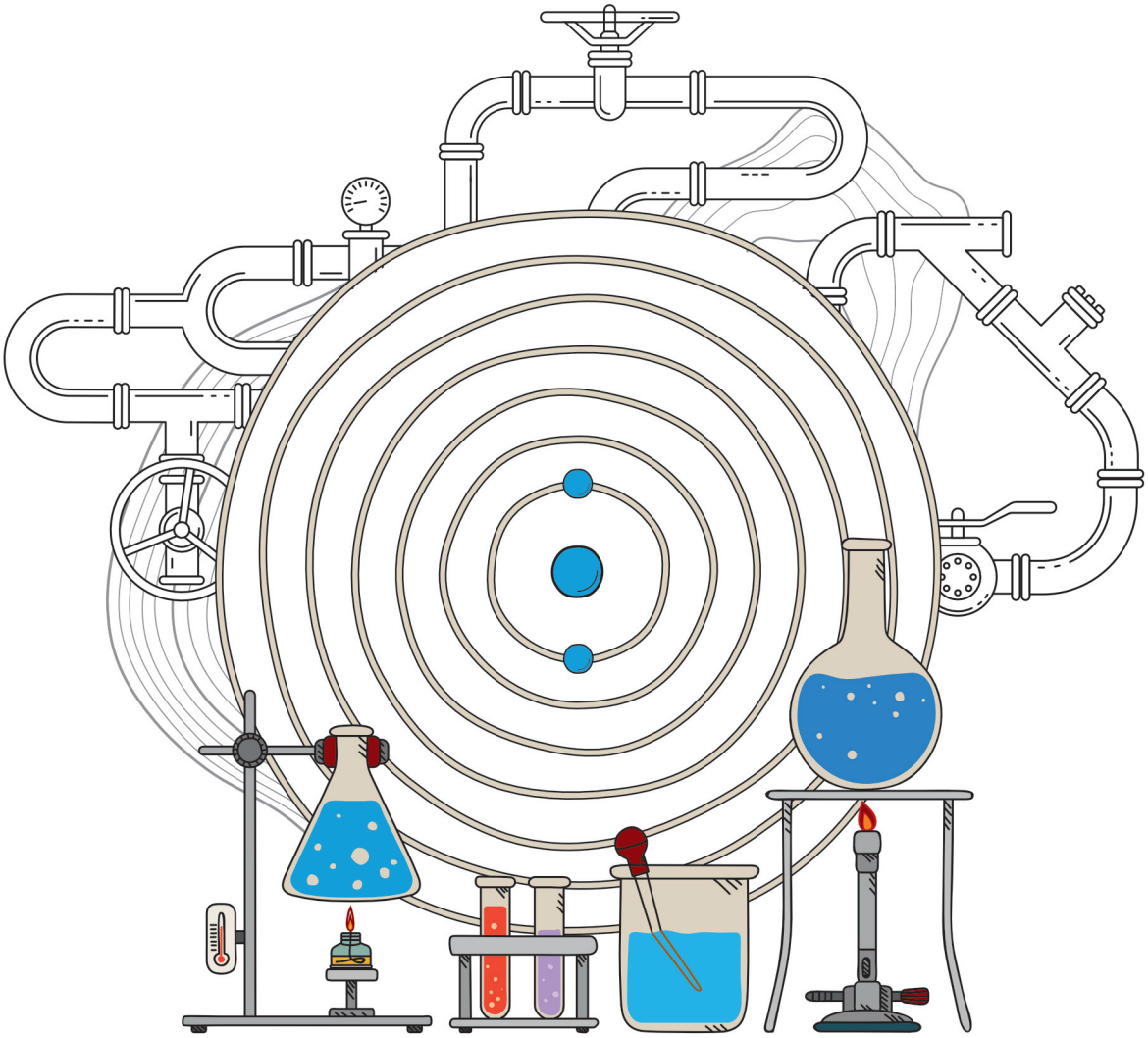
ISSN 0016-5581

65 лет

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СПЕЦВЫПУСК № 1 | 814 | 2021

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



24 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОПРОВОДОВ

94 ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНИЦ ДИАПАЗОНА УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ ГАЗОВОГО ПОТОКА

138 МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ И ОЦЕНКИ ФАКТИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ ОТРАЖАТЕЛЕЙ ПО ФОКУСНЫМ ИЗОБРАЖЕНИЯМ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ПРИНЦИП АКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ

ГОРЭЛТЕХ

ЗАВОД ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ



ПОДТВЕРЖДЕННАЯ НАДЕЖНОСТЬ

IGC
ИНТЕРГАЗСЕРТ
СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ

ATEX IECEx РЕГИСТР ИСО 9001 EAC

СВЕТИЛЬНИКИ
КЛЕММНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ КОРОБКИ
ШКАФЫ И ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ
ПОСТЫ УПРАВЛЕНИЯ И ИНДИКАЦИИ

КАБЕЛЬНЫЕ ВВОДЫ И ПЕРЕХОДНИКИ
IT-ОБОРУДОВАНИЕ
ЭЛЕКТРООБОГРЕВ
СВЕТОЗВУКОВЫЕ УСТРОЙСТВА

на правах рекламы

www.горэлтех.рф www.exd.ru mail@exd.ru +7 (800)-100-100-4



Дорогие друзья!

Постоянное развитие производственного потенциала и нацеленность на технологическое лидерство лежат в основе деятельности «Газпрома». В интересах людей и промышленности в России и многих странах, для их надежного и эффективного обеспечения энергоресурсами на долгосрочную перспективу мы создаем и внедряем передовые технологии.

Большую роль в успешной реализации технически сложных проектов «Газпрома» играют высококлассные специалисты, которые трудятся в научных центрах компании. Они – генераторы прорывных идей, авторы исследований и разработок, открывающих новые перспективы для отечественного топливно-энергетического комплекса.

В 2021 г. в рамках Года науки и технологий в Российской Федерации мы запускаем информационно-просветительский проект «Наука в лицах». Он посвящен ученым и инженерам нашей компании, которые внесли значимый вклад в развитие «Газпрома» и российской газовой отрасли. Герои проекта – талантливые люди, чей самоотверженный труд помогает менять привычные представления о производственных процессах, находить новые, более эффективные решения современных и будущих задач энергетики.

Уверен, знакомство с этими людьми будет интересным и полезным для всех вас.

Председатель Правления
ПАО «Газпром» *А.Б. Миллер*

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Камелот Паблишинг»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:
ГУЛИЕВА А.М.

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:
ВОСТРУХОВА Е.О.

НАУЧНЫЕ РЕДАКТОРЫ:
ВИНОГРАДОВА Е.Л., ГРИГОРЬЕВА Н.Ю., к.ф.-м.н

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
КРОПОТКИНА О.В.

РЕДАКТОР:
ЛАВРЕНТЬЕВА К.Б.

РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ:
КОНОВАЛОВА О.В.

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ:
ЕРМАКОВА Е.Ю., ПАНИНА С.Н., ПЕЧЕНКИНА А.Ф.

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

ОТДЕЛ ПОДПИСКИ:
ВОЛКОВА Л.Н.

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

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

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

Подписано в печать 20.03.2021
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.

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

Отпечатано в типографии ИП Роммелаер М.О.: 107045, Россия, г. Москва, Б. Головин пер, д. 11
Перепечатка опубликованных материалов допускается только по согласованию с редакцией. Представителем авторов публикаций в журнале является издатель.

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

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
Спецвыпуск № 1 | 814 | 2021 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», член Совета директоров ПАО «Газпром», к.т.н.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
АКСЮТИН О.Е.
заместитель Председателя Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром», д.т.н., чл.-корр. РАН, член АТН РФ

БУДЗУЛЯК Б.В.
президент СРО АСГиНК, академик АТН РФ, АГН, РИА и РЭА, д.т.н., проф.

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.
заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и хранилищ» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., проф.

ГАФАРОВ Н.А.
руководитель Центра по освоению нетрадиционных ресурсов нефти и газа ИПНГ РАН, д.т.н., акад. РАЕН, МАТН, АГН

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

ГУЛИЕВА А.М.
генеральный директор ООО «Камелот Паблишинг»

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.
главный научный сотрудник, научный руководитель ИПНГ РАН, заместитель председателя Ученого совета ИПНГ РАН, д.г.-м.н., проф., акад. РАН

ЕРМОЛАЕВ А.И.
заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., проф.

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

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

КАСЬЯН Е.Б.
начальник Департамента ПАО «Газпром», к.псх.н.

КИСЛЕНКО Н.А.
начальник Департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «НИИгазэкономика», к.т.н.

КОРОЛЕНОК А.М.
декан факультета «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», заведующий кафедрой «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., проф.

КРЫЛОВ П.В.
к.т.н.

ЛАПИДУС А.Л.
заведующий кафедрой «Газохимия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.х.н., чл.-корр. РАН

ЛЮГАЙ Д.В.
д.т.н.

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

МИТРОХИН М.Ю.
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.

ПОЗДНЯКОВ А.П.
член Ученого совета по защите диссертаций по направлению «Геоэкология» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., проф., акад. РЭА

ПОТАПОВ А.Г.
главный научный сотрудник Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., проф.

СЕЛЕЗНЕВ К.Г.
генеральный директор ООО «РусХимАльянс», к.э.н.

СКРЫННИКОВ С.В.
начальник Департамента ПАО «Газпром»

СПЕКТОР Ю.И.
д.т.н.

ФИЛИППОВ С.П.
директор ИНЭИ РАН, д.т.н., акад. РАН

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.
д.т.н., проф., акад. РАЕН

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

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

Подписной индекс по каталогу «Урал-Пресс» — 81450
Подписку также можно оформить в ООО «Камелот Паблишинг» по тел.: +7 (495) 240-54-57 или e-mail: gp@neftegas.info



Уважаемые читатели!

Первый специальный выпуск 2021 г. научно-технического журнала «Газовая промышленность» ожидаемо посвящен Году науки и технологий – стратегически важной теме как для всей Российской Федерации, так и для ПАО «Газпром», которое является лидером среди российских компаний топливно-энергетического комплекса и входит в десятку ведущих отраслевых компаний мира по технологической активности и, в частности, объемам финансовой поддержки научных исследований и разработок.

Взятый «Газпромом» курс научно-технической политики направлен на стимулирование использования новых технологий во всех предприятиях Группы. Неслучайно участие в подготовке номера приняло множество дочерних обществ компании, научных центров и опорных вузов, которые поспешили представить свои прорывные разработки и поделиться опытом их эксплуатации и тиражирования.

Все чаще предмет для изучения исследователи находят в рамках новых инфраструктурных проектов ПАО «Газпром», тем самым внося свой вклад в их развитие и совершенствование. В частности, коллеги из ООО «Газпром проектирование» подняли тему регулирования поставок гелия на Амурский газоперерабатывающий завод. Дело в том, что промышленные процессы мембранного выделения гелия из газа на территории России используются впервые. В мировой практике также нет аналогов по промышленным установкам с производительностью, сопоставимой с установкой мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК), запущенной год назад на Чаяндинском месторождении. Создание математического аппарата, способного адекватно описывать эти процессы, стало одной из наиболее актуальных задач, без решения которой невозможно осуществлять технологическое сопровождение и прогнозирование работы УМВГК.

А как не прогадать с выбором потенциальных проектов? Поиском ответа на этот вопрос озадачился коллектив авторов, представивший статью, освещающую разработку метода экспресс-оценки эффективности изучения и последующего освоения низкорентабельных лицензионных участков недр при их объединении в кластер, а также подготовку сценариев проведения геолого-разведочных работ в целях снижения рисков неэффективного финансирования.

Коллеги из ООО «Газпром трансгаз Уфа» и Уфимского государственного нефтяного технического университета на страницах номера представляют работу, в которой показано, как учет изменения параметров упругости трубной стали позволяет пересмотреть требования к назначению степени опасности участков газопроводов с непроектными радиусами упругопластического изгиба.

Специальный выпуск №1 отличает разнообразие тем, охватывающих большинство направлений деятельности компаний нефтегазового комплекса. В этой связи коллектив редакции рассчитывает, что собранные под единой обложкой практики ведущих предприятий, специалистов и ученых будут полезны профессиональному сообществу и станут своего рода вкладом в развитие отраслевой науки.

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

СОДЕРЖАНИЕ

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Воронежская ГК «Некст Трейд» начнет производство трубопроводной арматуры для сверхвысоких температур 6

Отечественный программируемый контроллер ERGON в системах телемеханики и АСУ ТП 7

Импортозамещение: производство в России магнетитовых анодов для систем ЭХЗ 8
Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, А.В. Сорвачев, И.Р. Гимранов, Д.Е. Мансуров

Инновационная активность и научные достижения ООО «Газпром трансгаз Казань» 10
А.В. Михалев, М.М. Шевелев, И.О. Мочалова, С.В. Павлов, Е.А. Плесняев, Д.Ш. Нухов, Д.И. Масный

Разработка численной модели процесса пластической деформации муфтовой заготовки на кольцераскатной машине 18
С.С. Гуськов, Ю.М. Свердлик

Теоретические и экспериментальные исследования в области применения волоконно-оптических систем для контроля напряженно-деформированного состояния элементов газопроводов 24

Инновации под знаком НИКИ® 32

Комплексные инновационные технологии в подготовке нефти, газа и воды 33
С.Н. Меньшиков, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов, С.А. Егурцов, А.Л. Поляченко, М.С. Кестенбойм

Развитие технологии мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для эффективного решения задач геолого-геофизического сопровождения разработки нефтегазоконденсатных месторождений 34
М.А. Снитко, В.В. Цатиашвили

Технология «сухого» подавления эмиссии вредных веществ газотурбинных установок на базе двигателя ПС-90А 40

ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»: перспективные направления развития 42

НАУКА В ЛИЦАХ

Александр Геннадьевич Касперович – создатель не имеющих аналогов разработок 44

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Томский политех: первый по подготовке специалистов нефтегазового дела 45

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

О роли личности в развитии флота нефтегазовой отрасли 46
И.Э. Ибрагимов, М.А. Воронцов, А.В. Дроздов, М.С. Кирик

Инновационная технология подводного компримирования для первоочередных проектов освоения углеводородных месторождений континентального шельфа России 50

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Трусов, С.Г. Домашов, А.Р. Гайсин, В.А. Краснов

Применение новых подходов к диагностированию скважин геофизическими методами 56

БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

А.В. Штоль, О.Г. Мязин, Е.О. Казаков, А.Г. Шевцов, Е.В. Кудинов, А.В. Попов

Первый опыт строительства многозабойной скважины с большим отклонением забоя от вертикали в условиях метаноугольного месторождения Кузбасса 64

ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, Р.Н. Исмагилов, М.А. Сорокин, Е.А. Романченко, А.А. Типугин, И.Р. Хайруллин

Концепция развития дожимного комплекса сеноманской залежи и технологии подготовки газа для завершающего периода разработки Уренгойского комплекса 68

Особенности изготовления клиновых задвижек 73

ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

С.З. Имаев

Технологии внутритрубной обработки газа 74

В.В. Павленко, Н.Н. Кисленко, П.Е. Емельянов, А.Ю. Пырков, Е.А. Задорожная

Регулирование поставок гелия на Амурский газоперерабатывающий завод на базе расчетной модели мембранного газоразделения установки выделения гелия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения 80

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В.П. Петрук, А.Е. Рубанов, Д.А. Медведев, М.М. Кручинин

Отечественные адсорбционные решения для подготовки газа при производстве СПГ и перед транспортировкой по магистральным трубопроводам 88

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ПАО «ММК»: производство металлопродукции для трубной отрасли 90

ОАО «ММК-МЕТИЗ» для нефтегазовой промышленности 92

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

А.С. Мясников, Т.В. Ефремова

Исследование границ диапазона устойчивой работы регуляторов давления при различных параметрах газового потока 94

МЕТРОЛОГИЯ

Сверхнизкое энергопотребление и сверхвысокая точность: ключевые научные разработки Группы компаний «Вымпел» для ПАО «Газпром» 102

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

А.Г. Ишков, А.В. Мостовой, С.В. Лиховских

Реализация энергосберегающего проекта по строительству турбодетандерной энергетической установки на ГРС «Добрянка-2» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» за счет применения механизмов энергосервисного контракта 104

Solar Turbines: энергия будущего уже сегодня 110
И.А. Царьков, С.В. Фунин, А.В. Выжлов

В России создан инновационный источник питания ЭВОГРЕСС, предназначенный для замены ПЭ ORMAT и прочих низкоэффективных автономных источников энергообеспечения 112
А.Н. Бронников, А.А. Шаповало, Т.Ф. Коноплев, И.С. Токарев

Интеграция и перспективы применения современных организационно-технических решений в системах энергоснабжения технологических объектов ПАО «Газпром» 118

АВТОМАТИЗАЦИЯ

АО «Газпром теплоэнерго» автоматизирует систему управления холдингом 123
Г.С. Голод, П.Н. Францев, А.Н. Яковлев, С.А. Матвеев, Д.В. Мосолов

Разработка и внедрение программно-технического комплекса российского производства для управления газопоршневым двигателем Wartsila 28SG 124

Инновации – движущий фактор развития АО «АТГС» 128

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

«ОптоМониторинг»: сверхчувствительные технологии для нефтегазовой отрасли 132
В.В. Кульчицкий, А.В. Щебетов, А.К. Пархоменко, Я.С. Насери, Л.В. Ляхевич

20 лет инновационного развития Научно-исследовательского и проектного центра газонефтяных технологий 134

РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА

А.Ю. Зиновьев, Е.И. Бондаренков

Методика обнаружения и оценки фактических размеров отражателей по фокусным изображениям с помощью ультразвуковых дефектоскопов, использующих принцип акустической томографии 138
С.Н. Голышев, М.А. Донченко

Диагностика состояния полимерных армированных трубопроводов с несвязанными слоями 144

«Сервисная Компания ИНТРА»: восстановление герметичности и несущей способности трубопроводов с применением композитных материалов ИНТРА КРМ® 148
Р.В. Закирьянов, Р.М. Аскаров, М.В. Закирьянов, Э.С. Иванов

О возможности изменения категории опасности участков газопроводов на основе учета переменных свойств упругости трубной стали 150
Ю.Б. Могутин, М.В. Власьев, А.В. Веселова, А.Б. Карташев, А.В. Лобанов, С.С. Курилец

Многофункциональное судно для диагностики, технического обслуживания и ремонта подводных объектов добычи углеводородов 158

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ

Н.А. Соколова, Ю.В. Литвин, А.А. Ахапкин, Р.В. Щекалев, Л.А. Николайчук

Оценка эффективности проектов, находящихся на этапе поиска и разведки, при формировании кластеров 166

ЭКОЛОГИЯ

П.Н. Ларев, В.А. Дрошнев, Т.В. Лебедянцева, Н.А. Васильев

Развитие системы производственного экологического мониторинга в зоне влияния Оренбургского газового комплекса 172

Monthly scientific, engineering, and industrial journal
Founded in 1956

Founder
GAZPROM PJSC

EDITOR-IN-CHIEF
MARKELOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:
AKSYUTIN O.E.
BUDZULYAK B.V.
CHEREPANOV V.V.
DMITRIEVSKY A.N.
ERMOLAEV A.I.
FILIPPOV S.P.
GAFAROV N.A.
GRIGORIEV B.A.
GULIEVA A.M.
ISHKOV A.G.
ISTOMIN V.A.
KASYAN E.B.
KHARIONOVSKY V.V.
KISLENKO N.A.
KOROLENOK A.M.
KRYLOV P.V.
LAPIDUS A.L.
LYUGAY D.V.
MARTYNOV V.G.
MIKHALENKO V.A.
MITROKHIN M.Yu.
PANKRATOV S.N.
POTAPOV A.G.
POZDNYAKOV A.P.
PROZOROV S.F.
SELEZNEV K.G.
SHABALOV I.P.
SKREPNYUK A.B.
SKRYNNIKOV S.V.
SPEKTOR Yu.I.
VASILIEV G.G.

EDITORIAL STAFF
Publisher: Camelot Publishing LLC
General director: Gulieva A.M.
Marketing director: Vostrukhova E.O.
Scientific editors: Vinogradova E.L., Grigorieva N.Yu.
Scientific consultant: Kharionovsky V.V.
Publishing editor: Kropotkina O.V.
Editor: Lavrenteva K.B.
Head of advertising dept.: Konovalova O.V.
Advertising dept.: Ermakova E.Yu., Panina S.N., Pechenkina A.F.
Composition and design: Sonin L.B., Khoteeva A.I.
Subscription dept.: Volkova L.N.

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

SUBSCRIPTION INDEX IN THE CATALOG URAL-PRESS 81450
It's possible to subscribe at Camelot Publishing LLC
by phone: +7 (495) 240-54-57
or by mail: gp@neftegas.info
Print in 10 000 copies
Agreed price
Signed to press on 20.03.2021
All photos are provided by GAZPROM PJSC, subsidiary companies
Printed by IP Rommelaer M.O. (individual entrepreneur)
11 Bolshoy Golovin Lane, 107045, Moscow, Russia
The materials published in the GAS INDUSTRY journal can not be reproduced without the editorial office's consent. The editorial office is not responsible for reliability of the information contained in advertising materials.

