах осевых усилий роторов на активных магнитных подшипниках (АМП), целесообразно упомянуть некоторые основополагающие принципы, касающиеся распределения сил на вращающихся дисках. Необходимо проверить, правильно ли были выбраны схемы и зависимости основных параметров газа при расчете распределения давлений и скоростей по наружным поверхностям дисков рабочего колеса (РК). Выбор разгрузочного поршня (думмиса) является актуальной задачей, особенно для ЦК на АМП ввиду их меньшей жесткости по сравнению с масляными подшипниками.

Блок управления АМП позволяет определять осевые нагрузки на ротор во время работы ЦК в ус-

ловиях эксплуатации на компрессорных станциях (КС). Таким образом, появляется возможность сравнить значения нагрузок, полученные расчетным путем, с экспериментальными данными. Эта возможность позволяет более точно проверить расчетную методику определения осевых усилий и выявить влияние основных геометрических параметров РК и кинематических параметров газа на распределение давлений и скоростей по наружным поверхностям дисков РК ЦК. Для понимания расчетной методики, опираясь на известные источники [1, 2], приведем основные положения и расчетные схемы определения осевых усилий, действующих на ротор ЦК.

Yun V.K., Doctor of Engineering Science, Institute of Power Machine – Building and Electrotechnics CJSC, REP Holding JSC (Saint Petersburg, RF), vladnzl@rambler.ru
Maksimova E.I., Institute of Power Machine – Building and Electrotechnics CJSC, katerina-maksimo@mail.ru

Establishing axial forces in magnetic bearing centrifugal compressor

Certain success has been achieved in the field of the development of calculation methods and means of balancing axial forces in centrifugal compressors (CC) over the last decade. However the known calculation models and methods are not applicable to all centrifugal machines. The development of CC based on unified elements requires study of axial forces in a wider variation interval of characteristic criteria. The known decreasing and balancing methods require improvement in order to decrease energy consumption and to ensure safer operation.

The article reviews calculation methods of axial forces of magnetic bearing CC's rotors.

Several fundamental principles regarding force allocation at rotating discs are described. The results of calculation data on the allocation of the pressure coefficient in lateral channels near the covering and the main disks which are required for the calculation of axial forces for the stages of CC, are presented

The analysis of the axial force calculation method showed that the principal provisions of the method allow designing a correct calculation diagram of axial force allocation at each section of the impeller.

KEY WORDS: AXIAL FORCES, MAGNETIC BEARINGS, BALANCING DRUM (DUMMY), CENTRIFUGAL COMPRESSOR.

Общую силу, действующую на РК центробежной ступени, можно представить в виде:

$$T = T_0 + \delta T_n + \delta T_p, \quad (1)$$

где T_0 – осевая сила, действующая на РК, при допущении об отсутствии протечек газа через лабиринтные уплотнения; δT_n и δT_p – дополнительные осевые силы, приложенные к наружным поверхностям покрывающего и основного дисков.

Значение T_0 определяют по уравнению, предложенному В.Ф. Рисом.

Дополнительные осевые силы δT_n и δT_p возникают из-за негерметичности лабиринтных уплотнений. В зависимости от направления течения газа (от центра или к центру) в боковых зазорах величины δT_n и δT_p могут существенно отличаться. Согласно [3] на величину дополнительных осевых сил также влияет ширина боковых зазоров s или относительный параметр $\bar{s} = s/D_2$, особенно в «узких» камерах ($\bar{s} \leq 0,025$). Однако в «широких» камерах ($\bar{s} \geq 0,025$) это влияние незначительно. Результаты расчета давления у дисков согласуются с экспериментальными данными при относительном осевом зазоре между дисками и стенкой корпуса $\bar{s} \leq 0,03$, при этом коэффициент протечки $\bar{q}$ через

лабиринтные уплотнения должен быть ограничен диапазоном от 0 до 0,006.

При определении осевого усилия, действующего на РК, целесообразно весь расчет разбить на части:

- расчет осевого усилия, действующего на покрывающий диск $T_{пд}$;
- расчет осевого усилия, действующего на основной диск $T_{од}$;
- расчет реакции втекания $T_{вт}$, зависящей от скоростного напора при входе в РК.

РАСЧЕТ ОСЕВОГО УСИЛИЯ, ДЕЙСТВУЮЩЕГО НА ПОКРЫВАЮЩИЙ ДИСК $T_{пд}$

Для расчета осевого усилия необходимо определить распределение давления в зазоре между покрывающим диском и стенкой корпуса. При этом, как известно, течение в этом зазоре всегда происходит от периферии к центру.

Среднее давление в зазоре между покрывающим диском и стенкой корпуса (давление перед уплотнением) определяется по выражению:

$$p_s = p_2 - \rho_2 u_2^2 \Delta \bar{p}_s, \quad (2)$$

где p_2 – давление газа за РК; ρ_2 – плотность газа за РК; u_2 – окружная скорость РК; $\Delta \bar{p}_s = (a_1 + a_2) \times \bar{q} + a_3$ – коэффициент давле-

ния; a_1, a_2, a_3 – безразмерные коэффициенты; $\bar{q}$ – коэффициент протечки через лабиринтные уплотнения.

Тогда осевое усилие на покрывающий диск будет равно:

$$T_{пд} = (\tau R_2^2 - F_s) \rho u_2^2 \Delta \bar{p}_s + p_2 F_s, \quad (3)$$

где τ – коэффициент осевого усилия; R_2 – радиус РК; $F_s = \frac{\pi}{4} (D_2^2 - D_s^2)$ – площадь поверхности, на которую действует давление p_s ; D_s – средний диаметр в уплотнении; D_2 – диаметр РК.

РАСЧЕТ ОСЕВОГО УСИЛИЯ, ДЕЙСТВУЮЩЕГО НА ОСНОВНОЙ ДИСК

В случае расчета осевого усилия, действующего на основной диск промежуточной ступени, течение в зазоре между основным диском и корпусом происходит от центра к периферии.

Расчет осевого усилия, действующего на основной диск РК концевой ступени, проводится аналогично расчету осевого усилия на покрывающий диск, т. е. с использованием формул (2) и (3). В этом случае течение в зазоре между основным диском и стенкой корпуса происходит от периферии к центру, как и в зазоре между покрывающим диском и стенкой корпуса.

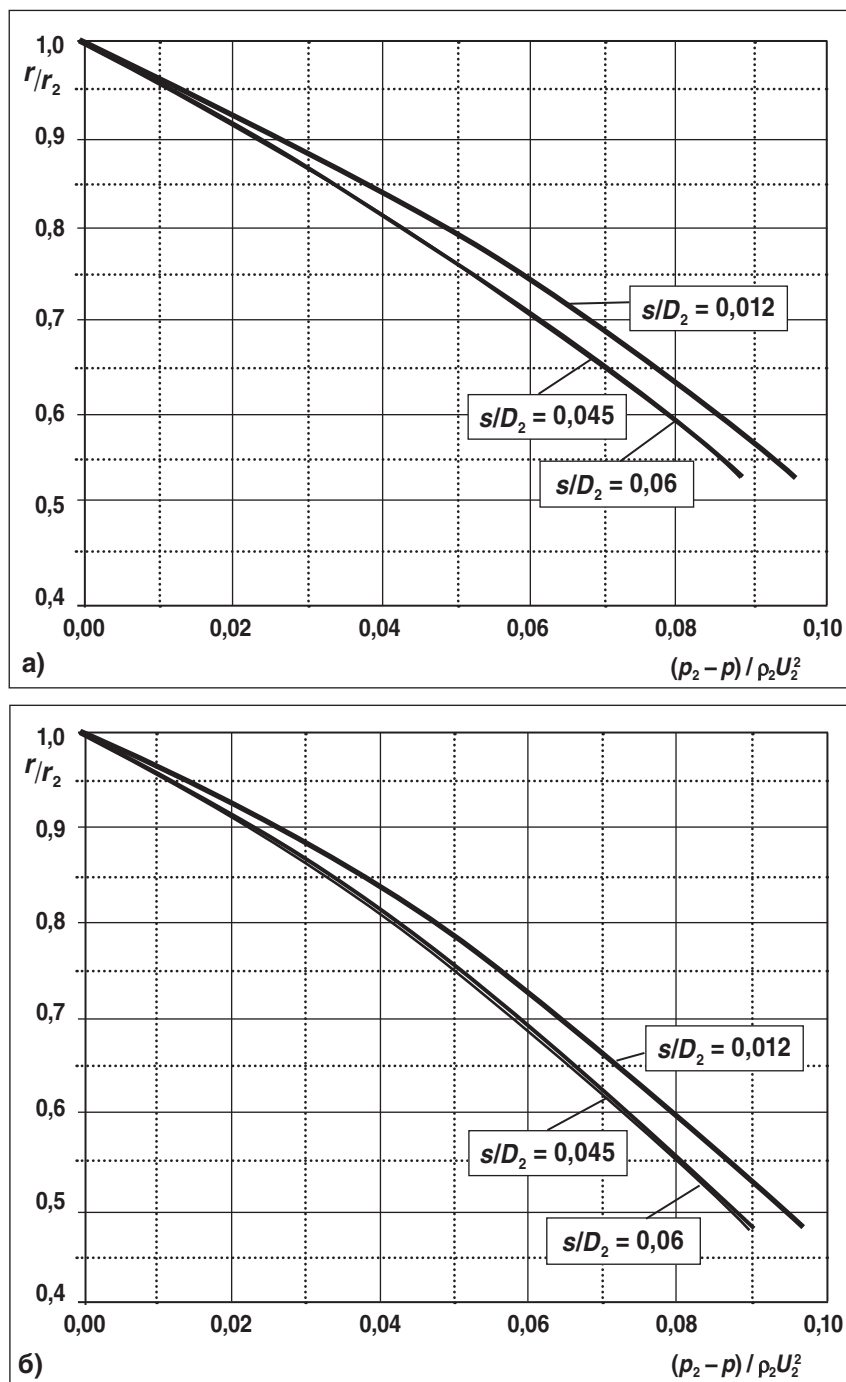


Рис. 1. Распределение коэффициента давления вдоль радиуса в зазоре: а) между покрывающим диском и корпусом; б) между основным диском и корпусом при разной ширине зазора

РАСЧЕТ ОСЕВОГО УСИЛИЯ ОТ СКОРОСТНОГО НАПОРА (РЕАКЦИЯ ВТЕКАНИЯ) $T_{\text{ВТ}}$

Независимо от положения ступени в корпусе компрессора (промежуточное или концевое) осевое усилие на основной диск РК создает давление p_0 , действующее на площадь входа в колесо:

$$T_{p_0} = \frac{\pi}{4} (D_s^2 - d_s^2) p_0, \quad (4)$$

где D_s – диаметр уплотнения покрывающего диска; d_s – диаметр уплотнения вала со стороны входа в РК (для первой ступени) или диаметр уплотнения основного диска предыдущего колеса (для промежуточной или концевой ступени).

Реакция втекания или осевое усилие от скоростного напора:

$$T_{\text{ВТ}} = \frac{G_2}{\rho_0 \frac{\pi}{4} (D_0^2 - d_0^2)} = G c_0, \quad (5)$$

где G – массовый расход; ρ_0 – плотность газа на входе в РК; D_0 – внутренний диаметр расточки покрывающего диска; d_0 – втулочный диаметр (диаметр ступицы РК); c_0 – абсолютная скорость на входе в РК.

Суммарное осевое усилие, действующее на основной диск, определяется как:

$$\vec{T}_{\text{ОД}} = \vec{T}_{p_s} + \vec{T}_{p_0} + \vec{T}_{\text{ВТ}}, \quad (6)$$

где $T_{p_s} = \tau \cdot R_2^2 \cdot (p_2 - p_s) + p_s \cdot F_s$, – осевое усилие от давления p_s ; p_s – давление перед уплотнением.

Суммарное осевое усилие на рабочее колесо:

$$\vec{F} = \vec{T}_{\text{ПД}} + \vec{T}_{\text{ОД}}. \quad (7)$$

Для получения осевого усилия, действующего на ротор ЦК, необходимо повторить аналогичные расчеты для всех рабочих колес ротора, затем сложить полученные результаты $\sum_{i=1}^N \vec{F}_i$.

Таким образом, если сложить все усилия, действующие на РК и думмис, суммарное осевое усилие на ротор ЦК будет:

$$\vec{F} = \sum_{i=1}^N \vec{F}_i + \vec{F}_{\text{ДУМ}}, \quad (8)$$

где $F_{\text{ДУМ}}$ – разгружающее усилие от думмиса, действующее в направлении всасывания.

На основе вышеприведенной методики расчета рассмотрим влияние основных параметров газа и геометрических размеров боковых полостей РК на суммарное осевое усилие.

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ОСЕВЫХ И РАДИАЛЬНЫХ ЗАЗОРОВ

Результаты экспериментальных исследований [1], [2], [5] показали, что величина осевого усилия, действующего на ротор ЦК, существенно зависит от размеров зазоров между дисками РК и стенками корпуса. Давление потока на наружные поверхности рабочего и покрывающего дисков

определяется характером движения рабочей среды в полостях, окружающих РК. На характер течения возле колеса оказывают влияние не только величина радиальных зазоров в лабиринтных уплотнениях, давление на наружном диаметре РК и в области уплотнений, скорость вращения ротора, но и форма дисков и стенок корпуса, образующих каналы вокруг колеса, а также размеры этих каналов.

На рис. 1 приведено распределение вдоль радиуса коэффициента давления $\bar{p} = \frac{p_2 - p}{\rho_2 U_2^2}$, действующего со стороны покрывающего и основного дисков, при различных величинах осевых зазоров $\bar{s} = \frac{s}{D_2}$ на оптимальном режиме работы ЦК.

Распределения давления по радиусу заметно зависят от величины осевого зазора при его изменении от 0,012 до 0,045, при этом с увеличением зазора интенсивность падения давления снижается. При увеличении относительных зазоров с 0,045 до 0,06 интенсивность падения давления практически не изменяется. При одинаковых величинах осевых зазоров $\bar{s}_{(покр.)}$ и $\bar{s}_{(осн.)}$ для данной ступени давления при уменьшении радиуса становятся разными с обеих сторон РК вследствие неодинаковых расходов через уплотнения. Давления со стороны покрывающего диска несколько выше давлений около основного диска. Зависимость осевого усилия, действующего на РК, от величин $\bar{s}_{(покр.)}$ и $\bar{s}_{(осн.)}$ приведена на рис. 2.

Согласно расчетным данным, соотношения размеров осевых зазоров влияют на величину осевого усилия. С ростом величины осевого зазора между основным диском и стенкой корпуса осевая сила, действующая на ротор ЦК, увеличивается, а с ростом величины осевого зазора между покрывающим диском и стенкой корпуса – уменьшается.

При эксплуатации компрессоров наиболее подвержены износу

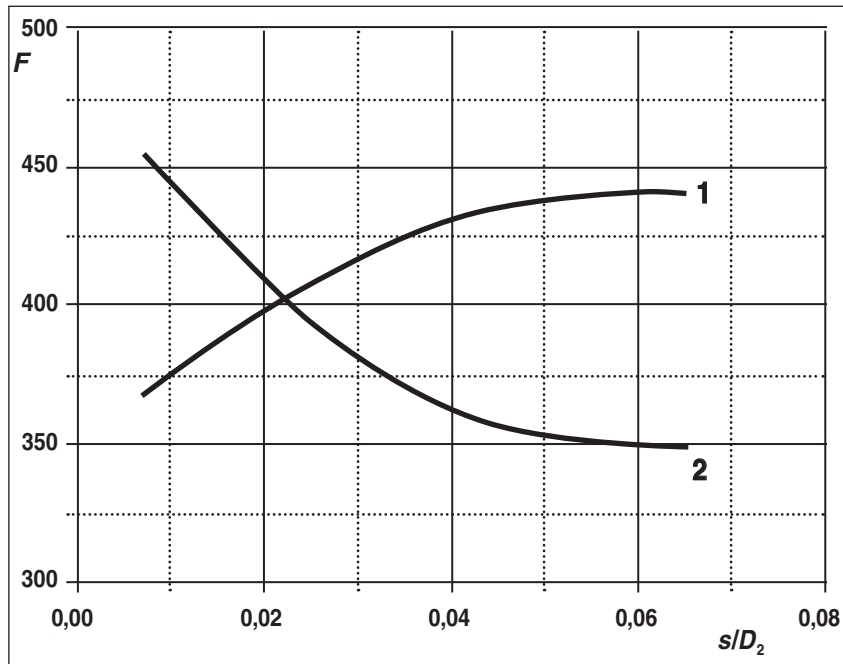


Рис. 2. Зависимость осевого усилия, действующего на РК, от величины осевого зазора:

1 – между основным диском и корпусом компрессора при фиксированном осевом зазоре между покрывающим диском и корпусом; 2 – между покрывающим диском и стенкой корпуса при фиксированном осевом зазоре между основным диском и корпусом

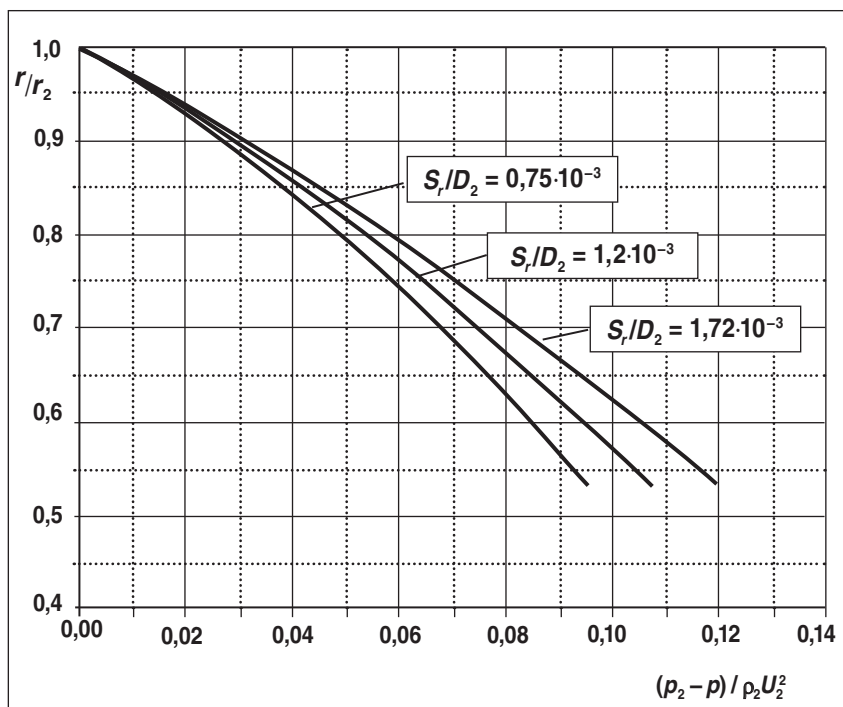


Рис. 3. Распределение коэффициента давления в зазоре между покрывающим диском и стенкой корпуса вдоль радиуса при различных значениях радиального зазора в уплотнении

лабиринтные уплотнения на покрывающем диске РК, вследствие чего увеличиваются радиальные зазоры и, соответственно, уве-

личиваются протечки газа через них. С увеличением протечек газа через лабиринтные уплотнения покрывающего диска РК пере-

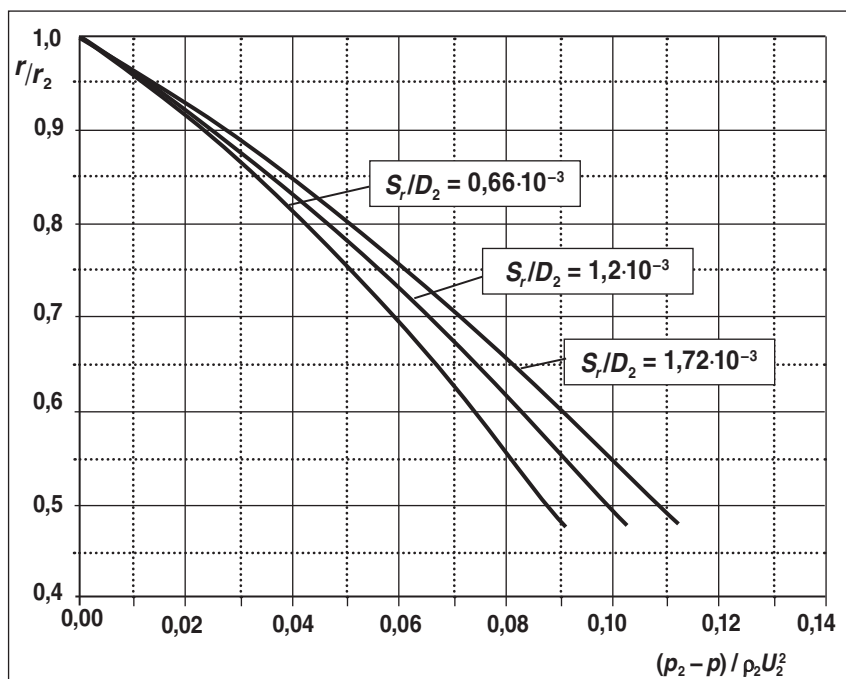


Рис. 4. Распределение коэффициента давления в зазоре между основным диском и стенкой корпуса вдоль радиуса при различных значениях радиального зазора в уплотнении думмиса

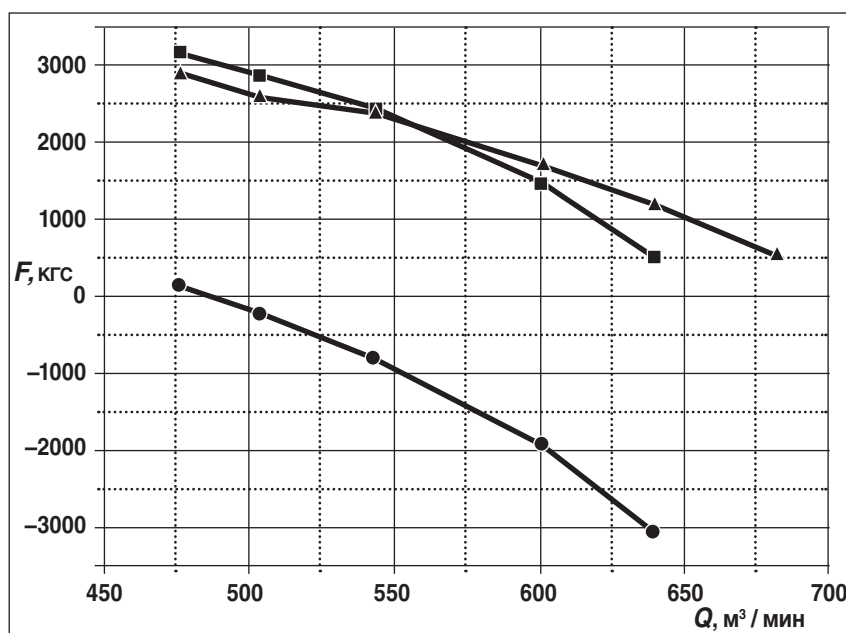


Рис. 5. Зависимость осевого усилия от расхода на входе в компрессор при $n = 5150 \text{ мин}^{-1}$: ● – расчетные данные без учета закрутки потока перед рабочим колесом; ■ – расчетные данные с учетом закрутки потока перед рабочим колесом в предположении о постоянстве угла потока перед рабочим колесом; ▲ – экспериментальные данные

распределяется поле давлений в зазоре, что приводит к падению давления перед уплотнением и уменьшению осевой силы, действующей на покрывающий диск. Суммарное усилие на ротор при

этом будет увеличиваться. На рис. 3 представлены результаты расчета коэффициента давления в зазоре между покрывающим диском и стенкой корпуса при различных значениях отно-

сительного радиального зазора $\bar{s}_r = s_r/D_2$. Согласно расчетам, при увеличении $\bar{s}_r$ коэффициент давления повышается, т. е. падение давления в зазоре усиливается.

С ростом величины радиального зазора в уплотнении думмиса возрастает и величина протечек через это уплотнение, следовательно, перераспределяется поле давлений в зазоре между основным диском РК и стенкой корпуса, что приводит к падению давления в боковом зазоре. На рис. 4 приведены распределения коэффициента давления в зазоре между основным диском и стенкой корпуса вдоль радиуса при различных значениях радиального зазора в уплотнении думмиса. Согласно расчетным данным, при увеличении радиального зазора коэффициент давления снижается менее интенсивно.

При увеличении протечек через уплотнения думмисной полости давление должно уменьшаться. С другой стороны, при увеличении массового расхода протечек $G_{пр}$ через уплотнение думмиса будут увеличиваться и потери давления в задуммисной трубе. Для определения давления в задуммисной полости $p_{здум.}$ необходимо найти такое его значение, которое удовлетворяло бы расчету потерь в задуммисной трубе.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАНЫМИ

В целях проверки методики расчета осевых усилий, действующих на ротор ЦК, и установления качественной и количественной взаимосвязи между расчетными значениями осевой силы и экспериментальными данными параметров силы тока АМП, приведенных в таблице, необходимо первоначально преобразовать эквивалент силы тока в осевую нагрузку, выраженную в ньютонах (Н).

По данным фирмы S2M (Франция), для ЦК мощностью 16 МВт со степенью сжатия 2,2 макси-

Экспериментальные параметры

Наименование величин	Режимы						
	1	2	3	4	5	6	7
Объемная производительность Q , м ³ /мин	682,2	601,2	543,4	476,5	618,3	517,2	430,0
Частота вращения ротора ЦК n , мин ⁻¹	5150	5150	5150	5150	4800	4800	4800
Сила тока МП со стороны привода I_{z1} , А	10,8	9,1	8,0	7,5	10,3	8,8	8,1
Сила тока МП на свободном конце I_{z2} , А	16,2	18,2	19,3	20,5	16,7	18,0	19,1
Осевая нагрузка со стороны привода F_{z1} , Н	32 401	27 302	23 997	2294	22 496	26 400	24 301
Осевая нагрузка на свободном конце F_{z2} , Н	48 602	54 594	57 898	61 498	50 092	53 995	57 300
Суммарное осевое усилие* F , Н	5080	16 789	23 399	28 498	19 192	17 093	22 496

* С учетом первоначальной настройки (–10 503 кгс).

мальная осевая нагрузка АМП равна 80 тыс. Н (8163 кгс), что соответствует силе тока 30 А. В момент левитации, когда ротор ЦК находится в покое и «висит» в магнитном поле, силы тока распределяются по обе стороны упорного диска АМП и ока-

зываются практически равными: 13,3 А – со стороны привода и 13,2 А – со стороны свободного конца ЦК. Однако осевые зазоры между упорным диском и магнитными подшипниками «выставляются» обычно неравными, например, со стороны привода –

200 мкм, а со стороны свободного конца ЦК – 300 мкм. Первоначальный осевой сдвиг в сторону всасывания позволяет при пуске ЦК иметь гарантированный зазор и осевую нагрузку, которая противодействует осевой силе, направленной в сторону нагнетания в момент пуска и на режимах производительности большей, чем на номинальном режиме. На рис. 5 представлены результаты расчета осевой силы без учета закрутки потока и с учетом закрутки потока перед РК, а также сравнение с экспериментальными данными. Результаты расчета осевой силы с учетом закрутки потока перед РК показывают вполне удовлетворительное совпадение с экспериментальными данными, полученными при испытании ЦК на реальном газе и в условиях КС.

Таким образом, рассматриваемая методика может применяться для расчета осевых усилий на каждом участке РК ЦК на АМП для газовой промышленности, а применение АМП позволит снизить эксплуатационные затраты, увеличить ресурс узлов подшипника и повысить КПД за счет отсутствия механических потерь. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Журавлев Ю.Н. Активные магнитные подшипники: Теория, расчет, применение. СПб.: Политехника, 2003. 206 с.
2. Шнепп В.Б. Конструкция и расчет центробежных компрессорных машин. М.: Машиностроение, 1995. 240 с.
3. Евгеньев С.С., Зубринкин А.В., Футин В.А., Шубкин И.М. Влияние точности методов расчета расходного течения в боковых зазорах между рабочим колесом и корпусом на эффективность центробежного компрессора // Тр. XVI Междунар. НТК по компрессоростроению, 23–25 сентября 2014 г. ЗАО «РЭПХолдинг», АСКОМП. СПб., 2014. Т. 1. С. 249–265.
4. Евгеньев С.С., Коханов С.Г. Расчет аэродинамических сил, действующих на ротор центробежного компрессора. Казань: Изд-во Казан. гос. техн. ун-та, 2002. 58 с.
5. Евгеньев С.С., Зубринкин А.В., Футин В.А. Совершенствование методов расчета расходного течения в боковых зазорах между закрытым рабочим колесом и корпусом центробежного компрессора // Сб. докл. «Поиск эффективных решений в процессе создания и реализации научных разработок в российской авиационной и ракетно-космической промышленности» (АКТО-2014), 5–8 августа 2014 г. Казань, 2014. Т. 1. С. 205–208.