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT
Voronezh NEXT TRADE Group of Companies is going to start producing pipeline valves for ultra-high temperatures 6
Domestic programmable controller, ERGON, in telecontrol and APCS 7
Import substitution: Russian production of magnetite anodes for cathodic protection systems 8
R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov, A.V. Sorvachev, I.R. Gimranov, D.E. Mansurov
Innovative activity and scientific achievements of Gazprom transgaz Kazan LLC 10
A.V. Mikhalev, M.M. Shevelev, I.O. Mochalova, S.V. Pavlov, Ye.A. Plesnyaev, D.Sh. Nukhov, D.I. Masny
Numerical modeling of coupling billet plastic strain on a ring rolling machine 18
S.S. Guskov, Yu.M. Sverdlik
Theoretical and experimental investigations of fiber-optic systems application for monitoring stress-strain state of gas pipeline elements 24
Innovations marked by NIKI® 32
Integrated innovative technologies in oil, gas, and water treatment 33
S.N. Menshikov, S.K. Akhmedsafin, S.A. Kirsanov, S.A. Egurtsov, A.L. Polyachenko, M.S. Kestenboym
Development of multi-method multisonde neutron technology for the effective arrangement of geological and geophysical support of oil, gas, and condensate field development 34
M.A. Snitko, V.V. Tsatiashvili
Dry low emission technology for gas turbine units based on PS-90A engine 40
Financial and Industrial Company KOSMOS-NEFT-GAS: Prospective lines of development 42

SCIENCE PERSONIFIED
Aleksandr G. Kasperovich: Unique projects developer 44

PROFESSIONAL TRAINING
Tomsk Polytechnic University: Number one in training petroleum specialists 45

OFFSHORE DEVELOPMENT
On the role of personality in the petroleum industry fleet development 46
I.E. Ibragimov, M.A. Vorontsov, A.V. Drozdov, M.S. Kirik
Innovative subsea compression for top-priority hydrocarbon field development projects at Russian continental shelf 50

GEOLOGY AND MINING
A.I. Trusov, S.G. Domashov, A.R. Gaysin, V.A. Krasnov
Using new approaches to geophysical well diagnosing 56

DRILLING AND WELL CONSTRUCTION
A.V. Shtol, O.G. Myazin, Ye.O. Kazakov, A.G. Shevtsov, Ye.V. Kudinov, A.V. Popov
First experience of constructing an extended-reach multi-hole well under the conditions of Kuzbass coalbed methane field 64

GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION
A.Yu. Koryakin, I.V. Ignatov, R.N. Ismagilov, M.A. Sorokin, Ye.A. Romanchenko, A.A. Tipugin, I.R. Khayrullin
The development concept for Cenomanian deposit boosting complex and gas treatment technology for Urengoy complex's late stage of development 68
Specific features of wedge gate valve manufacturing 73

GAS AND GAS CONDENSATE PROCESSING
S.Z. Imaev
In-pipe gas treatment technologies 74
V.V. Pavlenko, N.N. Kislenko, P.E. Emelyanov, A.Yu. Pyrkov, E.A. Zadorozhnaya
Managing helium supply to Amur Gas Processing Plant based on computed membrane gas separation model for helium extraction plant at Chayandinskoye oil, gas, and condensate field 80

GAS AND GAS CONDENSATE TRANSPORTATION
V.P. Petruk, A.Ye. Rubanov, D.A. Medvedev, M.M. Kruchinin
Domestic adsorption solutions for gas treatment in LNG production and before their transportation via main pipelines 88

CONSTRUCTION AND OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES
PJSC Magnitogorsk Iron and Steel Works: Metal product manufacturing for pipe industry 90
OJSK "Magnitogorsk Hardware and Sizing Plant "MMK-METIZ" for the petroleum industry 92

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY
A.S. Myasnikov, T.V. Efremova
Study of range boundaries of pressure regulators stable operation at various gas flow parameters 94

METROLOGY
Ultra-low power consumption and ultra-high precision: Key research projects of Pendant Group of Companies for PJSC Gazprom 102

ENERGY SUPPLY AND SAVING
A.G. Ishkov, A.V. Mostovoy, S.V. Likhovskikh
Implementation of energy-saving turbo-expander power plant construction project at Dobryanka-2 gas distribution station of Gazprom transgaz Tchaikovsky using energy service contract mechanisms 104
Solar Turbines: The power of the future is today 110
I.A. Tsarkov, S.V. Funin, A.V. Vyzhlov
An innovative power supply named EVOGRESS is created in Russia to replace ORMAT energy converters and other low-efficiency autonomous energy sources 112
A.N. Bronnikov, A.A. Shapovalo, T.F. Konoplev, I.S. Tokarev
Integration and application prospects of modern organizational and technical solutions in energy-saving systems of PJSC Gazprom's process facilities 118

AUTOMATION
Gazprom teploenegro JSC automates the holding management system 123
G.S. Golod, P.N. Frantsev, A.N. Yakovlev, S.A. Matveev, D.V. Mosolov
Development and implementation of hardware and software package produced in Russia to control Wartsila 28SG gas engine 124
Innovations are the driving force of development in AO AtlanticTransgasSystem 128

DIGITALIZATION
OOO OptoMonitoring: Supersensitive technologies for the petroleum industry 132
V.V. Kulchitskiy, A.V. Shchebetov, A.K. Parkhomenko, Ya.S. Naseri, L.V. Lyakhevich
20 years of innovative development of the Research and Design Center of Gas and Oil Technologies 134

REPAIR AND DIAGNOSTICS
A.Yu. Zinovyev, Ye.I. Bondarenkov
A technique for determining and evaluating reflectors' actual sizes by focal images using ultrasonic flaw detectors based on the acoustic tomography 138
S.N. Golyshev, M.A. Donchenko
Diagnosing the state of polymer reinforced pipelines with isolated layers 144
INTRA Services Company: Restoring pipeline tightness and bearing capacity using INTRA KRM® composite materials 148
R.V. Zakiryanov, R.M. Askarov, M.V. Zakiryanov, E.S. Ivanov
On the possibility of changing the hazard category of gas pipelines' sections considering the variable properties of pipe steel elasticity 150
Yu.B. Mogutin, M.V. Vlasyev, A.V. Veselova, A.B. Kartashev, A.B. Lobanov, S.S. Kurilets
A multi-purpose vessel for diagnosis, maintenance, and repair of subsea hydrocarbon production facilities 158

ORGANIZATION OF PRODUCTION AND MANAGEMENT
N.A. Sokolova, A.A. Akhapkin, R.V. Shchekalev, L.A. Nikolaichuk
Efficiency evaluation under clasters formation for projects at prospecting and exploration stage 166

ECOLOGY
P.N. Larev, V.A. Droshnev, T.V. Lebedyantseva, N.A. Vasilyev
Development of industrial environmental monitoring system in the area of influence of Orenburg Gas Processing Plant 172

ВОРОНЕЖСКАЯ ГК «НЕКСТ ТРЕЙД» НАЧНЕТ ПРОИЗВОДСТВО ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ СВЕРХВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

В последние годы компании – флагманы топливно-энергетического комплекса стали обращать больше внимания на производителей отечественного оборудования. Лидерами отрасли уже разработаны долгосрочные программы импортозамещения, ориентированные на технологические возможности российских компаний.



С.М. Давыдов, директор по производству ГК «Некст Трейд»

Незадолго до наступления 2021 г. состоялось заседание рабочей группы ПАО «Газпром», Правительства Воронежской обл. и руководителей предприятий Ассоциации «Кластер производителей нефтегазового и химического оборудования Воронежской области», посвященное вопросам импортозамещения и технологического развития. В рамках дорожной карты проекта «Расширение использования высокотехнологичной продукции организаций Воронежской области, в том числе импортозамещающей, в интересах ПАО «Газпром» промышленным предприятиям региона было предложено рассмотреть возможность разработки и внедрения инновационной продукции в соответствии с технологическими возможностями и релевантным опытом.

Воронежская ГК «Некст Трейд» подтвердила готовность взяться за новую для себя задачу – производство трубопроводной арматуры для температуры свыше 560 °С из жаропрочных марок стали (PI-91, DI-59), замещающей продукцию Bopp & Reuther Messtechnik GmbH (Германия). Предполагается, что данная продукция будет производиться для нужд ООО «Газпром энергохолдинг» – крупнейшего в России владельца электроэнергетических активов.

«ПАО «Газпром» организована масштабная работа по привлечению промышленного потенциала регионов Российской Федерации к решению задач импортозамещения. Мы провели аудит технологических возможностей ГК «Некст Трейд» и решили попробовать свои силы в производстве трубопроводной арматуры для температуры свыше 560 °С из жаропрочных марок стали (PI-91, DI-59).

Детальный анализ технического задания показал, что 90 % производства возможно осуществить на технологической базе нашего предприятия без привлечения аутсорсеров. Высока вероятность, что даже разработка сплава, отвечающего требованиям эксплуатации, будет выполнена нашими силами: с 2016 г. в составе ГК «Некст Трейд» работает собственное литейное производство – завод «Некст Трейд». Кроме того, эффективные практики сотрудничества с НИТУ «МИСиС» при разработке технологии выплавки стали CA6NM по стандарту ASTN 487 позволили нам накопить достаточный опыт в решении подобных задач», – рассказывает С.М. Давыдов, директор по производству ГК «Некст Трейд».

Недавно аналогичный проект предприятие начало разрабатывать для ПАО «Интер РАО», и сейчас уже идет оформление технического задания на проектирование и опытно-промышленную эксплуатацию оборудования со сходными техническими характеристиками и эксплуатационными условиями.

«При параллельном выполнении проектов ПАО «Газпром» и ПАО «Интер РАО» мы дивер-сифицируем производственные и временные риски: идентичные технические задания сокращают время на проектные работы и разработку конструкторской документации.

Кроме того, мы сможем отработать новые технологии плавки и изготовления корпусных деталей, развить технологии сварки и жаропрочной наплавки – т.е. выполнить практические шаги для технологического и стратегического развития предприятия. В рамках исполнения технического задания проекта ПАО «Интер РАО» планируется проработать возможность использования жаропрочных композитных материалов, в частности для выполнения корпуса детали», – комментирует С.М. Давыдов.

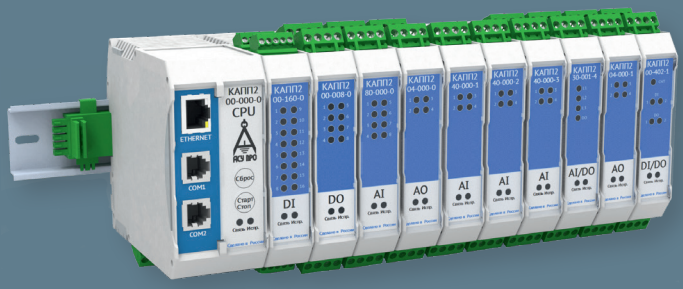
По предварительным расчетам, на выполнение проектов ГК «Некст Трейд» потребуется порядка двух лет, в течение которых будут созданы конструкторская документация, опытно-промышленные образцы, проведены испытания и сертификация. ■

НЕКСТ НТ ТРЕЙД

ГК «Некст Трейд»
394038, Россия, г. Воронеж,
ул. Дорожная, д. 17, лит. 3
Тел./факс: +7 (473) 260-50-05
E-mail: mail@nt-group.ru
www.nt-group.ru

на правах рекламы

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ КОНТРОЛЛЕР ERGON В СИСТЕМАХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ И АСУ ТП



ООО «АСУ ПРО» в настоящее время осуществляет активное внедрение в нефтегазовой промышленности своего нового контроллера ERGON.

Главное преимущество контроллера – возможность построения локальных и распределенных систем автоматического управления с возможностью обмена данными с системами заказчика по множеству протоколов связи.

В системах телемеханики, где немаловажную роль играет низкая потребляемая мощность, применяется ERGON в моноблочном исполнении.

В системах малой и средней сложности, где необходимо гибко регулировать количество каналов ввода-вывода, лучше всего подойдет контроллер в модульном исполнении.

Для применения контроллеров в системах телемеханики с беспроводной связью специалистами ООО «АСУ ПРО» разработаны GSM-модем и радиомодем ERGON RF-433. ■

АСУ ПРО

ООО «АСУ ПРО»
460048, Россия, г. Оренбург,
Автоматики пр-д, д. 12Е
Тел.: +7 (3532) 68-90-88,
68-92-41
E-mail: asupro@asupro.ru
www.asupro.ru

на правах рекламы



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: ПРОИЗВОДСТВО В РОССИИ МАГНЕТИТОВЫХ АНОДОВ ДЛЯ СИСТЕМ ЭХЗ



В.В. Терехов, генеральный директор ЗАО «Химсервис»

Трубопроводы под землей подвержены коррозии, как и любые другие металлические объекты. На помощь здесь приходит система катодной защиты, основной элемент которой – анодные заземлители – способен растворяться вместо защищаемого объекта.

Разработка и производство анодных заземлителей (АЗ) – приоритетное направление деятельности компании «Химсервис», основанное на 40-летнем опыте исследований в этой области. Практическим воплощением результатов этой работы в свое время стало производство ферросилидовых АЗ марки «Менделеевец» (ММ, МК, МГ, МКГ), качество и надежность которых объективно подтверждены успешной эксплуатацией на протяжении более 25 лет.

Однако ферросилид не универсален и имеет ограниченную область применения по условиям эксплуатации. Например, для защиты морских сооружений, а также трубопроводов, проложенных в засоленных грунтах, необходимы более стойкие аноды.

АНОДНЫЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛИ НА БАЗЕ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

С развитием компании и ее технологического оснащения разрабатывались АЗ на базе новых материалов – магнетита, смешанных металлоксидов (Mixed Metal Oxide – ММО), полимеров. Хочется заострить особое внимание на самом универсальном и перспективном сплаве – магнетите. Интересен этот материал исключительно высокой анодной стойкостью, сравнимой со стойкостью благородных материалов, что обеспечивает стабильное сопротивление растеканию тока и длительный срок службы до 35 лет.

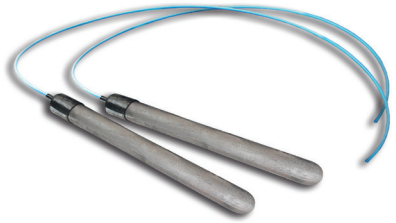


Рис. 1. Анодная конструкция из магнетита

Очень низкая скорость растворения – до 0,03 кг/(А·год) – позволяет изготавливать достаточно легкие и компактные конструкции АЗ (рис. 1). Аноды не имеют ограничений по напряжению при эксплуатации и обладают большой допустимой плотностью тока (до 500 А/м^2), что предполагает наиболее широкое использование в любых грунтах, а также морской воде.

За счет ручного монтажа таких легких анодов (рис. 2) эксплуатирующие организации получают возможность экономить средства на подрядных работах. На ручной способ монтажа компанией «Химсервис» получен патент, и в настоящее время заканчиваются опытно-промышленные испытания.

НА РУЧНОЙ СПОСОБ МОНТАЖА КОМПАНИЕЙ «ХИМСЕРВИС» ПОЛУЧЕН ПАТЕНТ, И В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ЗАКАНЧИВАЮТСЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ.



КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ ПОДТВЕРЖДЕНО ВЕДУЩИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ И СИСТЕМОЙ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ.



Рис. 2. Процесс ручного монтажа анода







Рис. 3. Цех по производству магнетитовых анодов ЗАО «Химсервис»

Магнетитовые АЗ могут использоваться в качестве поверхностных и глубинных заземлений. При сооружении глубинных заземлений магнетитовые аноды предназначены для установки как в обычных закрытых, так и в открытых скважинах. При монтаже в закрытой скважине необходимо осуществлять засыпку прианодного пространства коксо-минеральным активатором. Сооружение открытых скважин предпочтительно в грунтах со статическим уровнем грунтовых вод и легко позволяет проводить ремонт и замену магнетитовых заземлителей в процессе эксплуатации.

Магнетитовые аноды также успешно используются для ремонта отработавших свой срок скважин ГАЗ (глубинных заземлителей из металлических труб). Для выполнения данного вида работ подготовлен типовой проект, позволяющий с минимальными затратами и без применения дорогостоящих буровых мероприятий восстановить работоспособность глубинного анодного заземления.

ДОСТИЖЕНИЯ КОМПАНИИ «ХИМСЕРВИС»

До недавнего времени широкое применение магнетитовых заземлителей было ограничено из-за высокой себестоимости, да и выпускались они только на единственном в мире заводе в Швеции. Технология производства таких анодов уникальна и требует эксклюзивного оборудования. Подтверждая свое лидерство, в 2020 г. компания «Химсервис» первой в России ввела в эксплуатацию литейный цех по производству магнетитовых анодов (рис. 3), по некоторым характеристикам даже превосходящих импортные аналоги.

Качество продукции подтверждено ведущими нефтегазовыми компаниями и Системой добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ. Сегодня предприятие осуществляет полный цикл изготовления магнетитовых заземлителей на территории РФ, что подтверждается заключением Министерства промышленности и торговли РФ. Использование российских материалов и комплектующих достигает 99 %.

Благодаря локализации производства магнетита в России компания «Химсервис» успешно осуществляет программу импортозамещения, обеспечивая для нефтегазовых предприятий поставки эффективных АЗ, не зависящие от неблагоприятных внешних факторов. ■

www.ХИМСЕРВИС.com

301651, Россия, г. Новомосковск,
ул. Свободы, д. 9
Тел.: +7 (48762) 797-74
E-mail: adm@ch-s.ru
www.химсервис.com

на правах рекламы

ИННОВАЦИОННАЯ АКТИВНОСТЬ И НАУЧНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ КАЗАНЬ»

УДК 621.6.05

Р.Р. Усманов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Россия), info@tattg.gazprom.ru
М.В. Чучкалов, д.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань», mv-chuchkalov@tattg.gazprom.ru
А.В. Сорвачев, ООО «Газпром трансгаз Казань», a-sorvachev@tattg.gazprom.ru
И.Р. Гимранов, ООО «Газпром трансгаз Казань», i-gimranov@tattg.gazprom.ru
Д.Е. Мансуров, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань», d-mansurov@tattg.gazprom.ru

В статье рассмотрены реализующиеся ООО «Газпром трансгаз Казань» с 2020 г. новые принципы управления инновационной деятельностью. Описаны основные организационные мероприятия, призванные трансформировать мышление работников и позволившие предприятию выйти на новый уровень развития. Отмечены запланированные к выполнению уже в текущем году важнейшие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. В их числе единая цифровая площадка для взаимодействия всех участников процесса газификации, мобильная робототехническая платформа для диагностики технического состояния подводных переходов, технология бесконтактной оценки параметров электрохимической защиты оборудования, проактивная система управления производственной безопасностью. Представлены созданные и запатентованные работниками ООО «Газпром трансгаз Казань» технологии и устройства, использующиеся в собственном производстве: способы выявления потенциально опасных участков по признаку поперечного коррозионного растрескивания под напряжением, технология откачки газа из оборудования компрессорного цеха с использованием двухступенчатого струйного эжектора, система предиктивного анализа технического состояния газоперекачивающего агрегата по параметрам энергоэффективности, теплогенератор пульсирующего горения для газораспределительной станции, а также автоматический распределитель тока электрохимической защиты объектов. Дана оценка перспектив инновационного потенциала ООО «Газпром трансгаз Казань».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ИЗОБРЕТАТЕЛЬСТВО, РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ, НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ, ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ, ВНЕДРЕНИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

В настоящее время творческий подход в управлении организациями становится определяющим. Это требование предъявляется новой эпохой развития – эпохой экономики знаний. Творческие достижения людей и основанные на них нововведения становятся одним из главных источников инновационного и экономического роста, при этом самыми ценными знаниями обладают те, что обретают форму охраняемой законом интеллектуальной собственности. Конкурентные преимущества на производстве достигаются благодаря созданию условий для раскрытия собственного интеллектуального капитала предприятия.

Начиная с 2020 г. ООО «Газпром трансгаз Казань» (Общество) стало внимательнее реагировать на решение имеющихся проблем и в рамках отраслевой стратегии проводить осознанную инновационную политику. При этом ключевое значение приобрели вопросы управляющего воздействия на творческую инициативу работников.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

В первую очередь был организован пересмотр всей локальной нормативной базы по организации рационализаторской и изобретательской деятельности. Это позволило снять не только ранее существовавшие противоречия с отраслевыми стандартами, задействовать широкий спектр моральных и материальных стимулов, но и сформировать навыки самостоятельного научного познания.

Несмотря на осуществляемое руководство, изобретателям (особенно начинающим) не всегда удается найти рациональные пути решения поставленных перед ними задач. В этом случае на помощь приходят эффективные модели интуитивного поиска. Примером может послужить разработанная Обществом электронная обучающая система «Я ИЗОБРЕТАЮ», направленная на координацию мышления при «материализации»

R.R. Usmanov, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Kazan LLC (Kazan, Russia), info@tattg.gazprom.ru
M.V. Chuchkalov, DSc in Engineering, Gazprom transgaz Kazan LLC, mv-chuchkalov@tattg.gazprom.ru
A.V. Sorvachev, Gazprom transgaz Kazan LLC, a-sorvachev@tattg.gazprom.ru
I.R. Gimranov, Gazprom transgaz Kazan LLC, i-gimranov@tattg.gazprom.ru
D.E. Mansurov, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Kazan LLC, d-mansurov@tattg.gazprom.ru

Innovative activity and scientific achievements of Gazprom transgaz Kazan LLC

The article considers the new principles of innovative activity management implemented in Gazprom transgaz Kazan LLC since 2020. It also describes general organizational activities aimed to transform the employees' thinking that brought the enterprise to the new progress level. The most important research and development planned for the next year are set out. They include the unified digital space for all gasification participants to interact, a mobile robotic platform for technical diagnosis of underwater transitions, non-contact technology for evaluating cathodic protection parameters of the equipment, proactive industrial safety management system. The paper presents some technologies and devices created and patented by Gazprom transgaz Kazan LLC employees and used in its own production. They are: detection methods for potentially hazardous areas based on transversal stress corrosion cracking, technology for gas evacuation from compressor yard equipment using a two-stage jet ejector, predictive analysis system for gas-pumping unit technical state based on energy efficiency parameters, pulsing combustion heat generator for gas distribution station, and automatic current distributor for cathodic protection. Also, the company's innovative potential prospects are assessed.

KEYWORDS: INNOVATIVE ACTIVITY, INVENTIVE ACTIVITY, STREAMLINING, RESEARCH AND DEVELOPMENT, TECHNICAL SOLUTION, IMPLEMENTATION, ECONOMIC EFFECT.

различных идей и повышение «изобретательской грамотности» сотрудников.

Следующим проектом стало создание программы «Эх Рац, ещё Рац...», позволившей не только полностью автоматизировать подготовку обязательных приложений к рационализаторским предложениям, но и значительно повысить качество расчетов экономического эффекта и авторских выплат.

Вместе с тем, отсутствие широкомасштабного доступа к информационным ресурсам и неформальной «обратной связи» не дает в полном объеме получить осязаемые результаты. Решением проблемы стало появление на корпоративном портале Общества специального раздела – «УГОЛОК РАЦИОНАЛИЗАТОРА», где помимо изучения полезной информации об инновационной деятельности предприятия появилась возможность сетевого решения наболевших вопросов.

Однако без мотивации созидания и духа соперничества полноценного развития деятельности достигнуть невозможно.

В январе 2021 г. в новом формате стартовал конкурс «Лучший

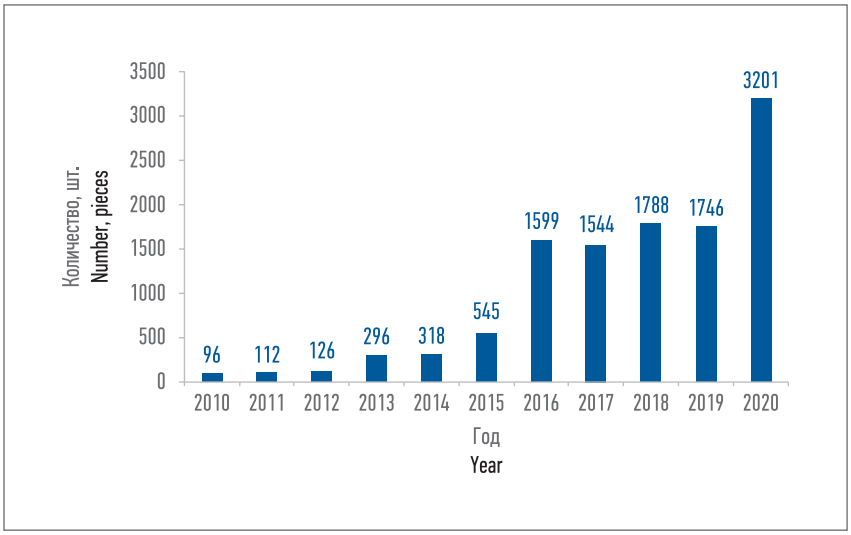


Рис. 1. Количество использованных рационализаторских предложений ООО «Газпром трансгаз Казань»
Fig. 1. Number of improvement suggestions implemented in Gazprom transgaz Kazan LLC

рационализатор и изобретатель ООО «Газпром трансгаз Казань», оценочные критерии которого теперь ориентированы не только на формальные показатели результатов, но и на творческий подход к решению поставленных задач.

В целях мотивации работников к реализации собственных знаний продолжила работу уникальная система «ПРИЗМА», позволяющая победителям состязания пользоваться множественными льготами, такими как выплата единовременной премии, обучение молодых работников в высших учебных заведениях за счет средств Общества, получение путевок на санаторно-курортное лечение, туристических путевок, включение в резерв кадров и др.

Проведенные изменения в организации инновационной деятельности стали своеобразным

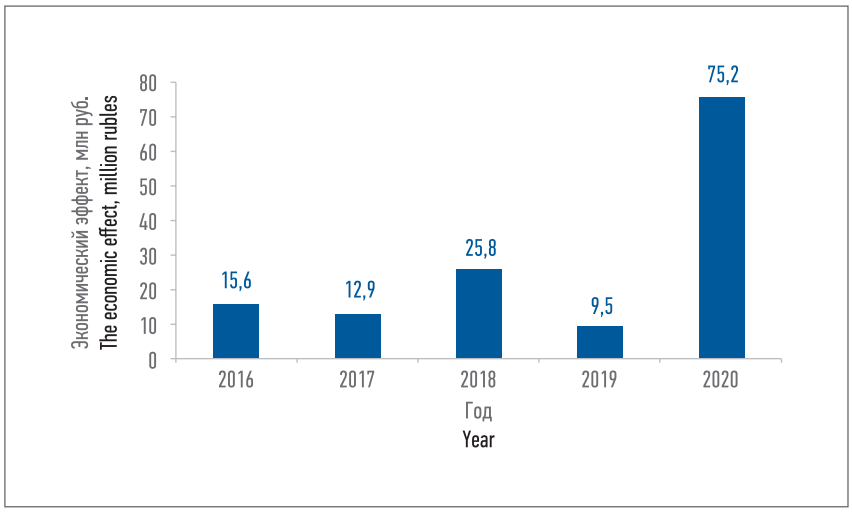


Рис. 2. Экономический эффект от использования рационализаторских предложений ООО «Газпром трансгаз Казань»
Fig. 2. Economic effect from the implementation of improvement suggestions in Gazprom transgaz Kazan LLC

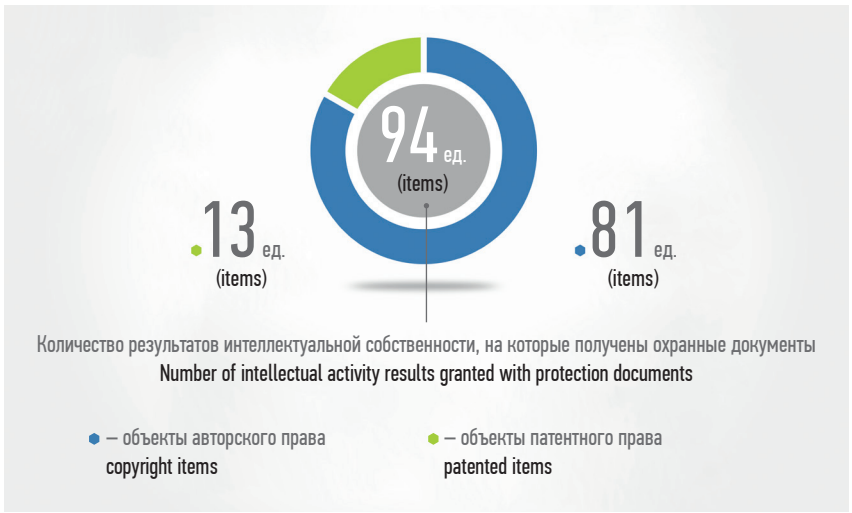


Рис. 3. Количество объектов интеллектуальной собственности ООО «Газпром трансгаз Казань»
Fig. 3. Number of intellectual property items of Gazprom transgaz Kazan LLC

индикатором улучшения интеллектуального самочувствия в Обществе.

ПОКАЗАТЕЛИ ИННОВАЦИОННОЙ АКТИВНОСТИ

Итогом принятых мер стал существенный рост рационализаторской активности работников Общества. Практически вдвое увеличилось количество предложений по сравнению с 2019 г. (рис. 1).

В восемь раз возросли показатели экономического эффекта (рис. 2).

Оживление в вопросах изобретательства стало шагом в верном направлении. По сравнению с 2019 г., когда на балансе Общества находилось менее 60 патентов, в настоящее время их количество достигло 81 ед. (рис. 3).

Общая экономия от их использования превысила 125 млн руб., что на 105 млн руб. (!) выше прошлогоднего показателя (рис. 4).

Исключительно важным представляется тот факт, что все патенты получены не в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), а стали результатом творчества работников Общества.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ

Изменения коснулись и организации НИОКР. На основе анализа производственно-хозяйственной деятельности был сформирован перечень наиболее актуальных проблем, требующих решения в ближайшей перспективе. Важно отметить, что в настоящее время процесс выстроен исходя из приоритетов Общества и не носит случайный характер.

Рассмотрим первоочередные разработки, поддержанные профильными Департаментами ПАО «Газпром» в 2020 г.

Первая из них – создание единой цифровой площадки для взаимодействия участников процесса газификации. На сегодняшний день этот сложный процесс лишен единого алгоритма и механизма реализации и требует от участников больших временных и финансовых затрат. В основе предлагаемого решения лежит высокоинформативный цифровой сервис накопления информации о мероприятиях по газификации, состоящий из комплекса автоматизированных и геоинформационных систем, использующих технологии искусственного интеллекта, машинного обучения и анализа больших объемов данных.

Реализация единой цифровой площадки позволит обеспечить высокий уровень обслуживания клиентов, эффективное использование выделяемых бюджетных средств на осуществление мероприятий по газификации объектов капитального строительства, повышение уровня безопасности при последующей эксплуатации газифицированных объектов.

Второй актуальный вопрос для Общества – оценка фактического технического состояния подводных переходов магистральных газопроводов, осуществляемая по данным приборно-водолазных обследований.

Данный метод имеет ряд недостатков:

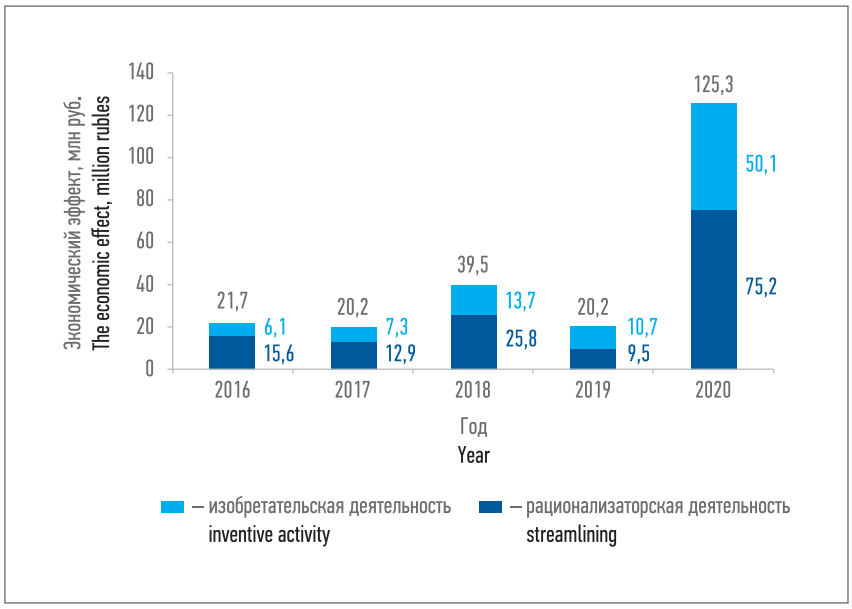


Рис. 4. Экономический эффект от использования результатов интеллектуальной деятельности ООО «Газпром трансгаз Казань»
Fig. 4. Economic effect from the implementation of intellectual activity results in Gazprom transgaz Kazan LLC

– человеческий и иные субъективные факторы (мутность воды, водные преграды и т.д.), влияющие на достоверность полученных данных;

– высокая стоимость водолазных работ (95 % от совокупной стоимости обследования).

В целях минимизации ошибок при осуществлении диагностики технического состояния подводного перехода трубопровода планируется разработать мобильную телеуправляемую робототехническую плавучую платформу (МТРПП) с автоматическим управлением, состоящую из надводной части в лодочном исполнении и подводной части в виде телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (рис. 5, 6).

Использование МТРПП позволит проводить круглогодичную дистанционную приборную и визуальную диагностику трубопровода, не подвергая при этом опасности водолазный состав исследовательской группы, а также исключить подрядный способ работ.

Еще одна приоритетная задача заключается в обеспечении полноценного контроля параметров защиты от коррозии газораспределительных сетей, находящихся в зоне городской застройки. Для ее решения планируется разработать технологию и соответствующую инфраструктуру на основе использования бесконтактной передачи данных малого радиуса действия путем создания датчиков для измерения параметров оборудования системы электрохимической защиты (ЭХЗ), а также системы передачи и хранения этих данных. Это позволит повысить достоверность измеряемых параметров, реализовать функции анализа и мониторинга технического состояния, повысить уровень защищенности газопроводов, оптимизировать энергопотребление системами ЭХЗ, осуществлять контроль полноты и качества проводимых эксплуатирующим персоналом работ.

Особое внимание на предприятии уделяется инновациям в области производственной безопасности.

В настоящее время классические методы управления в этой области, достигнув максимума своей эффективности, реагируют непосредственно на возникновение негативных ситуаций. Плановая идентификация опасностей и оценка возможных рисков осуществляется с периодичностью один раз в год, при этом процесс носит субъективный характер.

Возникла необходимость в разработке методики объективной оценки работы подразделений Общества в области риск-ориентированного управления производственной безопасностью. На 2021 г. намечена разработка проактивной системы, отличающейся наличием высокоинформативного цифрового сервиса накопления и анализа информации о потенциально опасных событиях, сигнализирующих о нарастании рисков в неконтролируемой области, а также возможностью выдачи рекомендаций по выполнению эффективных мероприятий для их снижения. Создание цифровой платформы,



Рис. 5. Надводная часть мобильной телеуправляемой робототехнической плавучей платформы в лодочном исполнении
Fig. 5. The above-water part of the remotely-operated boat-type mobile robotic floating platform

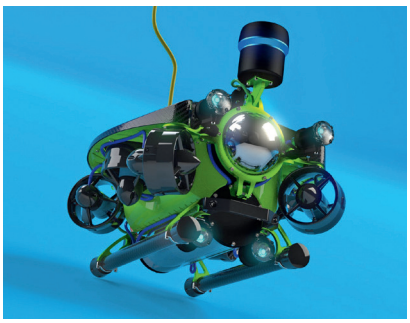


Рис. 6. Подводная часть мобильной телеуправляемой робототехнической плавучей платформы – телеуправляемый необитаемый подводный аппарат
Fig. 6. The underwater part of the remotely-operated boat-type mobile robotic floating platform – unmanned remotely-operated vehicle

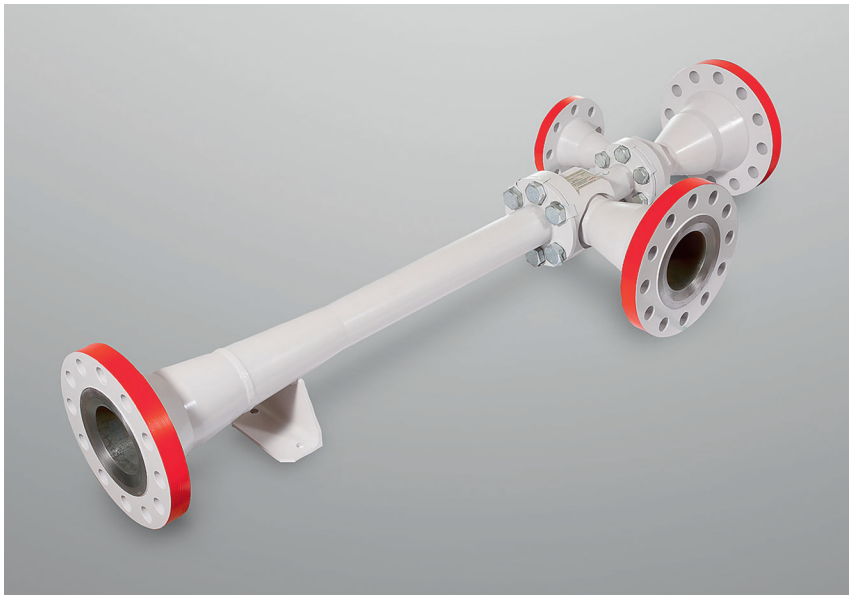


Рис. 7. Двухступенчатый струйный эжектор для откачки газа из оборудования компрессорного цеха
Fig. 7. Two-stage jet ejector for gas evacuation from compressor yard equipment

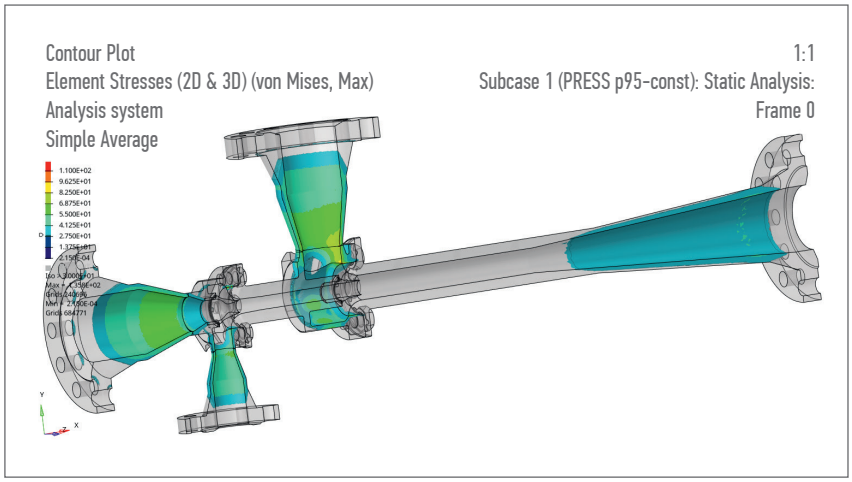


Рис. 8. Результаты прочностных расчетов эжектора в программе Hyper Works (Altair Engineering, Inc., США)
Fig. 8. Strength calculation results for the ejector in Hyper Works software (Altair, USA)

использующей технологии искусственного интеллекта и обработки больших объемов данных, позволит трансформировать идентификацию опасностей и управление рисками в непрерывный онлайн-процесс.

СОБСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ

В целях обеспечения надежной и эффективной эксплуатации рассредоточенных по девяти регионам страны производственных мощностей Общества требуется постоянное совершенствование бизнес-процессов, оптимальное расходование всех видов ресурсов, создание новых технологий и методов. Эти задачи невозможно решить без системного поиска, применения нестандартного подхода. В этой связи широко привлекается собственный интеллектуальный потенциал. На предприятии трудятся один доктор наук, 16 кандидатов наук, еще восемь человек находятся в статусе соискателей ученой степени.

Ниже приводятся запатентованные и реализованные на данный момент разработки 2020 г., созданные работниками Общества.

Выявление потенциально опасных участков по признаку непроектного НДС

На основе ранее запатентованных авторами способов выявления потенциально опасных участков по признаку наиболее опасной и малоизученной разновидности стресс-коррозии – поперечного коррозионного растрескивания под напряжением – разработан новый метод оценки их напряженно-деформированного состояния [1, 2]. Отличие от прежних методик состоит в возможности его применения в области упругопластической/пластической деформации, например на отводах холодного гнутья, где вероятность возникновения поперечного коррозионного растрескивания под напряжением максимальна. По итогам прошлого года комплекс этих передовых технологий был удостоен премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники [3].

Двухступенчатый струйный эжектор для откачки газа из оборудования компрессорного цеха

Разработка направлена на значительное сокращение безвозвратных потерь газа при проведении регламентных и ремонтных работ на объектах компрессорных станций (КС). Например, только на КС «Арская» (Республика Татарстан, Россия) в 2020 г. объем стравленного газа превысил 1,3 млн м^3, в целом же годовые безвозвратные потери транспортируемого продукта при проведении работ на КС ПАО «Газпром» оцениваются в 150 млн м^3.

В целях радикального сокращения подобных потерь в Обществе разработана, изготовлена и испытана уникальная и эффективная технология на основе двухступенчатого струйного эжектора, по которой в ФГБУ «Федеральный институт промышленной собствен-

ности» направлены две заявки на выдачу патентов на изобретение (рис. 7, 8).

Струйный эжектор как основной элемент системы был разработан в инициативном порядке по техническому заданию, согласованному Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) в соответствии с требованиями Единой системы конструкторской документации, Единой системы управления производственной безопасностью и имеет декларацию соответствия Техническому регламенту Таможенного союза [4–6].

Для проведения испытаний струйный эжектор был встроен в технологическую обвязку между коллекторами нагнетания и всасывания компрессорного цеха (КЦ) №1 КС «Арская» (рис. 9) и обеспечил откачку в коллектор всасывания 85 % газа, планируемого к стравливанию из контура центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата (ГПА). При этом затраты на формирование активного потока не превысили 4–8 % от объема «спасаемого» газа.

Дальнейшее развитие технологии в 2021 г. предусматривает обвязку эжектора для создания системы откачки газа из всех агрегатов КЦ №1 («агрегатный эжектор»), а также монтаж и испытания системы откачки газа из двух цехов с установкой второго комплекта эжектора на межцеховые перемычки («цеховой эжектор»). Обе конструкции формируют технологический облик КЦ, условно называемый в Обществе «эксплуатация компрессорных цехов без стравливания газа в атмосферу».

При полномасштабном внедрении систем на КС «Арская» ожидаемое сокращение объема стравливаемого газа составит до 85 %.

Система предиктивного анализа технического состояния газоперекачивающего агрегата

На повышение эффективности транспорта газа направлена разработка системы предиктивного анализа технического состояния



Рис. 9. Эжектор опытный Э18.0248 в составе технологической обвязки цеха Уренгой – Ужгород КС «Арская»
Fig. 9. Pilot ejector (E18.0248) within the process piping of Urengoy – Uzhgorod yard, Arskaya compressor station (CS)

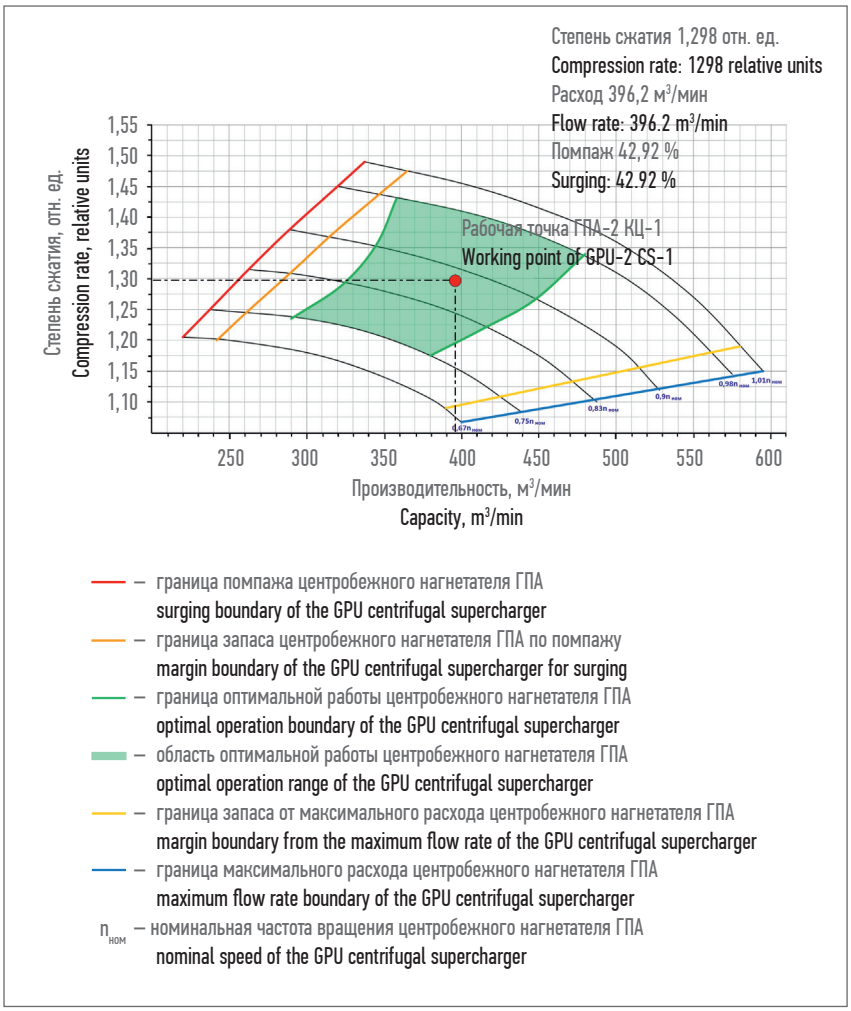


Рис. 10. Окно оценки оптимума загрузки газоперекачивающего агрегата на автоматизированном рабочем месте диспетчера производственно-диспетчерской службы
Fig. 10. Optimum load evaluation window for the gas pumping unit on the controller's automated workplace, operation control department

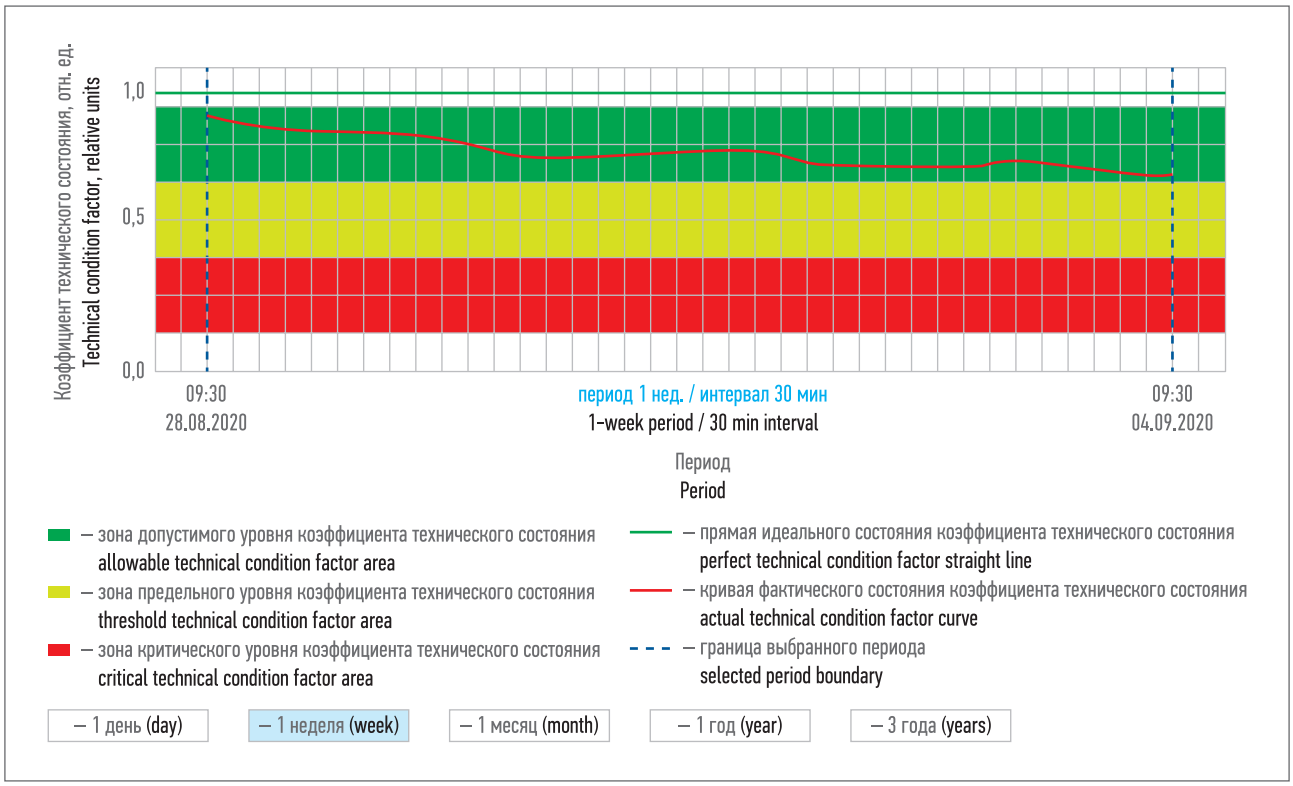


Рис. 11.* Проектный интерфейс окна оценки коэффициента технического состояния газотурбинной установки
* *Примечание.* Использование инструментария на автоматизированном рабочем месте диспетчера производственно-диспетчерской службы позволит проводить анализ и оценку коэффициента технического состояния центробежного нагнетателя и газотурбинной установки за выбранный период
Fig. 11.* Draft interface of the technical condition factor evaluation window of a gas-turbine unit
* *Note.* Using the tools on the operation control departments' controller's automated workplace will allow for analyzing and evaluating the centrifugal supercharger's and gas-turbine unit's technical condition factors for the selected period

ГПА по параметрам энергоэффективности.

В 2020 г. реализован этап оценки оптимума загрузки агрегатов по положению рабочей точки на автоматизированном рабочем месте диспетчера производственно-диспетчерской службы (ПДС) Общества, что необходимо для принятия соответствующих управленческих решений (рис. 10).

Следующим этапом станет разработка инструментария предиктивного анализа технического состояния ГПА, который строится на аналитической зависимости интегральных показателей без влияния климатических условий и режима работы: коэффициента технического состояния центробежного нагнетателя и коэффициента технического состояния газотурбинной установки. Анализ генеральной совокупности этих значений по наработке ГПА с помощью методов математической статистики и последовательной аппроксимации различными видами функций позволяет на основе коэффициента детерминации выявить наиболее подходящую зависимость (рис. 11).

Такая зависимость ляжет в основу оценки технического состояния ГПА на заданный период для его учета при определении сроков проведения ремонта.

Подогреватель газа пульсирующего горения

Следующим инновационным проектом стало применение на газораспределительной станции (ГРС) теплогенераторов пульсирующего горения, имеющих ряд преимуществ по сравнению с широко применяющимися там огневыми подогревателями.

Реализация проекта позволила не только существенно повысить энергоэффективность процесса подогрева газа за счет более высокой полноты сгорания топливного газа и высокого КПД теплогенераторов пульсирующего горения (92–98 %), но и снизить уровень выбросов вредных веществ (CO_x, NO_x и др.). Кроме того, малые габариты установок пульсирующего горения, простота конструкции, отсутствие горелочного устройства позволяют изготавливать компактные модульные установки различной мощности с высоким уровнем безопасности из-за малого объема камеры сгорания и проточного тракта теплообменника.

На сегодняшний день Общество совместно с ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» подготовили ряд проектов по внедрению новых видов техники и технологий, среди которых опытно-промышленная эксплуатация на ГРС-5 г. Казани

запатентованного блока подогрева газа «Исток-60» (рис. 12).

Данный подогреватель номинальной мощностью 800 кВт позволяет поддерживать температуру газа до +40 °С при расходах от 10 до 60 тыс. м^3/ч, имеет КПД свыше 90 %. Его масса (без промежуточного теплоносителя) составляет 4 т, срок службы достигает 50 лет.