REFERENCES

1. Zhuravlev Yu.N. Active Magnetic Bearings. Theory, Calculation, Application. Saint Petersburg, Polytechnics, 2003. 206 p. (In Russian)
2. Shnepp V.B. Design and Calculation of Centrifugal Compressor Machines. Moscow, Machine Engineering, 1995, 240 p. (In Russian)
3. Evgenyev S.S., Zubrinkin A.V., Futin V.A., Shubkin I.M. Impact of the Accuracy of Radial Flow Calculation Methods in Lateral Clearances Between the Impeller and the Body upon the Efficiency of the Centrifugal Compressor. Works of the 16th International Scientific and Technical Conference on Compressor Building, September 23, 2014 – September 25, 2014. REP Holding CJSC, Russian Association of Compressor and Pneumatic Operators, Saint Petersburg, 2014, Vol. 1, P. 249–265. (In Russian)
4. Evgenyev S.S., Kokhanov S.G. Calculation of Aerodynamic Forces that Influence the Rotor of a Centrifugal Compressor. Kazan, Publishing House of Kazan State Technical University, 2002, 58 p. (In Russian)
5. Evgenyev S.S., Zubrinkin A.V., Futin V.A. Improvement of Flow Calculation Methods in Lateral Clearances Between the Closed Impeller and the Body of the Centrifugal Compressor. Digest "Searching for Effective Solutions when Creating and Implementing Scientific Developments in the Russian Aviation and Rocket and Space Industries" (Aerospace Technologies, Modern Materials and Equipment – 2014), August 5–8, 2014. Kazan, 2014, Vol. 1, P. 205–208. (In Russian)

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРЕПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 378.4

В.М. Степанов, д.т.н., проф., Тульский государственный университет (Тула, РФ),
energy@tsu.rula.ru

А.И. Пустовой, к.т.н., доц., АО «Газпром газораспределение Тула» (Тула, РФ),
pustovoyai@tulaoblغاز.ru

С.Н. Пахомов, АО «Газпром газораспределение Тула», energy@tsu.rula.ru

И.М. Базиль, к.т.н., Тульский государственный университет

В статье рассмотрены основные направления профессиональной переподготовки работников газовой отрасли. Уровень квалификации персонала организации является одним из важнейших качественных показателей. Кадры, обладающие глубокими знаниями и навыками в своей профессиональной деятельности, обеспечивают более высокую производительность и качество труда при рациональном использовании материальных ресурсов. Главной задачей данной переподготовки является рост профессионализма и повышения квалификации работников газовой отрасли, их адаптация к новым экономическим условиям и современным требованиям профессиональной деятельности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ПЕРЕПОДГОТОВКА, ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ РОСТ, ЗНАНИЯ.

Современное развитие техники и технологии в газораспределительной отрасли предъявляет все более высокие требования к совершенствованию знаний, умений, навыков руководителей, специалистов и рабочих газораспределительных организаций (ГРО). В связи с этим подготовка, переподготовка и повышение квалификации кадров в настоящее время занимают важнейшее место в кадровой политике ГРО, а также являются одной из главных частей жизни каждого человека. Именно поэтому «наш век быстро нарастающих объемов и темпов информации требует принципиально новых стратегических подходов к учебе» [1]. В связи с этим выдвигаются новые требования к организации образовательного процесса.

Учебно-технический центр «Энергоэффективность» совместно с Учебно-методическим центром АО «Газпром газораспределение Тула» проводит занятия по профессиональной переподготовке работников газовой отрасли в соответствии с требованиями стандартов. Це-

лью является обеспечение роста профессионализма и повышения квалификации инженерно-технических работников, их адаптация к новым экономическим условиям и современным требованиям профессиональной деятельности. Программа профессиональной переподготовки была разработана в 2006 г. Обучение проходит по направлению 08.03.01 «Теплогазоснабжение и вентиляция», срок обучения – 1203 ч, 39 нед, 9 мес. Программа включает три блока изучаемых дисциплин. Первый блок «Общепрофессиональные дисциплины» состоит из семи предметов, второй блок «Специальные дисциплины» – из трех предметов, и третий «Подготовка и защита выпускной работы» включает практику, консультации по выпускной квалификационной работе и государственную экзаменационную комиссию.

После изучения каждого блока дисциплин проводится тестирование, по итогам которого проверяются знания, приобретенные слушателями Программы профессиональной переподготовки.

После прохождения практики слушатели выполняют выпускную квалификационную работу (ВКР), что является завершающим этапом обучения. ВКР – самостоятельная работа, отражающая теоретические и практические навыки по профессиональной переподготовке и повышению квалификации по данной специальности на основе современных достижений науки и техники.

Для выполнения выпускной квалификационной работы выбирается объект газоснабжения и обосновывается схема системы газоснабжения с учетом профессиональной деятельности слушателей.

Руководитель выпускной квалификационной работы выдает исходные данные для выполнения проектного решения, схемы системы газоснабжения выбранного объекта.

Объектами системы газоснабжения могут быть города и районы, сельские населенные пункты и поселки, промышленные предприятия, кварталы и дома, котельные, газозаправочные станции при исполь-

Stepanov V.M., Doctor of Engineering Science, Tula State University (Tula, RF)

Pustovoi A.I., Ph.D. in Engineering Science, associate professor, Gazprom gazoraspredelenie Tula JSC (Tula, RF), pustovoyai@tulaoblgaz.ru

Pakhomov S.N., Gazprom gazoraspredelenie Tula JSC, energy@tsu.rula.ru

Basyl I.M., Ph.D. in Engineering Science, Gazprom gazoraspredelenie Tula JSC

Methodological framework for professional retraining of gas industry experts

The article reviews the main directions of professional retraining of gas industry workers. The personnel skill level of the organization is one of the most crucial quality indicators. Personnel possessing deep knowledge and skills in their professional field ensure higher performance and labor quality when rationally using material sources. The main objective of such retraining is professional growth and development in gas industry workers, their adaptation to new economic conditions and modern requirements of their professional activities.

KEY WORDS: PROFESSIONAL RETRAINING, PROFESSIONAL DEVELOPMENT, PROFESSIONAL GROWTH, KNOWLEDGE.

зовании газа в качестве моторного топлива и энергетические установки, тепловые электростанции и др.

Пояснительная записка выполняется на 50–60 страницах формата А4, к которой в качестве приложения прикладывается иллюстрационный материал: графическая часть ВКР (7–9 листов того же формата) для ее защиты в соответствии с современными требованиями (IBM-компьютер – проектор) [2].

ВКР, как правило, состоит из 10 глав, где описываются перспективы развития газовой отрасли, рыночные отношения, актуальность тематики ВКР, факторы, учитывающие уровень доходности на затраты при реализации проекта. В работе определяется объект системы газоснабжения, дается его характеристика как объекта газоснабжения, обосновывается схема системы газоснабжения, устанавливаются исходные данные для проектирования и прогнозируется процесс газопотребления. В ВКР представляется математическая граф-схема системы газоснабжения и ее элементов, устанавливаются

режимы ее работы с учетом рационального потокораспределения по участкам схемы, определяются расходы газа по участкам схемы системы газоснабжения; определяются уравнения движения переходных процессов и условия их разрешимости, давление на входах системы и потокораспределение в ней, обеспечивающее заданные расходы газа по участкам системы, а также на ее входах и выходах; осуществляется выбор элементов и оборудования системы газоснабжения.

На основе расчетных, рациональных, функциональных и режимных параметров системы газоснабжения выбираются энергоэффективные элементы и оборудование технологической системы газоснабжения, эффективная модель их эксплуатации и сервисного обслуживания [3].

К выполненным расчетам пояснительной записки должен быть приложен следующий иллюстрационный материал:

- технологический план объекта газоснабжения;

- схемы систем газоснабжения;
- граф-схема систем газоснабжения и ее элементов;
- расчетная схема для составления уравнений движения переходного процесса в системах газоснабжения (исходные данные для гидравлического расчета);
- графики переходных процессов в системах газоснабжения;
- алгоритмически-структурная и параметрическая оптимизация систем газоснабжения;
- структура управления и средства автоматизации процессов в системах газоснабжения;
- монтажные схемы систем газоснабжения и регламент их техобслуживания.

Таким образом с 2006 г. прошли профессиональную переподготовку около 320 работников газовой отрасли. Навыки, приобретенные в процессе обучения, позволяют качественно выполнять свою работу, что подтверждает необходимость проведения обучения по профессиональной переподготовке специалистов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Степанов В.М., Базыль И.М. Имитационное и физическое моделирование систем электроснабжения для повышения надежности их работы // Изв. ТулГУ. Технические науки. 2015. Вып. 12: в 2-х ч. Ч. 2. С. 139–141.
2. Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы по профессиональной переподготовке кадров по специальности 08.03.01 «Теплогасоснабжение и вентиляция». Тула: ТулГУ, 2007. 5 с.
3. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей: Учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 2004. 320 с.

REFERENCES

1. Stepanov V.M., Bazyl I.M. Simulation and Physical Modeling of Electrical Power Supply Systems to Increase their Performance Reliability. Izvestia Tula State University. Engineering Sciences, 2015, Is. 12, in 2 parts, Part 2, P. 139–141. (In Russian)
2. Guidelines on Preparing the Graduation Qualification Work on Professional Retraining of Personnel Specialized in 08.03.01 "Heat and Gas Supply and Ventilation". Tula State University, 2007, 5 p. (In Russian)
3. Tkachenko V.N. Electrochemical Protection of Pipeline Networks. Textbook, 2nd Ed., Revised and Enlarged. Moscow, Stroyizdat, 2004, 320 p. (In Russian)

ВИБРОДИАГНОСТИКА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ НА ЧАСТОТЕ, НЕКРАТНО ПРЕВЫШАЮЩЕЙ ЧАСТОТУ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА

УДК 622.691

Е.А. Смирнов, ООО «Газпром трансгаз Москва» (Москва, РФ)

Ю.Ю. Толстихин, ООО «Газпром трансгаз Москва»

Л.И. Соколинский, «Оргтехдиагностика» (ОАО «Оргэнергогаз») (Москва, РФ)

С.А. Танаков, ГКС Моршанского ЛПУМГ (филиал ООО «Газпром трансгаз Москва») (Моршанск, РФ)

Д.В. Зорин, «Инженерно-технический центр» (филиал ООО «Газпром трансгаз Москва») (Москва, РФ)

В статье рассматриваются условия возникновения повышенной вибрации центробежного нагнетателя (ЦБН) и присоединенных технологических трубопроводов на частоте, некратно превышающей частоту вращения ротора. По результатам анализа натурных исследований и численно-аналитических расчетов предложена гипотеза возникновения этой вибрации. Анализируется предположение, что такая вибрация явилась следствием возникновения автоколебаний ротора на частоте одной из форм изгибных колебаний, возбуждаемых в неоднородности проточной части нагнетателя. Приводятся результаты измерений, расчетов и ревизии проточной части нагнетателя, подтверждающие принятую гипотезу.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ВИБРАЦИЯ, ПУЛЬСАЦИЯ ГАЗА, РЕЗОНАНС, АВТОКОЛЕБАНИЯ, ТРУБОПРОВОД, НАГНЕТАТЕЛЬ, РОТОР, УПЛОТНЕНИЕ, ФОРМА КОЛЕБАНИЙ, АКУСТИЧЕСКИЕ КОЛЕБАНИЯ, НЕОДНОРОДНОСТЬ, КРИТИЧЕСКАЯ СКОРОСТЬ.

В статье рассматривается достаточно уникальный случай вибрации нагнетателя и присоединенной трубопроводной обвязки (ТПО) с частотой, некратно превышающей частоту вращения ротора ЦБН. Обследования выполнялись на КС «Алгасово» филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» Моршанское ЛПУМГ с тремя агрегатами типа ГТК-10-4 с нагнетателями типа 520-12-1. Нагнетатель одноступенчатый с ротором консольного типа, номинальной скоростью вращения ротора $N_{\text{ст}} = 4600 \text{ мин}^{-1}$ и номинальной степенью сжатия 1,27. Первая критическая скорость вращения ротора, по данным завода-изготовителя, – 6480 мин^{-1} (108 Гц); вторая критическая скорость заводом не рассчитывалась, поскольку диапазон рабочих скоростей ЦБН ниже первой критической.

При виброобследованиях измерялись вибрация входных и выходных трубопроводов и корпусов ЦБН, пульсация давления газа во входных линиях, регистрировались контролируемые параметры по штатной САУ ГПА.

По результатам виброобследований зафиксированы повышенные уровни вибрации входного и выходного трубопроводов ГПА № 1 с доминирующей составляющей на частоте около 300 Гц (в пульсации давления газа и вибрации корпуса ЦБН ГПА № 1). В измерениях на остальных ГПАКС аналогичной вибрации не было обнаружено.

Такой характер вибрации ТПО цеха мог быть связан с тем, что в неоднородностях коллекторов или ТПО ГПА № 1 возбуждаются резонансные акустические колебания газа, являющиеся источником ви-

брации. Для устранения подобных колебаний обычно применяется метод изменения конфигурации ТПО: изменение диаметров и длин участков трубопроводов, перемещение кранов и тройников, врезка коллекторных байпасов. Однако результаты аналитических расчетов с учетом ранее выполненных исследований [1, 2] позволили исключить эту гипотезу из рассмотрения, так как для ее реализации скорость газа в отдельных участках трубопроводов должна была превышать 240 м/с.

Уровни вибрации собственно труб и корпуса ЦБН ГПА № 1 на обследованных режимах были велики, но не превышали предельно допустимых значений. Максимальные уровни вибрации были зафиксированы на лобовых опорах (ЛО) (рис. 1). Результаты измерений на ЛО линии всасы-

Smirnov E.A., Gazprom transgas Moskva LLC (Moscow, RF)

Tolstikhin Yu.Yu., Gazprom transgas Moskva LLC

Sokolinsky L.I., Orgtekhdiagnostika (Orgenergogas OJCS) (Moscow, RF)

Tanakov S.A., Gas Compressor Station of Morshansk Gas Pipeline Management Directorate (Branch of Gazprom transgas Moskva LLC) (Morshansk, RF)

Zorin D.V., Engineering and Technical Center (Branch of Gazprom transgas Moskva LLC) (Moscow, RF)

Vibrodiagnostics of the centrifugal air blower and connected pipelines at a heightened vibration at a frequency exceeding the rotor frequency in an aliquant way

The article reviews the conditions for the occurrence of a heightened vibration of the centrifugal air blower (CAB) and connected process pipelines at a frequency exceeding the rotor frequency in an aliquant way. Following the results of the analysis of field observations and numerical and analytical calculations, a theory of the origin of this vibration is proposed. The theory is that such a vibration is caused by rotor's self-induced vibrations at a frequency of one of bending modes induced in the inhomogeneity of the air blower's flow part. The results of measurements, calculations and revisions of the air blower's flow part, which sustain the above-mentioned theory, are presented.

KEY WORDS: VIBRATION, GAS PULSATION, RESONANCE, SELF-INDUCED VIBRATIONS, PIPELINE, AIR BLOWER, ROTOR, SEAL, VIBRATION MODE, ACOUSTIC VIBRATIONS, INHOMOGENEITY, CRITICAL SPEED.

вания приведены в табл. 1, где V_e (4–1500 Гц) – среднеквадратическое значение (СКЗ) виброскорости в частотном диапазоне 4–1500 Гц; V_{ei} , F_i – СКЗ виброскорости и частота i -й спектральной составляющей. Аналогичные результаты были получены для ЛО линии нагнетания.

Характерной особенностью результатов измерений, приведенных в табл. 1, является то, что вибрация на неподвижной части ЛО, установленной на фундаменте, значительно больше, чем на подвижной, приваренной к отводу трубопровода (значения V_{ei} однонаправленных измерений в табл. 1 в точках 1, 3 и 2, 4, соответственно). Такое соотношение значений вибрации указывает на резонансный характер колебаний неподвижной части опоры на собственной частоте около 300 Гц, возбуждаемой вибрацией трубопровода на этой частоте. Это было подтверждено результатами экспериментального определения собственных частот ЛО.

При дальнейшем анализе результатов обследований были рассмотрены каскады спектров вибрации входного трубопровода и пульсации давления газа во входной линии ЦБН при различных режимах работы ГПА.

Анализ каскадов спектров показал, что:

Таблица 1. Результаты измерений вибрации ЛО линии всасывания

№ точки	V_e (4–1500 Гц), мм/с	V_{ei} , мм/с	F_i , Гц
1	1,22	0,79	297,5
2	4,75	4,06	297,5
3	16,88	15,86	297,5
4	18,62	17,67	297,5

- пульсация давления газа с частотой приблизительно 300 Гц в точке измерений на обследованных установившихся режимах (при ее существовании) более чем в 1,5 раза превышала предельно допустимое значение [3]. Следовательно, она могла быть наиболее вероятной причиной повышенной вибрации трубопроводов;

- вибрация трубопроводов всасывания (и нагнетания) на частоте около 300 Гц хорошо коррелирует с одновременно зарегистрированной пульсацией давления газа на этой частоте. Эта составляющая при ее наличии доминирует в спектрах вибрации во всех точках измерений;

- на некоторых режимах амплитуды составляющих с частотой

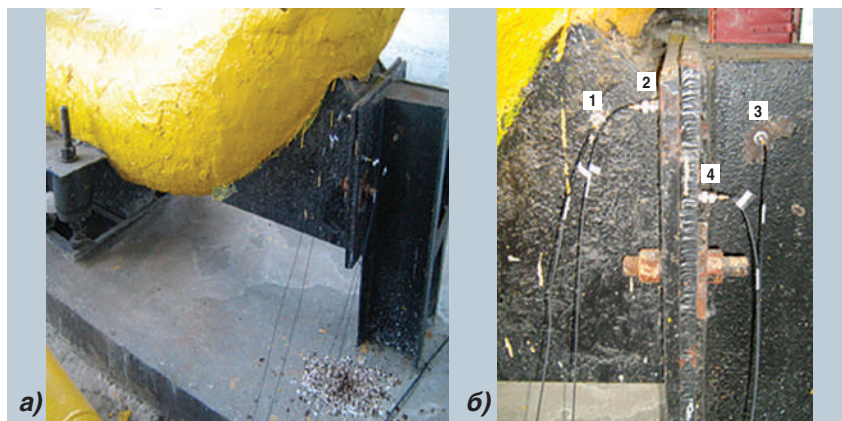


Рис. 1. Лобовая (направляющая) опора: а) вид лобовой опоры; б) точки измерения вибрации

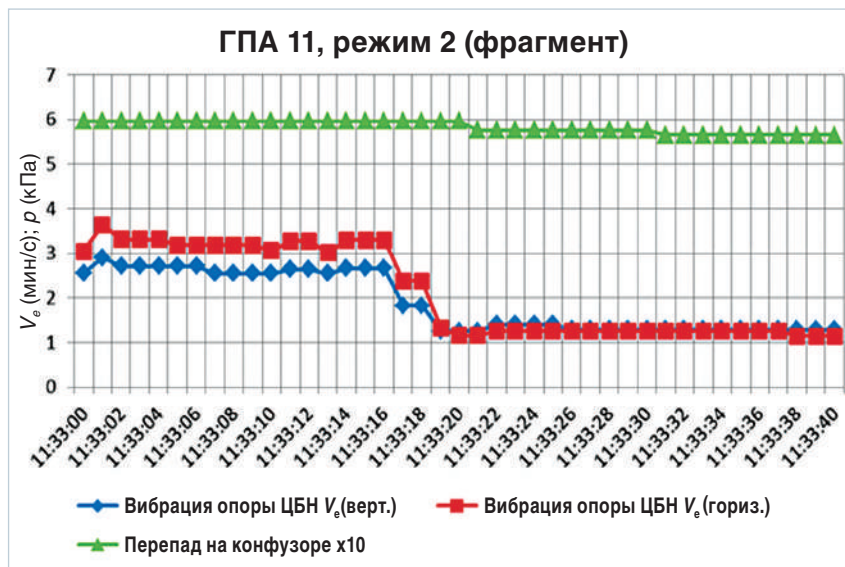


Рис. 2. Тренды V_{ϕ} (верт.), V_{ϕ} (гориз.), Δp_k

300 Гц в спектрах пульсации давления и вибрации скачкообразно возникали и исчезали при практически неизменных параметрах работы ГПА. Длительность этого снижения/возрастания не превышала 2 с.

Для более полной оценки взаимовлияния параметров работы ГПА и механических и газовых колебаний в системе «ТПО – ЦБН» были рассмотрены тренды всех зарегистрированных в САУ ГПА параметров и управляющие команды в моменты возникновения/исчезновения составляющих спектров колебаний с частотой 300 Гц. Было установлено, что в моменты резких изменений амплитуд вибрации и пульсации управляющих команд не было.

Тренды параметров для одного из режимов испытаний представлены на рис. 2, где V_{ϕ} (верт.) и V_{ϕ} (гориз.) – значения СКЗ виброскорости корпуса ЦБН в вертикальном и горизонтальном направлениях, соответственно; Δp_k – перепад давления газа на входном конфузоре.

Сопоставление трендов параметров с каскадами спектров пульсации давления газа и вибрации позволило сделать следующие выводы.

1. Возникновение/исчезновение составляющей пульсации

давления газа с частотой 300 Гц по времени совпадает со скачкообразным возрастанием/снижением трендов вибрации ЦБН (с допустимой погрешностью по времени регистрации колебаний внешним регистратором и регистрации параметров в САУ ГПА). На этом основании сделано предположение, что скачкообразное изменение уровней в трендах вибрации ЦБН связано с возникновением/исчезновением составляющей с частотой 300 Гц.

2. Вибрация корпуса ЦБН с частотой 300 Гц вызвана вибрацией ротора нагнетателя с этой частотой, а не вибрацией присоединенных трубопроводов.

3. Наличие или отсутствие составляющей 300 Гц в вибрации и пульсации газа не определяется непосредственно величиной перепада давления на конфузоре. При близких значениях перепада давления вибрация с частотой 300 Гц может присутствовать или отсутствовать.

4. Скачок вибрации корпуса ЦБН за счет возникновения/исчезновения составляющей 300 Гц опережает на 2–3 с изменение Δp_k . Следовательно, данные изменения вибрации ротора нагнетателя не являются следствием изменения перепада давления

на конфузоре. Эта зависимость обратная – перепад давления на конфузоре частично зависит от наличия/отсутствия процессов, вызывающих вибрацию ротора на частоте 300 Гц. Наличие скачков пульсации давления газа указывает на то, что обследованные режимы работы ГПА определяют некую пороговую область возбуждения автоколебаний.

5. На временных интервалах существования колебаний с частотой 300 Гц характер изменения вибрации ТПО и ЦБН, пульсации давления газа и перепада давления на конфузоре практически одинаков: возрастание или снижение уровней или приблизительно стабильное значение.

Анализ полученных результатов позволил принять гипотезу возникновения повышенной вибрации ТПО и ЦБН на частоте 300 Гц, согласно которой в одной из неоднородностей проточной части нагнетателя возникают гидродинамические пульсации газа. Такой неоднородностью может быть дефектное лабиринтное уплотнение покрывного диска рабочего колеса [4], рассекаТЕЛЬ, установленный во всасывающем патрубке [5], или другой элемент проточной части. Предположительно, при обтекании потоком газа неоднородности на ней возникают крупномасштабные гидродинамические структуры с периодичностью, близкой к периодичности одной из форм колебаний ротора нагнетателя. Колебания ротора, в свою очередь, детерминируют эти структуры по частоте срыва, возникают автоколебания в системе «ротор – газовый поток», раскачивающие ротор на частоте автоколебаний. Колебания ротора – точнее, рабочего колеса – вызывают пульсации газа во входной и выходной полостях нагнетателя, генерирующие акустические колебания с этой частотой (приблизительно 300 Гц) в присоединенные трубопроводы. Эти акустические колебания приводят к вибрации вход-

ного и выходного трубопроводов ЦБН. Вибрация ротора через подшипники передается на корпус нагнетателя. Вибрация входного и выходного трубопроводов на частоте 300 Гц вызывает резонансную вибрацию неподвижной части ЛО с большими амплитудами.

Повышенная вибрация ЛО явилась основным индикатором дефекта в системе «трубопровод – ЦБН», на который было первоначально обращено внимание. Можно предположить, что рассмотренные процессы не столь уникальны, но они остаются незамеченными в других случаях из-за отсутствия такого индикатора (т. е. отсутствия условий механического резонанса в присоединенной трубопроводной системе).

Для подтверждения предположения о резонансных колебаниях ротора на частоте 300 Гц были выполнены расчеты частот форм колебаний ротора по упрощенной расчетной схеме, которая корректировалась по соответствию расчетного и паспортного значений частоты 1-й формы колебаний (1-й критической скорости) с допустимой погрешностью 20 %. На рис. 3 представлены результаты расчета 2-й формы изгибных колебаний ротора.

Полученное расчетное значение частоты 2-й формы колебаний ротора $F_{p2} = 308$ Гц (при частоте 1-й формы колебаний 94 Гц) достаточно хорошо совпадает с частотой рассматриваемых колебаний (300 Гц), что подтверждает правильность принятой гипотезы в части резонансного характера вибрации ротора. Из рис. 3 видно, что максимум прогиба ротора по 2-й форме близок к положению рабочего колеса на валу. Это подтверждает возможность генерирования колесом акустических колебаний газа в присоединенные трубопроводы с частотой этой формы.

Для выявления возможной первопричины дефектного состояния, а именно участка возбуждения гидродинамических

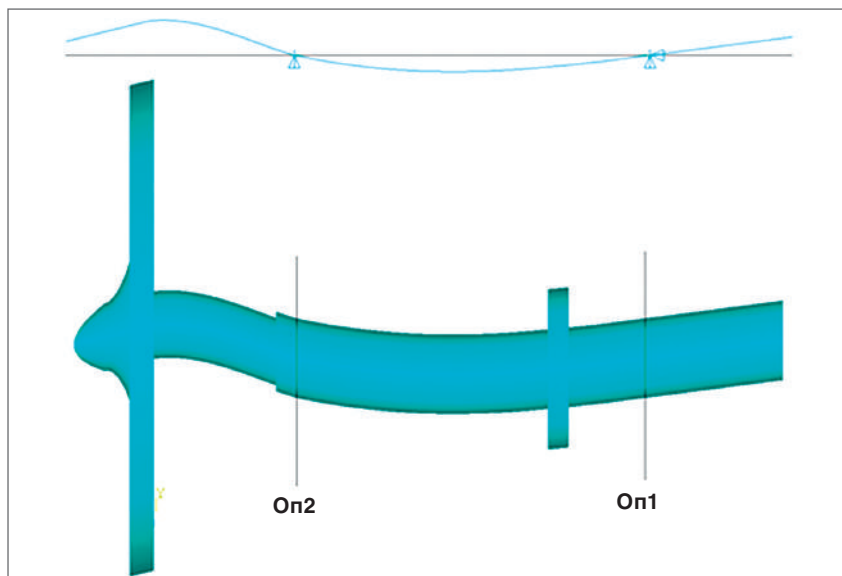


Рис. 3. Вторая форма колебаний ротора с частотой 308 Гц

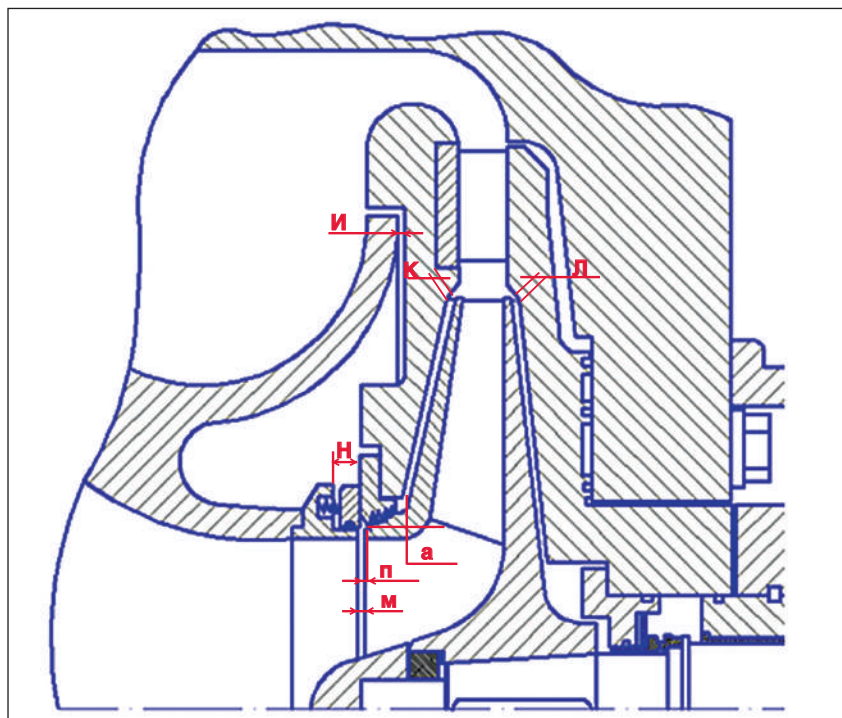


Рис. 4. Схема замеров зазоров ЦБН

колебаний, была проведена ревизия проточной части нагнетателя ГПА № 1 и сопоставление ее с проточными частями нагнетателей других ГПА. Схема замеров зазоров показана на рис. 4, результаты измерений зазоров – в табл. 2.

Результаты, приведенные в табл. 2, показали, что зазоры «и» и «н» ЦБН № 1 существенно отли-

чаются от аналогичных зазоров ЦБН № 2, 3.

Произведенные замеры расположения рассекателя во всасывающих патрубках ЦБН и расстояния до входной кромки направляющего аппарата всасывающей камеры также имеют расхождения (рис. 5).