Для дальнейшей модернизации устройства Обществом в 2020 г. подана заявка на выдачу патента на изобретение, обеспечивающее автономное электропитание собственных систем теплогенератора пульсирующего горения путем установки турбодетандера на выходе из цилиндрической камеры дополнительного резонирующего устройства.

Автоматический распределитель тока электрохимической защиты

Работа системы ЭХЗ на ГРС недостаточно эффективна из-за значительных токов утечки на заземленные элементы оборудования. Известные на данный момент промышленные устройства не позволяют существенно ограничить подаваемые на защищаемые объекты токи ЭХЗ, что вызывает перерасход электрической энергии. Также к возникновению неоптимальных режимов эксплуатации приводит отсутствие автоматической регулировки в зависимости от изменяющихся параметров внешней среды.



Рис. 12. Блок подогрева газа «Исток-60»
Fig. 12. Source-60 [Istok-60] gas preheating unit

На основе ранее запатентованной авторами технологии снижения токов катодной защиты на ГРС [7] разработано новое устройство, позволяющее в автоматическом режиме поддерживать требуемый уровень защитного потенциала на элементах оборудования. Его применение на ГРС «Раифская» (Республика Татарстан, Россия) в комплексе с мероприятиями по электрическому секционированию оснащения обеспечивает получение экономического эффекта до 1,5 млн руб./г.

В дальнейшем мероприятия по ограничению токов катодной защиты на ГРС Общества предусмотрены в рамках капитального ремонта на постоянной основе (в 2022 г. планируется внедрение данного устройства на шести ГРС).

Таким образом, за счет кардинальной перестройки в 2020 г. системы управления инновационной деятельностью Обществом достигнуто значительное повышение ее количественных и качественных показателей. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент № 2602327 РФ. Способ определения потенциально опасных участков трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния / Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Р.М. и др. Заявл. 08.04.2015, опубл. 20.11.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://patents.google.com/patent/RU2602327C2/ru (дата обращения 11.03.2021).
2. Патент № 2603501 РФ. Способ определения потенциально опасных участков трубопровода, содержащих отводы холодного гнутья, с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния / Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскаров Г.Р. и др. Заявл. 25.06.2015, опубл. 27.11.2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://patenton.ru/patent/RU2603501C1 (дата обращения 11.03.2021).
3. Правительство РФ. Распоряжение от 29.09.2019 № 2846-р. О присуждении премий Правительства Российской Федерации 2019 г. в области науки и техники [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://static.government.ru/media/files/thluiG96W2qzZ6uuKJdd24NvpeGn5zxX.pdf (дата обращения 05.03.2021).
4. ООО «Газпром трансгаз Казань». Э18.0248 ТЗ. Эжектор опытный откачки природного газа из оборудования компрессорных станций (утв. 27.09.2019) [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. АО «Турботект Санкт-Петербург». Э18.0248 ПМ. Эжектор опытный. Программа и методика проведения предварительных и приемочных испытаний (утв. 10.09.2019) [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
6. ЕАЭС. № RU Д-RU.АЖ49.В.11560/20. Части газовых компрессоров: эжектор опытный откачки природного газа из оборудования компрессорных станций, модель Э18.0248 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://xn----7sbajahheyaepn1ca0aveqcb0fxl.xn--p1acf/eaes-n-ru-d-ruazh49v1156020/ (дата обращения 05.03.2021).
7. Патент № 154345 РФ. Распределитель защитного тока / Шарипов Ш.Г., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В. и др. Заявл. 07.11.2014, опубл. 20.08.2015 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=38372767 (дата обращения 11.03.2021).

REFERENCES

(1) Usmanov RR, Chuchkalov MV, Askarov RM, et al. *Method for determining potentially hazardous pipeline sections with beyond-design level of stress-strain state*. RU2602327 (Patent) 2015. (In Russian)
(2) Usmanov RR, Chuchkalov MV, Askarov GR, et al. *Method of determining potentially dangerous pipeline sections containing cold bending branches, with off-design level of stressed-strain state*. RU2603501 (Patent) 2015. (In Russian)
(3) The Russian Government. *Resolution No. 2846-r of 29 September 2019. On awarding the Russian Government's 2019 science and technology award*. Available from: http://static.government.ru/media/files/thluiG96W2qzZ6uuKJdd24NvpeGn5zxX.pdf [Accessed: 5 March 2021]. (In Russian)
(4) Gazprom transgaz Kazan LLC. E18.0248 TZ. *Pilot ejector for natural gas evacuation from the compressor stations' equipment. Approved on 27 September 2019*. [Access restricted].
(5) Turbotect Saint-Petersburg Ltd. *E18.0248 PM. Pilot ejector. Program and procedure for preliminary and acceptance tests. Approved on 10 September 2019*. [Access restricted].
(6) EAEU. *RU D-RU.AZh49.V.11560/20 Gas compressor parts: pilot ejector for natural gas evacuation from the compressor stations' equipment; model E18.0248*. Available from: https://xn----7sbajahheyaepn1ca0aveqcb0fxl.xn--p1acf/eaes-n-ru-d-ruazh49v1156020/ [Accessed: 5 March 2021]. (In Russian)
(7) Sharipov ShG, Usmanov RR, Chuchkalov MV, et al. *Protective current distributor*. RU154345 (Patent) 2014. (In Russian)

РАЗРАБОТКА ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПЛАСТИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ МУФТОВОЙ ЗАГОТОВКИ НА КОЛЬЦЕРАСКАТНОЙ МАШИНЕ

А.В. Михалев, к.т.н., ОАО «Уралтрубпром» (Первоуральск, Россия)
М.М. Шевелев, к.т.н., ОАО «Уралтрубпром»
И.О. Мочалова, ОАО «Уралтрубпром»
С.В. Павлов, ОАО «Уралтрубпром»
Е.А. Плесняев, к.т.н., ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (Екатеринбург, Россия)
Д.Ш. Нухов, к.т.н., ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Д.И. Масный, ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)» (Москва, Россия)

При бурении нефтяных скважин стальные трубы используются для передачи вращения породоразрушающему инструменту, для крепления стенок в процессе бурения и эксплуатации, для транспортировки нефтепродуктов на поверхность и других целей [1–3]. Наиболее распространенным соединением обсадных труб в обсадную колонну является муфтовое соединение. По концам трубы имеют наружную коническую резьбу и соединяются между собой при помощи муфты, имеющей внутреннюю резьбу [4, 5].
В значительной степени производство заготовок для муфт аналогично технологии изготовления бесшовных труб, включающей прошивку круглой заготовки с последующей прокаткой.
На предприятии ОАО «Уральский трубный завод» (Свердловская обл., г. Первоуральск) разработана и реализована производственная линия по получению муфтовой заготовки, которая исключает весь цикл классического производства бесшовных труб [1]. Уникальная технология предполагает нагрев стальной сплошной круглой заготовки до температуры горячей деформации, операцию прошивки заготовки в стакан на вертикальном прессе интенсивной пластической деформации, пробивку донышка стакана и раскатку полученной втулки в муфтовую заготовку на кольцераскатной машине с последующей нарезкой внутренней резьбы в специализированных станках с числовым программным управлением.
Актуальными научно-техническими задачами совершенствования технологии являются повышение точности геометрии и прогнозирование качества получаемого изделия [6], а также поиск резервов повышения энергоэффективности и снижения материальных затрат на производство муфтовых соединений [7, 8]. Кроме того, отсутствуют адекватные методики оценки энергосиловых параметров процесса кольцераскатки и анализа температурно-скоростных режимов процесса [9–11].
Целью работы стало создание компьютерной модели процесса раскатки муфтовой заготовки для изучения закономерностей течения металла, в частности уширения, а также для установления связи между качеством готовой продукции и параметрами настройки оборудования.

РАЗРАБОТКА ТВЕРДОТЕЛЬНОЙ МОДЕЛИ РАСКАТКИ МУФТОВОЙ ЗАГОТОВКИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

В работе была поставлена задача разработки численной модели процесса формоизменения муфтовой заготовки на кольцераскатной машине D51-800E, установленной на предприятии ОАО «Уральский трубный завод». Решение задачи осуществлялось методом конечно-элементного моделирования процесса в программном комплексе DEFORM-3D (лицензия кафедры обработки металлов давлением ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина») [12].

Модель муфтовой заготовки создавалась в программе КОМПАС-3D в виде трехмерного полого усеченного конуса (рис. 1а), состоящего из массива объемных элементов (рис. 1б). Для проведения вычислительного эксперимента выбрана муфтовая заготовка

Размеры гильзы для моделирования

Наименьший наружный диаметр гильзы $D'_г$, мм	Наибольший наружный диаметр гильзы $D''_г$, мм	Длина гильзы B, мм	Толщина стенки гильзы $s'_г$, мм		Толщина стенки гильзы $s''_г$, мм		Величина разностенности, мм
			Сторона А	Сторона Б	Сторона А	Сторона Б	
144,6	155,5	260,6	21,3	23,3	25,4	27,4	2,0

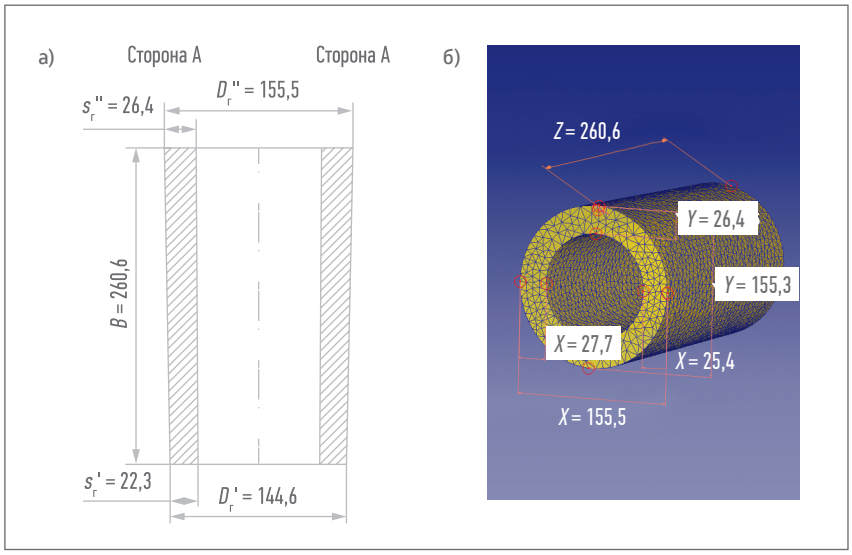


Рис. 1. Муфтовая заготовка под раскатку: а) чертеж; б) твердотельная модель

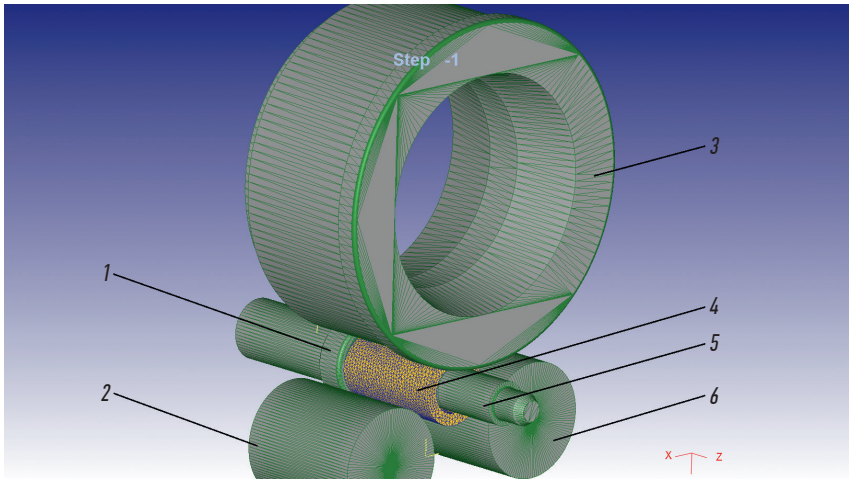


Рис. 2. Общий вид твердотельной модели кольцераскатки: *1* – упорное кольцо; *2* – сигнальный ролик; *3* – рабочий валок; *4* – заготовка; *5* – дорновый вал; *6* – прижимной ролик

177,8 ВС, т. к. она является одной из наиболее часто производимых на ОАО «Уралтрубпром». В таблице представлены размеры исходной гильзы для раскатки. Для изготовления муфтовой заготовки групп прочности К55 применяют низколегированную сталь 35Г2. В базе материалов в программе DEFORM-3D данная сталь отсутствует, поэтому выбран ближайший аналог – сталь AISI-1045, термомеханические свойства которой описаны в диапазоне температур от 20 до 1100 °С.

Для создания твердотельных моделей инструмента кольцераскатной машины в вычислительном эксперименте использовалась действующая калибровка инструмента деформации для производства ОАО «Уральский трубный завод». В программе CAD-моделирования КОМПАС-3D были построены модели инструмента: главный валок и дорновый вал, которые затем были импортированы в программу DEFORM-3D.

Модели прижимного и сигнального ролика, а также упорного кольца были созданы с помощью инструмента «Примитивы» в препроцессоре программы DEFORM-3D. Позиционирование объектов в программе выполнено относительно заготовки в соответствии с данными, принятыми при производстве муфтовой заготовки. Размеры прижимного и сигнального роликов одинаковы: диаметр – 250 мм, длина – 300 мм. Расстояние между сигнальным роликом и дорновым валом – 77 мм. Расстояние между прижимным роликом и дорновым валом в начале раскатки – 34 мм. Линии, соединяющие во фронтальной проекции ось дорнового вала с осями сигнального и прижимного роликов, образуют угол 120° (рис. 2).

Скорость вращения главного валка равна 38 об/мин (1,441 м/с или 3,979 рад/с), направление вращения – против часовой стрелки. В модели, как и в реальном процессе, перемещается главный валок. До соприкосновения с заготовкой валок движется на высокой скорости (холостой ход), непосредственно перед контактом с заготовкой и до окончания процесса раскатки скорость понижается – машина переключается на рабочую подачу. Продолжительность процесса раскатки с учетом времени на калибровку кольца составляет 25 с (2500 шагов). Временной интервал одного шага составляет 0,01 с. Величина подачи на протяжении

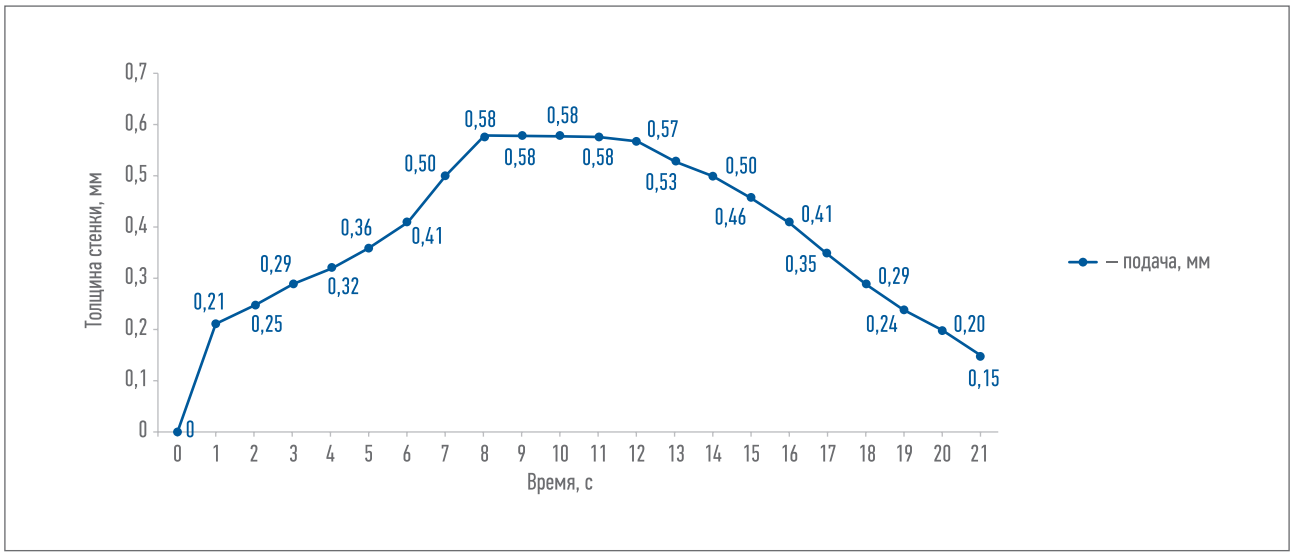


Рис. 3. Режим подачи по толщине стенки при раскатке колец за каждую секунду процесса

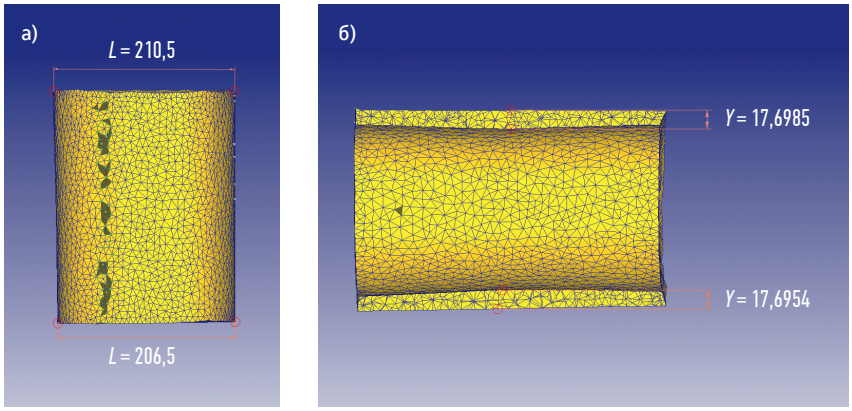


Рис. 4. Муфтовая заготовка: а) общий вид; б) внутренняя поверхность. Все размеры указаны в мм

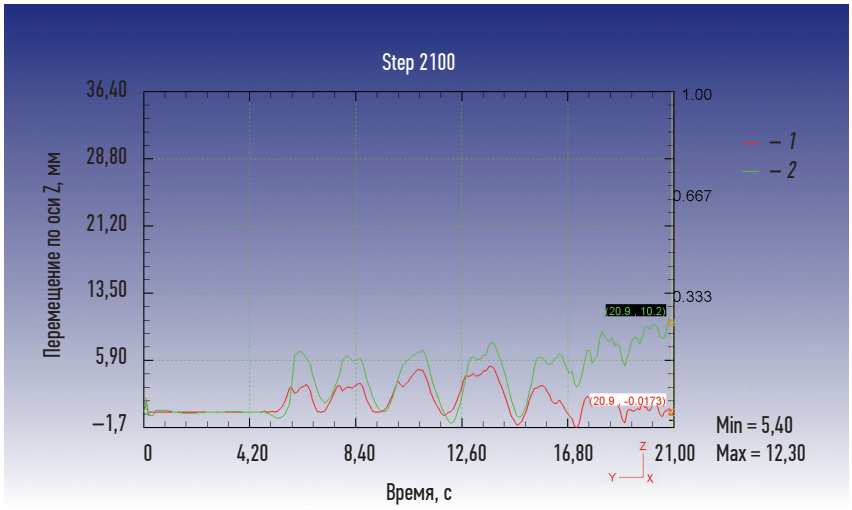


Рис. 5. Траектория движения частиц металла по оси Z (для определения величины уширения), где *1* – движение металла по оси Z в точке, расположенной на торце заготовки со стороны упорного кольца; *2* – движение металла по оси Z в точке, расположенной на свободном торце заготовки

периода раскатки (без учета времени на калибровку) изменяется в ходе процесса в соответствии с графиком, представленным на рис. 3.

Температура нагрева заготовки принималась равной 1050 °С, температура инструмента – 60 °С, а температура окружающей среды (воздуха) – 20 °С.

При моделировании инструмент считался абсолютно жестким телом, поскольку в процессе раскатки его деформация много меньше, чем деформация муфтовой заготовки. При постановке краевой задачи свойства заготовки соответствовали вязкопластической среде. На поверхностях контакта заготовки с инструментом задавался закон трения по Зибелю: $\tau = \psi \cdot \tau_s$, где τ – напряжение трения, МПа; ψ – показатель трения; τ_s – сопротивление деформации материала на сдвиг. Так как деформация заготовки при раскатке происходит без смазки, то был выбран показатель трения между главным валком и заготовкой, равный 0,7 (в соответствии с рекомендациями авторов работы [12]). Из теоретических данных известно, что трение между заготовкой и не приводным дорновым валом, а также между роликами и заготовкой отличается от трения между главным валком и заготовкой. В DEFORM-3D

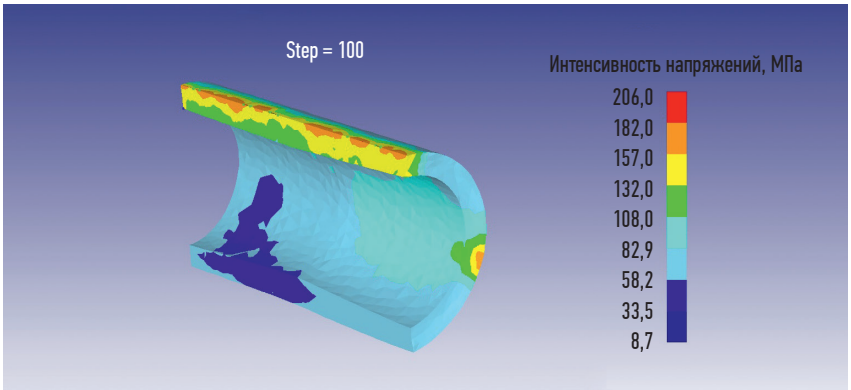


Рис. 6. Распределение интенсивности напряжения в слоях заготовки при раскатке

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ИНТЕНСИВНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО СО СТОРОНЫ ГЛАВНОГО ВАЛКА ВОЗНИКАЮТ БОЛЬШИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ЧЕМ СО СТОРОНЫ ДОРНОВОГО ВАЛА, ЧТО КОСВЕННО ПОДТВЕРЖДАЛОСЬ БОЛЕЕ ИНТЕНСИВНЫМ СУЖЕНИЕМ СЛОЕВ, ПРИЛЕГАЮЩИХ К ИНСТРУМЕНТУ.

показатель трения в этом случае равен 0,3 [13].

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Для анализа полученных в процессе моделирования данных в постпроцессоре программы были использованы функции задавания и отслеживания отдельных точек, создание разрезов и сечений, а также были задействованы функции измерения различных параметров.

Результаты исследования формоизменения заготовки после раскатки показали, что заготовка после деформации имеет форму усеченного конуса: наружный диаметр составил 202,2 мм (разница в диаметре по концам заготовки составляет 3–4 мм) (рис. 4а). Внутренняя поверхность по всей окружности биконическая. Толщина стенки по торцам заготовки 13,0–14,0 мм, а посередине 17,6 мм (рис. 4б).

Длина заготовки после прокатки составила 270 мм. Уширение металла составило порядка 10 мм (рис. 5). Выявлено более интенсивное сужение концентрических слоев заготовки, прилегающих к наружной поверхности, чем к внутренней в течение всего процесса раскатки, и наличие существенно большего уширения слоев, прилегающих к наружному валку. На основании этого можно сделать вывод о том, что обжатие со стороны главного валка больше, чем со стороны дорнового вала, что подтверждает выводы по исследованию процессов кольцераскатки [13–18]. Анализ результатов расчета интенсивности напряжений показал, что со стороны главного валка возникают большие напряжения (рис. 6), чем со стороны дорнового вала, что косвенно подтверждалось более интенсивным сужением слоев, прилегающих к инструменту.

ВЕРИФИКАЦИЯ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПУТЕМ СОПОСТАВЛЕНИЯ С ДАННЫМИ ОПЫТНОЙ ПРОКАТКИ

На ОАО «Уралтрубпром» 26.10.2020 г. производилась опытная партия (20 шт.) муфтовой заготовки 177,8 ВС по оптимизированной технологической схеме. Наружный диаметр исходной заготовки до нагрева и прошивки составлял 139,0–141,0 мм, длина 172,0–172,5 мм. При измерении геометрических размеров заготовки после прошивки в «стакан» зафиксированы следующие значения (измерения проводились на остывшей заготовке): длина (высота) заготовки – 262,0–263,0 мм; толщина донышка – 13,0–13,5 мм; наибольший диаметр (вверху) – 155,0–156,0 мм; наименьший диаметр (внизу) – 145,0–145,5 мм; толщина стенки от 22,0–23,8 мм (внизу) до 26–28,6 мм. После прошивки и пробивки заготовки раскатывались на кольцераскатной машине D51-800E.