Были измерены геометрические размеры рассекателей во

Таблица 2. Результаты замеров по проточным частям ЦБН ст. № 1, 2, 3

Контролируемый размер	ЦБН ст. № 1	ЦБН ст. № 2	ЦБН ст. № 3	ЦБН ст. № 1 с крышкой от ЦБН ст. № 2	ЦБН ст. № 2 с крышкой от ЦБН ст. № 1
Осевой разбег (по чертежу 0,4÷0,6 мм)	0,43	0,4	0,42	–	–
Зазор «и» (по чертежу 5 мм)	9,0	4,5	6,3	8,5	5,0
Зазор «к» (по чертежу 12 ± 1 мм)	15,5	14,5	13,2	–	–
Зазор «л» (по чертежу 12 ± 1 мм)	11	11	11,7	–	–
Зазор «н» (по чертежу 26 ± 2 мм на ЦБН ст. № 1 и 48 ± 2 мм на ЦБН ст. № 2, 3)	27,2	47,5	50,2	49,7	25,5
Зазор «м» (по чертежу 7 мм)	10	11,2	9,3	14,5	9,5
Перемещение подпружиненного кольца	6,5	12	11,5	–	–
Натяг на подпружиненном кольце	2,1	5,6	2,8	3,6	4,5
Зазор «а» (по чертежу 0,4÷0,72 мм)	0,4	0,4÷0,68,0	0,5÷0,7	0,52÷0,7	0,4÷0,42
Зазор «п» (по чертежу 3,5 ± 0,3 мм)	3,5	3,0	3,6	3,0	3,4

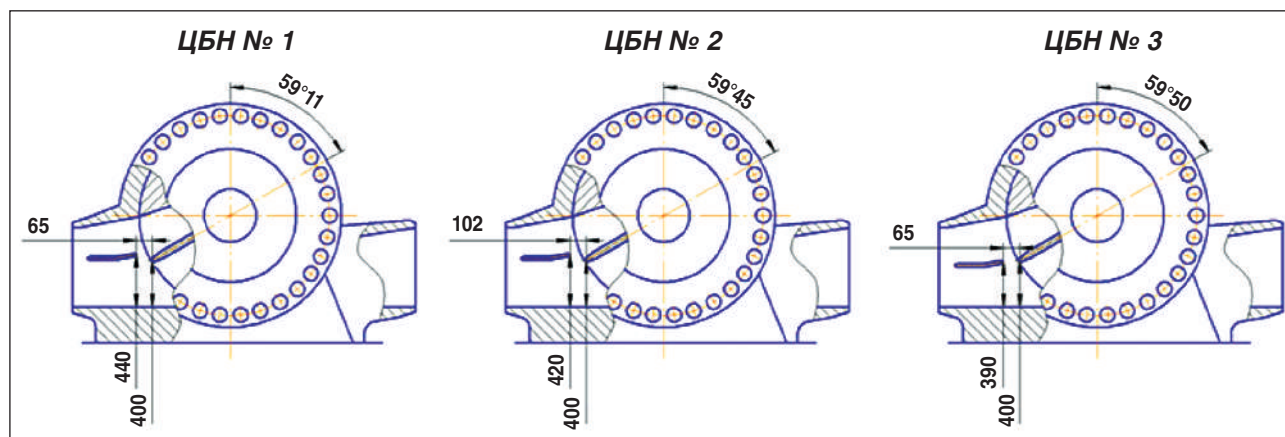


Рис. 5. Расположение рассекателя во всасывающей трубке ЦБН и расстояния до входной кромки направляющего аппарата всасывающей камеры

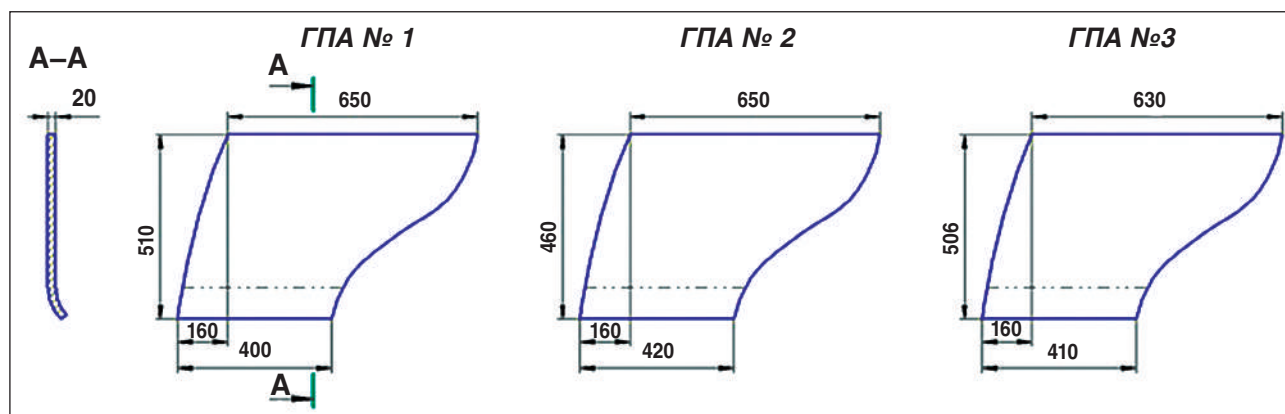


Рис. 6. Геометрические размеры рассекателей во всасывающих патрубках

всасывающих патрубках на ГПА № 1–3, где также наблюдаются расхождения (рис. 6).

Конструкция крышки со смонтированными на ней всасывающей и сборной кольцевой каме-

рами ГПА ст. № 1 отличается от ГПА ст. № 2, 3 геометрическими размерами места установки подпружиненного кольца (рис. 7).

В результате осмотра и сравнения проточных частей выявлены

различия в конструкциях крышек ЦБН со смонтированными всасывающей и сборно-кольцевой камерами:

- расстояние между уплотнением рабочего колеса нагнетателя

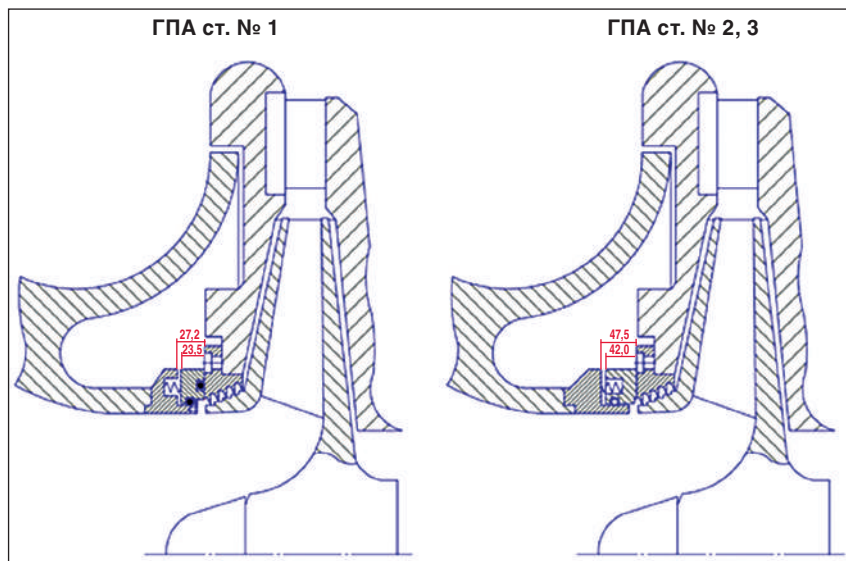


Рис. 7. Установка подпружиненного кольца

и сборной кольцевой камерой на ГПА № 1 меньше на 20 мм по сравнению с ГПА № 2, 3;

- толщина кольца на ГПА № 1 меньше на 20 мм по сравнению с ГПА № 2, 3.

При проведении ревизии обнаружены повреждения участков гребней протяженностью 10–200 мм. Техническое состояние лабиринтного уплотнения было признано неудовлетворительным. Восстановление лабиринтного уплотнения привело к уменьшению вибрации на частоте 300 Гц, однако не исключило ее появления.

Для подтверждения гипотезы проведены работы по переустановке торцевых крышек со всасывающими и кольцевыми камерами с ЦБН ГПА № 1 на № 2. После переустановки крышек на ЦБН ГПА № 1 и 2 вибрация ТПО ГПА № 1 на частоте 300 Гц практически исчезла, но возникла на обвязке ГПА № 2, что однозначно указало на наличие возбудителя рассматриваемых колебаний в проточной части собственно ЦБН ГПА № 1.

Результаты анализа натурных измерений, расчета форм колебаний ротора и ревизии проточ-

ной части нагнетателя подтвердили правомерность принятой гипотезы возникновения колебаний с частотой 300 Гц обследованного ЦБН и присоединенных трубопроводов. Возникновение рассмотренных колебаний связано с конструктивными особенностями проточной части нагнетателя (всасывающей камеры ЦБН). Подтверждена нецелесообразность изменения конфигурации ТПО ГПА.

Полученные данные расширяют возможности вибродиагностических обследований ТПО ЦБН в части оценки влияния вибрации нагнетателя на трубопроводы ЦБН, связанной с пульсацией газа во входной и выходной полостях нагнетателя, генерирующей акустические колебания с частотой примерно 300 Гц в присоединенных трубопроводах. Возникающий механический резонанс в присоединенной трубопроводной системе может являться основным индикатором дефекта в системе «трубопровод – ЦБН». Для более детального определения причин возникновения колебаний с частотой 300 Гц в проточной части рассмотренного нагнетателя требуется проведение дополнительных расчетно-экспериментальных исследований. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Вишняков В.А., Засецкий В.Г., Каровосов Р.К. и др. Возникновение узкополосных пульсаций давления и их предотвращение в трубе с тупиковой полостью // Труды ЦАГИ. 2001. Вып. 2643. С. 92–101.
2. Вишняков В.А., Засецкий В.Г., Каровосов Р.К. и др. Генерирование и демпфирование колебаний потока в области сопряжения трубопровода со слепым отростком // Инженерно-физический журнал. 1998. Т. 71. № 6. С. 1099–1106.
3. СТО Газпром 2-2.3-324–2009. Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями. Нормы оценки и методы проведения работ. СПб.: Газпром экспо, 2009. 22 с.
4. Брыкин Б.В., Леонтьев М.К. Определение аэродинамических рециркуляционных сил в воздушных лабиринтных уплотнениях // Труды МАИ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.mai.ru/science/trudy/published.php?ID=24721> (дата обращения: 05.09.2016). (In Russian)
5. Ланда П.С. Срывной флаттер и эффект затягивания // Вестник научно-технического развития. 2009. № 6 (22). С. 10–19.

REFERENCES

1. Vishnyakov V.A., Zaseckiy V.G., Karovosov R.K., et al. Narrowband pressure pulsation occurrence and prevention in dead-end cavity pipe. TSAGI proceedings, Rel. 2643, 2001, P. 92–101. (In Russian)
2. Vishnyakov V.A., Zaseckiy V.G., Karovosov R.K., et al. Flow fluctuations generation and damping in pipeline to blind sprout connection area. HFIS, 1998, Vol. 71, No. 6, P. 1099–1106. (In Russian)
3. STO Gazprom 2-2.3-324–2009 Compressor shop with centrifugal supercharger technological pipelines vibration diagnostics. Standards grades and work methods. Saint-Petersburg, Gazprom Expo LLC, 2009, 22 p. (In Russian)
4. Brykin B.V., Leontiev M.K. Aero dynamical recirculation forces detection in air labyrinth sealing. MAI proceedings. Access mode: <http://www.mai.ru/science/trudy/published.php?ID=24721> (Access date: 05.09.2016.) (In Russian)
5. Landa P.S. Stall flutter and the tightening effect. Herald of science-technical development, 2009, No. 6(22), P. 10–19. (In Russian)

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ГАЗОПРОВОДАХ, ПОДВЕРЖЕННЫХ КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

УДК 622.691.4

И.И. Велиюлин, д.т.н., академик РАЕН, ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, РФ)

В.И. Городниченко, к.т.н., ООО «ЭКСИКОМ», v.gorodnichenko@eksikom.ru

В работе представлен анализ исследований по изучению явления стресс-коррозионного растрескивания под напряжением. По результатам анализа сделаны выводы, что трещины глубиной до 20 % от толщины стенки трубы на газопроводах с длительными сроками эксплуатации практически не растут и могут привести к разрушению труб только при дополнительном воздействии. В связи с этим был поставлен вопрос о целесообразности испытаний повышенным давлением, поскольку при проверке качества сварных соединений одновременно с контролем на участках, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН), провоцируется подрастание трещин. Поэтому было предложено применить к линейной части газопроводов накопленный на технологических трубопроводах компрессорных станций опыт замены гидравлических испытаний техническим диагностированием сварных соединений. В итоге на основании комплексного анализа результатов испытаний и диагностических работ сформулированы подходы к оптимизации ремонтных работ, реализация которых позволит повысить надежность участков газопроводов, подверженных КРН.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОД, ДЕФЕКТ, СВАРНОЕ СОЕДИНЕНИЕ, СТРЕСС-КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ, НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ.

Первый случай разрушения в СССР газопровода по причине стресс-коррозионного растрескивания под напряжением, когда труба разлетелась на мелкие осколки, как стекло, был зафиксирован в 1976 г. на газопроводе «Средняя Азия – Центр» (4-я нитка). Следующее разрушение газопровода с серьезными последствиями, произошедшее в 1983 г. на выходе компрессорной станции (КС) Бейнеу (на 3-м км трассы), положило начало исследованиям данного явления в газовой промышленности.

Исследования по изучению явления стресс-коррозионного растрескивания под напряжением проводятся уже более 30 лет, но до сих пор вопросы, связанные с количественной оценкой числа стресс-коррозионных трещин (трещин) на участке газопровода, с прогнозом скорости развития

трещин, торможением их развития и определением условий, при которых дефекты не будут развиваться и, следовательно, не приведут к разрушению газопровода, так и не решены. Об этом свидетельствует, в частности, нормативная документация, регламентирующая отбраковку труб в процессе производства капитального ремонта газопроводов. Так, в соответствии с Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов труба со стресс-коррозионной трещиной подлежит отбраковке с возможным последующим ремонтом вне зависимости от размеров трещин. В итоге происходит значительное увеличение количества труб, подлежащих замене, что, в свою очередь, приводит к недопоставке труб, поскольку планиро-

вание поставок осуществлялось, как правило, без должной оценки количества труб со стресс-коррозионными трещинами. О серьезности данной проблемы свидетельствуют результаты анализа данных отбраковки, выполненной в 2015–2016 гг. при производстве капитального ремонта методом переизоляции. Оказалось, что на 24 участках, подверженных КРН, было выявлено 38 476 стресс-коррозионных трещин глубиной до 10 % (данные отбраковки, отраженные в актах), что привело к замене труб в соответствующих количествах. Для справки: при ВТД этих 24 участков было выявлено только четыре дефекта с формулировкой «возможное наличие аномалий типа продольной канавки, которую принято относить к коррозионным дефектам».

В статье предлагаются подходы, реализация которых позволит

Veliyulin I.I., Doctor of Engineering Science, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, EXICOM LLC (Moscow, RF)

Gorodnichenko V.I., Ph.D. in Engineering Science, EXICOM LLC, v.gorodnichenko@eksikom.ru

Optimization of repair works at gas pipelines prone to stress corrosion cracking

The article presents an analysis of research on studying stress corrosion cracking. Following the analysis, the conclusions were drawn that cracks with a depth of up to 20 % of the pipe wall thickness in long-term operated gas pipelines barely grow and can lead to pipe destruction only if there is some additional impact. In view of this, a matter on the expediency to carry out high pressure tests was brought up since when inspecting the quality of welded joints at sections prone to stress corrosion cracking (SCC), one provokes crack starting. Therefore it was proposed to use the experience accumulated in process pipelines of gas-compressor stations with regard to the replacement of hydraulic tests with technical diagnostics of welded joints and to apply it to the linear part of gas pipelines. As a result, the comprehensive analysis of the test and diagnostics results, some approaches to the optimization of repair works whose implementation will allow increasing the safety of gas pipeline sections prone to SCC, were formulated.

KEY WORDS: GAS PIPELINE, DEFECT, WELDED JOINT, STRESS CORROSION CRACKING, NON-DESTRUCTIVE TESTING.

повысить надежность участков газопроводов, подверженных КРН, и сократить затраты на капитальный ремонт.

Наличие трещин стресс-коррозионного происхождения обычно связывают с типом трубы и толщиной стенки трубы, коррозионной активностью грунта, особенностями географического рельефа трассы газопровода, химическим составом и типом грунта, присутствием водотоков и др. [1–2]. Из-за многообразия факторов, влияющих на образование и рост трещин, эффективность методов косвенной диагностики довольно низка и трудоемка, так как требует проведения работ по экскавации газопровода. Также низка в плане обнаружения трещин и эффективность ВТД газопроводов. В соответствии с ГОСТ Р 55999–2014 [3] внутритрубные дефектоскопы с достоверной вероятностью, равной 90 %, должны выявлять одиночную стресс-коррозионную трещину, если ее размер по глубине равен или превышает 20 % толщины стенки трубы, и сетку трещин, если размеры трещин по глубине равны или превышают 15 % толщины стенки трубы. Что же происходит на самом деле? При наличии 1834 стресс-коррозионных трещин (сетки трещин) глубиной от 20 % толщины стенки трубы, выявленных при отбраковке, с помощью ВТД было

обнаружено 24 дефекта и, следовательно, пропущено 1810 дефектов. В рассмотренном примере вероятность обнаружения трещин глубиной от 20 %, так же как и в случае с трещинами глубиной до 20 %, равна 0. Поэтому 57 % аварий по причине стресс-коррозионного растрескивания под напряжением в 1990-х гг. и в начале 2000-х гг. связано прежде всего с низкой эффективностью методов диагностики трещин.

С 2004 по 2010 г. при проведении работ по масштабной переизоляции газопроводов, а затем в 2011–2015 гг. в ходе продолжения выполнения программ капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов наиболее опасные участки,

подверженные КРН, были отремонтированы. Благодаря этому была снижена частота аварий, и в настоящее время она сопоставима с международным уровнем.

Как показывает опыт расследования аварий газопроводов по причине КРН, построенных из труб класса X60–X70 диаметром 1420 мм и толщиной стенки трубы 15,7 мм, глубина трещин, вызвавших разрушение труб при рабочем давлении, в большинстве случаев составляет 7–12 мм при длине дефектов 600–1700 мм. Следует отметить тот факт, установленный при проведении ремонтных работ, что размеры трещин по глубине в основном находятся в диапазоне 0,7–1,5 мм, что составляет



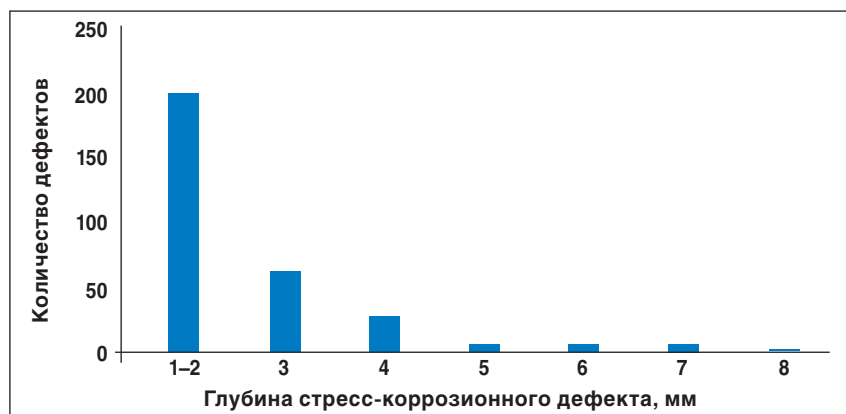


Рис. 1. Распределение количества трещин в зависимости от их глубины

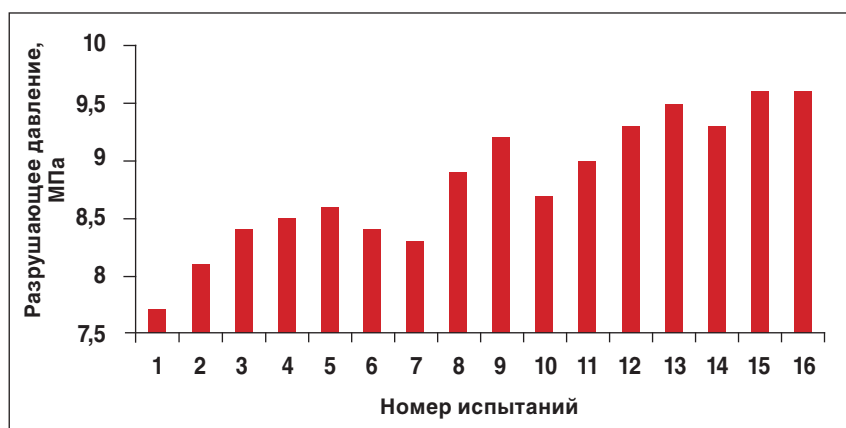


Рис. 2. Результаты гидравлических испытаний участка газопровода диаметром 1420 мм и толщиной стенок труб 15,7 мм

менее 10 % толщины стенки труб, и эта картина отражает ситуацию после 25–30 лет эксплуатации газопроводов. Типичная картина распределения количества трещин в зависимости от их глубины представлена на рис. 1.

Таким образом, на основе экспериментальных исследований можно констатировать, что трещины глубиной до 20 % толщины стенки трубы на газопроводах с длительными сроками эксплуатации практически не растут и без дополнительных воздействий не могут привести к разрушению труб.

Следует отметить еще одну закономерность, связанную со стресс-коррозионными трещинами, выявленную в ООО «Газпром трансгаз Ухта». При мониторинге отремонтированных контролируемой шлифовкой участков, поврежденных до ремонта трещинами глубиной до 10 % толщины стенки

трубы, было установлено, что в этих зонах новые трещины не образуются.

В 2015 г. в ООО «Газпром трансгаз Югорск» был апробирован метод обнаружения трещин с использованием сканера-дефектоскопа, перемещающегося по внутренней поверхности трубы, показавший положительные результаты по выявлению трещин глубиной от 10 % толщины стенки трубы. С помощью этого метода можно будет локализовать дефектные участки с трещинами глубиной до 20 % толщины стенки трубы (для более глубоких трещин вопрос образования и развития трещин в зонах устраненных трещин не изучен) и на этих участках вместо капитального ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб проводить ремонт по техническому состоянию или переизоляцию без замены труб.

Остановимся на переиспытаниях газопроводов повышенным давлением, использующихся для выявления в газопроводе опасных дефектов, в том числе и трещин, способных при достижении критических размеров вызвать аварийное разрушение газопровода. Практика проведения переиспытаний газопроводов применительно к трещинам позволяет сделать следующую оценку данного метода диагностики. При переиспытании участка газопровода до разрушения было установлено наличие снижения («реверсия») давления разрыва при повторном нагружении по отношению к предшествующему значению разрушающего давления. Данный эффект (рис. 2) дает все основания предполагать, что переиспытания повышенным давлением меняют состояние оставшихся трещин так, что при повторном нагружении наблюдается снижение разрушающего давления, связанное с увеличением размеров докритических трещин.

Факт роста глубины трещин при статическом нагружении труб до разрыва был подтвержден фрактографическим анализом изломов, по результатам которого трещины можно было разделить на три группы:

- трещины, в вершине которых при нагружении происходит только упругое деформирование, что гарантирует сохранение их первоначальных размеров после нагружения испытательным давлением, и эти трещины не могут быть выявлены при переиспытаниях;
- трещины, в вершине которых при нагружении образуется пластическая область, растущая по мере увеличения давления нагружения. При этом, не достигая критических значений, увеличиваются размеры трещин, что может приводить к объединению трещин. Эти трещины также не выявляются при переиспытаниях;
- трещины, размеры которых при переиспытаниях достигают

критических размеров, в том числе и за счет объединения трещин, что приводит к разрушению труб (выявляемые трещины).

На рис. 3 представлен пример результатов повторных гидроиспытаний, проведенных на базе Крестовинского ЛПУ МГ, в виде зависимости давления разрыва (в интервале 7,2–10,0 МПа) от глубины трещин, измеренных после разрыва. Из графика очевидно, что минимальная глубина выявленных трещин даже для максимального давления переиспытания (10,3 МПа) превышает 6 мм. Это означает, что в газопроводе, выдержавшем испытательное давление до 10,3 МПа, могут оставаться не выявленными трещины глубиной не менее 6 мм (примерно 38 % толщины стенки трубы, равной 15,7 мм). Следовательно, после ремонтных работ в соответствии с нормативными требованиями, проводя испытания участков, мы провоцируем страгивание трещин и тем самым создаем условия для их дальнейшего развития, что в конечном счете может привести к разрушению труб.

В связи с этим возникает вопрос о целесообразности испытаний повышенным давлением участка, который многие годы без снижения работоспособности находился в эксплуатации, так как, проверяя качество сварных соединений, мы одновременно на участках, подверженных КРН, гарантированно оставляем трещины глубиной не менее 6 мм (рассматривается газопровод диаметром 1420 мм с толщиной стенки трубы 15,7 мм), при этом провоцируем их страгивание. Поэтому на отдельных участках, где был произведен ремонт с заменой труб, вполне логично заменить гидравлические испытания техническим диагностированием сварных соединений, выполненных в ходе комплексного ремонта технологических трубопроводов КС, осуществляемого в соответствии со стандартом [4]. Для технологических трубопро-

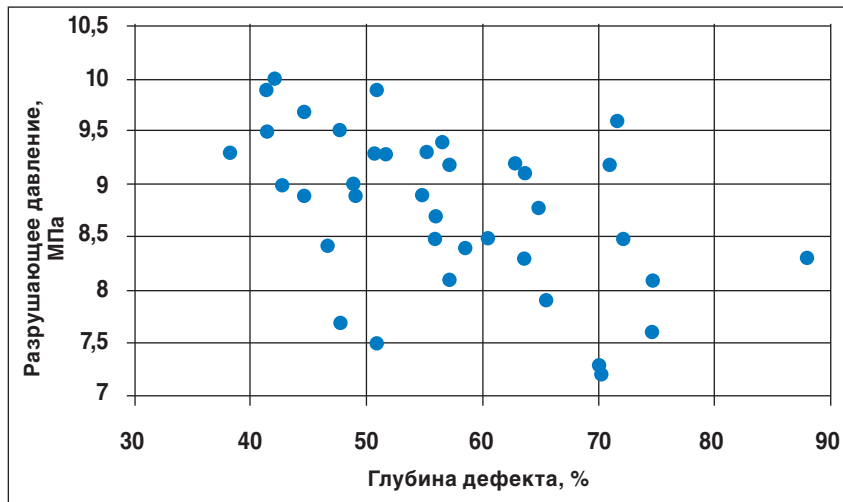


Рис. 3. Разрушающее давление в зависимости от глубины трещин

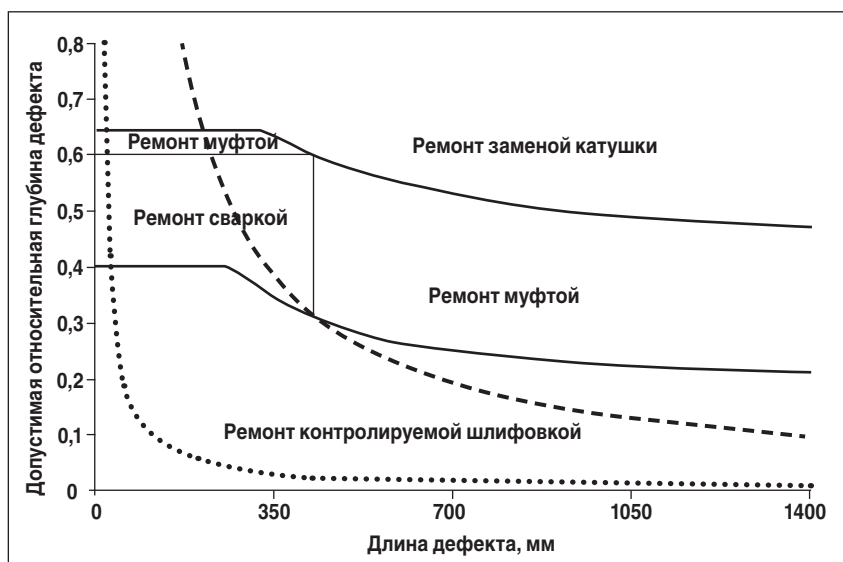


Рис. 4. Области применения методов ремонта трубы с зоной трещин шириной меньше наружного диаметра трубы

водов КС условие эквивалентности неразрушающего контроля гидравлическим испытаниям формулируется следующим образом: «В процессе технического диагностирования сварных соединений, выполненных при комплексном ремонте технологических трубопроводов компрессорной станции, будут выявлены все дефекты в новых гарантийных соединениях, которые привели бы к их разрушению при гидравлических испытаниях, с вероятностью не менее, чем вероятность отказа диагностируемого объекта, определяемая по стандарту [5]». Если теперь посмотреть на зарубежный

опыт ввода газопроводов в эксплуатацию после ремонта, то там практика их переиспытаний отсутствует. Нет их и в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Наряду с внедрением подхода по эквивалентности неразрушающего контроля переиспытаниям необходимо также полностью перейти от ручной сварки к полуавтоматической или автоматической. Кроме того, для ремонта труб с трещинами следует широко применять метод ремонта с использованием сварочных технологий, апробированный в ООО «Газпром трансгаз Югорск» еще в 2003 г. в рамках выполне-

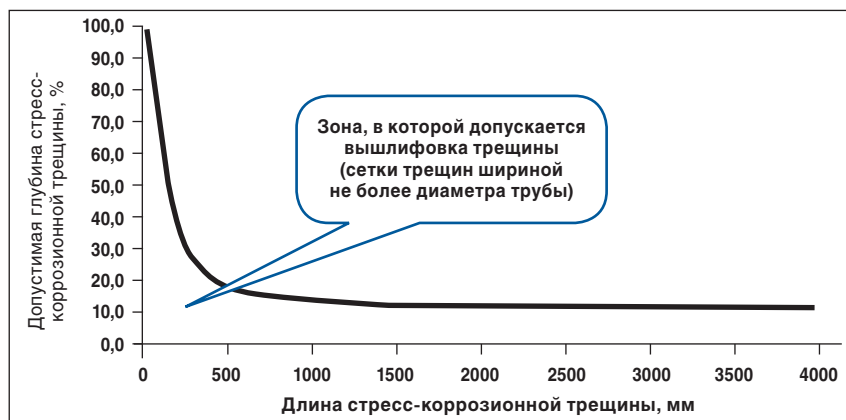


Рис. 5. Зависимость допустимой глубины трещины от ее длины

ния Комплексной программы ОАО «Газпром» по исследованию коррозионного растрескивания под напряжением и разрешенный к применению в стандарте [6]. В качестве примера на рис. 4 обозначены представленные в стандарте [6] области применения ремонта трубы с зоной трещин методом сварки, муфты, замены катушки и контролируемой шлифовки. Пунктирная и штрих-пунктирная линии для дефектов шириной 1200 и 100 мм показывают границы выполнения критерия по допустимой отбраковке трубы по условиям трудоемкости шлифовальных работ. Из рисунка следует, что трубы диаметром 1220 мм

с толщиной стенок 14,5 мм при рабочем давлении 7,4 МПа, поврежденные трещинами глубиной от 25 % (3,6 мм) до 40 % (5,8 мм) толщины стенки трубы, можно в зависимости от длины трещины ремонтировать контролируемой шлифовкой. Ремонт контролируемой шлифовкой возможен вне зависимости от длины трещины, если ее глубина не превышает 20 % толщины стенки трубы.

Для газопровода диаметром 1420 мм и толщиной стенки трубы 15,7 мм, наиболее подверженного КРН, граница, до которой выполняется критерий осуществления ремонта методом шлифовки, показана на рис. 5. В этом случае

ремонт контролируемой шлифовкой возможен вне зависимости от длины трещины, если ее глубина не превышает 10 % толщины стенки трубы. Ремонт этим методом труб с трещинами глубиной до 20 % возможен только, когда их длина не превышает 500 мм.