При измерении геометрических размеров и визуальном осмотре наружной и внутренней поверхности муфтовых заготовок после раскатки обнаружены следующее особенности:

– наружный диаметр со стороны, соответствующей наибольшему основанию усеченного конуса (исходной заготовки до раскатки), равен 204,5–205,0 мм, а со стороны, соответствующей наименьшему основанию, – 201,0–202,0 мм, т. е. после раскатки по оптимизированной технологии муфтовая заготовка имеет конусность, примерно равную 1:100. Такая же конусность была получена и на компьютерной модели;

– толщина стенки полученной заготовки в сравнении со стандартной заготовкой заметно меньше (по торцу составляет 14,0–14,5 мм), что соответствует компьютерной модели (21,0–22,0 мм), но ниже в 1,5 раза;

– уширение заготовки при раскатке составило 10,0–12,0 мм (соответствует результатам конечно-элементного моделирования);

– внутренняя поверхность по всей окружности биконическая, ровная, без раковин, вкатанной окалины и иных дефектов;

– наружная поверхность на определенном участке по окружности, расположенном между плоскостью, проходящей через середину заготовки (по длине), и плоскостью, расположенной на расстоянии 20,0–25,0 мм от торца, имеет меньший наружный диаметр и, по всей видимости, не контактировала на последних этапах раскатки с главным валком, о чем свидетельствует заметный слой окалины.

В РЕЗУЛЬТАТЕ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ДЕФОРМАЦИЯ СО СТОРОНЫ ГЛАВНОГО ВАЛКА БОЛЬШЕ, ЧЕМ СО СТОРОНЫ ДОРНОВОГО ВАЛА.

Данная поверхность аналогична той, что была получена при моделировании в программном комплексе DEFORM-3D.

Образование вышеописанного участка можно объяснить уширением заготовки и, как следствие, утолщением торца заготовки, упирающегося в упорное кольцо. Наружный диаметр на данном участке составил порядка 199,5–200,5 мм, что привело к образованию «черновин» на части муфт после механической обработки. Для получения муфт без «черновин», отклонений от минимального наружного диаметра необходимо внести изменения в калибровку инструмента, а именно увеличить диаметр матрицы винтового пресса на 5 мм.

ВЫВОДЫ

Разработана компьютерная модель раскатки муфтовой заготовки и проведена ее верификация на основе опытной прокатки на кольцераскатной машине D51-800E. По форме и размерам компьютерная модель муфтовой заготовки соответствует физической модели. В результате компьютерного моделирования установлено, что деформация со стороны главного валка больше, чем со стороны дорнового вала. Оценка адекватности результатов численного моделирования путем сопоставления с результатами опытной прокатки показала хорошую сходимость геометрических размеров муфтовой заготовки после раскатки. Была установлена особенность формоизменения заготовки при раскатке по оптимизированной технологии, которая может привести к образованию дефектов – «черновин». Для получения муфт без «черновин» и отклонений от минимального наружного диаметра необходимо внести изменения в калибровку инструмента, а именно увеличить диаметр матрицы винтового пресса на 5 мм.

Разработанная численная модель процесса раскатки муфтовой заготовки имеет ряд серьезных допущений, поэтому необходимо проведение процедур ее последующей верификации и валидации на основе результатов, полученных в реальных производственных условиях. Внедрение цифровых моделей на производстве позволит оптимизировать параметры инновационной технологии получения муфт без существенного изменения самой технологии. ■

ОАО «Уралтрубпром»
623107, Россия,
Свердловская обл.,
г. Первоуральск,
ул. Сакко и Ванцетти, д. 28
www.uraltrubprom.ru
Тел.: +7 (3439) 29-75-02
E-mail: market@trubprom.com

на правах рекламы

ЛИТЕРАТУРА

1. Павлова И.В. Инновационное развитие трубопромышленных предприятий на примере ОАО «Уралтрубпром» // Сб. статей «Современная экономика: актуальные вопросы, достижения и инновации» XXI Международной научно-практической конференции. Пенза: МЦНС «Наука и просвещение», 2018. С. 159–161.
2. Пышминцев И.Ю. Разработка и исследование резьбового смазочного покрытия // Сб. труд. Международной научно-практической конференции «Трубы-2014». Т. 2. Челябинск: ОАО «РосНИТИ», НО «ФРТП», 2014. С. 297–305.
3. Фисенко Д.А., Сальный Р.В. Освоение производства бесшовных обсадных труб размером 177,8 × 9,19 мм группы прочности N80 тип Q, PSL2 и муфт к ним по API SPEC 5CT (9-е издание) с резьбовым соединением TMK UP CENTUM // Сб. труд. «Инновации и импортозамещение в трубной промышленности» XXII Международной научно-практической конференции «Трубы-2016» под ред. И.Ю. Пышминцева. Т. 1. Челябинск: ОАО «РосНИТИ», 2016. С. 73–75.
4. Американский нефтяной институт. API 5CT Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. Росстандарт. ГОСТ 31446-2017. Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200146455 (дата обращения: 13.03.2021).
6. Антонюк В.Е., Витязь П.А., Пархомчик П.А., Рудый В.В. Кольцераскатка в производстве деталей машиностроения. Минск: Белорусская наука, 2013.
7. Костышев В.А., Гречников Ф.В. Методы формоизменения профильных кольцевых заготовок раскаткой. Самара: СГАУ, 2007.
8. Пархомчик П.А., Рудый В.В., Антонюк В.Е., Шипко А.А. Особенности использования кольцераскатного комплекса в производстве деталей ОАО «БелАЗ» // Актуальные вопросы машиноведения. 2012. Вып. 1. С. 354–357.
9. Zhou G., Wei W., Liu Q. Influence of plastic deformation on microstructural evolution of 100 Cr6 bearing ring in hot ring rolling. Materials. 2020. 13(19),4355, p. 1–14.
10. Lohmar J., Cleaver C.J., Allwood J.M. The influence of constraint rolls on temperature evolution and distribution in radial ring rolling. Journal of Materials Processing Technology. 2020. 282,116663.
11. Guenther, S., Schwich, G., Hirt, G. Investigation of bond formation behaviour in composite ring rolling // Journal of Materials Processing Technology. 2020. 275,116364.
12. Богатов А.А., Павлов Д.А., Ерпалов М.В. и др. Компьютерное моделирование процессов обработки металлов давлением: учебное пособие / под общей редакцией А.А. Богатова. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2018.
13. Казанцев В.П., Новичев В.В. Штамповка точной заготовки для прокатки колец // Технология легких сплавов. 1975. № 12. С. 80–81.
14. Пархомчик П.А., Рудый В.В., Антонюк В.Е. Возможности открытой и закрытой кольцераскатки тонкостенных колец // Актуальные вопросы машиноведения. 2013. Т. 2. С. 355–358.
15. Snitko S.A., Yakovchenko A.V., Pilipenko V.V., Ivleva N.I. Modeling of ring billets rolling on radial-axial ring-rolling mill // Izvestiya Ferrous Metallurgy. 2020. 63(8). P. 665–673.
16. Liang, L., Guo, L., Wang, Y., Li, X. Towards an intelligent FE simulation for real-time temperature-controlled radial-axial ring rolling process // Journal of Manufacturing Processes. 2019. 48. P. 1–11.
17. Cleaver C.J., Allwood J.M. Curvature development in ring rolling // Journal of Materials Processing Technology. 2019. 267. P. 316–337.
18. Banerjee P., Hui N.B. Finite element modeling of ring rolling process // Materials Today: Proceedings. 2019. 11. P. 843–848.

ОАО УРАЛТРУБПРОМ

30 ЛЕТ

НОВАТОРСТВО. ГАРАНТИИ. УНИКАЛЬНОСТЬ.



«Наши трубы с 2017 г.
уже используются
на ответственных объектах,
где ранее применялись
только горячекатаные
бесшовные трубы».

Константин Титов

начальник
службы разработки
и внедрения проектов

«Уралтрубпром» — эксперт и новатор в производстве электросварных труб

www.uraltrubprom.ru

на правах рекламы

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 621.644.07::681.586.5

С.С. Гуськов, к.т.н., АО «Гипрогазцентр» (Нижний Новгород, Россия), guskovss@gmail.com

Ю.М. Свердлик, Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование» (Нижний Новгород, Россия), sverdlik@ggc.nnov.ru

В статье рассмотрены некоторые аспекты применения современных волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния элементов газопроводов, позволяющих повысить надежность работы линейной части газопроводов и площадных объектов, расположенных в сложных геолого-климатических условиях. Рассмотрен способ расчета характеристик деформации (составляющей, связанной с растяжением (сжатием), положения плоскости изгиба и величины радиуса изгиба) в контрольном сечении газопровода. Показано, что для проведения корректной оценки напряженно-деформированного состояния газопровода необходимо не только анализировать непосредственно измеренные деформации и (или) напряжения в контрольных точках, но и проводить вычисление максимальных деформаций и (или) напряжений в контрольном сечении газопровода. Рассмотрен способ расчета погрешностей определения характеристик деформации в контрольном сечении газопровода для оценки достоверности работы системы контроля напряженно-деформированного состояния при известных погрешностях датчиков деформации и известной точности определения углового положения датчиков в контрольном сечении. Приведен ряд примеров расчета погрешностей определения характеристик деформации для нескольких вариантов угловых координат точек мониторинга деформации при разных значениях параметров, характеризующих изгиб и растяжение (сжатие) газопровода. Установлено, что ошибки определения максимальных продольных деформаций и механических напряжений в сечении зависят от взаимного расположения точек установки датчиков деформации. Показано, что предложенный способ оценки погрешностей может использоваться для обоснованного определения максимально информативного варианта угловых координат контрольных точек. Представлены результаты стендовых испытаний волоконно-оптических систем мониторинга напряженно-деформированного состояния газопровода, в ходе которых проведена экспериментальная оценка точности определения продольной деформации испытательного стенда. Полученные результаты могут использоваться как при проектировании, так и при эксплуатации систем контроля напряженно-деформированного состояния элементов газопроводов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОД, НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ, СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ ДЕФОРМАЦИИ, ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ.

В связи с необходимостью прокладки систем трубопроводного транспорта газа в сложных геолого-климатических условиях (зоны повышенной сейсмической активности, грунты со слабой несущей способностью и др.) особую актуальность приобретают задачи мониторинга напряженно-деформированного состояния (НДС) элементов газопроводов в процессе эксплуатации [1–4]. Опасные природные воздействия могут повлиять на работоспособность газопроводных систем, что создает потенциальную угрозу населению и окружающей среде. Кроме того, разрушение газопроводов, как правило, приводит к существенным экономическим потерям.

Одним из наиболее перспективных средств контроля НДС газопроводов в процессе их эксплуатации являются системы мониторинга,

S.S. Guskov, PhD in Engineering, Giprogazcenter JSC (Nizhny Novgorod, Russia), guskovss@gmail.com
Yu.M. Sverdlik, Nizhny Novgorod branch of Gazprom proektirovaniye LLC (Nizhny Novgorod, Russia), sverdlik@ggc.nnov.ru

Theoretical and experimental investigations of fiber-optic systems application for monitoring stress-strain state of gas pipeline elements

In this paper some aspects of modern fiber-optic systems application for monitoring stress-strain state of gas pipeline elements are discussed, which allow to increase safety of gas pipeline linear parts and areal facilities, located in the hard geological and climatic conditions. A method for calculating defoemation characteristics (strain component associated with tension (compression), bend plane position and bend radius value) in gas pipeline control cross-section is considered. It is shown that for the correct stress-strain state assessment of gas pipeline, not only directly measured strains and/or stresses at control points should be analysed, but also maximum deformations and/or stresses in control cross-section of gas pipeline should be calculated. The calculation technique for determination errors of deformation characteristics in the gas-pipeline control cross-section is considered to assess the operation correctness of stress-strain state control system under given strain-sensors errors and accuracy of sensors angular position obtaining in control cross-section. Some examples are given for calculating determination errors of deformation characteristics for several variants of angular coordinates of strain monitoring points at different values of the parameters characterizing bending and tension (compression) of gas pipeline. It was established that the determination errors for cross-sectional maximum longitudinal strains and mechanical stresses depend on the relative position of strain-sensor installation points. It was shown that the proposed errors estimation technique can be applied for justified determination of the most informative version of the control-points angular coordinates. The bench tests results for fiber-optic monitoring systems of the gas-pipeline stress-strain state are presented, during which an experimental accuracy estimation for longitudinal strain determination of test bench was carried out. Obtained results can be used both in design and operation of stress-strain state monitoring systems for gas pipeline elements.

KEYWORDS: GAS PIPELINE, STRESS-STRAIN STATE, DEFORMATION MEASURING SYSTEM, NUMERICAL SIMULATION, BENCH TESTS.

в которых в качестве чувствительных элементов используются волоконно-оптические датчики деформации [5–7]. Как правило, применяется два основных типа датчиков: точечные (на основе волоконных решеток Брегга) и распределенные (на основе эффекта Бриллюэна). При реализации системы контроля НДС датчики деформации располагаются в каждом контрольном сечении в нескольких точках, распределенных равномерно или неравномерно по окружности газопровода. В ходе оценки НДС газопровода необходимо на основании результатов измерений определить продольные деформации и механические напряжения во всём контрольном сечении. Если деформация обусловлена растяжением (сжатием) или изгибом, то задача состоит в определении характеристик деформации: составляющей, связанной с растяжением (сжатием), положения плоскости изгиба и величины радиуса изгиба. Знание этих параметров позволяет определить продольную деформацию и механические напряжения во всем контрольном сечении, а также рассчитать максимальные значения продольной деформации и механических напряжений в контрольном сечении. Информация об указанных характеристиках для нескольких соседних контрольных сечений позволяет сделать выводы об источнике деформации (температурное расширение, просадка грунта и пр.).

В данной работе предложен общий подход к определению характеристик деформации, а также рассмотрена задача расчета погрешностей определения характеристик деформации. Кроме того, представлены некоторые результаты проверки работы волоконно-оптических систем (ВОС) контроля НДС на испытательном стенде.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФОРМАЦИИ В КОНТРОЛЬНОМ СЕЧЕНИИ ГАЗОПРОВОДА

Рассмотрим задачу определения характеристик деформации в контрольном сечении газопровода при известных продольных деформациях в точках контроля, расположенных в данном сечении [8]. Продольные механические напряжения в контрольном сечении σ представляют собой сумму двух слагаемых – продольных напряжений, связанных с растяжением или сжатием газопровода, и продольных напряжений, связанных с изгибом газопровода [9], при этом значения продольных напряжений одинаковы во всех точках контрольного сечения, а значения изгибных продольных напряжений зависят от положения рассматриваемой точки контрольного сечения [10]:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{Ea}{\rho}, \quad (1)$$

где σ_0 – растягивающие (сжимающие) продольные напряжения; E – модуль упругости; ρ – радиус изгиба газопровода; a – расстояние от нейтральной линии (линии с нулевыми изгибными напряжениями) до рассматриваемой точки, в которой рассчитываются напряжения. Нейтральная линия представляет собой проекцию на контрольное сечение плоскости, перпендикулярной к плоскости изгиба и проходящей через центр контрольного сечения. Таким образом,

Таблица 1. Сравнение исходных значений и результатов расчета параметров ε_0, ρ, γ_0 при D = 1,22 м
Table 1. Comparison between initial values and calculation results for ε_0, ρ, γ_0 parameters at D = 1,22 m

Исходные данные Input data			Промежуточные параметры Intermediate parameters			Результаты расчета Calculation results		
$\varepsilon_{0исх}$, %	$\rho_{исх}$, км (km)	$\gamma_{0исх}$, °	ε_1, %	ε_2, %	ε_3, %	ε_0, %	ρ, км (km)	γ_0, °
$\gamma_1 = -60°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 60°$								
0,0100	3,00	155	–0,0017	0,0186	0,0303	0,0100	2,99	155
0,0200	2,00	95	0,0329	0,0504	0,0375	0,0200	2,00	95
0,0300	1,00	35	0,0908	0,0650	0,0042	0,0300	1,00	35
$\gamma_1 = -90°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 90°$								
0,0100	3,00	155	–0,0084	0,0186	0,0284	0,0100	3,00	155
0,0200	2,00	95	0,0173	0,0504	0,0227	0,0200	2,00	95
0,0300	1,00	35	0,0800	0,0650	–0,0200	0,0300	1,00	35
$\gamma_1 = -120°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120°$								
0,0100	3,00	155	–0,0103	0,0186	0,0217	0,0100	2,99	155
0,0200	2,00	95	0,0025	0,0504	0,0071	0,0200	2,00	95
0,0300	1,00	35	0,0558	0,0650	–0,0308	0,0300	1,00	35

угловое положение нейтральной линии однозначно связано с угловым положением плоскости изгиба. Положение точки расчета напряжений определяется угловой координатой γ и расстоянием от оси газопровода R. Расположение нейтральной линии определяется угловой координатой γ_0. Справедливо следующее уравнение:

$$a = R\sin(\gamma_0 - \gamma). \quad (2)$$

С учетом (2) уравнение (1) приобретает следующий вид:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{ER\sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho}. \quad (3)$$

Разделив левую и правую части уравнения (3) на E, получим соотношение для определения продольной деформации ε:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + \frac{R\sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho}, \quad (4)$$

где $\varepsilon_0 = \sigma_0/E$ – продольная деформация, обусловленная растяжением или сжатием газопровода. Значения ε_0, ρ и γ_0 можно определить с использованием данных о продольных деформациях в точках контроля (то есть в точках расположения датчиков продольной деформации), причем очевидно, что для определения характеристик деформации ε_0, ρ и γ_0 точек контроля в сечении должно быть как минимум три.

Пусть ε_1, ε_2 и ε_3 – значения продольной деформации в точках контроля с угловыми координатами γ_1, γ_2 и γ_3. Записав уравнения (4) для этих точек контроля, получим следующую систему из трех нелинейных уравнений:

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \varepsilon_0 + \dfrac{R\sin(\gamma_0 - \gamma_1)}{\rho} \\ \varepsilon_2 = \varepsilon_0 + \dfrac{R\sin(\gamma_0 - \gamma_2)}{\rho} \\ \varepsilon_3 = \varepsilon_0 + \dfrac{R\sin(\gamma_0 - \gamma_3)}{\rho}. \end{cases} \quad (5)$$

Для решения системы (5) могут быть использованы известные численные методы [11]. В процессе решения определяются характеристики деформации ε_0, ρ и γ_0. На основании этих величин с использованием уравнений (3) и (4) продольные напряжения и деформации могут быть вычислены в любой точке контрольного сечения, характеризуемой угловой координатой γ. Максимальные и минимальные значения продольных напряжений в рассматриваемом контрольном сечении определяются следующим образом:

$$\sigma_{max} = \sigma_0 + \frac{ED}{2\rho}, \quad (6)$$

$$\sigma_{min} = \sigma_0 - \frac{ED}{2\rho}. \quad (7)$$

Здесь D – наружный диаметр газопровода.

Рассмотрим примеры использования данного метода расчета характеристик деформации. Расчет выполняется на основании заданных исходных значений параметров D, $\varepsilon_{0исх}$, $\rho_{исх}$, $\gamma_{0исх}$, γ_1, γ_2, γ_3. Величины ε_1, ε_2, ε_3 в точках контроля вычисляются с помощью уравнения (4). После этого с помощью системы уравнений (5) определяются расчетные значения ε_0, ρ, γ_0. Результаты вычислений для нескольких вариантов исходных значений $\varepsilon_{0исх}$, $\rho_{исх}$, $\gamma_{0исх}$ и разных вариантов расположения точек контроля (γ_1, γ_2, γ_3) приведены в табл. 1.

На основании рассчитанных характеристик деформации ε_0, ρ и γ_0 определим зависимости $\sigma(\gamma)$ (рис. 1), а также вычислим σ_{max} и σ_{min} (табл. 2).

При γ_1 = –120 °, γ_2 = 0, γ_3 = 120 ° и ε_1 = 0,0558 %, ε_2 = 0,0650 %, ε_3 = –0,0308 % (таким деформациям

соответствуют механические напряжения σ_1 = 112 МПа, σ_2 = 130 МПа, σ_3 = –62 МПа), σ_{min} = –62 МПа, σ_{max} = 182 МПа. В этом случае максимальное напряжение в контрольном сечении σ_{max} превышает максимальное напряжение в точках измерения (σ_2) на 40 % (на 52 МПа). Таким образом, для проведения корректной оценки НДС газопровода необходимо не только анализировать непосредственно измеренные деформации и (или) напряжения в контрольных точках, но и проводить вычисление максимальных деформаций и (или) напряжений в контрольном сечении.

ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕФОРМАЦИИ В КОНТРОЛЬНОМ СЕЧЕНИИ ГАЗОПРОВОДА

Для оценки достоверности работы системы контроля НДС газопровода необходима информация о величине возможных ошибок определения характеристик деформации. Основные источники ошибок определения характеристик деформации – погрешности датчиков деформации и неточность их позиционирования на газопроводе.

Пусть $\Delta\varepsilon$ – абсолютная погрешность измерения продольной деформации, а $\Delta\gamma$ – абсолютная погрешность определения углового положения точек контроля. Продольные деформации ε_i и угловые координаты точек контроля γ_i представим в следующем виде:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon_i,\ \gamma_i = \gamma_{0i} \pm \Delta\gamma_i, \quad (8)$$

где ε_{0i}, γ_{0i} – истинные значения ε_0 и γ_0 соответственно; $\Delta\varepsilon_i$, $\Delta\gamma_i$ – погрешности измерения соответствующих величин; i – номер точки контроля, i = 1, 2, 3.

Погрешностями вычисления величин ε_0, ρ, γ_0 будем считать максимальные по модулю отклонения величин $\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, $\rho(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, рассчитанных на основании исходных данных с погрешностями, от величин $\varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, $\rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$ и $\gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, рассчитанных на основании истинных исходных данных:

$$\Delta\varepsilon_0 = \max(|\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \quad (9)$$

$$\Delta\rho = \max(|\rho(\varepsilon_i, \gamma_i) - \rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \quad (10)$$

$$\Delta\gamma_0 = \max(|\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|). \quad (11)$$

Аналогичным образом проведем оценку точности определения продольных механических напряжений. Продольную деформацию растяжения (сжатия), радиус изгиба газопровода и угловую координату нейтральной линии представим следующим образом:

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_{00} \pm \Delta\varepsilon_{00},\ \rho = \rho_0 \pm \Delta\rho_0,\ \gamma_0 = \gamma_{00} \pm \Delta\gamma_{00}, \quad (12)$$

где ε_{00}, ρ_0, γ_{00} – истинные значения ε_0, ρ и γ_0 соответственно; $\Delta\varepsilon_{00}$, $\Delta\rho_0$, $\Delta\gamma_{00}$ – погрешности определения соответствующих величин.

Погрешностью вычисления σ будем считать максимальное по модулю отклонение величины $\sigma(\gamma, \varepsilon_0, \rho, \gamma_0)$, рассчитанной на основании исходных данных с погрешностями, от величины $\sigma(\gamma, \varepsilon_{00}, \rho_0, \gamma_{00})$, рассчитанной на основании истинных исходных данных:

$$\Delta\sigma_{(\gamma)} = \max(|\sigma(\gamma, \varepsilon_0, \rho, \gamma_0) - \sigma(\gamma, \varepsilon_{00}, \rho_0, \gamma_{00})|). \quad (13)$$

Результаты вычисления величин $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$, а также минимальных и максимальных значений $\Delta\sigma$ для разных вариантов $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$ приведены в табл. 3. При расчетах

Таблица 2. Результаты расчета σ_{max} и σ_{min} при D = 1,22 м
Table 2. Calculation results for σ_{max} and σ_{min} at D = 1,22 м

ε_0, %	ρ, км (km)	γ_0, °	σ_{max}, МПа (MPa)	σ_{min}, МПа (MPa)
0,0100	3,00	155	61	–21
0,0200	2,00	95	101	–21
0,0300	1,00	35	182	–62

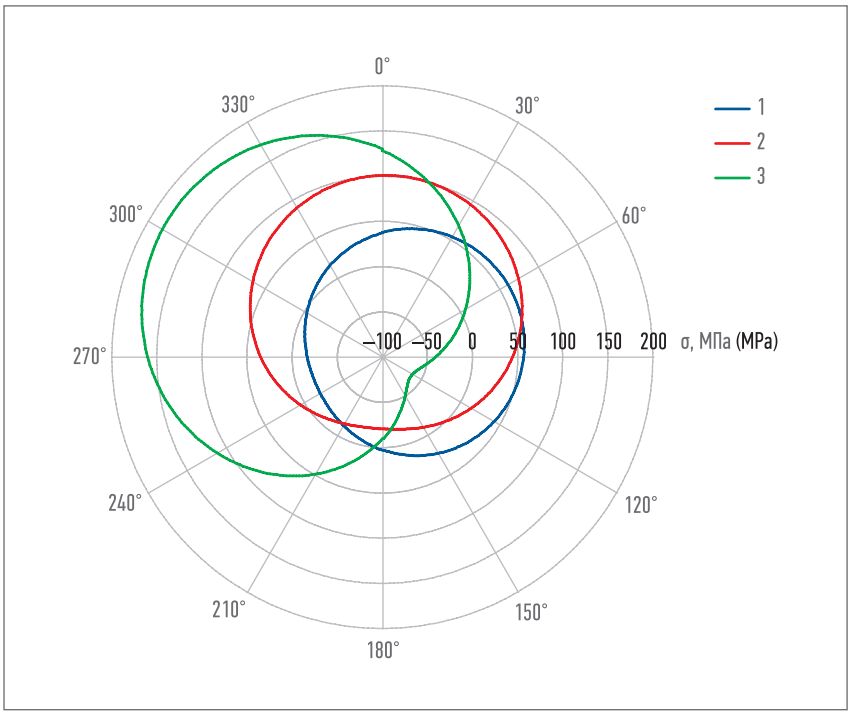


Рис. 1. Зависимости $\sigma(\gamma)$ при D = 1,22 м, 1 – ε_0 = 0,01 %, ρ = 3,00 км, γ_0 = 155°, 2 – ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 км, γ_0 = 95°, 3 – ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 км, γ_0 = 35°
Fig. 1. $\sigma(\gamma)$ dependecies at D = 1,22 m, 1 – ε_0 = 0,01 %, ρ = 3,00 km, γ_0 = 155°, 2 – ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 km, γ_0 = 95°, 3 – ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 km, γ_0 = 35°

Таблица 3. Результаты расчета $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$, $\Delta\sigma_{min}$ и $\Delta\sigma_{max}$ при ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 км, γ_0 = 35°, D = 1,22 м, γ_1 = –120°, γ_2 = 0, γ_3 = 120° для разных вариантов $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$
Table 3. Calculation results for $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$, $\Delta\sigma_{min}$ and $\Delta\sigma_{max}$ at ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 km, γ_0 = 35°, D = 1,22 m, γ_1 = –120°, γ_2 = 0, γ_3 = 120° for different variants of $\Delta\varepsilon$ and $\Delta\gamma$

$\Delta\varepsilon$, %	$\Delta\gamma$, °	$\Delta\varepsilon_0$, %	$\Delta\rho$, км (km)	$\Delta\gamma_0$, °	$\Delta\sigma_{min}$, МПа (MPa)	$\Delta\sigma_{max}$, МПа (MPa)
0,002	2	0,0033	0,068	4,3	16	20
	4	0,0047	0,089	6,3	21	28
	6	0,0061	0,109	8,3	27	36
0,004	2	0,0053	0,119	6,7	27	33
	4	0,0067	0,141	8,7	33	42
	6	0,0081	0,162	10,7	40	51
0,006	2	0,0073	0,175	9,2	38	48
	4	0,0087	0,199	11,2	47	58
	6	0,0101	0,221	13,2	55	67

Таблица 4. Результаты расчета $\Delta\sigma_{min}$ и $\Delta\sigma_{max}$ при D = 1,22 м, $\Delta\varepsilon$ = 0,002 %, $\Delta\gamma$ = 4° для разных вариантов характеристик деформации ε_0, ρ и γ_0 и разных угловых координат точек контроля
Table 4. Calculation results for $\Delta\sigma_{min}$ and $\Delta\sigma_{max}$ at D = 1,22 m, $\Delta\varepsilon$ = 0,002 %, $\Delta\gamma$ = 4° for different variants of deformation characteristicas ε_0, ρ и γ_0 and various angular coordinates of monitoring points

ε_0, %	ρ, км (km)	γ_0, °	$\Delta\sigma_{min}$, МПа (MPa)	$\Delta\sigma_{max}$, МПа (MPa)
γ_1 = –60°, γ_2 = 0, γ_3 = 60°				
0,0100	3,00	155	38	54
0,0200	2,00	95	45	95
0,0300	1,00	35	66	84
γ_1 = –90°, γ_2 = 0, γ_3 = 90°				
0,0100	3,00	155	16	22
0,0200	2,00	95	21	31
0,0300	1,00	35	26	34
γ_1 = –120°, γ_2 = 0, γ_3 = 120°				
0,0100	3,00	155	16	19
0,0200	2,00	95	17	21
0,0300	1,00	35	21	28

использовался вариант характеристик деформации, при котором $\sigma(\gamma)$ изменяется от –62 МПа до 182 МПа. Проведенные расчеты позволяют оценить точность $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$, необходимую для получения заданной точности определения НДС газопровода. Например, для обеспечения $\Delta\sigma_{max}$ < 30 МПа при γ_1 = –120°, γ_2 = 0, γ_3 = 120° необходимо одновременное выполнение условий $\Delta\varepsilon \le 0{,}002$ %, $\Delta\gamma \le 4°$.

Рассмотрим, как влияют угловые координаты контрольных точек на величину $\Delta\sigma$. Выполним расчеты $\Delta\sigma(\gamma)$ для трех разных вариантов сочетаний γ_1, γ_2, γ_3 и трех разных вариантов характеристик деформации ε_0, ρ, γ_0 при постоянных значениях параметров D = 1,22 м, $\Delta\varepsilon$ = 0,002 %, $\Delta\gamma$ = 4° (рис. 2, табл. 4). При разных углах между точками контроля обеспечивается разная величина $\Delta\sigma$. Влияние угла между точками контроля может быть весьма существенным, например, для ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 км, γ_0 = 95° при угле между точками контроля 60° $\Delta\sigma_{max}$ достигает 95 МПа, при угле между точками контроля 90° $\Delta\sigma_{max}$ снижается более чем в 3 раза и составляет 31 МПа, при угле между точками контроля 120° $\Delta\sigma_{max}$ составляет 21 МПа.

Сравнение рассмотренных вариантов расположения точек контроля показывает, что наибольшая точность оценки продольных напряжений (при рассмотренных характеристиках деформации) достигается при угле между точками контроля 120°. Таким образом, рассмотренный способ оценки погрешностей может использоваться для обоснованного выбора обеспечивающих максимальную информативность углов между точками контроля.

ПРОВЕРКА РАБОТЫ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ДЕФОРМАЦИИ НА ИСПЫТАТЕЛЬНОМ СТЕНДЕ

Исследования проводились на стенде, представляющем собой стальную трубу с заглушками. Длина стенда 10,5 м, наружный диаметр 219 мм. Использовались два способа изменения НДС металла стенда – изменение внутреннего давления воды в стенде и изгиб стенда с помощью домкрата, установленного в центральной части стенда (рис. 3). Испытывалась волоконно-оптическая система с распределенными датчиками деформации (на основе эффекта Бриллюэна). Датчики деформации располагались на 4, 8 и 12 часов по условному циферблату (угловое положение датчиков деформации –120°, 0°, 120°).

В ходе стендовых испытаний проводились измерения деформации при семи вариантах внешней нагрузки, характеризуемой избыточным внутренним давлением P и величиной прогиба L: 1) P = 0, L = 0; 2) P = 2,5 МПа, L = 0; 3) P = 5,0 МПа, L = 0; 4) P = 5,0 МПа, L = 35 мм; 5) P = 5,0 МПа, L = 70 мм; 6) P = 0, L = 35 мм; 7) P = 0, L = 70 мм. Для каждого варианта нагрузки производились измерения деформации стенда в местах установки датчиков с пространственным разрешением 0,25 м. Измеренные значения деформации сравнивались с расчетными деформациями при соответствующей нагрузке. Зависимости измеренной деформации верхней образующей стенда (датчик деформации на 12 часов по условному циферблату) при разных вариантах нагрузки, а также соответствующие расчетные значения деформации представлены на рис. 4. При варианте нагрузки 1 на верхней образующей стенда наблюдаются отрицательные значения деформации, что обусловлено сжатием верхней образующей стенда под действием веса трубы и заполняющей её воды. При повышении внутреннего

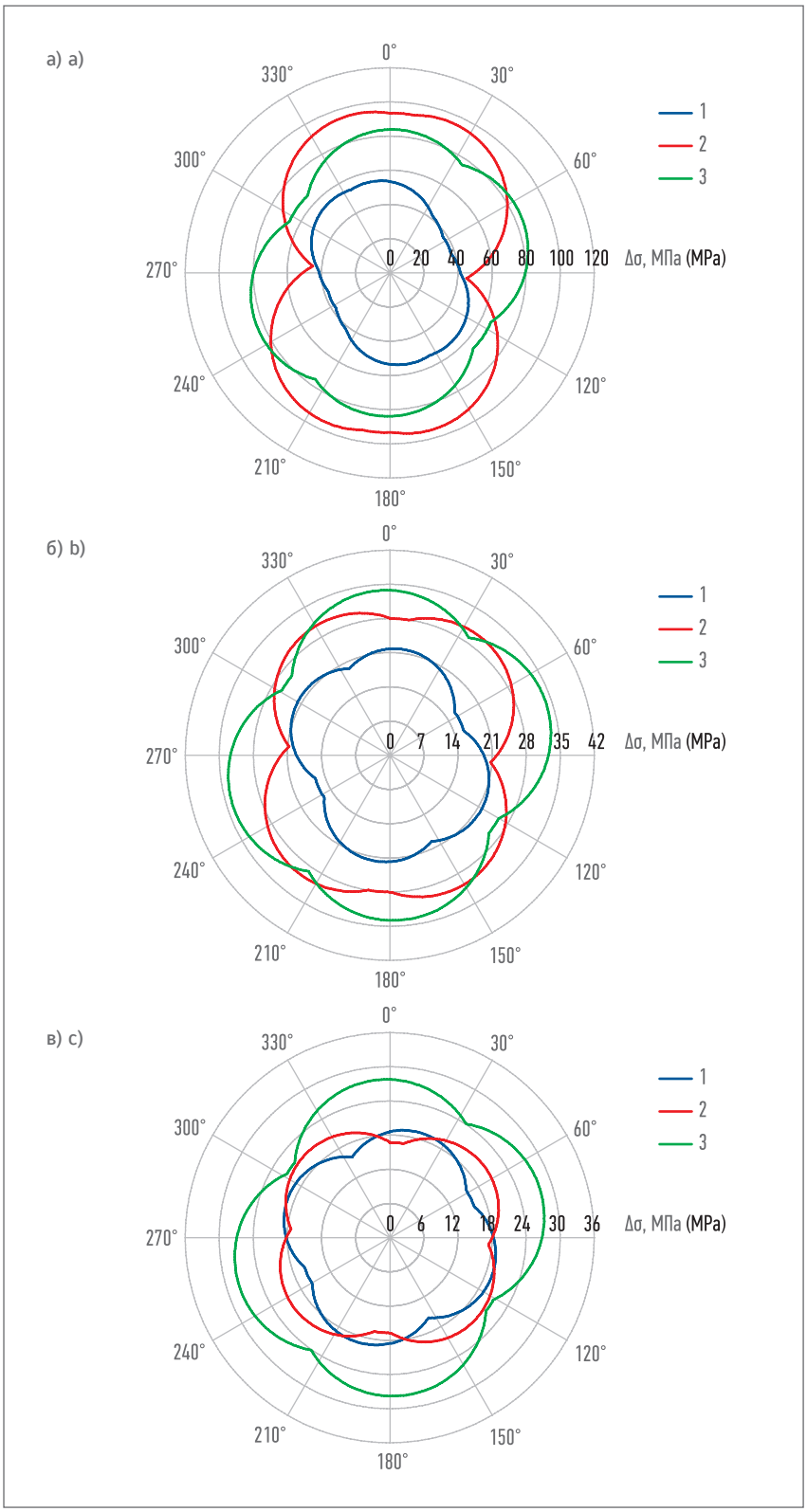


Рис. 2. Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при:
Fig. 2. $\Delta\sigma(\gamma)$ dependecies at:
а) a) $\gamma_1 = -60°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 60°$. 1 – ε_0 = 0,01 %, ρ = 3,00 км (km), $\gamma_0 = 155°$, 2 – ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 км (km), $\gamma_0 = 95°$, 3 – ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 км (km), $\gamma_0 = 35°$;
б) b) $\gamma_1 = -90°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 90°$. 1 – ε_0 = 0,01 %, ρ = 3,00 км (km), $\gamma_0 = 155°$, 2 – ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 км (km), $\gamma_0 = 95°$, 3 – ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 км (km), $\gamma_0 = 35°$;
в) c) $\gamma_1 = -120°$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120°$. 1 – ε_0 = 0,01 %, ρ = 3,00 км (km), $\gamma_0 = 155°$, 2 – ε_0 = 0,02 %, ρ = 2,00 км (km), $\gamma_0 = 95°$, 3 – ε_0 = 0,03 %, ρ = 1,00 км (km), $\gamma_0 = 35°$

Таблица 5. Сравнение расчетных и измеренных значений деформации верхней образующей испытательного стенда
Table 5. Comparison between calculated and measured values of test bench upper generatrix deformation

Нагрузка Load	*P*, МПа (MPa)	0	0	0	2,5	5,0	5,0	5,0
	L, мм (mm)	0	35	70	0	0	35	70
$\varepsilon_{ср}$, με		–119	317	754	–75	–31	317	754
$\varepsilon_{си}$, με		–185	267	692	–136	–59	267	692
d, με		66	50	62	61	28	50	62
s, με		47	81	140	70	48	81	140

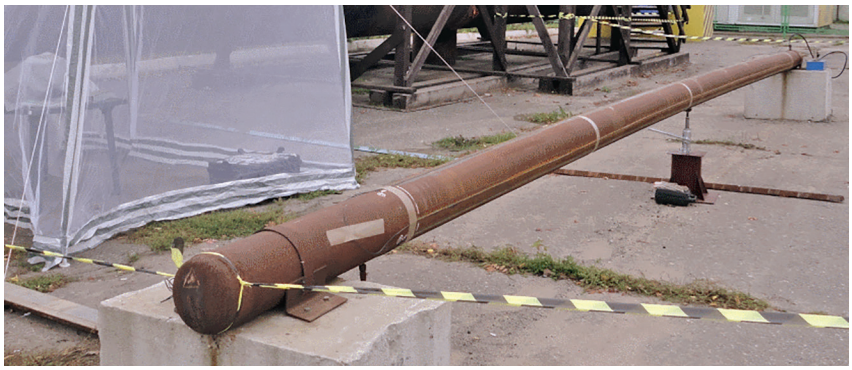


Рис. 3. Стенд для испытаний ВОС мониторинга НДС
Fig. 3. Bench for testing of fiber-optic system for stress-strain state monitoring

давления (варианты нагрузки 2 и 3) происходит повышение деформации, пропорциональное избыточному внутреннему давлению и одинаковое для всех точек верхней образующей стенда. При увеличении величины прогиба происходит неравномерное по длине стенда увеличение деформации (варианты нагрузки 4–7), пропорциональное величине прогиба. Максимальное увеличение деформации происходит в центральной части стенда (при x = 5 м).

Для количественного описания отклонения измеренных значений деформации от расчетных использовались два параметра: абсолютное значение разности измеренной и расчетной деформации в центральной части стенда d и среднеквадратичное отклонение измеренных значений от расчетных s, которые определяются формулами:

$$d = |\varepsilon_{си} - \varepsilon_{ср}|, \quad (14)$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\varepsilon_{iи} - \varepsilon_{ip})^2}, \quad (15)$$

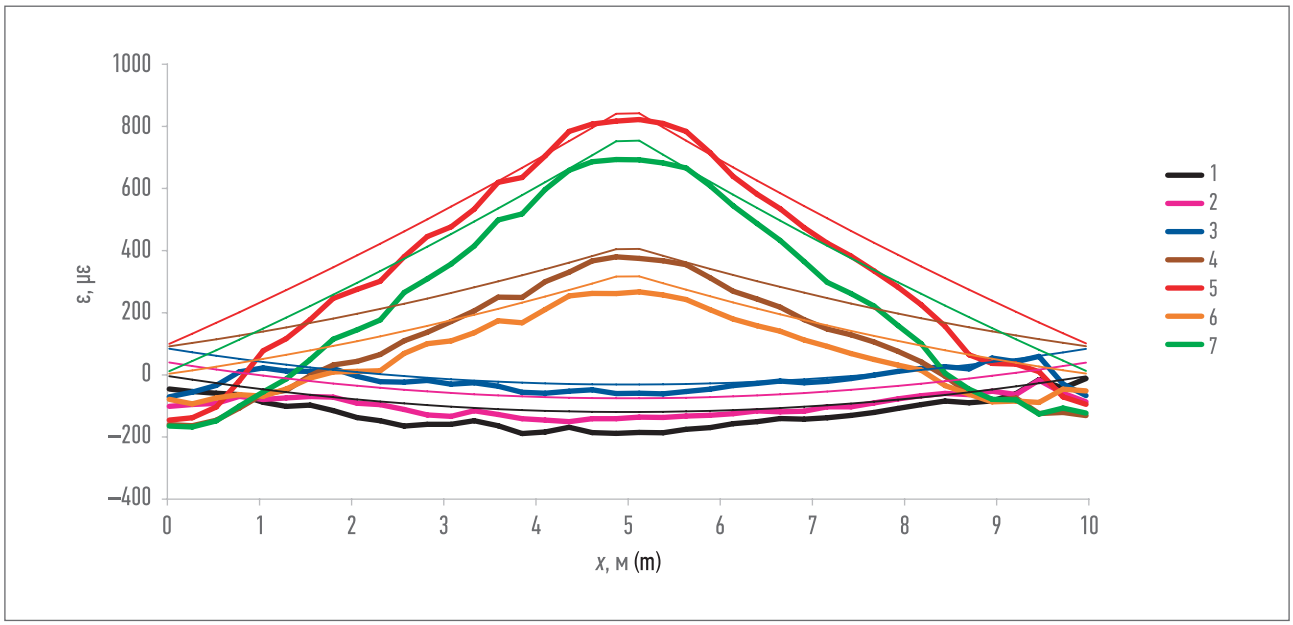


Рис. 4. Зависимости продольной деформации верхней образующей стенда ε от линейной координаты x при разных вариантах НДС (цифры соответствуют номерам вариантов нагрузки, жирные линии – измеренные значения, тонкие линии – расчетные значения).
Fig. 4. Longitudinal deformation dependence of test bench upper generatrix ε on the linear coordinate x at various stress-strain state variants (numbers indicate load variants, bold lines – measured values, fine lines – calculated values)

где $\varepsilon_{си}$ и $\varepsilon_{ср}$ – измеренная и расчетная деформация в центральной части стенда (в точке максимального изменения деформации при прогибе стенда); $\varepsilon_{iи}$ и ε_{ip} – измеренная и расчетная деформация в *i*-й точке измерения; *n* – количество точек измерения. Величины *d* и *s* характеризуют отклонение измеренных значений деформации от расчетных. Чем меньше величины *d* и *s*, тем ближе измеренные значения деформации к расчетным. Результаты сравнения расчетных и измеренных значений деформации представлены в табл. 5.

Для всех вариантов нагрузки абсолютное значение разности измеренной и расчетной деформации в центральной части стенда *d* не превышает 66 με. Таким образом, наблюдается количественное совпадение полученных в ходе стендовых испытаний зависимостей деформации от линейной координаты с ожидаемыми (расчетными) картинами распределения деформаций испытательного стенда при разных видах нагрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрен способ расчета характеристик деформации в контрольном сечении газопровода на основании результатов измерения деформаций в контрольных точках с использованием ВОС. Показано, что для проведения корректной оценки НДС газопровода необходимо не только анализировать непосредственно измеренные деформации и (или) напряжения в контрольных точках, но и проводить вычисление максимальных деформаций и (или) напряжений в сечении с использованием рассмотренного способа. Рассмотрена задача оценки достоверности работы системы контроля НДС газопровода путем вычисления возможных ошибок измерения продольных деформаций и механических напряжений, обусловленных погрешностями датчиков деформации и неточностью их позиционирования на газопроводе. Установлено, что ошибки определения максимальных продольных деформаций и напряжений зависят от взаимного расположения точек контроля в сечении. Показано, что рассмотренный способ оценки погрешностей может быть использован для обоснованного выбора максимально информативного варианта углового расположения точек контроля.

В ходе стендовых испытаний ВОС мониторинга НДС получено количественное совпадение измеренных и расчетных зависимостей деформации испытательного стенда от линейной координаты при разных видах нагрузки (изгиб, повышенное внутреннее давление). Например, для датчика, закрепленного на верхней образующей стенда при стреле прогиба ΔL = 70 мм разность измеренных и расчетных значений деформации в центральной части стенда не превышала 62 με. ■

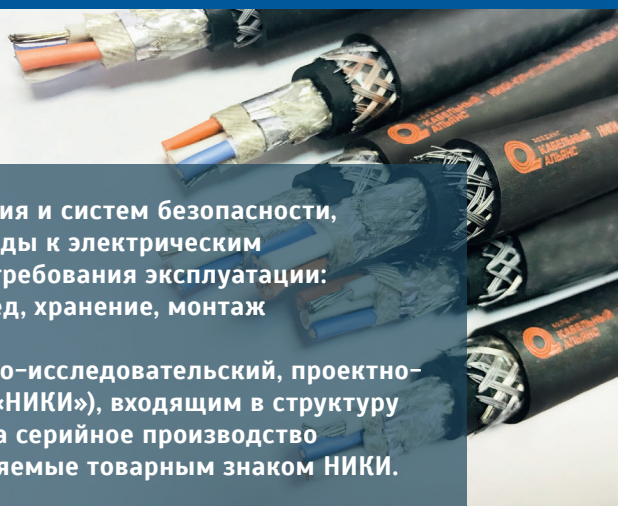
ЛИТЕРАТУРА

1. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: Т. 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. М.: Интер, 2005.
2. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А., Коробков Г.Е. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. М.: Интер, 2006.
3. Алешин В.В., Селезнев В.Е., Прялов С.Н. Численный анализ прочности трубопроводных систем. М.: Ком Книга, 2005.
4. Предельский Л.В., Приходченко О.Е. Инженерная геология. М.: Феникс, 2006.
5. Nikles M., Thevenaz L., Robert P. Simple distributed fiber sensor based on Brillouin gain spectrum analysis // Optics Letters. 1996. V. 21, № 10. P. 758–760.
6. Gong Y.D. Guideline for the design of a fiber optic distributed temperature and strain sensor // Optics Communications. 2007. V. 272, № 1. P. 227–237.
7. Zhou D., Li W., Chen L., Bao X. Distributed temperature and strain discrimination with stimulated Brillouin scattering and Rayleigh backscatter in an optical fiber // Sensors. 2013. V. 13, № 2. P. 1836–1845.
8. Исламов Р.Р., Александров Ю.В., Гуськов С.С. и др. Определение продольных механических напряжений в трубопроводе на основании данных волоконно-оптических датчиков деформации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 5. С. 45–50.
9. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988.
10. Работнов Ю.Н. Сопротивление материалов. М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1962.
11. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. М.: Наука, 1989.