Таким образом, представленный материал позволяет прийти к выводу, что если диагностические работы дают возможность надежно локализовать дефектные участки с трещинами глубиной до 20 % толщины стенки трубы, то на этих участках капитальный ремонт методом переизоляции с частичной заменой труб можно заменить ремонтом по техническому состоянию с использованием методов ремонта, разрешенных к применению в стандарте [6], и с контролем сварных соединений не менее чем двумя методами или методом переизоляции без замены труб. В противном случае ремонт участка газопровода осуществляется методом переизоляции, но переиспытания заменяются эквивалентными по надежности неразрушающими методами контроля сварных соединений. При реализации такого подхода экономия финансовых средств более чем очевидна. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Стеклов О.И., Варламов Д.П. Безопасная эксплуатация системы магистральных газопроводов при наличии дефектов КРН // Газовая промышленность. 2013. № 1. С. 46–49.
2. СТО Газпром 2-2.3-173–2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. М.: ОАО «Газпром», 2007.
3. ГОСТ Р 55999–2014. Внутритрубное техническое диагностирование. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2014.
4. СТО Газпром 2-2.3-184–2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. М.: ОАО «Газпром», 2008.
5. Инструкция по использованию гидравлических испытаний для контроля качества комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорной станции (утв. в ОАО «Газпром» 29 июля 2008 г.).
6. СТО Газпром 2-2.3-595–2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». М.: Газпром экспло, 2012.

REFERENCES

1. Steklov O.I., Varlamov D.P. Safe Operation of the Main Pipeline System if there are SCC Defects. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 2013, No. 1, P. 46–49. (In Russian)
2. Gazprom Company Standard 2-2.3-173–2007. Guidelines on Comprehensive Examination and Diagnostics of Main Pipelines Prone to Stress Corrosion Cracking. Moscow, Gazprom OJSC, 2007. (In Russian)
3. GOST R 55999–2014. Inline Technical Diagnostics. General Requirements. Moscow, Standartinform, 2014. (In Russian)
4. Gazprom Company Standard 2-2.3-184–2007. Method for the Calculation and Justification of the Safety and Stability Factors of Main Pipelines at the Stage of their Operation and Technical Maintenance. Moscow, Gazprom OJSC, 2008. (In Russian)
5. Guidelines on Using Hydraulic Tests to Control the Quality of Comprehensive Repair of Process Pipelines of a Compressor Plant (Approved by Gazprom OJSC on July 29, 2008). (In Russian)
6. Gazprom Company Standard 2-2.3-595–2011. Rules of Selection of Repair Methods for Defective Sections on the Linear Part of Gas Main Pipelines of the Unified Gas Supply System of Gazprom OJSC. Moscow, Gazprom Expo LLC, 2012. (In Russian)

МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 655.15.011.56

Г.Е. Бувалый, ПАО «Газпром автоматизация» (Москва, РФ)

В.С. Завершинский, ПАО «Газпром автоматизация»

Предметом настоящей статьи является анализ функций, структуры и параметров интегрированных систем мониторинга и диагностики с точки зрения использования указанных систем на объектах ПАО «Газпром» для минимизации численности постоянно присутствующего на объектах ремонтного персонала и оптимизации общей деятельности по ремонту и техническому обслуживанию оборудования.

Терминология, относящаяся к диагностике, соответствует ГОСТ 20911–89, устанавливающему основные понятия в области технического диагностирования и контроля технического состояния объектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОНИТОРИНГ, ДИАГНОСТИКА, ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ И РЕМОНТНЫЙ ПЕРСОНАЛ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Применение малолюдных технологий на газовых объектах и комплексах становится одним из основных направлений технической политики ПАО «Газпром». Возрастающие требования к надежности, эффективности и безопасности работы газовых промыслов, внедрение малолюдных технологий, минимизирующих постоянное присутствие и участие ремонтного персонала в ходе эксплуатации объектов, становятся достижимыми только при условии применения систем мониторинга и диагностики технического состояния (ТС) оборудования и средств автоматизации. Наличие таких систем является прямым требованием СТО Газпром 2-2.1-1043–2016 [1].

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИАГНОСТИКИ ТС

Целью диагностики является оптимизация организации технического обслуживания и ре-

монта оборудования в условиях малолюдных технологий через контроль ТС объекта [2] по следующим направлениям (функционалам диагностирования):

- контроль функционирования – объем выполнения (готовности к выполнению) свойственных объекту функций;
- обнаружение отказа (неисправности) технологической установки (узла, единицы оборудования), поиск места и определение причин отказа;
- прогнозирование ТС, например для определения с заданной вероятностью интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние объекта.

Задачи, которые необходимо решить при построении системы мониторинга, обеспечивающей достижение указанных целей, отражены на блок-схеме (рис. 1).

РАЗРАБОТКА СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТС

Подробно рассмотрим шаги последовательного решения задач построения интегрированных систем мониторинга и диагностики ТС оборудования и средств автоматизации, показанные на рис. 1.

Определение функционала (объема диагностических функций) проектируемой системы

Наиболее важными диагностическими функциями с точки зрения значимости получаемых результатов, вытекающими из целей создания системы, являются:

- 1) идентификация конкретных дефектов элементов и узлов оборудования, т. е. обнаружение отказа (неисправности) с определением места и, по возможности, предполагаемых причин отказа. Данная функция позволяет:

Buvalyi G.E., Gazprom avtomatizatsiya PJSC (Moscow, RF)

Zavershinskiy V.S., Gazprom avtomatizatsiya PJSC

Design methods of monitoring and diagnostics systems for gas field equipment and automation facilities with due regard for the requirements of regulatory documents of Gazprom PJSC

The subject of this article is the analysis of functions, structure and parameters of integrated monitoring and diagnostics systems from the point of view of their use at Gazprom PJSC's facilities to minimize the number of ever-present repair personnel at facilities and to optimize the overall equipment repair and maintenance activity.

The terminology related to diagnostics complies with GOST 20911–89 that establishes main concepts in technical diagnostics and condition monitoring of facilities.

KEY WORDS: MONITORING, DIAGNOSTICS, TECHNICAL CONDITION, OPERATING AND REPAIR PERSONNEL, RELIABILITY, SAFETY, ECONOMIC EFFICIENCY.

- оперативно скорректировать текущий технологический процесс (или как минимум принять дополнительные меры контроля);
- своевременно приступить к устранению дефекта;

- зафиксировать факт отказа для набора статистики по фактической надежности оборудования;

- своевременно изменить конфигурацию взаимодействия элементов для сохранения функции (например, изменить мажоритарную схему голосования «2 из 3» на схему «1 из 2» для сохранения функции защиты при отказе одного из датчиков или включить резервное оборудование взамен отказавшего, переведенного в режим «ремонт»);

- поставить четкую задачу ремонтному персоналу с определением необходимой численности мобилизации, срочности и временных рамок, технического оснащения;

2) контроль состояния оборудования с отнесением его к одному из установленных предварительно видов позволяет:

- оперативно получать обобщенную (при необходимости с возможностью детализации) информацию о состоянии установки (производственного участка, объекта);

- формализовать работу эксплуатационного и ремонтного персонала установки (производственного участка, объекта)



Рис. 1. Блок-схема последовательного решения задач построения систем мониторинга и диагностики ТС оборудования и средств автоматизации

в зависимости от вида технического состояния, предусмотрев согласованные действия (с организацией тренировок), адекватные фактическому состоянию оборудования;

3) прогнозирование ТС элементов, узлов оборудования и процессов развития обнаруженных дефектов позволяет:

- принять превентивные меры для предотвращения возможного отказа элементов и узлов оборудования с сохранением параметров текущего технологического процесса;

- подготовить необходимые материалы и инструменты для минимизации времени для мобилизации персонала и устранения отказа;

4) прогнозирование ТС объекта (производственного комплекса) в целом позволяет выявлять тенденцию и значимость отклонения технологических режимов и параметров оборудования от проектных (состояния начала эксплуатации) и, следовательно, планировать техническое обслуживание, ремонт, очистку трубопроводов, политику эксплуатации скважин и корректировку параметров процесса.

Реализация последней функции может идти двумя принципиально различными путями.

В первом варианте система прогнозирования ТС объекта в целом представляет собой программное обеспечение, интегрирующее прогнозирование ТС элементов, узлов оборудования по алгоритмам иерархической дискретной оценки ТС объекта в целом и его укрупненных частей. Следует отметить, что этот вариант позволяет получить необходимые для оперативных действий ремонтного и эксплуатационного персонала на объекте сведения при минимальных затратах.

Во втором варианте система строится на основе математического моделирования технологических процессов объекта с использованием проектного

объема контроля технологических параметров и с интеграцией специфической информации состояния оборудования (вибрация, температура подшипников, диагностика состояния средств автоматизации и т. п.).

Следует отметить, что второй вариант требует расширенной базы знаний об объекте и его оборудовании, более сложного математического аппарата для моделирования и значительного по времени периода адаптации системы к объекту, необходимого для калибровки модели в привязке к фактическим характеристикам оборудования во всем диапазоне производительности объекта и эксплуатационных режимов.

При наличии на объекте тренажера на базе математической модели объекта его математическое и программное обеспечение может использоваться в целях диагностики после сравнительно небольшой адаптации. Справедлива и обратная зависимость – сравнительно несложный переход от функции диагностики к функции тренажера.

Определение требуемого объема мониторинга (объема контролируемых параметров)

На практике для диагностики довольно редко специально вводят какие-либо контролируемые параметры. Как правило, при определении объема мониторинга исходят из перечня параметров контроля технологического процесса в сумме с перечнем параметров, контролируемых согласно заводской документации на оборудование. В связи с этим проектировщик системы диагностики технического состояния обычно решает обратную задачу – максимальное извлечение диагностической информации из имеющегося (предписанного нормативной и заводской документацией) объема мониторинга. На начальных этапах создания системы мониторинга дается оценка количеству диагностиче-

ской информации, которую можно получить косвенным методом, например из соотношения параметров давления и температуры или давлений на входе и выходе аппаратов.

Принципиального различия в алгоритмах построения систем диагностики технологического оборудования и средств автоматизации нет, но в силу специфики элементной базы и наличия в составе вычислительных средств практическая реализация диагностики систем автоматизации намного проще и дешевле. Наличие в составе средств автоматизации элементов со встроенной внутренней диагностикой типа контроллеров, интеллектуальных датчиков и интеллектуального привода упрощает задачу. Это привело к тому, что на подавляющем большинстве объектов ПАО «Газпром» системы автоматизации оснащены мониторингом и диагностикой технического состояния, что является самым предпочтительным способом получения требуемой надежности систем автоматизации при приемлемых затратах. Методы расчета показателей надежности систем автоматики, учитывающие диагностирование элементов, приведены в ГОСТ Р МЭК 61508-2-2007 [3] и ГОСТ Р МЭК 61508-6-2007 [4].

Определение видов и архитектуры ТС

Вид ТС – это формулировка его интегральной оценки, влекущая заранее запланированные в эксплуатационной документации действия эксплуатационного персонала и, при необходимости, ремонтных и иных служб. Определение вида ТС необходимо для организации оптимальных действий персонала с точки зрения адекватности фактическому состоянию оборудования и минимизации затрат на нормализацию ситуации.

Число видов (ступеней) ТС выбирается с учетом следующего:

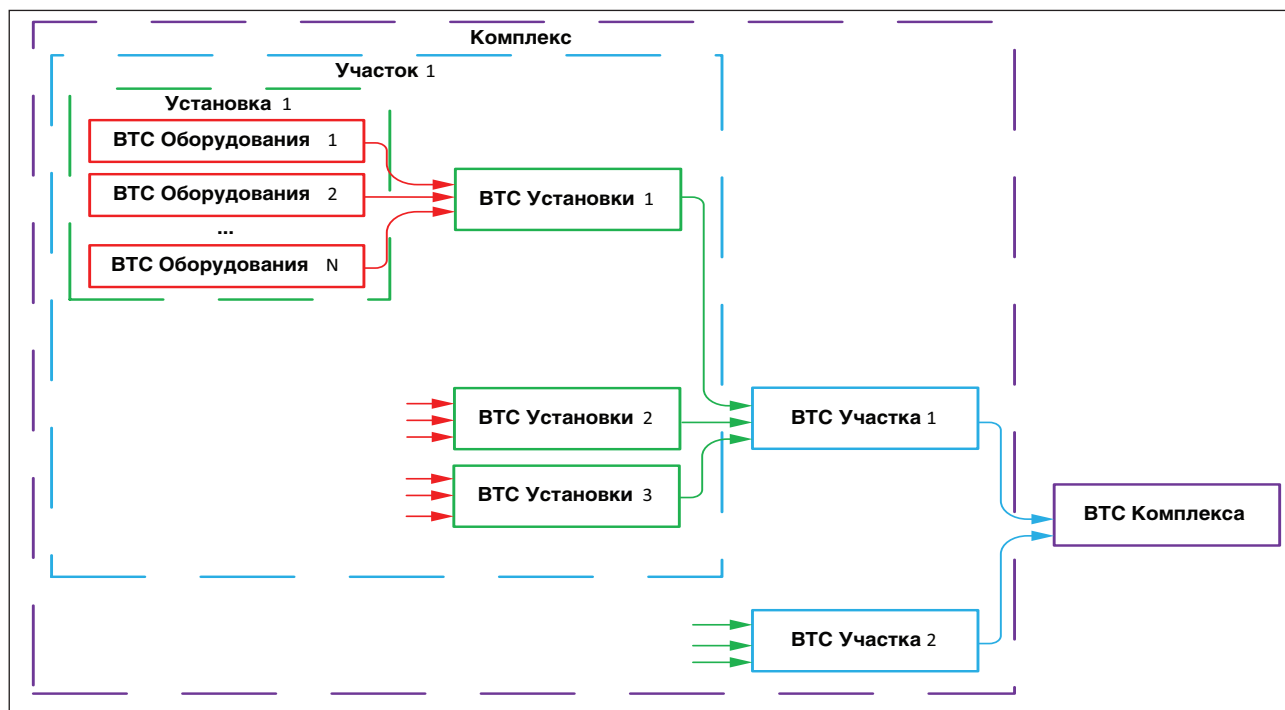


Рис. 2. Упрощенная схема архитектуры видов ТС производственного комплекса

- малое число видов ТС (например, в РД-19.020.00-КТН-073-07 [5] предписывается два вида: «нормативное» и «ненормативное» состояния) препятствует оптимизации действий персонала;

- большое число видов ТС приводит к «размытию» границ технических состояний, усложняется алгоритм действий персонала (например, в [6] приводится пять видов ТС. Пятый – «предельное» – относится к принятию технико-экономического решения о снятии изделия с эксплуатации и не имеет никакого отношения к действиям эксплуатационного и ремонтного персонала).

СТО Газпром 2-2.1-1043–2016 предписывает следующие виды ТС, приведенные в порядке деградации от состояния нормального функционирования диагностируемого объекта к состоянию невозможности продолжения функционирования:

- «хорошее»;
- «допустимое»;
- «требуется принятия мер»;
- «недопустимое».

Виды ТС иерархичны, т. е. образуют архитектуру, в которой совокупность отдельных значений параметров и диагностических признаков по определенному алгоритму приводит к формулированию видов ТС единиц оборудования. Совокупность видов ТС единиц оборудования и диагностических признаков – к виду ТС установки, в которую входит оборудование, и так далее до формулировки диагноза состояния выбранного верхнего уровня интеграции, например производственно-технологического комплекса. Упрощенная схема архитектуры видов ТС производственного комплекса без формирования вида ТС оборудования приведена на рис. 2.

Из определенного ранее объема мониторинга для объектов диагностирования выбирают диагностические признаки и параметры, необходимые для формирования технического диагноза каждого вида оборудования. В случае если объем мониторинга, включая сформированные по расчетным или логическим формулам

косвенные параметры, недостаточен для получения заключения какого-либо вида, корректируют функционал диагностирования или объем мониторинга.

Выбор методов и разработка алгоритмов получения технических диагнозов и прогнозов

Методы выработки диагнозов ТС обработки по специальным алгоритмам являются комбинациями следующих базовых событий и признаков:

- выхода непосредственно измеряемого диагностического параметра за пределы установленной границы значений;
- выхода расчетного диагностического параметра (например, разности давлений, вычисленной по давлению температуры и т. п.) за пределы установленной границы значений;
- наличия неблагоприятного тренда, непосредственно измеряемого или вычисляемого диагностического параметра;
- наличия неблагоприятного одновременного тренда, нескольких

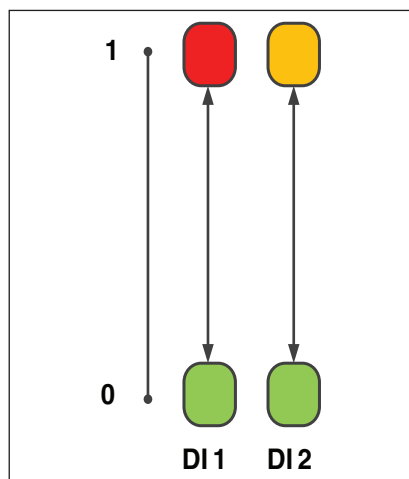


Рис. 3. Примеры установления границ значений фиксации отклонений отдельных аналоговых и дискретных параметров

диагностических параметров в условиях, когда тренд каждого из них находится в допустимых пределах;

- наличия фактов самопроизвольного отключения (включения, перестановки, действия), совершенного без команды оператора (управляющего);
- диагностической информации от встроенных в оборудование заводских средств;
- данных о проведенных процедурах поверки, освидетельствования, технического обслуживания оборудования;
- диагностической информации, введенной вручную.

С точки зрения организации надежной относительно влияния единичных отказов оборудования эксплуатации в условиях малолюдных технологий виды ТС коррелируют с регламентированными действиями персонала следующим образом:

- «хорошее» – все оборудование находится в нормативном состоянии, действия персонала не требуются;
- «допустимое» – имеются отклонения процедурного характера (например, истечение срока планового техобслуживания или поверки приборов) или имеется статистически значимый тренд изменения параметров в грани-

цах допустимых значений. Со стороны персонала требуется принятие соответствующих решений, после чего производится квитирование сигнала «допустимое»;

- «требуется принятия мер» – отклонения параметров достигают отметок предупредительной сигнализации. Набор принимаемых мер содержит: изменение режима (например, снижение параметров прокачки РД 51-4.2-003-97 [7]), изменение конфигурации используемого оборудования (АВР, обход неисправного оборудования и т. п.), мобилизацию ремонтного персонала и организацию ремонтных работ и другие меры, переводящие оборудование в состояние «хорошее»;

- «недопустимое» – выход параметров за пределы нормальной эксплуатации. Прекращение работы технологической установки (узла, единицы оборудования), имеющей указанный вид ТС, принятие мер для сохранения достижимой в сложившихся условиях производительности, организация срочного ремонта.

Следует отметить, что в приведенных выше соотношениях видов ТС с действиями персонала должна учитываться иерархичность технологической компоновки. Так, например, вид ТС «недопустимое» резервируемой единицы оборудования может приводить к виду ТС «требуется принятия мер» для установки, в которую входит резервируемая единица оборудования.

Определение границ фиксации отклонений

Для каждого диагностического параметра или признака (группы связанных параметров или признаков) должны быть определены границы значений соответствующего вида ТС, в рамках которых он находится. Границы значений и виды ТС определяются проектировщиком системы диагностики в зависимости от влияния значения параметра на общую функцио-

нальность объекта диагностики. Следует отметить, что вид ТС не каждого объекта диагностики может принимать состояния «допустимое» или «требуется принятия мер». В общем случае область изменения параметров соответствующего уровня может быть разбита только на два или три из четырех видов ТС в зависимости от влияния параметра на оценку ТС. Для дискретных параметров (типа «работает» – «остановлено») естественным будет разбиение на два вида. Примеры установления границ значений фиксации отклонений отдельных аналоговых и дискретных параметров приведены на рис. 3.

Стоит отметить ряд особенностей:

- границы значений фиксации отклонений в общем случае не соотносятся с технологическими установками аналоговых параметров;
- наличие нескольких зон с одинаковым видом ТС для отдельного аналогового параметра не увеличивает общее количество видов ТС по данному параметру.

Пример графа разбиения на виды диагностических заключений ТС единицы оборудования, для параметров которого установлены границы, приведен на рис. 4.

Пример графа разбиения на виды диагностических заключений ТС узла, состоящего из двух идентичных единиц оборудования, каждая из которых обеспечивает проектную производительность, приведен на рис. 5. Для упрощения графа показаны 9 из 16 возможных сочетаний видов ТС.

При рассмотрении логики графов разбиения на виды диагностических заключений необходимо учитывать, что в случае, если при формулировке вида ТС возникает ситуация, при которой вид ТС не определяется однозначно, приоритет отдается состоянию с большим уровнем деградации.

Примеры разбиения диапазонов параметров на области со-

ответствия различным видам ТС приведены на рис. 6.

Определение состава и структуры программно-технических средств

Системы мониторинга и диагностики ТС оборудования строятся на базе систем контроля и управления диагностируемым объектом, которые, в свою очередь, для надлежащего выполнения функции должны иметь диагностику своего ТС.

Программно-технический комплекс системы диагностики должен быть достаточным для выполнения системой следующих функций:

- сбора данных об объектах мониторинга как автоматически, так и способом ручного ввода;
- ведения базы данных объектов мониторинга, включая статистику отказов и проведение операций обслуживания и ремонта;
- ведения оперативных журналов дефектов и событий;
- оценки состояния оборудования по видам;
- формирования оперативных сообщений;
- прогнозирования состояния оборудования;
- вывода диагностической информации в реальном времени в объеме, учитывающем зону ответственности конкретного пользователя, включая оповещение пользователей;
- обмена данными со смежными и вышестоящими системами контроля и управления.

Структура программно-технических средств системы мониторинга и диагностики ТС оборудования в общем случае совпадает со структурой систем контроля и управления объекта. Дополнительными рекомендациями являются:

- максимальное использование датчиков, модулей преобразования, вычислительных средств и средств связи систем контроля и управления диагностируемого объекта;
- выделение отдельного сервера для приема, обработки и

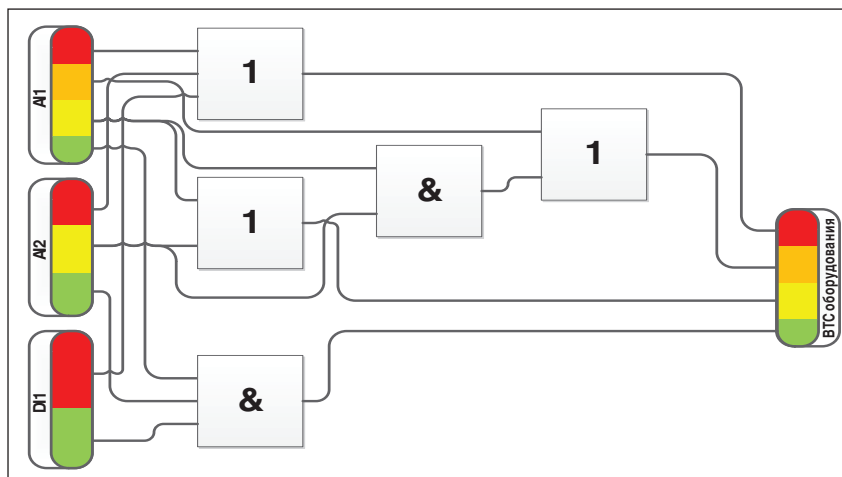


Рис. 4. Пример графа разбиения на виды диагностических заключений ТС единицы оборудования

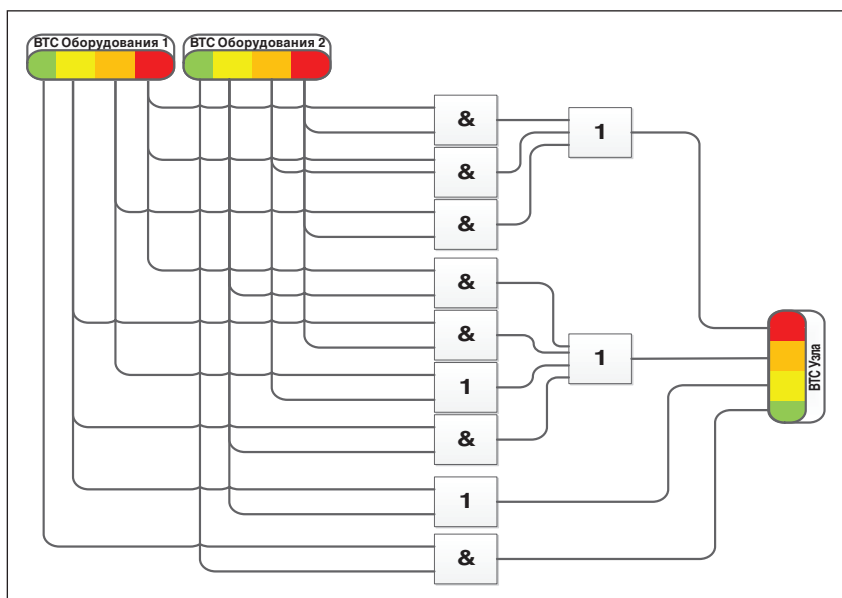


Рис. 5. Пример графа разбиения на виды диагностических заключений ТС узла, состоящего из двух идентичных единиц оборудования

хранения диагностической информации;

- для обеспечения независимой работы системы контроля и управления, а также системы диагностики, если последняя вводится на этапе реконструкции, предусматривать отдельное автоматизированное рабочее место (АРМ) для вывода диагностической информации. При проектировании нового объекта целесообразно рассматривать возможность вывода обобщенной информации о виде текущего ТС объекта зоны

ответственности оператора на АРМ оператора (АРМ контроля и управления);

- детальная информация о виде ТС объекта, а также составляющих его установок и устройств выводится на выделенный АРМ специалиста по настройке и обслуживанию системы мониторинга и диагностики ТС оборудования. В случае реализации системы мониторинга целиком на средствах АСУ объектом возможно совмещение функций АРМ системы мониторинга и АРМ инженера АСУ;

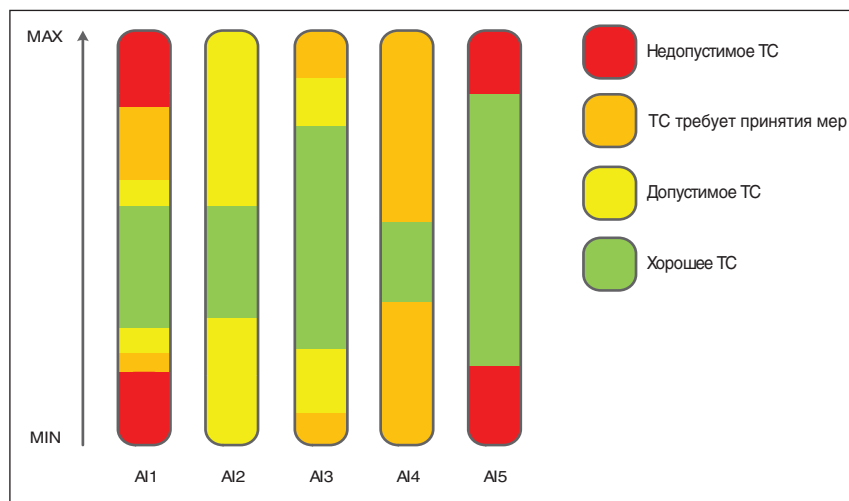


Рис. 6. Пример графа разбиения на виды диагностических заключений ТС оборудования, для параметров которого установлены границы ТС

- в случае необходимости углубленного комплексного анализа диагностических состояний с применением математических моделей целесообразно выделение отдельного сервера или использование ресурсов имеющегося в системе сервера математического моделирования;
- использование принципа отрицательной логики в обработке дискретных сигналов для повышения надежности результатов диа-

гностики, когда отсутствие сигнала (логический ноль) интерпретируется как наличие неисправности (сообщение «Неисправность» принимает значение логической единицы);

- проектируя структуру технических средств, избегать, по возможности, вариантов отказа средств диагностики и диагностируемого участка объекта по общей причине (отключение питания, механические повреждения, затопление и т. п.).

ВЫВОДЫ

1. Сформулированы цели и задачи систем мониторинга и диагностики ТС оборудования и средств автоматизации с учетом требований нормативной документации ПАО «Газпром».

2. Предложена последовательность решения задач построения интегрированных систем мониторинга и диагностики оборудования и средств автоматизации газовых промыслов в условиях малолюдных технологий.

3. Детально рассмотрен возможный набор функций системы, даны рекомендации по оптимизации объема требуемого мониторинга диагностических параметров и признаков.

4. Предложены терминология и архитектура разбиения на виды технического состояния в дискретной форме.

5. Рекомендованы методы и приведены примеры алгоритмов выработки диагностических заключений.

6. Даны рекомендации по определению функций и структуры программно-технических средств. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.1-1043–2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. М.: Газпром экспо, 2016. 31 с.
2. ГОСТ 20911–89. Техническая диагностика. Термины и определения. М., 2009.
3. ГОСТ Р МЭК 61508-2–2007. Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам. М.: Стандартинформ, 2008.
4. ГОСТ Р МЭК 61508-6–2007. Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2-2007 и ГОСТ Р МЭК 61508-3-2007. М.: Стандартинформ, 2008.
5. РД-19.020.00-КТН-073–07. Методика диагностики и оценки технического состояния оборудования автоматики НПС (ЛПДС, НБ) и РП. М.: ОАО АК «Транснефть», 2007. 15 с.
6. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 2006. 279 с.
7. РД 51-4.2.-003–97. Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. М., 1997.