REFERENCES

(1) Shammazov AM, Zaripov RM, Chichelov VA, Korobkov GE. *Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions: V. 1. Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines*. Moscow: Inter; 2005. (In Russian)
(2) Shammazov AM, Zaripov RM, Chichelov VA, Korobkov GE. *Calculation and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions: V. 2. Assessment and ensuring the strength of pipelines in difficult engineering and geological conditions*. Moscow: Inter; 2006. (In Russian)
(3) Aleshin VV, Seleznev VE, Pryalov SN. *Numerical analysis of the strength of pipeline systems*. Moscow: Kom Kniga; 2005. (In Russian)
(4) Predelskiy LV, Prikhodchenko OE. *Engineering geology*. Moscow: Fenix; 2006. (In Russian)
(5) Nikles M, Thevenaz L, Robert P. Simple distributed fiber sensor based on Brillouin gain spectrum analysis. *Optics Letters*. 1996; 21(10): 758–760.
(6) Gong YD. Guideline for the design of a fiber optic distributed temperature and strain sensor. *Optics Communications*. 2007; 272(1): 227–237.
(7) Zhou D, Li W, Chen L, Bao X. Distributed temperature and strain discrimination with stimulated Brillouin scattering and Rayleigh backscatter in an optical fiber. *Sensors*. 2013; 13(2): 1836–1845.
(8) Islamov RR, Aleksandrov YV, Guskov SS, et al. Determination of longitudinal mechanical stresses in pipeline based on data fiber optic sensors for measuring strain. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex* [Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa]. 2016; (5): 45–50. (In Russian)
(9) Aliev RA, Belousov VD, Nemudrov AG, et al. *Pipeline transport of oil and gas*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 1988. (In Russian)
(10) Rabotnov YuN. *Strength of materials*. Moscow: State publishing house of physical and mathematical literature [Gosudarstvennoye izdatel'stvo fiziko-matematicheskoy literatury]; 1962. (In Russian)
(11) Samarskiy AA, Gulin AV. *Numerical methods*. Moscow: Science [Nauka]; 1989. (In Russian)

ИННОВАЦИИ ПОД ЗНАКОМ НИКИ®



Для обеспечения бесперебойной работы основного оборудования и систем безопасности, защиты здоровья и жизни персонала, а также окружающей среды к электрическим сетям объектов нефтегазовой отрасли предъявляются особые требования эксплуатации: взрывобезопасность, стойкость к воздействию агрессивных сред, хранение, монтаж и эксплуатация при температурах от –60 до 120 °С.
Принимая во внимание вышеуказанные требования, АО «Научно-исследовательский, проектно-конструкторский и технологический кабельный институт» (АО «НИКИ»), входящим в структуру ООО «Холдинг Кабельный Альянс», разработаны, поставлены на серийное производство и сертифицированы специальные кабели управления, объединяемые товарным знаком НИКИ.

Специальные исполнения кабелей марки НИКИ включают следующие виды.

Сверхморозостойкое исполнение 2ХЛ, актуально для Крайнего Севера и территорий, приравненных к нему, поскольку прокладка данного вида кабелей возможна при температуре до –60 °С без предварительного обогрева, что значительно сокращает срок монтажа в арктических условиях.

Исполнение в оболочке из полиуретана с повышенной химической, температурной и механической стойкостью позволяет сохранить работоспособность кабеля и обеспечить максимальную безопасность на объектах нефтегазовой промышленности. Данный кабель эксплуатируется в широком температурном диапазоне от –60 до 100 °С.

Огнестойкое исполнение в изоляции и оболочке из кремний-органической резины с пониженным содержанием токсичных веществ при горении обеспечивает кабелю повышенную прочность и устойчивое воздействие к внешним факторам, при этом сохранив его высокую огнестойкость. Современная силиконовая резина позволяет отказаться от обмотки токопроводящих жил слюдосодержащей лентой. Оба материала обеспечивают работоспособность кабеля в течение 180 мин. в условиях открытого пламени, вместе с тем применение керамообразующей резины позволяет уменьшить массогабаритные параметры кабелей в огнестойком исполнении (FRLS, FRHF, FRLSLTx), что дает целый ряд преимуществ:

– за счет уменьшенного диаметра увеличивается длина кабеля, наматываемого на барабан;

– увеличение длины отрезка обеспечивает более длительную непрерывность кабельной линий, сокращая количество соединительных муфт;

– уменьшение габаритов изделия позволяет снизить горючую кабельную массу и, как следствие, пожарную нагрузку на помещение, а также облегчить механическую нагрузку кабеленесущих систем.

В ООО «Холдинг Кабельный Альянс» нашли более широкое применение силиконовой резине – не только в изоляции, но и в оболочке. Благодаря этому кабель систем пожарной безопасности и сигнализации обладает уникальными свойствами:

– способен работать при смене температур от –60 до 120 °С;

– обладает превосходной гибкостью;

– имеет класс пожарной опасности нг (А) – FRLSLTx, что позволяет его использовать в системах пожарной опасности объектов с массовым пребыванием людей, в том числе в составе огнестойких кабельных линий.

За период 2013–2020 гг. кабели управления НИКИ применялись для реализации полусотни проектов в более чем 40 регионах, включая крупнейшие стратегически важные объекты, такие как: Амурский газоперерабатывающий завод, объекты общезаводского хозяйства комплексов первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ, установки замедленного коксования и комплекса глубокой переработки нефти Омского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), «Ямал СПГ», «Арктик СПГ – 2», компрессорная станция «Славянская», установка замедленного коксования Омского НПЗ, дожимная компрессорная станция Еты-Пуровского газового месторождения, Северо-Русское месторождение. ■

ЗА ПЕРИОД 2013–2020 ГГ. КАБЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ НИКИ ПРИМЕНЯЛИСЬ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛУСОТНИ ПРОЕКТОВ В БОЛЕЕ ЧЕМ 40 РЕГИОНАХ, ВКЛЮЧАЯ КРУПНЕЙШИЕ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ.



ХОЛДИНГ КАБЕЛЬНЫЙ АЛЬЯНС

ООО ТД «ХКА»
620028, Россия, г. Екатеринбург, ул. Долорес Ибаррури, д. 2, оф. 1002
Тел.: +7 (342) 214-34-21
E-mail: info@holdcab.com
www.holdcab.com

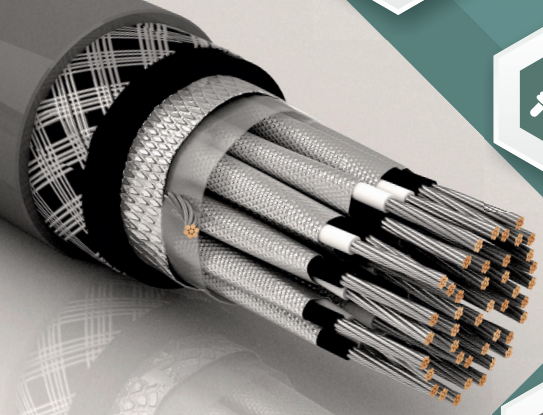
на правах рекламы

ТД ХКА

ХОЛДИНГ КАБЕЛЬНЫЙ АЛЬЯНС

УГМК ЮММС

монтажные кабели управления НИКИ®



- ПОВЫШЕННАЯ МОРОЗОСТОЙКОСТЬ
- ПОВЫШЕННАЯ ПРОЧНОСТЬ
- RS-485 — СООТВЕТСТВИЕ RS-485, HART
- ЭКСТРУДИРОВАННОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ
- УНИВЕРСАЛЬНАЯ КОНСТРУКЦИЯ

ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЕЙ

ДЛЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

ДЛЯ «ИСКРОБЕЗОПАСНЫХ» СЕТЕЙ

ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ СИГНАЛОВ ПО ТИПАМ:
– «сухой контакт»;
– натуральный сигнал;
– физические сигналы 4...20 мА, 0...10 В;
– цифровые, передаваемые по протоколам:
RS-485, HART, RS-232, Profibus-PA, Fieldbus, Modbus

Кабели ТМ НИКИ® прошли сертификацию на соответствие требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования».
Количество вариаций конструкций достигает 10 млн маркоразмеров, что позволяет подобрать кабель под любые задачи заказчика: управление механизмами, передача аналоговых и цифровых сигналов

КАБЕЛЬ БЕЗ ОПАСНОСТИ
совместная инициатива

ЧЕСТНАЯ ПОЗИЦИЯ

+7 (342) 214-34-21 info@holdcab.com www.holdcable.com

на правах рекламы

ИНТЕХ

научное производственное предприятие

КАБЕЛЬ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ



ООО НПП «ИНТЕХ»

Тел.: +7 (495) 215-11-27

E-mail: zakaz@ecabel.com

www.ecabel.com

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО
И ПОСТАВКА ИННОВАЦИОННОЙ
КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ

Кабель монтажный **КуПе®**

Кабель силовой **ИнСил®**

Кабель монтажный **ИнСил®**

Кабель термоэлектродный **ИнСил®**

Кабель **СКИНЕР® КПС**

для систем охраны и противопожарной защиты

ПРОДУКЦИЯ СЕРТИФИЦИРОВАНА ПОД ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ

на правах рекламы

КОМПЛЕКСНЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

ООО «РНГ-Инжиниринг» – ведущее российское предприятие, специализирующееся на проектировании, разработке и поставке высокоэффективного современного блочного оборудования для нефтегазодобывающих, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических компаний. Принципом деятельности компании является использование передовых технологий и продукции, соответствующих критериям современности, безопасности, качества, энергосбережения и экологичности.

ООО «РНГ-Инжиниринг» поставляет оборудование для предприятий России и стран СНГ, таких как: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром», ПАО «СИБУР Холдинг», ООО «РИТЭК», ПАО НК «РуссНефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани», ПАО «Дорогобуж», ООО «Метахим», Enter Engineering Pte. Ltd, ERIELL Group.

Компания успешно прошла комплексный сертификационный аудит системы менеджмента качества (СМК), оценки деловой репутации и оборудования в рамках проверяемой СМК («СМК+») в Системе добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ. Кроме того, все оборудование ООО «РНГ-Инжиниринг» сертифицировано в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии на соответствие Техническому регламенту «О безопасности машин и оборудования» и имеет необходимые сертификаты и допуски СРО в сфере строительства и проектирования.

Системы сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых месторождений являются наиболее капиталоемкой составляющей после стоимости фонда скважин, а по энергопотреблению занимают ведущее место. Обустройство каждого месторождения, начиная с проекта, сопровождается инновационными решениями, связанными с его спецификой (климатическими условиями, объемом и физико-химическими свойствами продукции, расположением и т.д.).

Разработки по инновациям приносят в разных случаях экономию в десятки и даже сотни миллионов рублей, поэтому существует постоянный спрос на более совершенное и экономичное оборудование, и ООО «РНГ-Инжиниринг» в настоящее время сосредоточило свои усилия на создании и производстве новых его модификаций с опережающими существенно улучшенными показателями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации – не менее 20–30 лет.

ООО «РНГ-Инжиниринг» выполняет полный цикл работ, включающих:

– обследование объектов и разработку технических и технологических решений для проектирования;

– проектирование и строительство объектов;

– изготовление и поставку комплектных технологических линий, блочно-модульного оборудования, насосных станций различного назначения, передвижных комплексов для исследования и освоения скважин, факельных систем, мобильных установок, газосепарационных установок, установок подготовки газа, отдельных аппаратов и узлов и др.;

– реконструкцию и переоборудование существующих установок;

– разработку и внедрение современных технических и программных средств автоматизированных систем управления технологическим производством;

– шефмонтажные работы;

– пусконаладочные работы, авторский надзор.

Сочетание широкого диапазона выпускаемой продукции и оказываемых услуг позволяет компании проводить быструю разработку и комплектацию нестандартного и серийного оборудования и осуществлять строительство со сдачей заказчикам «под ключ».

В компании ООО «РНГ-Инжиниринг» работает штат высококвалифицированных специалистов: проектировщиков, руководителей проектов, производственного персонала, инженеров различных направлений – технологов, конструкторов, специалистов по автоматизации, монтажников и др. На всех этапах происходит контроль качества поставляемого оборудования и монтажных работ, также действуют системы контроля охраны окружающей среды и охраны труда.

Отлаженная инфраструктура логистики в компании предлагает кратчайшие сроки доставки продукции на объекты заказчиков по всей территории России, Казахстана, Беларуси и стран СНГ, в труднодоступные районы Севера; доставку крупногабаритных грузов. ■

РНГ-Инжиниринг

ООО «РНГ-Инжиниринг»
450059, Россия, г. Уфа,
пр-т Октября, д. 43/5
Тел.: +7 (347) 286-59-53
E-mail: info@rogeng.ru
www.rogeng.ru

на правах рекламы

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ МУЛЬТИМЕТОДНОГО МНОГОЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.832.5

С.Н. Меньшиков, к.э.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), gazprom@gazprom.ru
С.К. Ахмедсафин, к.т.н., ПАО «Газпром», S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru
С.А. Кирсанов, к.т.н., ПАО «Газпром», S.Kirsanov@adm.gazprom.ru
С.А. Егурцов, ООО «ИНТ «Геоспектр» (Москва, Россия), S_Egurtsov@int-geos.ru
А.Л. Поляченко, д.ф.-м.н., ООО «ИНТ «Геоспектр», info@int-geos.ru
М.С. Кестенбойм, ООО «ИНТ «Геоспектр», info@int-geos.ru

Президент Российской Федерации В.В. Путин объявил 2021 г. Годом науки и технологий, имея в виду прежде всего превращение научных теорий и достижений в работающие технологии. В настоящее время цифровые технологии стремительно захватывают все сферы жизни и экономика и газовая отрасль не являются исключением. Тренд на инновации и цифровизацию будет и впредь оставаться одним из определяющих, в том числе и в долгосрочной перспективе. Развитие отрасли, ее импортонезависимость в значительной степени определяются тем, насколько успешно будет идти процесс не только создания, но и внедрения отечественных инновационных технологий, обеспечивающих технологический суверенитет не только отрасли, но и страны в целом.
В данной статье представлены достижения ПАО «Газпром» в области создания и применения новых нейтронных технологий геофизических исследований скважин, намечены пути их дальнейшего развития.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЯДЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА, МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, ТЕХНОЛОГИЯ ММНК, ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, НЕЙТРОННАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ.

Одним из магистральных путей укрепления технологического потенциала ПАО «Газпром» является создание и применение отечественных инновационных технологий, современных импортоопережающих программных средств и аппаратных комплексов, направленных на решение актуальных задач газовой отрасли, к числу которых относится задача эффективного геолого-геофизического сопровождения разработки месторождений нефти и газа РФ, в первую очередь месторождений Западной и Восточной Сибири с уникальными геолого-техническими условиями (ГТУ), таких как Бованенковское, Чаяндинское, Ковыктинское. Оптимальному решению этой задачи на базе применения современных наукоемких технологий Департаментом 307 ПАО «Газпром» (С.Н. Меньшиков) уделяется значительное внимание. К наукоемким относятся и инновационные технологии нейтронного каротажа скважин с радионуклидными и импульсными источниками нейтронов, играющие в настоящее время одну из ведущих ролей в геофизических исследованиях скважин нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ).

Внедрение нейтронных методов исследований газовых и нефтяных скважин на базе радионуклидных источников для решения широкого круга задач, вставших перед нефтяной и газовой отраслями, относится к первой половине 50-х гг. прошлого века. В 60-е гг. в практику геофизических исследований скважин начинают внедряться импульсные модификации нейтронных методов. Физические основы нейтронных методов меняться по своей сути не могут, а вот базирующиеся на них технологии, важнейшими частями которых являются методическое и программно-интерпретационное обеспечение (рис. 1), вполне могут и успешно развиваются [1, 2].

ТЕХНОЛОГИЯ ММНК – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ «НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ»

Нейтронные методы оценки и контроля нефтегазонасыщенности являются мировым трендом. В настоящее время многие

нефтегазовые компании во всем мире с переменным успехом занимаются развитием и применением их модификаций. Учитывая сложившуюся ситуацию по ограничению доступа к зарубежным технологиям, ПАО «Газпром» активно поддерживает создание, развитие и внедрение импортоопережающих технологий в этой области, к которым относится технология мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК), созданная и развиваемая при участии Института нефтегазовых технологий «ГеоСпектр» (ООО «ИНТ «ГеоСпектр») на технико-технологической платформе «Нейтронный каротаж» (ТТП «НК»).

Реализуемый в ТТП «НК» подход, основанный на объединении и цифровизации технологических процессов обработки геолого-геофизической информации, открывает принципиально новые возможности повышения эффективности производственных процессов за счет внедрения новейших алгоритмов регистрации и обработки данных геофизических исследований скважин (ГИС) и математического моделирования полей ядерных излучений в любых ГТУ осваиваемых месторождений УВС, в том числе Восточной Сибири [2,3].

Усилия специалистов института в первую очередь направлены на развитие методического и программно-интерпретационного обеспечения ГИС на базе уникальных программных комплексов собственной разработки института, зарегистрированных (запатентованных) в Федеральном институте промышленной собственности (ФИПС) в установленном порядке и являющихся основой развиваемой ТТП «НК». Ссылки на ряд основных программных продуктов приведены в списке литературы [4–12].

В состав программно-интерпретационного обеспечения технологии ММНК входят: комплекс математических алгоритмов решения прямых и обратных задач интерпретации; программные тесты для их проверки и настройки; базы данных (БД) многомерных зависимостей показаний всех зондов ММНК от ГТУ (БД палеток); программы первичной обработки каротажных диаграмм; комплекс программ интерпретации для всех типов задач и аппаратуры ряда ММНК, объединенных в сертифицированный программный комплекс серии ММНК GeoGaz [4, 5].



Рис. 1. Основные составные части технологии мультиметодного многозондового нейтронного каротажа

Математическое и расчетное обеспечение технологии ММНК базируется на трех взаимодополняющих пакетах программ математического моделирования переноса ядерных излучений в геометрически сложных многоэлементных средах. Вместе с обслуживающими программами ядерной петрофизики и визуализации полный комплекс включает следующие составляющие:

– программный пакет POLE, созданный авторами технологии ММНК для быстрого расчета прямых задач всех методов ядерного каротажа (ЯК) в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах на основе многогрупповых конечно-разностных схем, который включает также модули ядерно-петрофизических моделей нефтегазоносных пород и визуализации многомерных палеточных зависимостей по любой выбранной паре переменных ГТУ из многомерного пространства палеток [6];

– универсальная программа MCNP моделирования методом Монте-Карло переноса нейтронов, фотонов и электронов в средах произвольной геометрии. Несмотря на то, что программа работает медленно, она реализует наиболее точные физико-математические модели методов ЯК [13];

– разработанный авторами метод и пакет математического синтеза многомерных теоретико-экспериментальных палеток – «TEP2» [10], которые позволяют конструировать наиболее точные системы интерпретационных зависимостей, объединяющие достоинства первых двух пакетов и эксперимента на физических моделях пластов. Точность полученных методом «TEP2» баз данных палеток ММНК обусловлена тем, что они наследуют достоинства обоих исходных массивов – полноту и многомерность расчетного и точность экспериментального или Монте-Карло массивов. (Отметим, что ранее методом «TEP2» были созданы БД палеток примерно для 15 типов аппаратуры ЯК на основе различных ядерных методов.)

Достигнутый научный, методический и аппаратурный уровень разработки технологии ММНК

и методики «ММНК-Кг» вместе с большим опытом их применения во многих нефтегазоносных провинциях РФ были обобщены и систематизированы в «Методических рекомендациях по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах НГКМ и ПХГ» [2], которые в марте 2020 г. были представлены и успешно защищены на Экспертно-техническом совете ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ЭТС ФБУ «ГКЗ») Роснедр (секция углеводородного сырья и секция программного обеспечения и аппаратных средств), рекомендовавшем сразу использовать их при подсчете текущих запасов углеводородов и подготовке проектов разработки месторождений углеводородов. Научное руководство работой осуществлял д.ф.-м.н., проф., академик РАЕН А.Л. Поляченко

Это явилось значительным практическим результатом совместной работы Департамента ПАО «Газпром» под руководством С.Н. Меньшикова и ООО «ИНТ «ГеоСпектр». Технология ММНК уже успешно используется на объектах ПАО «Газпром», ее применение планируется расширять в рамках реализации «Программы оценки текущего насыщения пластов-коллекторов с целью оперативного уточнения объемов извлекаемых (дренируемых и связанных) запасов УВС в рамках перехода на новую классификацию на базе технологии ММНК на период 2020–2022 годов», утвержденной заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым. Значимость полученного результата подчеркивается еще и тем фактом, что технология ММНК включена в реестр одобренных ЭТС ФБУ «ГКЗ» технологий (это единственная на сегодняшний день технология по линии ПАО «Газпром», включенная в реестр).

Основное инновационное ядро технологии ММНК – это «методика «ММНК-Кг» для количественного определения коэффициента газонасыщенности (Кг) и других расчетных параметров в разрезах обсаженных скважин НГКМ и ПХГ. Развернутая характеристика инновационной технология ММНК приведена в статье [2], где рассмотрены все ее аспекты как ядерно-геофизического метода исследования газовых и газоконденсатных скважин: физико-геологическое, петрофизическое, аппаратурное, программно-интерпретационное, математическое (расчетное), методическое и метрологическое обеспечение. А также установлена область применения технологии ММНК, ее требования и погрешности оценки газонасыщенности. Основное внимание в данной публикации уделено принципиальным положениям и возможностям «ММНК-Кг» и ее программно-интерпретационного обеспечения (ПИО), которые с учетом априорной информации решают конечную задачу количественного определения газонасыщенности. В статье подчеркнуто, что эффективность технологии ММНК и методики «ММНК-Кг» подтверждена многочисленными примерами ее успешного применения в самых разных геолого-промысловых условиях НГКМ и ПХГ почти всех нефтегазоносных провинций России, а достоверность результатов заверена испытаниями и данными независимых методов ГИС. Применение ММНК на газовых объектах РФ и зарубежья базируется на опыте исследования более чем 1500 скважин, в том числе Западной и Восточной Сибири, Оренбурга, Коми, Тимано-Печоры и др.

Технология ММНК и методика «ММНК-Кг» могут служить руководством для оценки текущих значений относительного ($К_г$) и абсолютного объемного ($W_г = К_п \cdot К_г$) коэффициентов газонасыщенности, уточнения текущих запасов углеводородного сырья, приобщения к разработке пропущенных продуктивных пластов и залежей, изучения техногенных изменений и флюидодинамики прискважинной зоны коллекторов (ПЗК), а их внедрение будет способствовать эффективному управлению разработкой и доразведкой месторождений и научно-обоснованной организации геолого-технологических мероприятий по повышению степени извлечения газа. Представленная технология применима для исследования обсаженных газовых, газоконденсатных, оборудованных НКТ, заполненных жидкостью глушения, буровым раствором и газом скважин и скважин без глушения и вывода из эксплуатации (рис. 2).

НЕЙТРОННАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Важная задача, возникающая при строительстве и эксплуатации скважин, – оценка состояния их цементной крепи, в том числе в сложных ГТУ. В связи с этим одним из значимых приложений технологии ММНК, специальных областей ее применения, являются оценка качества цементной крепи в условиях действующих газовых скважин без вывода их из эксплуатации и на базе облегченных цементов в строящихся скважинах, а также локализация интервалов, насыщенных рапой в разрезах скважин. Некоторые технические решения, касающиеся методов нейтронной цементометрии и способов диагностики заполнения цементами заколонного пространства нефтегазовых скважин, и предложенные конструкции технических устройств для их реализации, разработанные авторами, приведены в патентах РФ [14, 15]. Результаты исследований скважин с применением нейтронной цементометрии обрабатываются с использованием «Программы интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК

(программа N-Cement)», разработанной специалистами института [12].

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЦИФРОВИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Технико-технологическая платформа «Нейтронный каротаж», опирающаяся на фундаментальные теоретические подходы и созданные на их основе уникальные технологии, призвана обеспечить объединение и цифровизацию всех технологических процессов преобразования измеренной, априорной и расчетной геолого-геофизической информации. Это открывает новые возможности повышения эффективности производственных процессов за счет внедрения и использования в работе уникальных алгоритмов обработки и интерпретации данных ГИС, математического моделирования полей ядерных излучений в любых ГТУ осваиваемых месторождений УВС (даже в особенно сложных условиях Восточной Сибири) и обеспечивает стратегическое инновационное развитие отрасли в области нейтронного каротажа скважин.

Практически важной задачей является частичная замена натурных (физических) моделей пластов на их цифровые аналоги – технология «цифровая модель», решение которой позволит получить существенную экономию, сократить сроки моделирования и увеличить количество «модельных» вариантов. В целом такой подход концептуально предлагается рассматривать как практический переход к цифровизации технологических процессов моделестроения и моделированию сложных ГТУ при геолого-геофизическом сопровождении освоения месторождений УВС. При этом физические модели на практике будут в максимальном объеме замещены их цифровыми аналогами. С точки зрения открытия новых возможностей в сфере научно-исследовательских работ такой подход к цифровизации технологий моделирования ГТУ месторождений УВС многократно ускорит проведение многовариантных расчетов, которые ни при каких условиях не удастся физически смоделировать «на поверхности» ввиду их сложности.