REFERENCES

1. Gazprom Company Standard 2-2.1-1043–2016. Automated Gas Field. Technical Requirements to Technological Equipment and Automation Volumes when Designing and Arranging Facilities with the use of Minimally Manned Principles. Moscow, Gazprom Expo, 2016, 31 p. (In Russian)
2. GOST 20911–89. Technical Diagnostics. Terms and Definitions. Moscow, 2009. (In Russian)
3. GOST R MEK 61508-2–2007. Functional Safety of Electrical, Electronic, Programmable Electronic Safety-Related Systems. Part 2: Requirements for Systems. Moscow, Standartinform, 2008. (In Russian)
4. GOST R MEK 61508-2–2007. Functional Safety of Electrical, Electronic, Programmable Electronic Safety-Related Systems. Part 6: Guidelines on the Application of GOST R MEK 61508-2-2007 and GOST R MEK 508-3-2007. Moscow, Standartinform, 2008. (In Russian)
5. Detailed Documentation 19.020.00-КТН-073–07. Method for Inspecting and Assessing the Technical Condition of Automation Equipment at a Pump Station (Pipeline Operation Control Station, Oil Plant) and Tank Battery. Moscow, SC Transneft OJSC, 2007, 15 p. (In Russian)
6. Bogdanov E.A. Fundamentals of Oil and Gas Equipment Technical Diagnostics: Textbook for Higher Education Institutions. Moscow, Higher School, 2006, 279 p. (In Russian)
7. Detailed Documentation 51-4.2.-003–97. Guidelines on the Calculation of Main Pipeline Structural Reliability. Moscow, 1997. (In Russian)

ФОНТАННАЯ АРМАТУРА «ТЕХНОВЕК» – ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА

УДК 622.245.7

Ю.Н. Парамонов, ООО «Завод НГО «ТЕХНОВЕК» (Воткинск, Республика Удмуртия, РФ)

Ю.В. Кузнецов, ООО «Завод НГО «ТЕХНОВЕК»

Ровесник третьего тысячелетия, завод нефтегазового оборудования «ТЕХНОВЕК» – современное многопрофильное предприятие, поставляющее свою продукцию крупнейшим компаниям российского ТЭК, а также на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья. Фонтанная, запорно-регулирующая арматура, а также другое оборудование для добычи, транспортировки и хранения углеводородов с маркой «ТЕХНОВЕК» неоднократно выигрывало всероссийские конкурсы качества. Завод наращивает мощности и укрепляет позиции на международном рынке, о чем говорит заключаемый в этом году пятилетний контракт с Объединенными Арабскими Эмиратами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ФОНТАННАЯ АРМАТУРА, ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА, МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ API, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ, ЭКСПОРТ.

Первой продукцией ООО «Завод НГО «ТЕХНОВЕК» – предприятия, основанного в 2000 г. «с чистого листа» в г. Воткинске Республики Удмуртия, – стали шпильки и гайки для компании «ЛУКОЙЛ». Сегодня завод нефтегазового оборудования «ТЕХНОВЕК» базируется на площади 15 га и выпускает ежемесячно 10 тыс. единиц продукции, в состав которой входят:

- оборудование для обвязки устья нефтяных и газовых скважин – фонтанная арматура и колонные головки;
- установки измерительные «Т»-ГЗУ;
- запорная и запорно-регулирующая арматура;
- оборудование для поддержания пластового давления, блоки напорных гребенок;
- измерительные приборы для систем поддержания пластового давления;
- фильтрационное оборудование;
- трубопроводные изолирующие соединения.

Повышение эффективности производства входит в число основных задач развития компании. Совершенствуются внутренние

бизнес-процессы, внедряются новые инструменты управления. Примером такого внедрения может служить система управления предприятием «Сайтлайн», повышающая точность стратегического и оперативного планирования, осуществляющая интеграцию систем производства, бухгалтерского и управленческого учета.

На предприятии разработана «Комплексная программа развития», предусматривающая увеличение объемов производства и освоение новых видов продукции, повышение эффективности и конкурентоспособности, снижение себестоимости, расширение рынка сбыта и создание новых рабочих мест. Внедренная на предприятии система менеджмента качества (СМК) соответствует требованиям национального стандарта ГОСТ ISO 9001–2011 [1]. В первой половине 2017 г. запланированы работы по сертификации СМК на соответствие требованиям международного стандарта API Spec Q1 и получение лицензии на право нанесения монограммы по требованиям API Spec 6A/ISO 10423 на выпускаемое устьевое и фонтанное оборудование [3].

Станочный парк завода сегодня насчитывает 400 единиц оборудования, которое своевременно обновляется. Собственный литейный цех позволяет не зависеть от условий сторонних поставщиков при одновременном снижении себестоимости продукции. Конструкторским отделом разработано более 1,5 тыс. уникальных технических решений и получено 23 патента.

Разработанная и выпускаемая заводом «ТЕХНОВЕК» дисковая задвижка типа ЗД (ЗДШ) широко применяется для работы в составе фонтанных и нагнетательных арматур, блоков напорной гребенки, групповых замерных установок, для установки на трубопроводы высокого давления. По сравнению с задвижками классической конструкции типа ЗМС (ЗШ) дисковая задвижка имеет ряд преимуществ:

- открытие/закрытие задвижки осуществляется рукояткой за 1,5 оборота вала;
- свободные внутренние объемы минимальны, что позволяет при низких температурах производить закрытие/открытие задвижки без предварительного разогрева;

- значительно снижены затраты на ее обслуживание.

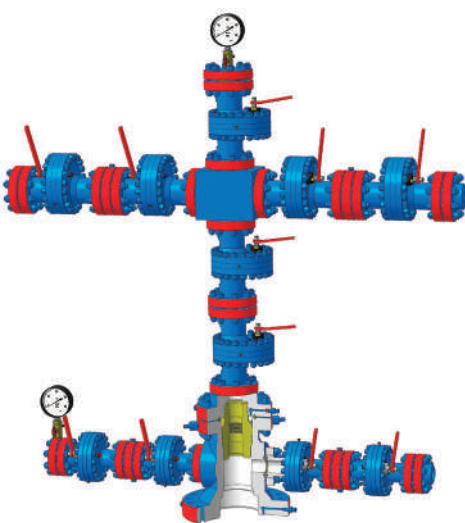
На основе ЗД (ЗДШ) разработан ряд модификаций, в частности штуцерная задвижка, позволяющая регулировать расход газа (жидкости) в процессе эксплуатации, сохраняя функцию запорного устройства.

Важнейшим качеством дисковой задвижки является ее повышенная безопасность, поскольку в случае возникновения аварийной ситуации оператор находится вне зоны прямого действия. Согласно техническому заданию заказчиков задвижки комплектуются приводом любого типа.

Задвижки производства «ТЕХНОВЕК» входят в состав различных комплектов фонтанной и нагнетательной арматуры. Продукция торговой марки высоко ценится потребителями: завод нефтегазового оборудования «ТЕХНОВЕК» был признан лучшим производителем фонтанной арматуры в России в 2012 и 2015 гг. по рейтингу 42 компаний – лидеров российского рынка нефти и газа.

Особое место в линейке продукции «ТЕХНОВЕК» занимают трубопроводные изолирующие соединения (ТИС), предназначенные для электрохимической защиты технологических и магистральных трубопроводов. ТИС марки «ТЕХНОВЕК» имеют ряд важных достоинств:

- по прочностным характеристикам (изгиб, кручение, растяжение) продукция выдерживает предельные нагрузки при сохранении герметичности не менее 75 % от предела текучести основного материала трубопровода;



- дополнительная изолирующая вставка усиливает диэлектрические свойства ТИС и исключает замыкание. Эксплуатация вставок возможна в надземном, подводном и подземном исполнении.

Лучшим подтверждением качества выпускаемой продукции служат положительные отзывы заказчиков и готовность к продолжению сотрудничества. Многолетними постоянными клиентами завода «ТЕХНОВЕК» остаются нефтегазовые компании, лидеры российского ТЭК: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть», «Татнефть», «Башнефть», «Русс-нефть».

Дисковые задвижки типа ЗД производства завода «ТЕХНОВЕК» успешно прошли опытно-промышленные испытания на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», о чем свидетельствует Акт № 81, утвержденный постоянно действующей Комиссией по допуску к применению на объектах ПАО «Газпром». Данная продукция была включена в соответствующий реестр оборудова-

ния, допущенного к применению на объектах ПАО «Газпром».

С декабря 2016 г. в Касимовском управлении подземного хранения газа (филиал ООО «Газпром ПХГ») начались и в настоящее время успешно продолжаются промышленные испытания фонтанной арматуры АФ6 80-210 производства завода «ТЕХНОВЕК».

Помимо насыщения внутреннего рынка ООО «Завод НГО «ТЕХНОВЕК» сегодня активно расширяет свою внешнеэкономическую деятельность. Продукция завода поставляется в Сербию, Казахстан, Узбекистан, Азербайджан, Белоруссию и Украину и в прошлом – в Ливию. В 2015 г. началось сотрудничество с Национальной Иранской нефтяной компанией (НИОС). В настоящее время специалисты завода проводят технические консультации и обмениваются опытом с иранскими коллегами, первые поставки оборудования «ТЕХНОВЕК» для месторождений Ахваза и Южно-го Парса планируются в конце 2017 г. Еще одним перспективным клиентом завода в ближайшем будущем станут Объединенные Арабские Эмираты. Переговоры о подписании пятилетнего контракта с крупнейшим инженерно-техническим холдингом ОАЭ «Бин Хамуда» (Bin Hamoodah Company LLC) находятся в финальной стадии. В дальнейшем холдинг будет заниматься продвижением продукции «ТЕХНОВЕК» в странах Персидского залива. ■



ООО «Завод НГО «ТЕХНОВЕК»

427430, РФ, Удмуртская Республика,
г. Воткинск, 6-й км Камской железной дороги,
площадка «Сива»
Тел/факс: +7 (34145) 6-03-00
E-mail: info@technovek.ru
www.technovek.ru

ЛИТЕРАТУРА

1. Межгосударственный стандарт системы менеджмента качества ГОСТ ISO 9001–2011 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-iso-9001-2011> (дата обращения: 02.03.2017).
2. API Spec Q1:2013. Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry – Ninth Edition [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://catalogue.normdocs.ru> (дата обращения: 02.03.2017).
3. API Spec 6A:2010. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, Twentieth Edition (ISO 10423:2009 Modification) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.acewel.com/api> (дата обращения: 02.03.2017).

ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ГАЗА ПРИ ПЛАВКЕ ЧУГУНА

УДК 662.6

В.А. Грачев, чл.-корр. РАН, д.т.н., профессор, Неправительственный экологический фонд им. В.И. Вернадского, Институт физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН (Москва, РФ), vagrachev@gmail.com

В статье представлены оптимальные режимы сжигания газа при плавке чугуна. Приведены результаты исследований особенностей сжигания газа при плавке чугуна в газовых вагранках, что имеет большое значение для расширения использования в литейном производстве более экологичного, чем кокс, природного газа. Экспериментально доказано, что оптимальным с точки зрения получения максимальной температуры является процесс с некоторым недостатком воздуха, т. е. при $\alpha = 0,98$.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЖИГАНИЕ ГАЗА, ПЛАВКА ЧУГУНА, ГАЗОВАЯ ВАГРАНКА, УГЛЕВОДОРОДЫ, ТЕМПЕРАТУРА СГОРАНИЯ.

Важнейшим условием получения высокой температуры металла является правильная организация процесса сжигания газа. Природный газ является смесью углеводородных газов и содержит в основном метан 80–95 %, этан 1–4 %, а также пропан, бутан, пентан и высшие углеводороды в незначительных количествах. Кроме того, в нем могут содержаться углекислый газ и азот. При сжигании природного газа можно получить температуру газов, достаточную для перегрева жидкого чугуна до 1450–1550 °С.

Температуру продуктов сгорания определяют по формуле:

$$t_d = \frac{Q_n^p - Q_{\text{дисс}}}{V_i C_i} \eta_{\text{пир}},$$

где t_d – действительная температура продуктов сгорания, °С; Q_n^p – низшая теплотворная способность природного газа, кДж/нм³; $Q_{\text{дисс}}$ – потери тепла на диссоциацию продуктов сгорания, кДж/нм³; V_i – объем i -го компонента продуктов сгорания, нм³/нм³; C_i – теплоемкость i -го компонента продуктов сгорания, кДж/нм³ · град (ккал/нм³ · град);

$\eta_{\text{пир}}$ – пирометрический коэффициент; Q_n^p , V_i , C_i определяются составом природного газа.

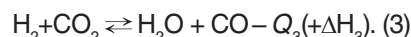
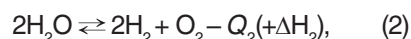
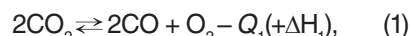
Величина $\eta_{\text{пир}}$ определяется конструктивными размерами топочного пространства и оказывает значительное влияние на температуру продуктов сгорания.

Потери тепла на диссоциацию продуктов сгорания $Q_{\text{дисс}}$ понижают температуру продуктов сгорания, но сами, в свою очередь, зависят от температуры. Почти во всех промышленных печах температура газов редко превышает 1300–1500 °С, поэтому процессы диссоциации обычно не принимаются во внимание. Для перегрева чугуна в газовых вагранках необходима температура газов около 1700 °С.

Экспериментальное доказательство возможности получения в газовой вагранке конструкции автора температуры продуктов сгорания примерно 1730–1770 °С и наличия при этой температуре процессов диссоциации было сделано ранее [1–3]. В данной статье описан термодинамический анализ процессов диссоциации

при сжигании газа и многосопловой горелочной системе.

Продуктами полного сгорания природного газа являются углекислый газ и вода. В области слабой диссоциации имеют место следующие реакции диссоциации:



Все реакции идут с поглощением тепла ($-Q$) и увеличением энтальпии реагирующей смеси ($+\Delta H$).

Приращения энтальпии, соответственно, равны $+\Delta H_{(2)}^0 = 566\,350$ Дж, $+\Delta H_{(3)}^0 = 40\,840$ Дж.

О возможности и полноте протекания реакций диссоциации можно судить по величине изобарного термодинамического потенциала ΔG^0 образования CO_2 и H_2O и по величине степени диссоциации α , которая выражает отношение числа распавшихся молей данного компонента к первоначальному, исходному числу молей.

Grachev V.A., Member of the Russian Academy of Sciences, D.Sc. (Tech.), professor, The V.I. Vernadsky Nongovernmental Ecological Foundation, The A.N. Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry of the Russian Academy of Sciences, vagrachev@gmail.com

Features of gas combustion in smelting cast iron

The optimal gas combustion modes in smelting cast iron have been specified. The results of researches on features of gas combustion when smelting cast iron in gas cupola furnaces have been described. These results are essential for expansion of natural gas use in the foundry since natural gas is environmentally friendlier than coke. It has been experimentally proved that the optimum for obtaining the maximum temperature was a process with a certain lack of air, i.e. with $\alpha = 0.98$.

KEY WORDS: GAS COMBUSTION, SMELTING CAST IRON, GAS CUPOLA FURNACE, HYDROCARBONS, COMBUSTION TEMPERATURE.

В табл. 1 приводятся характеристики прочности CO_2 и H_2O .

Относительно высокое значение ΔG^0 в низкотемпературной области свидетельствует о значительном химическом родстве углерода и водорода к кислороду при низких температурах. Это подтверждается тем, что значения степени диссоциации продуктов сгорания очень низки, а при температурах около 2000 К степень диссоциации имеет большую величину. При температуре 2000 К процессы диссоциации оказывают значительное влияние на состав и свойства продуктов сгорания и на их температуру, что, в свою очередь, определяет теплотехнические и металлургические особенности плавки чугуна. Для характеристики окислительных свойств атмосферы можно привлечь величину кислородного потенциала $\pi = RT \ln p_{\text{O}_2}$.

Значения кислородного потенциала, а также значения парциального давления кислорода для атмосферы, состоящей из CO_2 , CO и O_2 , при $p = 0,1$ МПа приведены в табл. 2.

Увеличение p_{O_2} и π_{O_2} с увеличением температуры свидетельствует об усилении окислительных свойств атмосферы. Таким образом, развитие процессов диссоциации может привести к нежелательному увеличению угаров элементов в чугуне. Вторым важным следствием процессов диссоциации является относительное понижение температуры продуктов сгорания.

Расчеты показывают, что при высоких температурах (2000 К)

Таблица 1. Характеристики прочности CO_2 и H_2O

Температура, К	– ΔG ⁰		Степень диссоциации
	Дж	кал	
Характеристика прочности СО ₂			
500	478 550	114 300	0,597·10 ⁻¹⁶
1000	391 000	934 000	0,428·10 ⁻⁶
1500	303 300	72 450	0,825·10 ⁻³
1600	285 440	68 160	0,213·10 ⁻²
1700	267 580	63 920	0,489·10 ⁻²
1800	250 920	59 940	0,103·10 ⁻¹
1900	233 130	55 670	0,199·10 ⁻¹
2000	215 200	51 400	0,362·10 ⁻¹
2500	127 750	30 500	0,292
Характеристика прочности Н ₂ О			
500	438 777	104 800	0,145·10 ⁻¹⁴
1000	384 641	91 870	0,550·10 ⁻⁶
1500	330 338	78 900	0,398·10 ⁻³
1600	319 537	76 320	0,907·10 ⁻³
1700	308 902	73 780	0,188·10 ⁻²
1800	297 681	71 100	0,358·10 ⁻²
1900	287 173	68 590	0,638·100 ⁻²
2000	276 329	66 000	0,107·10 ⁻¹
2500	221 900	53 000	0,077·10

Таблица 2. Значения кислородного потенциала, значения парциального давления кислорода для атмосферы, состоящей из CO_2 , CO и O_2 , при 0,1 МПа

Температура, К	p_{O_2} , 0,1 МПа	π_{O_2} , Дж
500	$0,336 \cdot 10^{-15}$	-148 196
1000	$0,128 \cdot 10^{-6}$	-132 031
1500	$0,092 \cdot 10^{-3}$	-115 966
1600	$0,210 \cdot 10^{-3}$	-112 713
1700	$0,436 \cdot 10^{-3}$	-109 426
1800	$0,082 \cdot 10^{-2}$	-106 408
1900	$0,148 \cdot 10^{-2}$	-102 983
2000	$0,249 \cdot 10^{-2}$	-99 750
2500	$0,175 \cdot 10^{-1}$	-84 138

Таблица 3. Результаты первой серии опытов по выявлению зависимости температуры газов в камере перегрева от α

Замеряемые величины	Номер замера				
	1	2	3	4	5
Расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	330	330	330	330	330
Расход воздуха, $\text{м}^3/\text{ч}$	3080	3180	3250	3320	3400
Состав сухих продуктов сгорания в камере перегрева при незагруженной шахте, % об.:					
CO_2	9,9	10,7	11,5	11,3	11,0
O_2	–	0,2	0,3	0,6	1,1
H_2	0,8	0,4	0,3	0,1	0,1
CO	1,7	0,9	0,3	0,2	0,1
Температура газов в камере перегрева, $^{\circ}\text{C}$ (при незагруженной шахте)	1690	1710	1705	1700	1685
Коэффициент расхода воздуха по анализу продуктов сгорания (α)	0,95	0,98	1,00	1,02	1,05
Состав сухих продуктов сгорания в камере перегрева при загруженной шахте, % об.:					
CO_2	10,0	10,8	11,7	11,5	11,1
O_2	–	–	0,1	0,5	1,1
CO	1,6	0,6	0,1	0,1	–
H_2	0,8	0,3	0,1	–	–
CH_4	–	–	–	–	–
Температура газов в камере перегрева, $^{\circ}\text{C}$ (при загруженной шахте)	1660	1675	1680	1670	1660

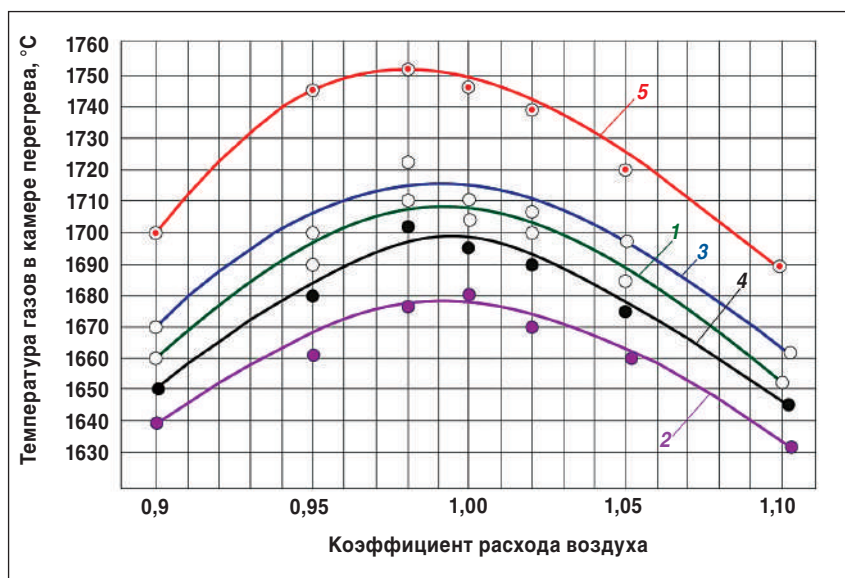


Рис. 1. Зависимость температуры газов в камере перегрева от коэффициента расхода воздуха при сжигании газа в многосопловой горелочной системе: 1, 2 – газовая вагранка производительностью 3 т/ч (незагруженная и загруженная шахты, соответственно); 3, 4 – газовая вагранка производительностью 7–10 т/ч (незагруженная и загруженная шахты, соответственно). Кривые 1–4 – для скорости выхода ГВС_в = 49,2 $\text{м}^3/\text{с}$; 5 – газовая вагранка производительностью 7–10 т/ч (незагруженная шахта) при скорости выхода ГВС_в = 91,9 $\text{м}^3/\text{с}$

потери тепла на диссоциацию и вызванное этим понижение температуры являются ощутимыми. Для выяснения степени влияния режимных факторов – коэффициента расхода воздуха и скорости выхода газовой смеси (ГВС) – на температуру и состав газовой фазы было проведено несколько серий опытов:

1-я серия – на газовой вагранке производительностью 3 т/ч при расходе газа 330 $\text{м}^3/\text{ч}$ и коэффициентах расхода воздуха $\alpha = 0,95; 0,98; 1,00; 1,02; 1,05$ были произведены замеры температуры и состава газов в камере перегрева при незагруженной и загруженной шахтах. Газовая вагранка в этой серии опытов имела 29 сопел диаметром 30 мм. Скорость выхода ГВС составляла 49,2 $\text{м}^3/\text{с}$ при $\alpha = 1$;

2-я серия – на газовой вагранке производительностью 7–10 т/ч при расходе газа 600 $\text{м}^3/\text{ч}$ и коэффициентах расхода воздуха $\alpha = 0,95; 0,98; 1,02; 1,05$ были произведены замеры температуры и состава газов в камере перегрева при незагруженной и загруженной шахте. Газовая вагранка в этой серии опытов имела 53 сопла диаметром 30 мм. Скорость выхода ГВС при $\alpha = 1$ составляла 49,2 $\text{м}^3/\text{с}$;

3-я серия – на газовой вагранке производительностью 7–10 т/ч при расходах газа 300–1200 $\text{м}^3/\text{ч}$ при незагруженной шахте производились замеры температур в камере перегрева. Газовая вагранка имела в этой серии опытов 53 сопла диаметром 25 мм. Коэффициент расхода воздуха поддерживался постоянным $\alpha = 0,98$;

4-я серия – на газовых вагранках производительностью 3 и 7–10 т/ч во время работы вагранки при различных количествах и диаметрах сопел производились замеры температуры газов в камере перегрева при различных расходах газа. Коэффициент расхода воздуха поддерживался в пределах $\alpha = 0,98–1,02$.

Во всех сериях опытов температура замерялась воль-

фрам-молибденовыми термопарами, оснащенными специальной арматурой с защитными чехлами из оксида алюминия.

Пробы газа отбирались путем быстрого пропускания газов под давлением в печи через газоотборную трубку. Это обеспечивает быстрое их попадание в охлаждаемую часть трубки, где фиксируется состав газа. При сильном нагреве трубки ее охлаждали водой или воздухом. Однако, как показал опыт, при быстром пропускании и дальнейшем отборе одной порции газов трубка не перегревается.

Результаты первой серии опытов по выявлению зависимости температуры газов в камере перегрева от α представлены в табл. 3 и кривыми 1 и 2 на рис. 1. Эти кривые построены по результатам замеров, приведенных в табл. 3, и по результатам замера температуры газов в камере перегрева при $\alpha = 0,9; 1,1$.

Из приведенных данных видно, что максимальная температура газов при работе вагранки на холостом ходу наблюдается при $\alpha = 0,98$.

Анализ продуктов сгорания в камере перегрева при различных α , приведенных в табл. 3, показывает, что с увеличением коэффициента расхода воздуха увеличивается содержание кислорода в продуктах сгорания и уменьшается содержание CO и H_2 ; содержание CO_2 при повышении α до 1,0 повышается, а затем падает. Максимальное содержание CO_2 при 1705 °C равно 11,5 %, тогда как по расчетам CO_{2max} – 11,7–11,96 %.

Результаты второй серии опытов приведены в табл. 4. Характер изменения температуры в зависимости от коэффициента расхода воздуха такой же, как и для газовой вагранки производительностью 3 т/ч, а величина температур несколько больше, что объясняется относительно меньшими потерями тепла.

Можно также отметить, что в интервале значений α от 0,98 до

Таблица 4. Результаты второй серии опытов по выявлению зависимости температуры газов в камере перегрева от α

Замеряемые величины	Номер замера				
	1	2	3	4	5
Расход газа, $nm^3/ч$	600	600	600	600	600
Расход воздуха, $nm^3/ч$	5700	5880	6000	6120	6300
Состав сухих продуктов сгорания в камере перегрева при незагруженной шахте, % об.:					
CO_2	9,8	10,7	11,4	11,3	11,0
O_2	–	0,2	0,3	0,6	1,1
CO	1,5	0,9	0,3	0,2	0,1
H_2	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1
CH_4	0,1	–	–	–	–
Температура газов в камере перегрева, °C (при незагруженной шахте)	1700	1720	1710	1705	1695
Коэффициент расхода воздуха по анализу продуктов сгорания	0,95	0,98	1,00	1,02	1,05
Состав сухих продуктов сгорания в камере перегрева при загруженной шахте, % об.:					
CO_2	9,9	10,9	11,6	11,4	11,1
O_2	–	–	0,1	0,5	1,2
H_2	0,8	0,3	0,1	–	–
CO	1,6	0,6	0,1	0,1	–
Температура газов в камере перегрева, °C (при загруженной шахте)	1680	1700	1695	1690	1675

1,02 температура газов изменяется незначительно, что создает благоприятные условия для работы при небольших колебаниях расхода воздуха. Однако с увеличением α возрастает окислительная способность газовой фазы печи.

Результаты третьей серии опытов приведены на рис. 2 (кривая 1). Из приведенных данных видно, что с повышением скорости выхода ГВС повышается температура газов в камере перегрева. Характер изменения температуры в зависимости от скорости выхода ГВС различен. При сжигании смеси со скоростью выхода ее из сопел в интервале 75–115 $nm/с$ достигается постоянная высокая температура продуктов сгорания.

Для определения максимальной температуры было проведено дополнительное исследование зависимости температуры

газов от коэффициента расхода воздуха, которое проводилось при расходе газа 850 $nm^3/ч$ и $\alpha = 0,95; 0,98; 1,00; 1,02$ и 1,05. Скорость выхода ГВС соответствовала абсциссе максимума температуры кривой 1 на рис. 3. Из приведенных данных следует, что максимальная температура 1750 °C наблюдается при $\alpha = 0,98$. Высокая температура газов и плавный характер ее изменения в широком интервале скоростей выхода смеси из сопел много-сопловой горелочной системы объясняются влиянием скорости выхода смеси на длину факела. С одной стороны, она является фактором, укорачивающим факел за счет увеличения турбулентности потока. С другой – увеличение скорости естественно вызывает относительное вытягивание всех зон факела путем ускорения чисто физического

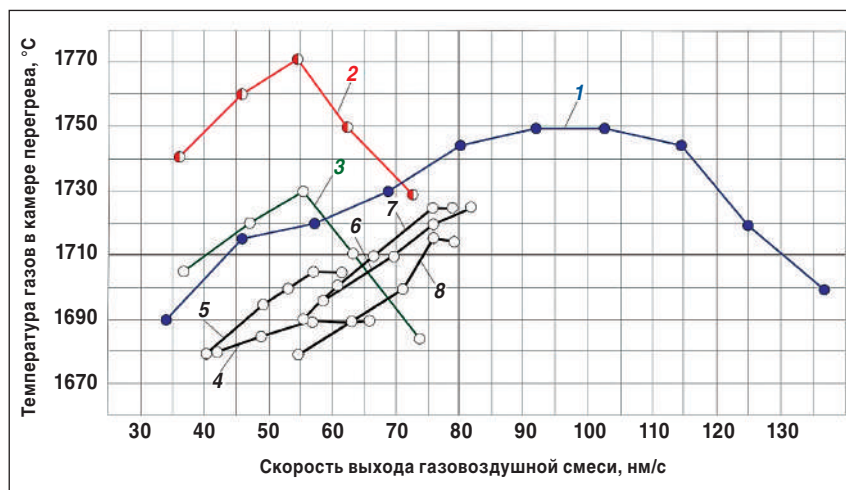


Рис. 2. Зависимость температуры газов в камере перегрева от скорости выхода ГВС: 1 – для газовой вагранки производительностью 7–10 т/ч с подачей ГВС через 53 сопла диаметром 25 мм при незагруженной шахте; 2, 3 – для газовой вагранки производительностью 3 т/ч с одной горелкой при незагруженной и загруженной шахте, соответственно; 4–8 – для газовой вагранки с многосопловой горелочной системой при загруженной шахте

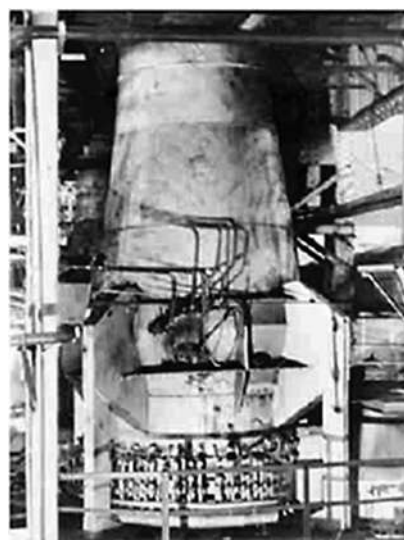


Рис. 4. Первая в мире газовая вагранка с уступами в шахте и производительностью 7 т/ч. Авторы: Грачев В.А., Черный А.А. и др. Внедрены на Пензенском компрессорном заводе и других заводах страны

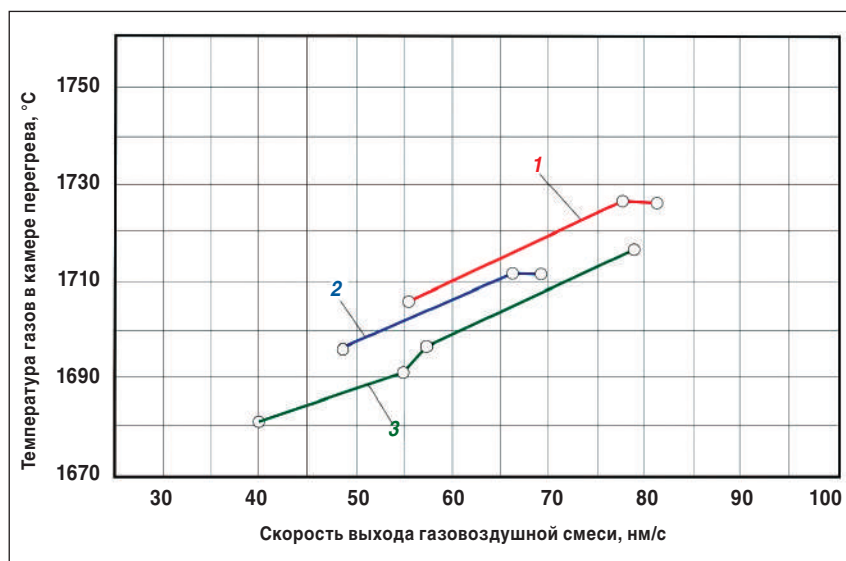


Рис. 3. Зависимость температуры газов в камере перегрева от скорости выхода ГВС при различных расходах газа для газовой вагранки производительностью 7–10 т/ч с диаметром камеры перегрева 1300 мм: 1 – 700 м³/ч; 2 – 600 м³/ч; 3 – 500 м³/ч

переноса частиц в направлении потока. Увеличение температуры в камере перегрева с увеличением скорости выхода ГВС является следствием уменьшения длины факела, вызванного увеличением турбулентности потока.

Итак, в результате третьей серии опытов установлен необходимый интервал скоростей выхода ГВС из сопел $u = 75–115$ м/с. При

этих скоростях обеспечивается максимальная температура газов в камере перегрева. Однако получение высоких скоростей выхода смеси связано с увеличением аэродинамического сопротивления горелочных систем, что ограничивается реальной мощностью воздушодувных средств.

Четвертая серия опытов была проведена на ряде газовых вагра-

нок во время их производственной работы. При этом изменялись число сопел горелочной системы, их диаметр, расход газа и воздуха. Коэффициент α поддерживался постоянным в интервале 0,98–1,02.

Результаты этой серии опытов приведены в табл. 5. Из приведенных данных видно, что во всех случаях с увеличением скорости ГВС температура газов возрастает и при скорости 75 м/с стабилизируется. Каждая кривая 4–8 (рис. 2) характеризует изменение температуры в зависимости от скорости при неизменных конструктивных параметрах камеры перегрева. Кроме того, на температуру влияют тепловое напряжение объема камеры перегрева и относительная величина тепловых потерь к общему количеству тепла.

Влияние скорости выхода ГВС на температуру газов представлено на рис. 3. Приведенные данные показывают, что с увеличением скорости температура газов повышается, что можно объяснить интенсификацией турбулентного

Таблица 5. Результаты четвертой серии опытов по выявлению зависимости температуры газов в камере перегрева от α

Номер графика на рис. 2	Характеристика газовой вагранки (производительность, т/ч)	Характеристика выходных сопел			Расход газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$	Расход воздуха, $\text{м}^3/\text{ч}$	Скорость выхода ГВС, $\text{нм}/\text{с}$	Температура газов в камере перегрева (при загруженной шахте), $^{\circ}\text{C}$
		мм	Число сопел	Общая площадь, м^2				
4	3	30	29	0,0205	280	2800	41,7	1680
					330	3300	49,2	1685
					380	3800	56,6	1690
					440	4400	65,5	1690
5	7–10	30	53	0,0374	500	5000	40,9	1680
					600	6000	49,2	1695
					650	6500	53,2	1700
					700	7000	57,3	1705
6	7–10	25	53	0,0264	750	7500	61,3	1705
					500	5000	57,8	1695
					600	6000	69,5	1710
					650	6500	75,3	1720
7	7–10 (после изменения числа сопел)	30	39	0,0276	700	7000	81,0	1725
					500	5000	55,3	1690
					550	5500	60,9	1700
					600	6000	66,5	1710
8	7–10 (после изменения числа сопел)	25	30	0,0195	680	6800	75,3	1725
					700	7000	77,5	1725
					350	3500	54,8	1680
					400	4000	62,7	1690
					450	4500	70,5	1700
					480	4800	75,3	1715
					500	5000	78,5	1715

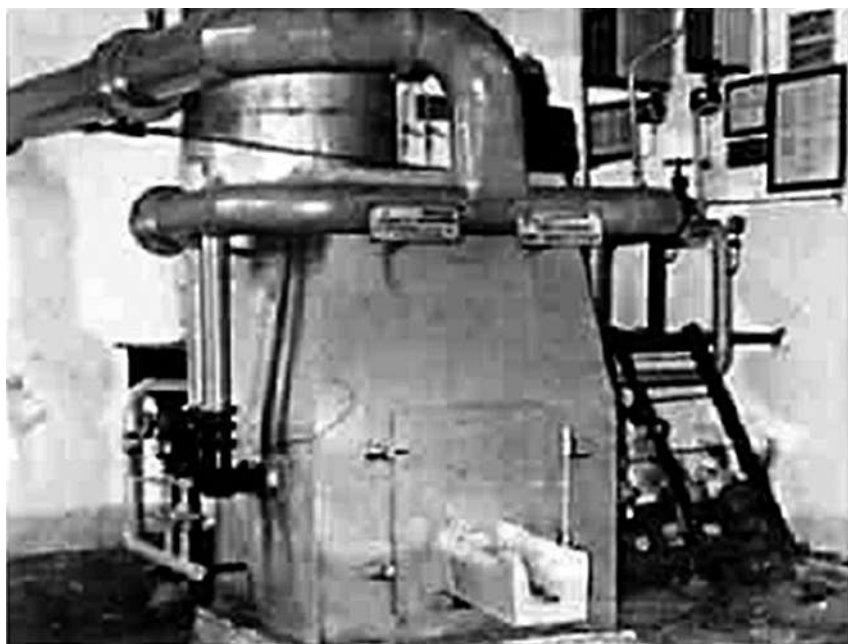


Рис. 5. Газовая вагранка с выносной камерой

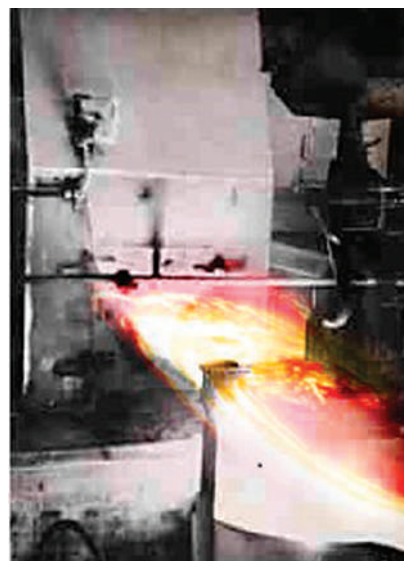


Рис. 6. Выпуск чугуна из газовой вагранки, внедренной по лицензии на итальянской фирме Accuierie e FerrierePugliese

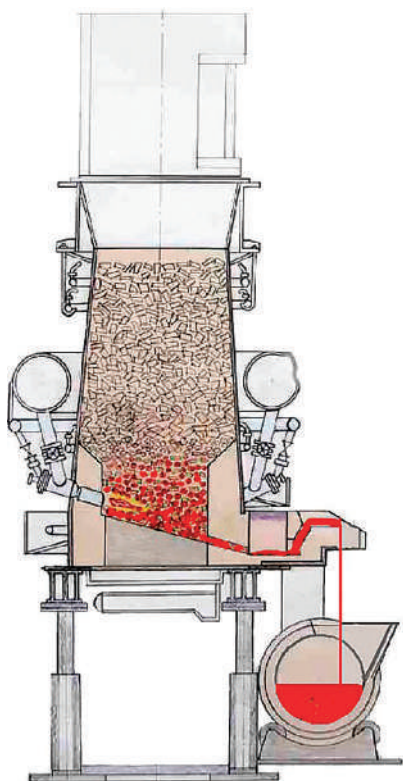


Рис. 7. Вагранка газовая, производительность 20 т/ч, внедрена на АМО-ЗИЛ. Технические характеристики: расход природного газа: 1800–2100 м³/ч; расход воздуха при сжигании газа составляет 18 000–21 000 м³/ч при коэффициенте расхода воздуха $\alpha = 1,0$; температура жидкого чугуна: 1480–1530 °С. Состав огнеупорной насадки: бой шамотного огнеупора (размеры сторон не менее 65 мм) – 33 %, бой высокоглиноземистого огнеупора (размеры сторон не менее 120 мм) – 33 %, бой графитовых электродов (куски 100–300 мм) – 34 %. Высота огнеупорной насадки – 1200 мм, масса огнеупорной насадки – 5,6 т, число приборов сжигания – горелка газовая типа ГВК 150 – 12 шт.

перемешивания продуктов сгорания с ГВС, в результате чего длина факелов сокращается, и происходит концентрация тепла.

Проведенные исследования по режимам сжигания газа позволяют признать оптимальными для газовых вагранок на холодном дутье коэффициент расхода воздуха $\alpha = 0,98$ и оптимальную скорость выхода ГВС 75 мм/с.

Опыт внедрения газовых вагранок в производство подтвердил эти экспериментальные данные. На основе проведенных исследований, а также многочисленных полупромышленных и промышленных экспериментов разработаны работоспособные конструкции газовых вагранок с уступами в шахте (рис. 4), с перемычкой в шахте и с выносной камерой перегрева (рис. 5), в которых впервые в промышленном масштабе выплавляется чугун для заливки сложного ответственного литья для компрессоров.

Опыт эксплуатации газовых вагранок на ПО «Пензкомпрессормаш», Гомельском заводе РМЗ, Волгоградском ВСПКЗ, Чебоксарском заводе металлоизделий и др. показал их высокую эффективность: резко сокращаются вредные выбросы в атмосферу, улучшается качество чугуна, снижаются затраты на топливо. Высокое качество чугуна газовой плавки доказано многолетней работой газовых вагранок в производственных условиях.

Опыт внедрения газовых вагранок по лицензии на итальянской фирме «Аччаерие е Ферриере Пульези» (рис. 6) показал, что в газовых вагранках можно получать чугун с температурой до 1510 °С и содержанием серы 0,015 %. Применение высококачественных огнеупоров гарантирует надежную работу вагранок.

Сведения, полученные от фирмы, и многолетний опыт показали, что в этих вагранках можно получать широкий диапазон марок серого чугуна, в том числе высокоуглеродистых (3,8–3,9 % С). Вагранки работают по 16 часов в сутки, причем 12–15 кампаний подряд работает без ремонта одна вагранка, после чего заменяется футеровка свода; футеровка шахты меняется через 90 кампаний. Производительность вагранок составила 8 т/ч (при нормальной 6 т/ч).

Исследования в нашей стране стимулировали аналогичные исследования за рубежом, и сейчас газовые вагранки уже внедрены в Англии, Египте, Германии и Иране. Техно-экономические и экологические соображения говорят о перспективности газовой плавки чугуна.

Самая большая газовая вагранка была построена и испытана на ЗИЛе (рис. 7). Проведенная работа показала перспективность рассмотрения применения природного газа в литейном производстве. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Грачев В.А. Разработка и опыт внедрения в литейное производство газовых вагранок // Литейщик России. 2016. № 5. С. 17–21.
2. Grachev V. Thermodynamic Characteristics of Phase Interaction During Melting of Cast Iron Under Conditions of Temperature Fluctuations. International Journal of Applied Engineering Research, JSSN 0973–4562, Vol. 11, No. 13, 2016.
3. Grachev V. Quality of Cast Iron Smelted in a Gas Cupola Furnace as Constructional Materials. International Journal Engineering Research, JSSN 0973–4562, Vol. 11, No. 13, 2016.

REFERENCES

1. Grachev V.A. Development and Experience of Putting Gas Cupola Furnaces into Foundry Production. Liteishchik Rossii = Russia's Founder, 2016, No. 5, P. 17–21. (In Russian)
2. Grachev V. Thermodynamic Characteristics of Phase Interaction During Melting of Cast Iron Under Conditions of Temperature Fluctuations. International Journal of Applied Engineering Research, JSSN 0973–4562, Vol. 11, No. 13, 2016.
3. Grachev V. Quality of Cast Iron Smelted in a Gas Cupola Furnace as Constructional Materials. International Journal Engineering Research, JSSN 0973–4562, Vol. 11, No. 13, 2016.

10–14 апреля 2017

ГЛАВНЫЙ МЕДИАЦЕНТР, **СОЧИ**

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ГОДА В СФЕРЕ ОХРАНЫ ТРУДА

//О НЕДЕЛЕ

«Впервые в нашей стране организована глобальная дискуссионная площадка, посвященная обеспечению безопасных условий труда.

Важно, что в обсуждении этих актуальных вопросов принимают участие не только российские специалисты, но и представители стран БРИКС и Евразийского экономического союза, Совета Европы, Международной организации труда и других авторитетных объединений.»

Д.А. Медведев, председатель Правительства Российской Федерации

«Комплексный подход, необходимый для решения существующих проблем в сфере охраны труда, может быть реализован только при условии концентрации усилий органов государственной власти всех уровней и специалистов по охране труда во всех организациях.»

М.А. Топилин, Министр труда и социальной защиты Российской Федерации

//ФОРМАТ

- Научно-практические конференции.
- Панельные дискуссии и круглые столы.
- Ведомственные и корпоративные совещания и заседания.
- Всероссийский съезд специалистов по охране труда.
- Семинары, курсы повышения квалификации, тренинги, экспертные консультации.
- Подведение итогов конкурсов и церемонии награждения, презентации.

НЕЛИКВИДЫ И ИЗБЫТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ В КОМПАНИЯХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛЕЙ

УДК 338.984

В.О. Шиков, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ),
shikov.v@gubkin.ru

В статье представлены основные причины возникновения неликвидных и избыточных (сверхнормативных и низковостребованных) запасов в компаниях нефтегазовой отрасли, рассмотрена их классификация по типам потоков снабжения.

Также приведен обзор основных используемых подходов и методов избавления от неликвидных запасов.

Особое внимание уделено обзору и рассмотрению некоторых возможных направлений работы – мероприятий и методов, которые позволили бы предупредить образование неликвидных, низколиквидных и избыточных запасов, в том числе с учетом особенностей возникновения неликвидных и избыточных запасов, в зависимости от того, в каких потоках материально-технических ресурсов (МТР) они возникают. Рассмотрены методологические и процессные подходы, а также идеи сотрудников служб снабжения предприятий отрасли, подразумевающие организационные мероприятия и предлагаемые в целях предупреждения либо снижения вероятности возникновения неликвидных и избыточных запасов, как уже рассматриваемые в компаниях, так и готовящиеся для предложения руководству компаний.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕЛИКВИДЫ, ИЗБЫТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ, МЕТОДЫ ИЗБАВЛЕНИЯ ОТ НЕЛИКВИДНЫХ ЗАПАСОВ, УПРАВЛЕНИЕ СНАБЖЕНИЕМ.

Практически все компании нефтяной и газовой отраслей, как добывающие, так и транспортирующие и перерабатывающие, имеют множество схожих проблем в управлении снабжением и запасами.

Одна из наиболее распространенных проблем – это «борьба с неликвидами», другая – избыточные, или сверхнормативные запасы.

Объем средств, замороженных в избыточных запасах, еще не являющихся неликвидными, но уже и не оптимальных, можно оценить по тому, что, по информации от снабженцев крупнейших компаний отрасли, во многих компаниях нефтяной и газовой отраслей запас, сформированный по значительному количеству номенклатуры запасных частей, узлов и агрега-

тов под замену, может удовлетворять потребности компании от 12–14 мес до 3–4 лет. Это не аналитика, не выводы, а информация, вынесенная автором из личного опыта в снабжении и общения с коллегами.

Объем же неликвидов в разы превышает сверхнормативные запасы. Настолько, что проблема избыточного, сверхнормативного запаса на фоне неликвидов выглядит незначительной, несмотря на огромные затраты, выражающиеся как непосредственно в стоимости запаса, так и в расходах компании на его содержание и обслуживание.

Другими словами, вложенные огромные деньги не только не оказывают влияния на производство, а значит, и не приносят прибыли, но лежат мертвым грузом, увеличивая затраты и себестои-

мость готовой продукции. И эти запасы продолжают пополняться и обновляться, несмотря на упорную борьбу с ними.

В некоторых компаниях даже созданы отдельные подразделения (отделы и управления), в функции которых входят и «управление запасами», и «борьба с неликвидами». Это больше напоминает борьбу с симптомами вместо лечения болезни, что со временем лишь усугубляет болезнь и приводит к различным осложнениям.

Сначала необходимо разобратся с тем, что же такое неликвиды и почему они образуются.

КРИТЕРИИ НЕЛИКВИДОВ

В разных компаниях под неликвидами понимаются оборудование, материалы, сырье, запасные части, ЗИПы, комплектующие

Shikov V.O., Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, RF), shikov.v@gubkin.ru

Non liquid and surplus assets in oil and gas companies

The article presents the main causes for the occurrence of non liquid and surplus assets (excessive and in low demand) in oil and gas companies; their classification by funding flow types is reviewed.

A review of the main approaches and methods for the disposal of non liquid assets is also presented.

Special attention is paid to the review and consideration of several possible areas of focus – measures and methods which we would forewarn the formation of non liquid, low liquid and surplus assets, including with due regard for the formation peculiarities of non liquid and surplus assets depending on which material and equipment flows they occur in. Methodological and process approaches are reviewed; ideas of employees of industry supply services which involve organizational measures and which are proposed for the purpose of preventing or decreasing the probability of the occurrence of non liquid and surplus assets, including the proposals that are being considered in companies and the ones that are being prepared for consideration of the companies' management, are reviewed.

KEY WORDS: NON LIQUID ASSETS, SURPLUS ASSETS, NON LIQUID ASSETS DISPOSAL METHODS, SUPPLY MANAGEMENT.

и т. п., которые компании в обозримом будущем не потребуются [1].

Возникает вопрос: как корректно определить, что именно компании не потребуется в обозримом будущем или не потребуются совсем? Нередки случаи, когда к неликвидам относят то, что неликвидом, по сути, не является. Например:

- позиции номенклатуры нерегулярной потребности: между возникновением потребности – длительные перерывы (чаще всего это запасные части или узлы и агрегаты к замене). Перерывы в потреблении ряда номенклатурных позиций могут составлять до нескольких лет;

- запасные части к новому оборудованию – требуются редко до выработки ресурса;

- запас критических запасных частей или агрегатов.

Эти позиции не являются неликвидами как таковыми.

Необходимо проанализировать, какие позиции номенклатуры или ассортимента лежат на складе без движения достаточно продолжительный срок.

В некоторых компаниях для выявления неликвидов принимается срок в 12 мес, чаще – 2, 3 или 5 лет. Но даже отсутствие движения в течение нескольких лет, как показывает практика, не является однозначным критерием для определения неликвида. В частности, это касается

позиций из категории запасных частей и агрегатов под замену, относящихся к первой группе критичности.

Отсутствие движения или потребности – это лишь один из индикаторов. Помимо отсутствия движения за определенный период необходимо выявить и классифицировать неликвиды по причинам их возникновения.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕЛИКВИДОВ

Причины возникновения неликвидов можно классифицировать по нескольким категориям.

После проведения анализа причинно-следственных связей в разных компаниях нефтегазовой отрасли были установлены общие причины возникновения неликвидных либо избыточных и низковостребованных запасов. Самое интересное, что эти причины нередко характерны для определенных типов потоков, хотя есть и общие причины, не зависящие от потока.

Сначала рассмотрим причины, характерные для каждого потока снабжения.

Снабжение инвестиционных проектов

Под инвестиционными проектами понимаются проекты капитального строительства, расширения и модернизации производства и т. п.

По оценке специалистов и руководителей служб снабжения различных нефтяных и газовых компаний, основной объем неликвидов возникает именно в этом потоке снабжения – от 80 до 90–95 % всех образовавшихся неликвидов, которые образуются в отрасли и остаются на балансе компании.

Особенности неликвидов в этом потоке заключаются в том, что их дальнейшее вовлечение, по оценкам специалистов из компаний отрасли, возможно только на 10–15 % от их общей стоимости.

По оценкам сотрудников и специалистов служб снабжения нескольких российских корпораций нефтяной и газовой отраслей, доля неликвидных запасов, возникших по причине изменения проектной документации, составляет от 60 до 95–98 % в стоимостном выражении, в зависимости от компании.

Приводились примеры, когда неликвидные запасы, возникшие вследствие изменения проектной документации, в организации составляют 10 тыс. условных стоимостных единиц против 100 условных стоимостных единиц неликвидных запасов, возникших по иным причинам.

Основными причинами возникновения неликвидов при снабжении инвестиционных проектов специалисты снабжения нефтяных и газовых компаний называют:

- размещение заявки на снабжение до полной готовности проектной документации по проекту, что является в том числе причиной появления неликвидов в виде оборудования, нередко уникального и дорогостоящего, комплектующих материалов и т. п. под замороженный либо оставленный проект;

- внесение изменений в проектную документацию в ходе реализации проекта;

- несвоевременное уведомление сотрудников службы снабжения о внесении изменений в проектную документацию;

- низкий уровень информированности снабженцев о графике работ по проекту и, как следствие, о графике потребности в МТР.

Именно эти причины приводят к тому, что стоимость инвестиционного проекта часто значительно превышает реально необходимую, несмотря на ограничения и контроль смет.

Следствием этого могут служить не только появление неликвидов, но и задержки в снабжении инвестиционных проектов. Отсюда и несвоевременный ввод в эксплуатацию, и увеличение числа и стоимости незавершенных проектов, что также является проблемой снабжения компаний нефтегазовой отрасли.

Общие причины возникновения неликвидов и избыточных запасов

Прочие причины возникновения неликвидов и избыточных запасов в разных потоках зачастую схожи:

- 1) несогласованность подразделений и отсутствие информационного обмена внутри компании;

- 2) использование для одних целей оборудования разных производителей, – слишком дифференцированное оборудование, которое требует уникальных запасных частей конкретного поставщика;

- 3) некорректное управление снабжением [2]:

- позиция нерегулярной потребности, управляемая без учета особенностей ее потока и потребления (чаще всего это запасные части или агрегаты), между возникновением потребности – длительные перерывы;

- позиция с небольшим объемом потребления, но большим объемом транспортной партии;

- не сезон для потребления либо некорректное нормирование;

- порча расходных материалов или сырья из-за повреждения при хранении, окончания срока годности, «усушки-утруски» и т. п. [3];

- некорректное определение потребности производством: ручное формирование заказов, неверное определение рисков и т. п. Не секрет, что сотрудники производственных или сервисных подразделений и организаций, размещая заказ, перестраховываются. С одной стороны, это можно отнести к человеческому фактору, но с другой – причины перестраховки могут быть и иными, такими как неуверенность в оборудовании («сложно определить, что и когда потребует ремонта»), в своевременности прохождения процедуры закупки, в способности снабженцев своевременно обеспечить необходимую поставку [4];

- некорректное формирование потребности в закупке, в том числе человеческий фактор: ошибка в заказе/номенклатуре и некорректное нормирование;

- из-за смены/устаревания оборудования, когда запасные части, ЗИПы, узлы к оборудованию не выпускаются, а то, что выпускается, не подходит, например, по посадочным местам.

Устранение множества причин возникновения неликвидов и избыточных запасов зачастую требует определенных организационных и функциональных изменений не только в службе снабжения, но и в смежных подразделениях, а также изменений во взаимодействии службы снабжения со смежными подразделениями.

Устранение некоторых причин требует внесения определенных изменений именно в работу службы снабжения: организационных, методологических, процессных.

Некорректное управление снабжением

Причина в некорректном формировании потребности к закупке заключается в следующем:

- некорректно сформирован прогноз потребности, не проведена оценка рисков неопределенности в потреблении и качества формирования заявки потребителями – производственными подразделениями [2];

- не учтены либо учтены не полностью запасы, уже находящиеся на складах, либо в пути, либо в процессе производства поставщиками, находящиеся непосредственно у потребителей, в том числе на производственных участках, буровых и т. п., а также запасы, которые можно перераспределить между потребителями, т. е. не полностью используются возможности управления распределением;

- не учтены нюансы управления распределением под потребность нескольких потребителей [4];

- не используются принципы объемно-календарного планирования. Здесь необходимо отметить, что в силу географических, климатических и инфраструктурных особенностей расположения ряда потребителей, например добывающих предприятий, компаний, которые занимаются разведкой, и ряда транспортных предприятий и организаций, использование объемно-календарного планирования снабжения МТР либо требует значительно изменения и адаптации, либо будет иметь ограничения и до какого-то момента может быть признано нецелесообразным;

- не планируются запасы, используется «короткий» алгоритм планирования закупок при снабжении [4].

Эта причина в первую очередь влияет на снабжение для поддержания текущей деятельности производства.

ИЗБАВЛЕНИЕ ОТ НЕЛИКВИДОВ

Под избавлением от неликвидов [1] понимаются две составляющие:

- ликвидация запасов неликвидов;
- предупреждение их появления в дальнейшем.

Основные методы ликвидации запасов неликвидов:

- реализация неликвидов сторонним организациям;
- использование неликвидов в других проектах;
- переработка неликвидов не по основной технологии;
- реализация неликвидов через агентов/третьи лица;
- утилизация неликвидов как вторсырья;
- списание и утилизация.

Эти методы в большинстве компаний отлажены и зачастую различаются только в силу процедурных особенностей и регламентов компаний. Нужно помнить также и о том, что избавление от неликвидов – это всегда дополнительные затраты:

- на организацию реализации (поиск покупателя) или переработки;
- проведение конкурсных процедур по избавлению от неликвидных запасов вне зависимости от способа;
- затраты на оценку неликвидных запасов;
- потери в стоимости – часто стоимость реализации ниже реальной себестоимости, особенно с учетом затрат на хранение и обслуживание неликвидного запаса.

Реализация неликвидов сторонним организациям

Это один из стандартных способов избавления от неликвидов. В этом случае организация находит потребителя на свои неликвиды.

При высокой степени контроля и наиме оценщика необходимо задачу ставить не вообще – «цена продажи на рынке», а «цена покупателя на рынке», так как цена часто декларируется производителем или прямым поставщиком на новые продукты и не учитывает реальные скидки.

Зачастую покупателями могут выступать:

- другие предприятия компании при осуществлении процедуры вовлечения «снизу»: когда предприятие – владелец неликвидов ищет потенциального потребителя неликвида в своей корпорации/группе компаний;
- сторонние предприятия, которыми могут выступать другие корпорации либо их дочерние общества;
- зарубежные компании – зачастую это компании стран Ближнего Востока.

Использование неликвидов в других проектах

То есть вовлечение запасов неликвидных материалов для использования в других проектах компании. При этом нужно рассматривать возможность использования не по основному назначению.

Например, некоторые виды труб, которые невозможно по

каким-то причинам использовать при строительстве либо ремонте трубопроводов, можно задействовать при строительстве или модернизации объектов, например при заливке свай и т. п. Но объем неликвидов, которые возможно вовлечь таким образом, в общей доле неликвидов относительно невелик.

Реализация неликвидов через агентов/третьи лица

В этом случае необходимо определить реально возможную цену реализации, интересную/выгодную компании, которая реализует неликвиды, и интерес лица, которое выступает посредником или агентом.

Отдать агентам или посредникам реализацию неликвидов компании порой оказывается проще и выгоднее, чем выделять сотрудников, которые будут заниматься изучением рынка клиентов, цен, конкуренции и т. п., отвлекаясь от основной деятельности.

Однако с учетом предлагаемого крупнейшими компаниями размера агентского вознаграждения в 1,5–4,0 % заинтересовать агентов представляется непростым делом, если не рассматривать сопутствующие действия, порой весьма сомнительные.





Реализация лома черных и цветных металлов

Для этого неликвиды сначала необходимо перевести в категорию лома. Далее – определить марку лома, а также принять решение, будет ли компания заниматься изменением марки лома для повышения стоимости его реализации либо реализует лом как есть.

С учетом особенности отрасли для ряда добывающих и транспортирующих предприятий сбор и сдача в металлолом неликвидов, так же как сбор, списание МТР, отработавших свой ресурс, их перевод в разряд лома черных или цветных (иногда и драгоценных) металлов и сдача в виде лома могут быть связаны с решением набора определенных задач, как то сборка лома для перевозки и транспортировка потребителю.

Многие компании нефтегазовой отрасли передают задачи по концентрации, транспортировке и переработке лома черных и цветных металлов специализированным организациям по итогам конкурсов.

Списание и утилизация

Возможно как разовое списание, так и, при большом объеме, списание, проводимое частями периодически [1].

Списание и утилизация являются, пожалуй, наименее предпочтительным способом избавления

от неликвидов по причине того, что компания не просто несет убытки от списания неликвидных материалов, но и вынуждена оплачивать услуги по утилизации.

Но в ряде случаев это вызвано необходимостью, которая затрагивает не только отходы производства, подлежащие утилизации, но и неликвидные материалы.

СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕЛИКВИДОВ

С точки зрения автора, абсолютное предупреждение возникновения неликвидов и избыточных запасов в ближайшей перспективе, даже в течение 20 лет, является маловероятным. Тем не менее есть возможность предупреждения возникновения неликвидов.

Предупреждение возникновения неликвидов при реализации инвестиционных проектов

Поскольку основной объем неликвидов возникает именно при реализации инвестиционных проектов, нефтяным и газовым компаниям необходимо обратить особое внимание именно на этот источник неликвидов, при этом не прекращая работы и по другим источникам возникновения неликвидов и избыточных запасов.

Необходимо обратить внимание на то, что снижение вероят-

ности возникновения неликвидов по причине внесения изменений в проектную документацию возможно только за счет организационных мер. Возможности здесь довольно ограничены, в том числе политическими причинами, однако ряд мер, как видится автору, должен положительно повлиять на изменение ситуации с неликвидами:

1) более жесткое отношение к началу реализации проектов: начинать закупки под проект только после готовности и утверждения проектной документации, в первую очередь спецификаций оборудования и материалов. Здесь, как уже указано, могут возникнуть сложности, связанные с необходимостью начала реализации части инвестиционных проектов до утверждения проектной документации, что может быть связано с ограничениями в сроках. Разработка и утверждение документации для таких проектов идет по ходу их реализации;

2) ограничение как организационно-административными, так и, возможно, законодательными мерами внесения в проектную документацию существенных изменений, которые могут стать причинами возникновения дорогостоящих неликвидных запасов, тем более ограниченных в плане их дальнейшего использования;

3) повышение ответственности на всех уровнях, где возможно внесение изменений в проектную документацию, за внесение изменений, которые могут стать причинами возникновения дорогостоящих неликвидных запасов.

Например, по информации автора, в ПАО «Газпром» рассматривается вопрос о включении в договоры с проектными организациями измененных условий об их ответственности за внесение изменений в проектную документацию, которые влекут за собой возникновение неликвидов в ходе реализации проекта.

При изменении проектной документации в ходе реализации про-

екта предлагается передавать на баланс проектной организации возникшие неликвиды, особенно в части сложного и дорогостоящего оборудования. Это, по мнению инициаторов, позволит:

- повысить ответственность проектной организации;
- мотивировать проектную организацию на изначально корректную разработку проектной документации;
- включить образовавшийся для данной компании неликвидный запас оборудования в другие проекты, разрабатываемые по заказу других корпораций, являющихся клиентами тех же проектных организаций.

Некорректное формирование потребности

Производственные подразделения, особенно добывающие, в первую очередь расположенные в регионах с неразвитой транспортной и складской инфраструктурой, к примеру в труднодоступных районах и районах Крайнего Севера, порой формируют потребность с избытком, с запасом сверх необходимого.

Это объяснимо. С одной стороны, в их задачи входит обеспечение непрерывного производства, с другой – они опасаются несвоевременности поставки из-за длительности процедуры закупки, нерасторопности снабженцев, географических и инфраструктурных особенностей региона.

Повысить качество формирования заявки можно за счет введения контроля качества формирования заявки и трансформации заявки в потребление (использование), например методом «точность – исполняемость» и расчетом коэффициента трансформации [4].

Стоит отметить, что коэффициент трансформации есть смысл рассчитывать, если контролируется не передача в производственное подразделение, а именно начало использования: например, монтаж/замена дан-

Вероятность одновременного возникновения потребности на нескольких точках потребления

Точки потребления	Число единиц МТР1	Вероятность, %
1	2	80,0
2	4	64,0
3	6	51,2
4	8	41,0
5	10	32,8
6	12	26,2
7	14	21,0
8	16	16,8
9	18	13,4
10	20	10,7

ного МТР на конкретном производственном участке.

Учет нюансов распределения – управление потребностью для нескольких потребителей

Управление распределением, равно как и консолидация потребности, часто в компаниях нефтегазовой отрасли отсутствует либо наличествует в зачаточном состоянии. Это является одной из причин возникновения если не неликвидных, то избыточных запасов.

В снабжении существует известный парадокс, отражающий синергетический подход: «Совокупная потребность по множеству потребителей ниже, чем сумма потребностей, сформированных для каждого из потребителей в отдельности».

Приведем для наглядности упрощенный и схематичный пример.

Дочернему обществу крупной компании для какой-то «точки потребления», например буровой, необходимо две единицы некоего агрегата или запасной части – допустим, МТР1. Еще две единицы, возможно, понадобятся для аварийной замены.

Будем считать, что вероятность потребности двух МТР1, которые «возможно понадобятся» для аварийной замены, высока – 80 %.

Таких «точек потребления» в компании множество, но в данном

дочернем обществе примем, что их 10 и потребности у них одинаковы.

Если исходить из формы работы «по заказам», общее количество к обеспечению службой снабжения – 40 МТР1, причем неважно, из запаса ли они поступят или их требуется закупить. То есть «сумма потребностей, сформированных для каждого из потребителей в отдельности», составляет 40 ед.

В действительности же с вероятностью 100 % потребуются не менее 20 ед.: это необходимая замена. Оставшиеся 20 ед. будут избыточными. Вопрос: насколько избыточными и сколько всего потребуется обеспечить?

Удовлетворение потребности в количестве 40 ед. означает, что одновременно на всех 10 «точках потребления» потребуются аварийная замена. Нужно понять, с какой вероятностью произойдет одновременное аварийное потребление в зависимости от числа потребителей.

С учетом того, что вероятности при сложении перемножаются, рассмотрим, с какой вероятностью это может произойти.

Итоговые значения приведены в таблице, из которой очевидно, что вероятность одновременно-го возникновения потребности в аварийной замене оборудования

для 10 «точек потребления» незначительна – менее 11 %.

Это значит, что подобное событие одновременно для 10 «точек потребления» может происходить не чаще чем раз в 9–10 мес. То есть, с точки зрения реальной деятельности, запас в 40 ед. будет избыточным.

Эмпирический (практический) опыт автора показывает, что в этом случае от 6 до 10 ед. не удовлетворяют потребность, а формируют неликвид – избыточный запас. «Совокупная потребность по множеству потребителей» составляет в данном примере 30–34 ед.

В реальности все значительно сложнее: различаются вероятности превышения, размеры превышения, причем не только по потребителям, но и по номенклатуре.

Особенно велик этот эффект будет при большом числе «точек потребления».

Поэтому для корректного определения реального объема потребности необходимо провести анализ потребления как минимум по наиболее затратным позициям МТР, – по «точкам потребления» раздельно, а также в совокупности [2, 4].

Кроме того, большую роль играют распределение запасов по уровням системы снабжения и географическое расположение складов снабжения потребителей [2].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ «КОРОТКОГО» АЛГОРИТМА ПЛАНИРОВАНИЯ ПОТРЕБНОСТИ К ЗАКУПКЕ [4]

Как правило, за нечастыми исключениями, в основном связанными с форс-мажорными обстоятельствами либо поставками сложного оборудования для крупных инвестиционных проектов, удовлетворение потребности производственных подразделений происходит из запаса.

При этом запас, позволяющий удовлетворить потребность, не планируется, учитывается только текущий запас.

Полный алгоритм планирования закупки:

- составление графика потребления;
- составление графика потребности в запасах, который позволит удовлетворить потребность;
- планирование пополнения запасов – поступления поставок на склад, с которого будут снабжаться потребители;
- планирование отгрузок поставщиками;
- составление графика операционных расходов (бюджетирование).

Использование этого алгоритма в особенности повышает точность управления при длинном плече планирования заказа – 2–3 мес и более, так как позволяет формировать прогноз запаса к поступлению очередной

поставки, что дает возможность предупреждать возникновение не только избыточного запаса, но и дефицита. Следствие использования «длинного алгоритма» – повышение точности и гибкости управления снабжением.

Методы прогнозирования и предупреждения возникновения неликвидов

Один из способов предупреждения неликвидов – это организация и внедрение учета ресурсов узлов, агрегатов под замену и т. п. [4].

Многие компании отрасли используют учет моточасов, но есть несколько нюансов:

- во-первых, ресурс далеко не всех МТР можно измерить моточасами, например срок службы трубы, крепежа (например, болтов, которыми крепится оборудование, подверженное нагрузкам) и другой довольно обширной номенклатуры МТР;
- во-вторых, срок службы может значительно меняться в зависимости от условий и режимов работы запасных частей, узлов и агрегатов.

Такие проекты занимают время, но дают значительный экономический эффект, поскольку позволяют снизить риски возникновения неликвидных и избыточных запасов, устраняя либо существенно снижая эффект их возникновения вследствие сразу нескольких причин. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Волгин В.В. Склад. Организация, управление, логистика. М.: ИТК «Дашков и К^о», 2006. 732 с.
2. Рыжиков Ю.И. Теория очередей и управление запасами. СПб.: Питер, 2001. 384 с.
3. Шиков В.О. Организация закупок сырья и полуфабрикатов на производственном предприятии // Бизнес-энциклопедия. Логистика. Управление потоками. СПб.: Деловой Петербург, 2007.
4. Шиков В.О. Управление снабжением производственных предприятий. Практические методы // Бизнес-энциклопедия. Логистика. Управление потоками. СПб.: Деловой Петербург, 2007.

REFERENCES

1. Volgin V.V. Warehouse. Organization, Management, Logistics. Moscow, Publishing and Trade Corporation "Dashkov and Co", 2006, 732 p. (In Russian)
2. Ryzhikov Yu.I. Theory of Queues and Stock Management. Saint Petersburg, Piter, 2001, 384 p. (In Russian)
3. Shikov V.O. Organization of Raw Material and Semi-Finished Product Procurement at a Production Facility. Business Encyclopedia: Logistics, Flow Management. Saint Petersburg, Business Petersburg, 2007. (In Russian)
4. Shikov V.O. Production Facility Supply Management. Practical Methods. Business Encyclopedia: Logistics, Flow Management. Saint Petersburg, Business Petersburg, 2007. (In Russian)

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

УДК 661.91; 006.05

Е.Б. Федорова, доцент, к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ),
fedorova.e@gubkin.ru

В.Я. Кершенбаум, профессор, д.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
tkaning@yandex.ru

Интерес к проблематике стандартизации в области сжиженного природного газа (СПГ) обусловлен интенсивным развитием этой отрасли энергетики и недостатком комплексных представлений об отечественной национальной базе стандартизации в сфере СПГ. Разработка эффективных путей импортозамещения требует повышенного внимания к вопросам стандартизации объектов производства, хранения, транспортирования и потребления СПГ. В статье проведен анализ состояния практики стандартизации в сфере СПГ в международных, зарубежных, национальных, отечественных и корпоративных системах. Показаны различные подходы к стандартизации в США, Канаде, Европе, Австралии и России. Авторы делают вывод о необходимости разработки комплекса взаимоувязанных общегосударственных стандартов на технологическое оборудование, проектирование, строительство, эксплуатацию, диагностику и ремонт различных производственных объектов индустрии СПГ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СПГ, ПРОИЗВОДСТВО СПГ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ, ГОСТ, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ.

Интерес к проблематике стандартизации в области СПГ обусловлен двумя важными причинами:

- интенсивным развитием этой сферы мировой энергетики, в том числе в России;
- острым дефицитом или практически полным отсутствием в отечественной практике комплексных представлений о собственной национальной базе стандартизации в области СПГ.

Сфера СПГ относится к категории высокотехнологичных производств и поэтому находится под угрозой санкций со стороны стран Запада. Не вызывает сомнений, что организация производства СПГ в России пойдет по пути локализации как наиболее оперативному направлению процесса импортозамещения, в связи с чем этапу стандартизации должно быть уделено первоочередное внимание. При этом следует учитывать, что стандарты должны носить характер ГОСТ Р или ГОСТ.

Как показал опыт, принцип гармонизации в формируемых отечественных стандартах зачастую носит упрощенный характер, т. е. значительная часть новых отечественных документов является идентичным воспроизведением зарубежной (международной) практики, в лучшем случае стандарты модифицируются, отличаясь от базовых документов незначительной, чисто «косметической» корректировкой. Подобный подход нельзя отнести к категории творческого совершенствования зарубежной практики, он нуждается:

- в четком следовании принципам Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а также ГОСТ Р 1.5 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения, изложения, оформления и обозначения»;
- тщательном учете температурно-климатических условий

России и состояния технологической базы отечественных предприятий.

Итак, в целом проблема формулируется как разработка эффективных путей импортозамещения в области СПГ (включая составляющую локализации), при этом важнейшим стартовым этапом является анализ состояния международной, в том числе отечественной, стандартизации и построение алгоритма формирования современной базы российских и межгосударственных стандартов в этой сфере.

Если рассматривать проблему создания проектов СПГ в России в имеющихся условиях, то можно выделить несколько последовательных этапов:

- 1) анализ современных общемировых баз построения стандартов, включая международные, региональные, национальные, зарубежные и отечественные практики. Классификация баз

Fedorova E.B., Associate Professor, Ph.D. in Engineering Science, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, RF), fedorova.e@gubkin.ru

Kershenbaum V.Ya., Professor, Doctor of Engineering Science, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), tkaning@yandex.ru

Analysis of the modern state of standardization in the field of liquefied natural gas

Interest in the problematics of standardization in the field of liquefied natural gas (LNG) is driven by an intensive development of this power industry branch and a lack of complex representations of the domestic national standardization base in the field of LNG. The development of effective import phase-out ways requires additional attention to standardizing LNG production, storage, transport and consumption facilities. The article analyses the LNG standardization practice in international, foreign, domestic, national and corporate systems. Different approaches to standardization in the USA, Canada, Europe, Australia and Russia are presented. The authors arrive at a conclusion that it is necessary to develop a set of interrelated nationwide standards for process equipment, design, construction, operation, diagnostics and repair of various LNG industrial facilities.

KEY WORDS: LIQUEFIED NATURAL GAS, LNG, LNG PRODUCTION, STANDARDIZATION, GOST, IMPORT PHASE-OUT.

стандартов различных систем по иерархическому принципу;

2) формирование с помощью принципов гармонизации современной базы отечественных стандартов (национальных и корпоративных);

3) анализ отдельных подсистем, оборудования, материалов и т. п., являющихся критическими с позиции эффективного функционирования систем в целом. Подобный анализ следует провести по всем этапам создания системы проектирования, конструирования, отработки технологии производства и т. п.;

4) критический анализ технических, технологических, кадрово-профессиональных составляющих наиболее продвинутых отечественных организаций, предприятий и производств с позиции представления их как базы локализации.

Заключительный этап реализации задач стандартизации, локализации производств способствует лишь решению проблемы импортозамещения, что не означает достижения уровня конкурентоспособности производства.

Темой настоящей работы является первый из перечисленных этапов, т. е. анализ состояния практики стандартизации в сфере СПГ в международных, зарубежных, национальных,

отечественных и корпоративных системах.

Все существующие в мире крупнотоннажные объекты производства СПГ спроектированы, построены и эксплуатируются в соответствии с американскими и европейскими стандартами. Это связано с тем, что первыми разработчиками технологических процессов производства и первыми строителями объектов СПГ являются американские и европейские компании, такие как Phillips Petroleum, Marathon Oil, Shell, Gaz de France и др. К объектам СПГ относятся заводы СПГ, в том числе и единственный пока в России завод на о-ве Сахалин, причалы

для загрузки-разгрузки газовых танкеров, приемные терминалы с резервуарами для хранения СПГ и испарительными установками.

В силу того что США являются «пионерами» в строительстве установок сжижения природного газа (с 1934 г.) и на их территории происходили самые тяжелые по последствиям для людей и сооружений аварии, наиболее «отработанными» стандартами являются американские. Сделав выводы из всех фатальных инцидентов, американские сообщества разработали стандарты, превратившие индустрию СПГ в одну из самых безопасных в мире отраслей энергетики.





Наиболее комплексно сферу производства СПГ охватывают следующие стандарты:

- NFPA 59A – Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) («Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа (СПГ)»), США [1];
- EN 1473 – Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations («Установки и оборудование для сжиженного природного газа. Проектирование наземных установок»), Европейский союз [2].

Объектами стандартизации являются установки и оборудование для производства, хранения, перекачки, выдачи и испарения СПГ, подготовка персонала установок СПГ, проектирование, размещение, строительство, техническое обслуживание и эксплуатация установок СПГ.

Стандарты NFPA разрабатываются американской Национальной ассоциацией противопожарной защиты (National Fire Protection Association – NFPA). Стандарт NFPA 59A (ANSI/NFPA 59A) – это наиболее полное комплексное собрание требований к наземным установкам производства СПГ. Он был впервые опубликован в 1967 г. В настоящее время действует редакция 2013 г.,

пока не вступит в силу редакция 2016 г.

Стандарт NFPA 59A состоит из 15 частей, включающих требования:

- к площадкам под строительство установок СПГ и их планировке;
- технологическому оборудованию;
- стационарным резервуарам для хранения СПГ;
- испарительным установкам;
- трубопроводным системам и их компонентам;
- контрольно-измерительным приборам, аппаратуре и электрическим сетям;
- перекачке СПГ и хладагентов;
- противопожарной защите и безопасности;
- малотоннажным установкам СПГ, использующим стационарные контейнеры ASME (контейнеры емкостью не более 379 м³ при суммарном объеме хранения СПГ не более 1060 м³);
- эксплуатации, техническому обслуживанию и подготовке персонала;
- оценке рисков, исходящих с территории завода СПГ, для окружающих.

Требования данного стандарта обязательны для выполнения всеми организациями и физиче-

скими лицами, вовлеченными в сферу СПГ.

Кроме того, в США установки СПГ подпадают под юрисдикцию Федерального закона (Code of Federal Regulations) 49 в части 193 «Установки сжиженного природного газа: Федеральный стандарт безопасности» (49 CFR, P. 193) [3]. Этим законом регламентируются требования безопасности к площадкам под строительство установок СПГ, проектированию и сооружению установок СПГ, технологическому оборудованию, его эксплуатации и техническому обслуживанию, квалификации и подготовке персонала, противопожарной защите.

Стандарт NFPA 59A базируется на целой группе стандартов на проектирование различных видов оборудования и практическом опыте ведения работ. Он включает ссылки на стандарты таких организаций, как:

- ACI – American Concrete Institute (Американский институт бетона) применительно к сооружениям из бетона;
- ALPEMA – Brazed Aluminium Plate-Fin Heat Exchanger Manufacturer's Association (Ассоциация изготовителей паяных ребристо-пластинчатых теплообменников);
- API – American Petroleum Institute (Американский институт нефти) применительно к трубопроводной запорной арматуре, большим сварным резервуарам низкого давления, резервуарам для охлажденных сжиженных газов, резервуарам для хранения сжиженных нефтяных газов;
- ASME – American Society of Mechanical Engineers (Американское общество инженеров-механиков) применительно к котлам и сосудам высокого давления, технологическим трубопроводам, криогенным трубопроводам, газораспределительным трубопроводным системам и др.

Стандарты Евросоюза (EN) принимаются Европейским комитетом по стандартизации (CEN)

и имеют статус национальных стандартов во всех странах, входящих в Евросоюз. Стандарт EN 1473 был разработан Техническим комитетом CEN и распространяется на заводы СПГ, приемные терминалы и установки для покрытия пикового спроса на газ. Он существует в трех официальных версиях: на английском, французском и немецком языках – и носит рекомендательный характер. При этом стандарты EN, на которые ссылается данный документ, являются обязательными для выполнения. Среди них:

- EN 809 Pumps and pump units for liquids — Common safety

requirements («Насосы и насосные установки для жидкостей – общие требования безопасности»);

- EN 1160 Installations and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas («Установки и оборудование для сжиженного природного газа – общие характеристики сжиженного природного газа»);

- EN 1474 Installation and equipment for liquefied natural gas – Design and testing of loading/unloading arms («Установки и оборудование для сжиженного природного газа – проектирование и испытания загрузочных/разгрузочных рукавов»);

- EN 1532 Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship to shore interface («Установки и оборудование для сжиженного природного газа – граница раздела «судно – берег») и др.

Помимо общеевропейских стандартов на территории отдельных государств, входящих в ЕС, могут действовать национальные стандарты на отдельные виды оборудования. Так, например, на газовые турбины в Великобритании существует стандарт BS ISO 14661 Thermal turbines for industrial applications (steam turbines, gas expansion turbines) – General requirements («Турбины тепловые промышленного применения (па-

Таблица 1. Национальные стандарты России [9]

Номер стандарта	Название стандарта
Проектирование и эксплуатация производственных комплексов СПГ	
ГОСТ Р 56352–2015, неполный аналог NFPA 59A (NEQ)	Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности
ГОСТ Р 55892–2013	Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования
ГОСТ Р 56400–2015	Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация морских терминалов сжиженного природного газа. Общие требования
Свойства СПГ	
ГОСТ Р 56835–2015	Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии
ГОСТ Р 56851–2016	Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств
ГОСТ Р 56719–2015	Газ горючий природный сжиженный. Отбор проб
Свойства СПГ в качестве топлива	
ГОСТ Р 56021–2014	Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия
Применение СПГ в качестве топлива на РЖД	
ГОСТ Р 56878–2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Требования к организации эксплуатации
ГОСТ Р 57026–2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Метод определения герметичности трубопроводов, соединений и затворной арматуры системы газоподготовки
ГОСТ Р 56286–2014	Локомотивы маневровые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
ГОСТ Р 56287–2014	Газотурбовозы магистральные грузовые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
Применение СПГ в качестве топлива на автотранспорте	
ГОСТ Р 56217–2014	Автомобильные транспортные средства, использующие газ в качестве моторного топлива. Общие технические требования к эксплуатации на сжиженном природном газе, техника безопасности и методы испытаний
ГОСТ Р 56218–2014	Автомобильные транспортные средства, работающие на сжиженном природном газе. Криогенные системы питания. Технические требования и методы испытаний

Таблица 2. СТО Газпром в области производства и потребления СПГ

Номер стандарта	Название стандарта
Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром»	
СТО Газпром 2-2.3-331–2009	Технические требования к проектированию, изготовлению и эксплуатации технологического оборудования емкостного и колонного типов с проектным сроком службы до 40 лет, работающего в неагрессивных средах
СТО Газпром 2-3.7-509–2010	Организация пусконаладочных работ оборудования портов, баз и терминалов морского базирования
СТО Газпром 2-3.5-510–2010	Установки и аппараты воздушного охлаждения газа
СТО Газпром 2-2.3-569–2011	Методическое руководство по расчету и анализу рисков при эксплуатации объектов производства, хранения и морской транспортировки сжиженного и сжатого природного газа
СТО Газпром 2-6.2-672–2012	Электрооборудование объектов морского базирования. Силовые трансформаторы и трансформаторные подстанции. Общие технические требования
СТО Газпром 2-1.15-680–2012	Автоматизированные системы управления производственно-технологическими комплексами объектов ОАО «Газпром». Транспортировка, добыча, хранение, переработка углеводородов. Технические требования
СТО Газпром 2-3.6-701–2013	Криогенные автомобильные газозаправочные станции. Общие технические требования
СТО Газпром 2-3.5-748–2013	Турбодетандерные агрегаты. Типовые технические требования
СТО Газпром 2-1.15-749–2013	Автоматизированные системы управления объектами энергообеспечения. Классификатор энергооборудования и сигналов информационного обмена
СТО Газпром 2-1.11-832–2014	Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом
СТО Газпром 2-2.1-947–2015	Объекты газоснабжения сжиженным природным газом. Общие требования к проектированию
Система норм и нормативов расхода ресурсов, использования оборудования и формирования производственных запасов ПАО «Газпром»	
СТО Газпром 3.2-3-022–2011	Методика определения норм и нормативного расхода химреагентов, адсорбентов и катализаторов на перерабатывающих объектах ОАО «Газпром»
Р Газпром 3.0-4-037–2014	Методика нормирования потребления электроэнергии на собственные и технологические нужды на объектах переработки газа
Другие документы Системы стандартизации ПАО «Газпром»	
СТО Газпром 041–2008	Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения
Р Газпром 123–2013	Рекомендации по выбору варианта газификации потребителей

ровые турбины, газовые турбины со ступенями давления). Общие требования», а в Германии – стандарт DIN 4342 Gas turbines; standard reference conditions, standard power and performance data («Турбины газовые. Стандартные условия эксплуатации, стандартная мощность и эксплуатационные данные») [4].

В Канаде установки СПГ проектируются, строятся и эксплуатируются в соответствии с CAN/CSA-Z276-15 – Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage and Handling («Сжиженный природный газ (СПГ) – производство,

хранение и перекачка») [5]. Стандарт разработан Ассоциацией стандартов Канады; полностью идентичен американскому стандарту NFPA 59A. При этом Канада имеет собственные стандарты на отдельные виды оборудования, например CSA C22.1 Canadian Electrical Code («Электротехнический стандарт Канады»), CSA B51-14 Boiler, Pressure Vessel and Pressure Piping Code («Котлы, сосуды и трубопроводы под давлением»), CSA B52 Mechanical Refrigeration Code («Механическое холодильное оборудование») и др.

В Австралии, занимающей одно из ведущих мест в мире по производству СПГ, при проектировании, изготовлении оборудования и строительстве заводов СПГ руководствуются как собственными стандартами, такими как AS 3961 The storage and handling of liquefied natural gas («Хранение и перекачка сжиженного природного газа») [6], AS 5601 Gas installations («Газовые установки») и др., так и американскими NFPA 59A, NFPA 30, NFPA 58, API 620, ASME VIII и др.

Существующие стандарты ISO, как правило, охватывают отдель-

ные виды оборудования и материалов, их эксплуатацию, контроль и испытания. Исключением является еще не утвержденный стандарт ISO/AWI 20257, определяющий требования к проектированию морских установок – плавучим комплексам производства и хранения СПГ [7].

Объекты морской транспортировки СПГ (танкеры СПГ, причалы для швартовки танкеров, оборудование для загрузки (отгрузки) СПГ в танкеры) подчиняются международным стандартам, которые разрабатываются такими организациями, как:

- SIGTTO – Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (Международное общество операторов газовых танкеров и терминалов) [8];

- IMO – International Maritime Organization (Международная морская организация);

- OCIMF – Oil Companies International Marine Forum (Международная организация нефтяных компаний, занимающихся морской транспортировкой углеводородов).

Развитие индустрии СПГ в России невозможно без создания системы взаимоувязанных стандартов, начиная от общих требований к индустрии в целом и заканчивая требованиями к проектированию, производству, испытаниям и эксплуатации отдельных видов оборудования.

В настоящее время рядом организаций, таких как ФГБУ «ВНИИПО МЧС России», ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ», ДОО ЦКБН ПАО «Газпром» и др., ведется активная работа по разработке отечественных нормативных документов в области производства и применения СПГ (табл. 1). Анализ утвержденных стандартов показывает, что первые три нормативных документа (поз. 1–3) относятся к общим стандартам на проектирование и эксплуатацию производственных установок в области СПГ, причем охватывают все три производственные сферы: крупнотоннажное наземное производство, малотоннажное наземное

производство и морские установки производства и регазификации СПГ.

Так, в 2015 г. был утвержден ГОСТ Р 56352–2015 «Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности». Данный стандарт является неполным аналогом американского NFPA 59A (NEQ) и содержит требования к комплексам СПГ (КСПГ) в целом, установкам по производству СПГ, системам контроля и автоматизации, связи и сигнализации КСПГ, инженерным системам КСПГ, строительству КСПГ, его эксплуатации и ремонту, охране труда и окружающей среды, а также к подготовке персонала. Данный ГОСТ Р содержит гораздо меньше ссылок на вспомогательные стандарты, чем его американский аналог. К тому же нормативные ссылки включают стандарты 1976, 1987, 1988 гг., что явно не соответствует современному уровню развития технического регулирования.

В отдельный ГОСТ Р 55892–2013 выделены объекты малотоннажного производства и потребления СПГ. Данный стандарт «устанавливает общие требования к проектированию, строитель-

ству, монтажу, реконструкции и эксплуатации» малотоннажных установок с суммарной массой хранения СПГ не более 200 т в резервуарах объемом не более 260 м³, давление в которых не превышает 0,8 МПа.

ГОСТ Р 56400–2015 распространяется на объекты морского базирования: плавучие заводы СПГ и стационарные заводы СПГ с основанием гравитационного типа, а также плавучие регазификационные терминалы.

Остальные ГОСТ Р (табл. 1, поз. 4–13) затрагивают свойства и применение СПГ в качестве топлива на железнодорожном и автотранспорте.

В настоящее время в разработке также находится один из основных регулирующих документов. Это Свод правил (СП) «Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности».

Если сравнивать российскую и зарубежные базы стандартов в области СПГ, становится очевидным отсутствие необходимых стандартов на технологическое оборудование, его испытания, эксплуатацию и ремонт. Особенно это касается спирально-





витых и ребристо-пластинчатых криогенных теплообменников, стендеров для перекачки СПГ в порту, криогенных насосов и др. Частично вопросы технического регулирования решаются за счет СТО Газпром (табл. 2), но этого недостаточно.

Следует отметить, что в табл. 2 данной статьи не вошли документы Системы стандартизации ПАО «Газпром», касающиеся использования СПГ в качестве топлива на транспорте и топливных автомобильных систем.

Как показал общий анализ содержания приведенных в таблице СТО Газпром, все они носят вспомогательный характер при проектировании объектов производства СПГ. Только два документа из табл. 2 распространяются на технологическое оборудование: это СТО Газпром 2-3.5-510–2010 «Установки и аппараты воздушного

охлаждения газа» и СТО Газпром 2-3.5-748–2013 «Турбодетандерные агрегаты. Типовые технические требования».

Однако в России производством СПГ занимается не только ПАО «Газпром». Какими нормативными документами пользуются и будут пользоваться «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» или более мелкие российские компании?

Становится очевидной необходимость разработки комплекса взаимоувязанных общегосударственных стандартов на технологическое оборудование, проектирование, строительство, эксплуатацию, диагностику и ремонт различных производственных объектов индустрии СПГ. А вопросы импортозамещения ключевого технологического оборудования требуют безотлагательного решения вопросов стандартизации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. NFPA 59A: Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards?mode=code&code=59a> (дата обращения: 10.11.2016).
2. BS EN 1473:2016 Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030297214> (дата обращения: 10.11.2016).
3. U.S. DOT, 49 CFR Part 193: Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.phmsa.dot.gov/staticfiles/PHMSA/DownloadableFiles/Files/Jurisdiction_49_CFR_Part_193.pdf (дата обращения: 10.11.2016).
4. Официальный сайт ФГУП «Стандартинформ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gostinfo.ru> (дата обращения: 15.10.2016).
5. CAN/CSA-Z276-15 – Liquefied natural gas (LNG) – Production, storage, and handling [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://shop.csa.ca/en/canada/petroleum-and-natural-gas-industry-systems/can/CSA-Z276-15/inv/27014702015> (дата обращения: 10.11.2016).
6. AS 3961: The storage and handling of liquefied natural gas [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.saiglobal.com/shop/script/Details.asp?DocN=AS0733766161AT> (дата обращения: 12.11.2016).
7. Каталог стандартов ИСО [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.iso.org/iso/ru/home/store/catalogue_ics.htm (дата обращения: 24.04.2016).
8. Официальный сайт The Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sigtto.org/publications/publications-and-downloads> (дата обращения: 24.04.2016).
9. ГОСТ Эксперт. Единая база ГОСТов РФ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://gostexpert.ru> (дата обращения: 14.11.2016).

REFERENCES

1. NFPA 59A: Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). Access mode: <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards?mode=code&code=59a> (Access date: 10.11.2016).
2. BS EN 1473:2016 Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations. Access mode: <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030297214> (Access date: 10.11.2016).
3. U.S. DOT, 49 CFR Part 193: Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards. Access mode: http://www.phmsa.dot.gov/staticfiles/PHMSA/DownloadableFiles/Files/Jurisdiction_49_CFR_Part_193.pdf (Access date: 10.11.2016).
4. Official Web-Site of Federal State Unitary Enterprise "Standartinform". Access mode: <http://www.gostinfo.ru> (Access date: October 15, 2016). (In Russian)
5. CAN/CSA-Z276-15 – Liquefied natural gas (LNG) – Production, storage, and handling. Access mode: <http://shop.csa.ca/en/canada/petroleum-and-natural-gas-industry-systems/can/CSA-Z276-15/inv/27014702015> (Access date: 10.11.2016).
6. AS 3961: The storage and handling of liquefied natural gas. Access mode: <https://www.saiglobal.com/shop/script/Details.asp?DocN=AS0733766161AT> (Access date: 12.11.2016).
7. ISO Catalogue. Access mode: http://www.iso.org/iso/ru/home/store/catalogue_ics.htm (Access date: April 24, 2016). (In Russian)
8. Official Web-Site of The Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO). Access mode: <http://www.sigtto.org/publications/publications-and-downloads> (Access date: April 24, 2016).
9. GOST Expert. Single Base of GOST of the Russian Federation. Access mode: <http://gostexpert.ru> (Access date: November 14, 2016). (In Russian)

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ЭКСПОРТНЫХ КОРИДОРОВ

УДК 622.691.4

А.Г. Ишков, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)
И.А. Яценко, ПАО «Газпром»
К.В. Романов, ПАО «Газпром»
Н.Б. Пыстина, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ)
Г.А. Хворов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Г.С. Аكوпова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
М.В. Юмашев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
Е.В. Косолапова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года и Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» приоритетным направлением в деятельности ПАО «Газпром» является реализация высокоэффективных энергосберегающих проектов, обеспечивающих повышение эффективности использования энергоресурсов в транспорте газа по экспортным коридорам Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России потребителям Европейского союза. Важным направлением деятельности при этом являются определение и оценка уровня «углеродного следа». В статье представлена методология оценки уровня эффективности функционирования экспортных коридоров ЕСГ России, на основании которой получены практические результаты, свидетельствующие о снижении удельного расхода газа на собственные технологические нужды анализируемых коридоров на 3,4 % в год и подтверждающие сравнимый с европейскими системами «углеродный след» на современном уровне функционирования ГТС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ТРАНСПОРТ ГАЗА, ЭКСПОРТНЫЙ КОРИДОР, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЕСГ, ПОКАЗАТЕЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ, СОБСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ.

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года и Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» одним из стратегических ориентиров долгосрочной государственной энергетической политики России является повышение энергетической эффективности экономического комплекса страны на основе внедрения экологически чистых и ресурсосберегающих технологий и реализации инновационных высокоэффективных энергосберегающих проектов.

Приоритетным направлением в деятельности ПАО «Газпром» является повышение эффективности использования энергоресурсов (природного газа, электрической и тепловой энергии) во всех видах деятельности – добыче газа, конденсата и нефти, транспортировке и подземном хранении природного газа, переработке углеводородного сырья, распределении газа потребителям.

Целевая направленность на реализацию инновационных высокоэффективных энергосберегающих технологий в компании существовала всегда. Следует упомянуть Приказ ОАО «Газпром» от 9 октября 2000 г. № 77 «Об организации работ по энергосбере-

жению в ОАО «Газпром», затем Концепцию энергосбережения ОАО «Газпром» на период 2001–2010 гг. Современное развитие компании отражено в Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг.

В соответствии с Концепцией энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. потенциал энергосбережения в ПАО «Газпром» на период до 2020 г. оценен в 28,2 млн т у. т. (от уровня 2010 г.). Целевыми показателями энергоэффективности производственно-технологических процессов в ПАО «Газпром» на период 2010–

Ishkov A.G., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF)
Yatsenko I.A., Gazprom PJSC
Romanov K.V., Gazprom PJSC
Pystina N.B., Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, RF)
Khvorov G.A., Gazprom VNIIGAZ LLC
Akopova G.S., Gazprom VNIIGAZ LLC
Yumashev M.V., Gazprom VNIIGAZ LLC
Kosolapova E.V., Gazprom VNIIGAZ LLC

Increasing the energy efficiency of gas transportation as exemplified by export corridors

Pursuant to the Energy Strategy of Russia for the period until 2030 and Federal Law as of November 23, 2009 No. 261-FZ "On Energy Saving and Increasing Energy Efficiency and Making Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation", Gazprom PJSC's priority is the implementation of high-efficiency energy saving projects that ensure the increase of energy resource transport efficiency via export corridors of the Unified Gas Supply System (UGSS) of Russia to the European Union's consumers. An important aspect of this activity is the establishment and assessment of the carbon foot print level. The articles presents a methodology to assess the performance efficiency of export corridors of the UGSS of Russia, and based upon this methodology, we have received practical results that evidence a decline in the gas flow rate with regard to in-house process needs of the analyzed corridors by 3.4 per annum and that confirm that the carbon foot print at the modern stage of the gas transport network is comparable with European systems.

KEY WORDS: ENERGY EFFICIENCY, GAS TRANSPORT, EXPORT CORRIDOR, ENERGY SAVING, UGSS, ENERGY EFFICIENCY INDICATOR, IN-HOUSE PROCESS NEEDS.

2020 гг. являются снижение удельных расходов природного газа на собственные технологические нужды (СТН) и потерь в основных видах деятельности Общества не менее чем на 11,4 %, сокращение выбросов парниковых газов не менее чем на 48,6 млн т CO₂-эквивалента. Основными задачами энергосберегающей политики компании, определенными Концепцией энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг., являются повышение энергоэффективности дочерних обществ (ДО) и организаций ПАО «Газпром» на основе применения инновационных технологий и оборудования и снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

Для достижения установленных целевых показателей в ПАО «Газпром» ведется систематическая работа по повышению эффективности расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за счет внедрения высокоэффективных энергосберегающих технологий во всех видах деятельности Общества. Поскольку наибольшее количество энергоресурсов (примерно 75,6 %)

расходуется в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром», приоритетным направлением является повышение энергоэффективности транспортировки газа.

На рис. 1 приведена динамика $I_{\text{СТН}}$ – индекса удельного расхода газа на СТН магистрального транспорта газа ПАО «Газпром», характеризующего тенденции изменения энергоемкости технологического процесса транспортировки газа за период 2004–2015 гг.

Индекс удельного расхода газа на СТН рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{СТН}} = 100 \cdot \frac{E_{\text{СТН}(n+1)}}{E_{\text{СТН}(n)}}, \% \quad (1)$$

где $E_{\text{СТН}(n+1)}$ – значение показателя удельного расхода газа на СТН за $(n + 1)$ -й год; $E_{\text{СТН}(n)}$ – значение показателя удельного расхода газа на СТН за предшествующий n -й год. В качестве базового года выбран 2004 г., для которого показатель энергоемкости принят за 100 %. За период с 2004 по

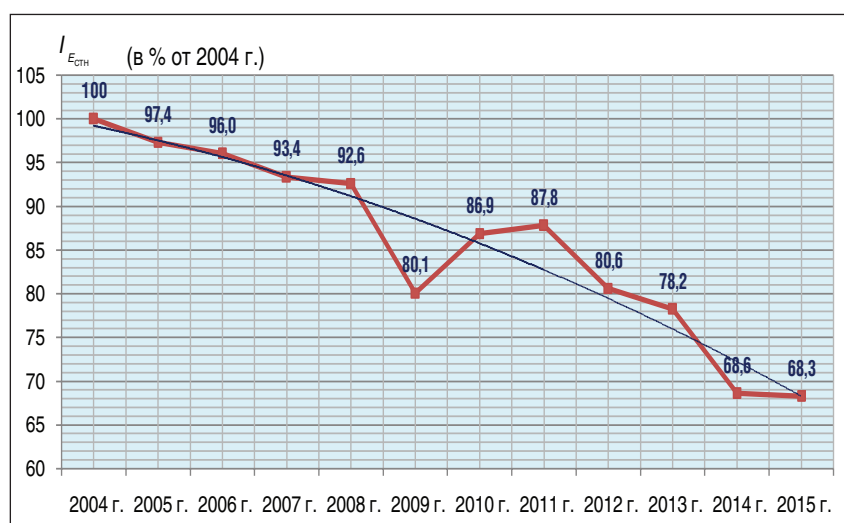


Рис. 1. Динамика индекса удельного расхода газа на СТН магистрального транспорта газа ПАО «Газпром»

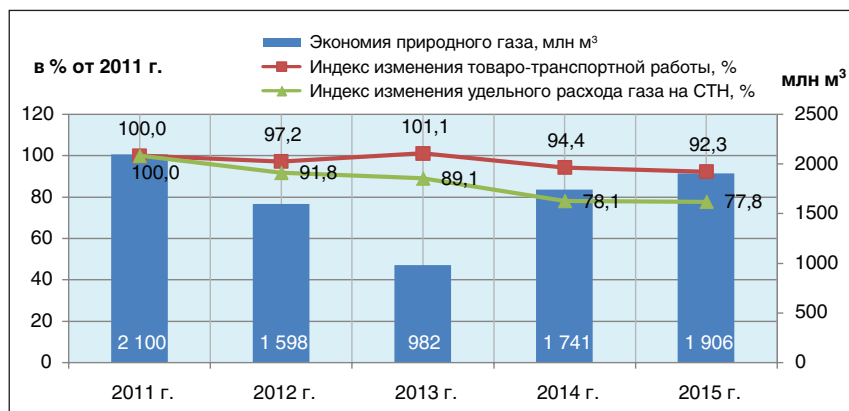


Рис. 2. График индекса изменения удельного расхода газа на СТН газотранспортных организаций ПАО «Газпром»

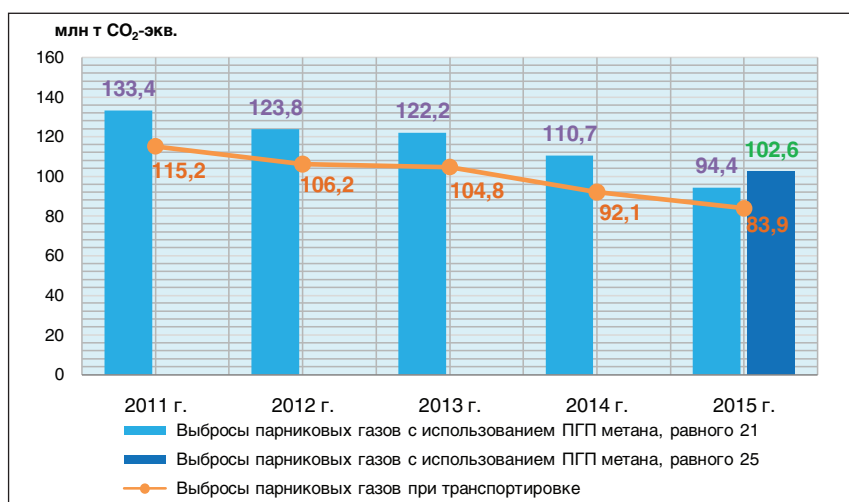


Рис. 3. Динамика валовых выбросов парниковых газов в ПАО «Газпром» в 2011–2015 гг.

2015 г. темпы снижения показателя составили в среднем около 2,9 % в год.

В качестве показателя, характеризующего эффективность расхода газа на транспортировку природного газа газотранспортной системы (ГТС) ЕСГ, в том числе для экспортных коридоров, используется $E_{СТН}$ – удельный расход газа на СТН:

$$E_{СТН} = 10^3 \frac{Q_{СТН}}{A_{ТТР}}, \text{ м}^3/\text{млн м}^3 \cdot \text{км}, \quad (2)$$

$$A_{ТТР} = \sum_{i=1}^n (Q_i L_i), \text{ млрд м}^3 \cdot \text{км}, \quad (3)$$

где $Q_{СТН}$ – расход газа на СТН, млн м³; $A_{ТТР}$ – товаро-транспортная работа (ТТР), млрд м³·км; Q_i – объем газа, транспортируемого по i -му участку, млрд м³; L_i – длина i -го участка, км.

Приведенная динамика индекса удельного расхода газа на СТН для магистрального транспорта свидетельствует о наличии тенденции к снижению энергоемкости транспортировки природного газа в ПАО «Газпром» (повышении эффективности использования газа в качестве энергоресурса).

Основными факторами, влияющими на энергоемкость транспортировки природного газа ГТС, являются:

- изменение уровня загрузки газопроводов;
- изменение технического состояния технологического оборудования ГТС, обусловленное износом;
- проведение планово-предупредительных ремонтных работ

на линейной части газопроводов и в компрессорных цехах (КЦ);

- новое строительство газопроводов, реконструкция технологического оборудования компрессорных станций и линейной части газопроводов;

- реализация энергосберегающих мероприятий при эксплуатации технологического оборудования.

На рис. 2 приведен график индекса изменения удельного расхода газа на СТН газотранспортных организаций ПАО «Газпром» за последние пять лет и графики индекса изменения ТТР и величины экономии природного газа за этот период. Из графика видно, что удельный расход газа на СТН снизился (в 2015 г. – на 22,2 %). Основными факторами снижения энергоемкости процесса транспортировки газа являлись уменьшение загрузки газопроводов (в 2015 г. – на 7,7 %) и экономия природного газа (в 2015 г. – 1,9 млрд м³).

Повышение энергоэффективности функционирования ЕСГ при выполнении транспортных задач одновременно обеспечивает снижение техногенной нагрузки на окружающую среду, в том числе сокращение «углеродного следа» (выбросов парниковых газов). Динамика изменения величины валовых выбросов парниковых газов при транспортировке природного газа ПАО «Газпром» в 2011–2015 гг. приведена на рис. 3.

Анализ динамики валовых выбросов парниковых газов на объектах ПАО «Газпром» показывает, что диапазон изменения находится в интервале от 133,4 млн т CO₂-экв. (2011 г.) до 102,6 млн т (2015 г.). При этом в 2015 г. уровень выбросов парниковых газов на 14,7 % ниже показателя 2014 г., и объективно видна тенденция к снижению. Основная доля выбросов парниковых газов (более 80 %) приходится на объекты транспорта газа (рис. 3).

На рис. 4 представлена динамика удельных выбросов CO₂-экв.

(на ТТР) при транспортировке газа.

Комплексный анализ графиков динамики показателя удельного расхода газа на СТН ГТС (рис. 1) и удельных выбросов парниковых газов в транспорте газа (рис. 4) однозначно подтверждает закономерность корреляции процесса повышения энергоэффективности ГТС с одновременным сокращением валовых выбросов парниковых газов. В 2011–2015 гг. снижение выбросов загрязняющих веществ Группой «Газпром» составило: углеводородов – 60,27 тыс. т, оксида углерода – 153,56 тыс. т, оксидов азота – 86,34 тыс. т, прочих загрязняющих веществ – 60,98 тыс. т [1].

В ходе выполнения контрактных обязательств со стороны ПАО «Газпром» перед Европейским союзом по обеспечению заданного уровня транспортных поставок природного газа по экспортным коридорам в Западную Европу возник вопрос о тенденциях «углеродного следа». Учитывая заинтересованность наших европейских партнеров в стремлении к объективному анализу реальной ситуации с уровнем «углеродного следа» природного газа, экспортируемого ПАО «Газпром» в страны ЕС, были проведены исследования по количественной оценке эмиссии парниковых газов на всех этапах жизненного цикла при транспортировке природного газа (от добычи до газоизмерительных станций на границе).

Целью исследования является оценка величины эмиссии парниковых газов на основе анализа информационных данных по технологическим процессам функционирования экспортных газотранспортных коридоров с последующим проведением оценки уровня их энергоэффективности.

Для выполнения расчетно-аналитической части данного исследования потребовалось оценить:

- объемы природного газа, транспортируемого потребителям

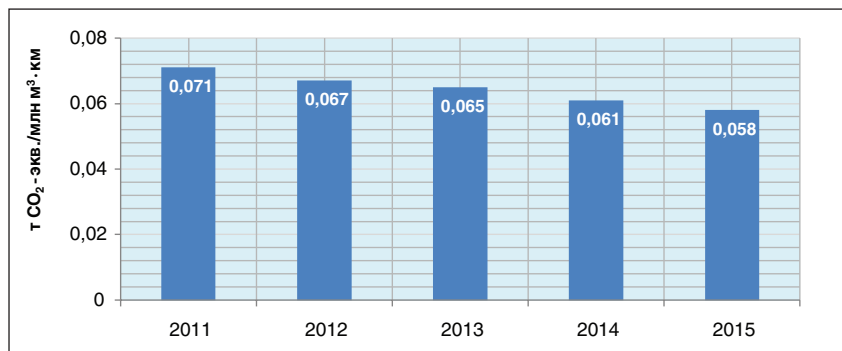


Рис. 4. Динамика удельных выбросов CO₂-экв. при транспортировке газа

в Западную Европу по экспортным коридорам ЕСГ;

- количество исходного газа в трубопроводе экспортного коридора ЕСГ;
- уровень расхода природного газа на СТН при транспортировке природного газа по экспортным коридорам ЕСГ;
- показатели энергоэффективности технологических процессов и объектов по экспортным коридорам;
- уровень выбросов парниковых газов: метана и диоксида углерода при транспортировке природного газа по экспортным коридорам ЕСГ.

Под эту стохастическую тенденцию подпадают основные экспортные газотранспортные коридоры: через Украину (газоизмерительная станция (ГИС) «Суджа»), Белоруссию (ГИС «Кондратки»), Балтийское море (ГИС «Портовая»).

Оценка количества природного газа, транспортированного по-

требителям в Западную Европу на заданном временном интервале, осуществлялась на основе показаний ГИС, установленных в соответствующих координатных точках: Суджа, Кондратки, Портовая.

Для определения объема товарного газа, поступающего в трубопровод экспортного коридора ЕСГ от газодобывающих организаций, выбран надежный показатель: $Q_{тр}^{эк}$ – фактические величины объема природного газа, транспортируемого в Европу, по данным ГИС (табл. 1).

Зная расход природного газа на транспортировку, можно оценить объем исходного газа $\bar{Q}_{исх}^{эк}$ в трубопроводе экспортного коридора ЕСГ:

$$\bar{Q}_{исх}^{эк} = Q_{тр}^{эк} + 10^{-3}(\bar{Q}_{стн}^{эк} + \bar{Q}_{тп}^{эк}),$$

млрд м³, (4)

где $\bar{Q}_{стн}^{эк}$ – объем газа, расходуемого на СТН при транспортировке газа по экспортному коридору,





млн м³; $\bar{Q}_{\text{тп}}^{\text{эк}}$ – объем технологических потерь газа по экспортному коридору, млн м³.

Функционирование технологических объектов экспортных коридоров ЕСГ осуществляется в составе единой цепочки, состоящей из КЦ, линейной части, газораспределительных станций (ГРС) и ГИС. Статистическая информация, характеризующая режимы функционирования КЦ при транспортировке природного газа, а также затраты энергоресурсов на их функционирование, формируется на основе корпоративной отчетности ПАО «Газпром» на уровне газотранспортных организаций. Данные по экспортным коридорам (кроме $Q_{\text{тр}}^{\text{эк}}$)

были рассчитаны на основе выборки фактических данных по газотранспортным организациям, осуществляющим транспортировку газа в Западную Европу.

Для решения конечной задачи по оценке «углеродного следа» природного газа (на всех этапах жизненного цикла от добычи до передачи его через ГИС европейским потребителям) следует из структуры расхода газа на собственные технологические нужды выделить газ, используемый в качестве топлива газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинными двигателями, в котельных для получения тепла, на электростанциях с газотурбинными двигателями, в других технологических

операциях (например, при подогреве топливного газа в КЦ), и газ для проведения технологических операций на КС, линейной части, ГРС, ГИС и стравливаемый в атмосферу без сжигания:

$$Q_{\text{СТН}} = Q_{\text{топл}} + Q_{\text{выбр}} \quad (5)$$

где $Q_{\text{топл}}$ – расход природного газа в качестве топлива; $Q_{\text{выбр}}$ – объем природного газа, стравливаемого в атмосферу при регламентных операциях без сжигания.

Оценка расхода природного газа на СТН при транспортировке товарного газа по экспортным коридорам ЕСГ через Украину (ГИС «Суджа»), Белоруссию (ГИС «Кондратки») и «Северный поток» (ГИС «Портовая») осуществлялась по формуле:

$$\bar{Q}_{\text{СТН}_j}^{\text{эк}} = \bar{E}_{\text{СТН}_j}^{\text{эк}} \bar{A}_{\text{ТТР}_j}^{\text{эк}}, \text{ млн м}^3, \quad (6)$$

где $\bar{E}_{\text{СТН}_j}^{\text{эк}}$ – удельный расход газа на СТН для экспортного коридора Северо-Европейского газопровода в j -м году, м³/млн м³·км; $\bar{A}_{\text{ТТР}_j}^{\text{эк}}$ – ТТР для экспортного коридора в j -м году, млрд м³·км.

Для экспортных газотранспортных коридоров при оценке удельного расхода газа на СТН (ГИС «Кондратки», ГИС «Суджа») были использованы фактиче-

Таблица 1. Оценка показателей, характеризующих «углеродный след» по экспортным газотранспортным коридорам в 2012–2015 гг.

Показатель	Газопроводы «Уренгой – Ужгород», «Елец – Кременчуг – Кривой Рог», «Прогресс» (Украина) (ГИС «Суджа»)				Газопровод «Ямал – Европа» (Белоруссия) (ГИС «Кондратки»)				Газопровод «Северо-Европейский» (ГИС «Портовая»)			
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Расход газа на СТН, млн м ³	6792	6569	3714	3800	3718	4337	3469	3206	881	1581	2259	2447
Объем газа, стравливаемого в атмосферу, млн м ³ , в том числе:												
технологические потери, млн м ³	34,0	33,7	23,2	24,0	15,7	18,7	18,7	18,3	6,4	12,8	19,2	21,1
организованные выбросы, млн м ³	177,6	147,3	101,3	117,7	88,3	130,5	112,3	103,7	14,8	45,9	60,0	48,8
Выбросы метана от транспортируемого газа по экспортным коридорам, %	0,336	0,290	0,290	0,319	0,358	0,430	0,378	0,359	0,179	0,247	0,223	0,179

Таблица 2. Уровни достижения энергосберегающих и экологических целей в ПАО «Газпром» в 2015 г.

Энергосберегающие и экологические цели	Исполнители	Уровень достижения целей по отношению к базовому 2011 г.
Снижение удельного потребления природного газа на СТН	Газотранспортные организации	На 22,2 %
Снижение выбросов метана в атмосферу при выполнении ремонтных работ на ГТС	Газотранспортные организации	На 5 %
Снижение удельных выбросов оксидов азота при компримировании природного газа в КЦ	Газотранспортные организации	На 15 %
Снижение платы за сверхнормативное воздействие как интегральный показатель негативного воздействия на окружающую среду	Все ДО и организации	На 54,7 %
Снижение сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод в поверхностные водные объекты	Все ДО и организации	На 23,9 %
Снижение доли отходов, направляемых на захоронение	Все ДО и организации	На 18 %

ские данные газотранспортных организаций ПАО «Газпром», выполняющих основную часть ТТР по этим коридорам. Показатель удельного расхода ТЭР экспортного коридора от КС «Байдарацкая» до КС «Портовая» в 2015 г. составил 22,47 м³/млн м³·км, что на 6 % меньше, чем средняя величина по «старым» коридорам. Поскольку этот газопровод работает не на проектом режиме, имеется резерв перевода его энергоэффективности на более высокий уровень. Оценка расхода газа на СТН по экспортным коридорам, рассчитанная по формуле (6), приведена в табл. 1.

Следующим этапом исследования было определение уровня технологических потерь природного газа при его транспортировке по экспортным коридорам ЕСГ, которые включают: сраствливание газа при эксплуатации силовых пневмоприводов кранов, при работе пневморегуляторов, пневмоустройств на газе, при проверке работоспособности предохранительных клапанов, при продувке дренажей и импульсных линий отбора газа на датчики давления и перепада давления; потери газа, обусловленные утечками.

Для оценки технологических потерь газа по экспортным газотранспортным коридорам

использовался показатель $k_{\text{тп}}$, рассчитанный по формуле:

$$k_{\text{тп}} = \frac{Q_{\text{тп}}^{\Sigma}}{Q_{\text{тр}}^{\Sigma}}, \quad (7)$$

где $Q_{\text{тп}}^{\Sigma}$ – суммарные технологические потери газа в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром», млн м³; $Q_{\text{тр}}^{\Sigma}$ – суммарный объем газа, транспортируемый по ГТС ПАО «Газпром», млн м³.

Оценка величины технологических потерь газа на экспортных коридорах $\bar{Q}_{\text{тп}}^{\text{эк}}$ с учетом коэффициента $k_{\text{тп}}$ выполнена по формуле:

$$\bar{Q}_{\text{тп}}^{\text{эк}} = 10^{-3} k_{\text{тп}} Q_{\text{тр}}^{\text{эк}}, \text{ млн м}^3, \quad (8)$$

где $k_{\text{тп}}$ принимается равным $5,4 \cdot 10^{-4}$.

Оценка объемов выбросов газа (из организованных источников и выбросов загрязняющих веществ, за исключением выбросов, связанных с потерями газа) в атмосферу $Q_{\text{выбр}}^{\text{эк}}$ на экспортных газотранспортных коридорах осуществляется аналогично оценке технологических потерь газа. Для этого рассчитывается показатель $k_{\text{выбр}/i}$ для i -й газотранспортной организации по формуле:

$$k_{\text{выбр}/i} = \frac{Q_{\text{выбр}/i}}{Q_{\text{тр}/i}}, \quad (9)$$

где $Q_{\text{выбр}/i}$ – фактические объемы выбросов газа в i -й газотранспорт-

ной организации ПАО «Газпром», млн м³; $Q_{\text{тр}/i}$ – фактический объем газа, транспортируемый i -й газотранспортной организацией ПАО «Газпром», млн м³.

Оценка количества газа, сраствливаемого в атмосферу без сжигания, для экспортного газотранспортного коридора $\bar{Q}_{\text{выбр}/i}^{\text{эк}}$ выполнялась по формуле:

$$\bar{Q}_{\text{выбр}/i}^{\text{эк}} = \sum (k_{\text{выбр}/i} Q_{\text{тр}/i}^{\text{эк}}), \text{ млн м}^3. \quad (10)$$

Данные по количеству газа, сраствливаемого в атмосферу без сжигания, для экспортных газотранспортных коридоров также приведены в табл. 1.

Уровни достижения энергосберегающих и экологических целей в ПАО «Газпром» в 2015 г. приведены в табл. 2.

Выполненная оценка уровня энергоэффективности экспортных коридоров ЕСГ России подтверждает, что в ПАО «Газпром» успешно и целенаправленно реализуются политика энергосбережения и экологическая политика, обеспечивающие снижение энергоемкости и выбросов парниковых газов в атмосферу при транспортировке западным потребителям. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 гг.

REFERENCES

1. Environmental Report of Gazprom PJSC for 2011, 2012, 2013, 2014, 2015. (In Russian)



Московский Международный Центр Перевода

Сертифицировано **TUV NORD**
Успех в традиции

27 лет репутации

102 языка мира

19 видов услуг

Компания с 27-летней историей оказывает 19 видов услуг заказчикам из всех отраслей бизнеса и личной сферы, как в России, так и по всему миру.

Корпус опытных специалистов осуществляет научный, художественный, нотариальный, синхронный и другие виды перевода со 102 языков.

Наши преимущества:

- * строгое соблюдение сроков исполнения*
- * удобство взаимодействия*
- * соблюдение законодательства*
- * ответственность за качество услуги*
- * расширенный гарантийный срок*
- * решение сложных задач*
- * индивидуальный подход*

Адрес:

101000, РФ, г. Москва, Бобров пер.,
д. 6, стр. 3, 2-й этаж (ст. м. "Чистые пруды")
ПН-ЧТ 8:30–19:00; ПТ 8:30–18:00
СБ-ВС: выходные

Телефон:

8-800-100-15-70

www.mmcp.ru

Официальный переводчик журнала
«Газовая промышленность»



г. Санкт-Петербург, 10–14 апреля 2017 г.

Заседание Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр

Обзор тем:

подземное хранение газа (ПХГ)

капитальный ремонт скважин
ПХГ (оборудование, средства
технологии и материалы)

передовые технологии и разработки
в области бурения скважин ПХГ

геофизическое исследование
скважин

Контакты организаторов:

+7 495 240-54-57 | ermakova@neftegas.info | www.neftegas.info

Информационные партнеры:

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**



**Отраслевое совещание руководителей
подразделений защиты от коррозии
организаций группы «Газпром»**

**Международная выставка-конференция
в области противокоррозионной защиты**

**24-28 апреля 2017 г.
г. Казань**

+7 (495) 240-54-57 info@neftegas.info