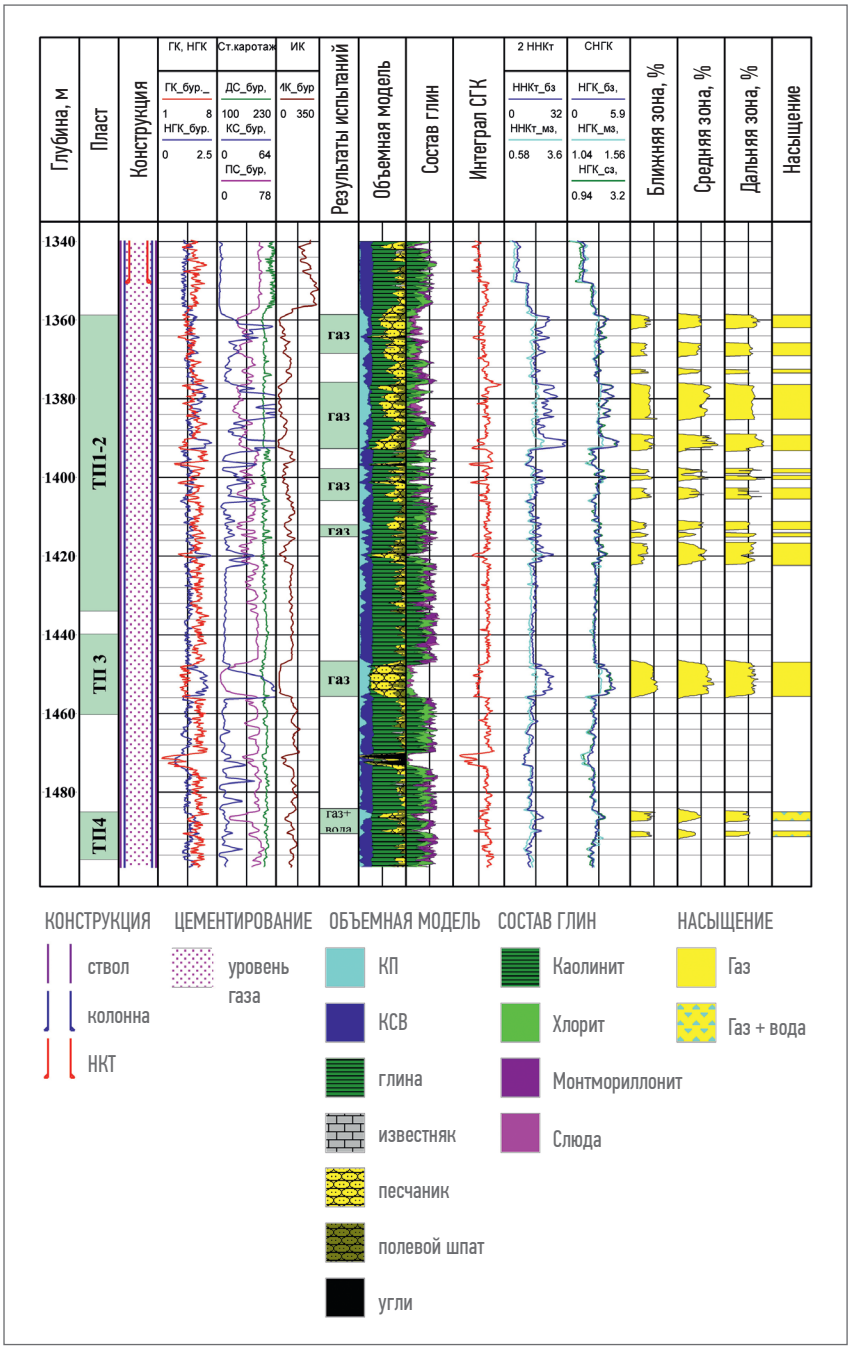


Рис. 2. Пример применения технологии ММНК для определения газонасыщенности по результатам интерпретации данных измерений в обсаженных незаглушенных скважинах НГКМ. Сводный планшет с результатами комплексных исследований скважины с применением методики «ММНК-Кг». Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Основным методом получения палеток в ядерной геофизике (ЯГ) долгие годы был физический эксперимент на натурных моделях пластов. Он точно воспроизводит показания ЯГ в моделируемых точках, но обладает серьезными недостатками и ограничениями. Главные из них: а) строительство

натурных моделей весьма трудо- и времязатратно и дорого; б) в моделях на поверхности земли невозможно воспроизвести многие геологические условия на глубине, такие как переменная газо- и конденсатонасыщенность (кроме крайних точек $К_г$ = 0 и 1), термодинамические условия на газовых и газоконденсатных объектах, минерализация пластовой или скважинной воды выше 200–220 г/л, любая нестандартная и сложная литология, трехфазное насыщение пород, засолонение пор твердой фазой хлоридов и др. Поэтому при разработке интерпретационного обеспечения ЯГ математическое моделирование уже давно вытеснило физическое, поскольку оно точно и недорого воспроизводит любые ГТУ.

Роль физических моделей в ЯГ видится сегодня прежде всего в решении трех важных задач: а) тестирование и/или аттестация алгоритмов математического моделирования; б) проведение калибровок, поверок и других метрологических операций с аппаратурой; в) использование модельных измерений для коррекции расчетных систем палеток на основе метода «ТЕР2».

Важно отметить, что метрологическое обеспечение (МО) технологий НК для исследования газовых объектов принципиально сложнее традиционного МО, т. к. на поверхности Земли невозможно создать модели пластов с переменной газонасыщенностью Кг и реальными термобарическими условиями (Р, Т). Поэтому модельных калибровочных кривых J (Кг) в мире не существует, что и становится основной проблемой создания МО на газ. С этим технологическим вызовом удалось справиться на основе идеи теоретико-экспериментального подхода на примере метода ММНК [10]. Сначала в метрологическом центре АО НПП «ВНИИГИС» были подобраны две натурные модели пористости, в которых реализованы обе крайние точки по газонасыщенности $К_г$: чисто газоносный/воздухоносный пласт с $К_г$ = 1 и чисто водонасыщенный пласт с $К_г$ = 0; при этом в обеих моделях пористость КПj и остальные ГТУ должны быть одни и те же или приведены к одинаковым значениям. В моделях измерялись показания зондов ММНК $J_э$ ($К_{гi}$, $К_{пj}$). Для этих же значений пористости $К_{пj}$ во всем диапазоне газонасыщения $0 \le К_г \le 1$ методом математического моделирования были получены теоретические зависимости $J_т$ ($К_г$, $К_{пj}$) от $К_г$. После этого две экспериментальные точки $J_э$ ($К_{гi}$, $К_{пj}$) и теоретическая кривая $J_т$ ($К_г$, $К_{пj}$) синтезируются программой «ТЕР2» [10] в единую «теоретико-экспериментальную калибровочную кривую» $J_{тэ}$ ($К_г$, $К_{пj}$).

Представленный подход позволяет получить решение для комплекса задач в области метрологии, приборостроения и методики измерений нейтронных методов ГИС на основе математического моделирования. Для этого разработана и опробована программно-вычислительная технология в виде пакета программ MATSTEND [7], которая в режиме своеобразного «математического цифрового стенда», то есть с использованием математического моделирования в режиме online, позволяет оперативно выполнять следующие важные виды исследовательских работ в области скважинной ЯГ, включая НК: объективная оценка ряда метрологических характеристик, проектируемых и действующих аппаратно-методических комплексов (АМК), или технологий (чувствительности, парциальные и полные погрешности определения искомого параметра и т. д.); сравнение эффективностей исследуемой технологии/АМК в различных ГТУ; оптимизация зондовых установок аппаратуры ЯГ и временных режимов при импульсном нейтронном каротаже (ИНК).

Подчеркнем, что в области НК существует множество приложений пакета программ MATSTEND [7].

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙТРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ НА НГКМ И ГМ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Нефтегазовые объекты Восточной Сибири отличаются рядом уникальных особенностей, которые сильно затрудняют применение методов ГИС или снижают их эффективность, бросая тем самым прямой вызов скважинной геофизике в этом регионе. Наиболее серьезной и осложняющей работу геологической особенностью, общей для большинства нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, является высокая концентрация хлоридов в разных фазовых состояниях и промысловых проявлениях. На большинстве НГКМ минерализация пластовых вод различными солями хлора обычно достигает ультравысоких значений порядка 350–400 г/л и выше. На Ковыктинском НГКМ еще более перенасыщенные солями хлора растворы приводят к известной проблеме рапопроявления. На Чаяндинском НГКМ в породах распространена уже твердая фаза хлоридов разных типов, вызывающая засоленность пространства пор и скелета, которая становится серьезным источником проблем и погрешностей при оценке газонасыщения, пористости и остальных подсчетных параметров. К этому добавляется сложность, связанная с аналогичным процессом внутренней ангидритизации.

В связи с этим перспективной представляется разработка методики корректного определения текущих подсчетных параметров Чаяндинского НГКМ, включая газонасыщение, с оценкой и учетом фактора засолонения. При этом предполагается использовать только собственную или доступную отечественную аппаратуру НК. В настоящее время для проведения работ на указанном месторождении методами нейтронного каротажа ООО «ИНТ «ГеоСпектр» при поддержке Департамента

ПАО «Газпром» (С. Н. Меньшиков) разработаны технические предложения (проекты методик) определения коэффициентов относительной ($К_г$) и объемной ($W_г$) газонасыщенности, а также относительного ($К_{сол}$) и объемного ($W_{сол} = К_{сол} \cdot К_п$) засолонения для ГТУ Чаянды с учетом их главных особенностей. Они касаются как случаев исследования только в обсаженных скважинах в условиях расформированной зоны проникновения фильтрата бурового раствора и при достоверных данных о пористости $К_п$ с применением методов ММНК и ИНК, так и частых случаев отсутствия или сомнения в достоверности данных о пористости КП. Последнее техническое предложение предусматривает «двухстадийные» измерения с применением технологии ММНК как в необсаженной, так и в обсаженной скважинах, определяя наряду с параметрами $К_г$, $W_г$, $К_{сол}$, $W_{сол}$ еще и пористость $К_п$.

Все разработанные проекты методик научно обоснованы и обеспечены базами данных интерпретационных зависимостей для ГТУ Чаянды на основе математического моделирования в пакетах программ Монте-Карло и POLE с входными данными измерений ГИС и анализа керна. Так как экспериментально воспроизвести трехфазное заполнение пор Чаянды в натурных моделях пластов на поверхности земли невозможно, то это единственно возможный метод исследования. Сейчас методики ждут апробирования в опытно-промысловых испытаниях на Чаяндинском НГКМ и, если понадобится, коррекции по результатам испытаний. После этого окончательная редакция Методических рекомендаций пройдет обсуждение в ПАО «Газпром» и будет представлена на рассмотрение и защиту в ЭТС ФБУ «ГКЗ» для последующего внедрения в производственных организациях ПАО «Газпром». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедсафин С.К., Егурцов С.А., Зинченко И.А. и др. Развитие технологии многозондового нейтронного каротажа для исследования газонасыщенности в обсаженных скважинах. Методология и практика применения / Под ред. В.В. Черепанова. М.–Тверь: ПолиПРЕСС, 2018.
2. Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Егурцов С.А. и др. Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: перспективы развития для решения геолого-промысловых задач на месторождениях природного газа Восточной Сибири // Недропользование XXI век. 2020. № 4 (87). С. 72–97.
3. О трендах и цифровизации ГРР // Oil & Gas Journal. 2018. № 8 (128). С. 33–41.
4. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019660547. Программа интерпретации данных мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для определения газонасыщенности пластов – ММНК «α-GeoGaz» / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко, Ю.А. Поляченко и др. Заявл. 03.07.2019, опубл. 07.08.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019660547&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
5. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019661276. Программа расчета радиального распределения газонасыщенности в прискважинной зоне по данным мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК «β-GeoGaz» / Ю.А. Поляченко, С.А. Егурцов и др. Заявл. 03.07.2019, опубл. 26.08.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
6. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610817. Векторная программа для многогруппового сеточного моделирования полей, показаний и палеток методов ядерного каротажа в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах (программа «POLE») / А.Л. Поляченко, И.В. Бабкин, Л.Б. Поляченко. Заявл. 25.12.2020, опубл. 19.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610817& TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
7. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610590. Программа решения оптимизационных задач в режиме математического стенда при разработке аппаратуры, методик измерений и интерпретации в ядерной геофизике (программа «MATSTEND») / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов. Заявл. 25.12.2020, опубл. 15.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610590& TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
8. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610440. Программа декомпозиции временных сигналов импульсного нейтронного каротажа на сумму экспонент (программа «DECOMP») / Л.Б. Поляченко, И.В. Бабкин, А.Л. Поляченко и др. Заявл. 25.12.2020, опубл. 14.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610440&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
9. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610591. Программа петрофизического обеспечения расчетов Монте-Карло в ядерной геофизике (программа «NuclearDensity») / Ю.А. Поляченко. Заявл. 25.12.2020, опубл. 15.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610591&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
10. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610818. Программа синтеза теоретико-экспериментальных палеток для аппаратуры скважинной ядерной геофизики (программа «TEP2») / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко. Заявл. 25.12.2020, опубл. 19.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610818& TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
11. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021610868 РФ. Программа интерпретации данных спектрометрического гамма-каротажа для определения минерально-компонентного состава глинистого цемента пласта и коэффициента связанной воды глин (программа «SgkModel») / И.В. Бабкин, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов. Заявл. 25.12.2020, опубл. 19.01.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610868&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
12. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2021613443. Программы интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК (программа «N-Cement») / А.Л. Поляченко, Л.Б. Поляченко, Ю.А. Поляченко и др. Заявл. 01.03.2021, опубл. 09.03.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021613443& TypeFile=html (дата обращения: 18.03.2021).
13. Los Alamos National Laboratory (LANL). X-5 Monte Carlo Team, i «MCNP – Version 5, Vol. I: Overview and Theory», LA-UR-03-1987 (2003) [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://laws.lanl.gov/vhosts/mcnp.lanl.gov/pdf_files/la-ur-03-1987.pdf (дата обращения: 30.03.2021).
14. Патент № 2710225 РФ. Метод нейтронной цементометрии для диагностики заполнения облегченным цементным камнем заколонного пространства нефтегазовых скважин (варианты) / С.А. Егурцов, С.Н. Меньшиков, С.К. Ахмедсафин и др. Заявл. 10.09.2019, опубл. 25.12.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2710225&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).
15. Патент № 2732804 РФ. Способ диагностики заполнения легкими и облегченными цементами заколонного пространства нефтегазовых скважин нейтронным методом и сканирующее устройство для его реализации / С.А. Егурцов, С.Н. Меньшиков, С.К. Ахмедсафин и др. Заявл. 25.11.2019, опубл. 22.09.2020 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber =2732804&TypeFile=html (дата обращения: 15.03.2021).

ТЕХНОЛОГИЯ «СУХОГО» ПОДАВЛЕНИЯ ЭМИССИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА БАЗЕ ДВИГАТЕЛЯ ПС-90А

М.А. Снитко, АО «ОДК-Авиадвигатель» (Пермь, Россия)
В.В. Цатиашвили, АО «ОДК-Авиадвигатель»

Основные загрязнители окружающей среды в составе выхлопных газов газотурбинной установки, работающей на природном газе, – оксиды азота NO и NO_2 вместе с монооксидом углерода CO. Создание оптимальной конструкции малоэмиссионной камеры сгорания, обеспечивающей низкие уровни выбросов оксидов азота и монооксида углерода, вкупе с выполнением эксплуатационных требований по надежности является очень сложной задачей в связи с их крайней противоречивостью.

Образование оксидов азота является побочным результатом процессов горения, протекающих в камере сгорания газотурбинного двигателя. Основным механизмом образования оксидов азота в камере сгорания газотурбинной установки является термический механизм Зельдовича. Для запуска механизма необходим атомарный кислород, который образуется в результате диссоциации молекулярного кислорода при температурах газа более 1800 К. В этих условиях атомарный кислород непосредственно вступает в реакцию с молекулярным азотом с образованием NO и свободного атома азота, который вступает в реакцию преимущественно с молекулярным кислородом, образуя снова молекулу NO и свободный атом кислорода. Скорость образования оксидов азота экспоненциально зависит от температуры газа – удваивается при повышении температуры на каждые 90 К при температуре газа более 2000 К. Поэтому основным способом сокращения эмиссии оксидов азота является снижение температуры пламени.

Этого можно добиться несколькими способами, например, подачей нереагирующего компонента в зону горения. Для этого используют впрыск водяного пара или жидкой обессоленной воды – «влажный» способ подавления оксидов азота. Он начал применяться в газотурбинных установках еще с 60-х гг. XX в., но требует наличия постоянного источника чистой (дистиллированной) воды в больших объемах. Самым передовым способом снижения температуры пламени является сжигание обедненной топливовоздушной смеси, которая подготавливается в специальном смесителе (premixer) – технология «сухого» подавления эмиссии. Подготовка подразумевает подачу газообразного топлива и перемешивание его с воздухом до однородного состояния. Из смесителя гомогенная смесь попадает в жаровую трубу и сгорает при более низких локальных температурах, которые определяются составом смеси. Сжигание обедненной смеси существенно подавляет генерацию оксидов азота по термическому механизму, но значительное обеднение зоны горения приводит к увеличению эмиссии оксида углерода и снижению полноты сгорания. Поэтому в каждом конкретном случае отыскивается оптимум между эмиссией

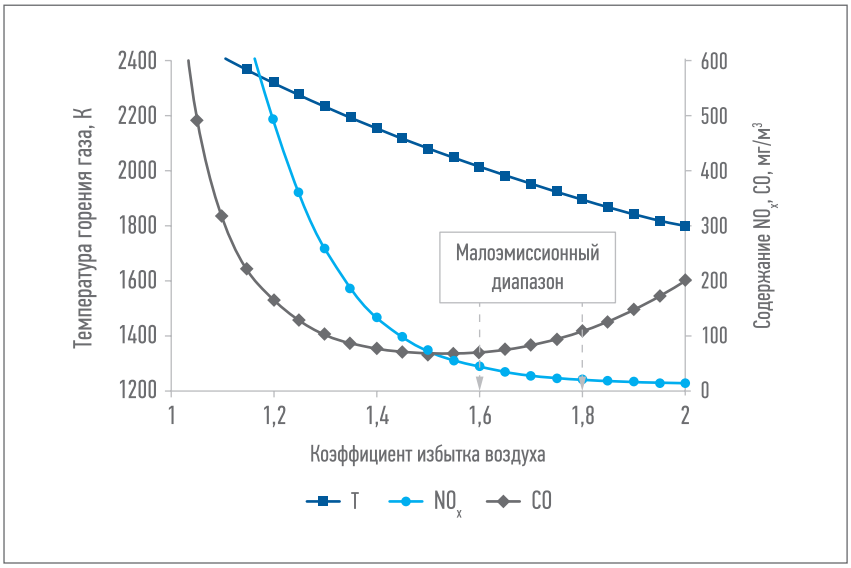


Рис. 1. Расчетная оценка влияния коэффициента избытка воздуха на температуру в зоне горения, приведенную концентрацию оксидов азота и углерода. Параметры: температура воздуха на входе 454 °С, давление воздуха 1,9 МПа, время пребывания 20 мс, топливо – метан. Малоэмиссионный диапазон работы компрессорной станции по коэффициенту избытка воздуха находится в пределах от 1,6 (NO_x ≤50 мг/м³) до 1,8 (CO ≤100 мг/м³)

оксидов азота и оксида углерода (рис. 1). Преимущество этой концепции – разрыв обратной связи между NO_x и CO по времени пребывания: когда термический механизм образования NO_x подавлен, время пребывания газа внутри жаровой трубы (объем жаровой трубы) можно увеличить в целях повышения полноты сгорания и как следствие – снижения CO.

Технологию «сухого» подавления эмиссии сегодня предлагают своим заказчикам все мировые лидеры газотурбостроения. Это обусловлено жесткими нормами федерального стандарта США и европейских директив в области ограничения выбросов продуктов сгорания в атмосферу. С 2020 г. в России штрафы за превышение нормативов допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу увеличены в 4–5 раз. Прогнозируя эту ситуацию, АО «ОДК-Авиадвигатель» и ПАО «Газпром» с 2013 г. приступили к разработке технологии «сухого» подавления эмиссии для газотурбинных двигателей на базе ПС-90А. Ключевой заказчик продукции – ПАО «Газпром» – выступил в роли регулятора показателей будущего продукта, установив требования, соответствующие мировому уровню: NO_x не более 50 мг/м³, CO не более 100 мг/м³.

Для реализации поставленной задачи специалистам АО «ОДК-Авиадвигатель» потребовалось более восьми лет. За это время к разработке были привлечены лучшие специалисты отрасли, включая сотрудников ФАУ «Центральный институт авиационного моторостроения имени П.И. Баранова». Необходимо было не только верифицировать идею «сухого» подавления эмиссии вредных веществ при горении предварительно перемешанной топливовоздушной смеси, но и обеспечить практическую ее реализацию для высоконагруженных двигателей (с температурой на выходе из камеры сгорания 1300 °С на номинальном режиме при 15 °С) с межремонтным ресурсом 25 000 ч. в широком диапазоне мощности и температуры окружающей среды.

Практическое освоение новой технологии горения началось с опытных работ в составе одногорелочного отсека (рис. 2) с последующей проверкой результатов в составе опытного газогенератора, т. е. двигателя без силовой турбины. После верификации идеи обеспечения эмиссионных характеристик камеры последовал процесс ее интеграции в конструкцию двигателей, имеющих наработку на аварийный отказ 45 000 ч. Задача создания бездефектной конструкции оказалась наиболее трудоемкой, т. к. надежность эксплуатации является визитной карточкой пермских газовых турбин. Технология «сухого» подавления эмиссии характеризуется нестабильностью процессов горения при изменении режимных параметров двигателя (мощность, температура окружающей среды), при которых средняя температура газа на выходе из камеры сгорания может изменяться в пределах 740 °С при крайних сочетаниях температур окружающего воздуха и мощности работы двигателя. Эта особенность определила необходимость провести отработку алгоритмов контроля процесса горения и управления двигателем. В итоге проведено более 400 испытаний, проверено более 100 конструктивных вариантов элементов камеры сгорания, по результатам четырех переборок газогенератора выпущен полный комплект конструкторской документации на двигатель ПС-90ГП-2М.

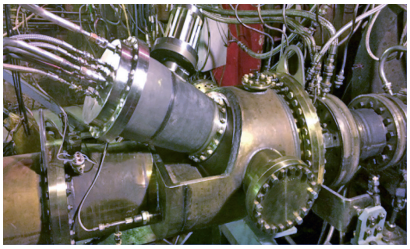


Рис. 2. Полноразмерный одногорелочный отсек на испытательном стенде

После выхода на практическую реализацию технологии в составе газогенератора начался наиболее ответственный этап по привязке конкретного образца к месту эксплуатации. Данная задача решена в максимально сжатые сроки – менее чем за два года специалистам АО «ОДК-Авиадвигатель» совместно с ПАО «Газпром» и ООО «ВНИИГАЗ» удалось разработать методики выполнения предварительных и приемочных испытаний. Параллельно выполнен комплекс работ по изготовлению, оборудованию и монтажу на двигатель 83–138 первого образца малоэмиссионной камеры сгорания с «сухим» подавлением эмиссии. В конце 2020 г. двигатель 83–138 доставлен на место эксплуатации – компрессорную станцию «Чайковская», выполнен его монтаж, подключение и ввод в эксплуатацию.

В начале 2021 г. специалистами ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «ВНИИГАЗ» и АО «ОДК-Авиадвигатель» успешно выполнена программа предварительных испытаний двигателя 83–138 с «сухой» малоэмиссионной камерой сгорания. Двигатель запущен в эксплуатацию для завершения приемочных испытаний.

В итоге за восемь лет работы удалось реализовать первую в России «сухую» малоэмиссионную камеру сгорания для газотурбинных двигателей на базе высокопараметрического двигателя ПС-90А в полном соответствии требованиям заказчика и мировым стандартам по экологии. ■

ОДК АВИАДВИГАТЕЛЬ

АО «ОДК-Авиадвигатель»
614990, Россия, г. Пермь, ГСП,
Комсомольский пр-т, 93, корп. 61
Тел.: +7 (342) 240-97-86
Факс: +7 (342) 281-54-77
E-mail: office@avid.ru
www.avid.ru

на правах рекламы

ООО ФПК «КОСМОС-НЕФТЬ-ГАЗ»: ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» – высокотехнологичное предприятие, основной задачей которого является создание и продвижение перспективного оборудования и технологий для добычи и переработки нефти и газа. Компания существует на рынке России 25 лет и за время работы стала надежным партнером ведущих отечественных компаний нефтегазовой и химической отраслей.

Одним из приоритетных направлений научно-производственной деятельности компании стала разработка и внедрение блочно-модульного оборудования обвязки скважин полной заводской готовности для месторождений Крайнего Севера, арктического шельфа и морских платформ. Компания «Космос-Нефть-Газ» выпускает более 300 видов продукции, каждый из которых имеет модификации, соответствующие условиям эксплуатации на конкретном объекте. С момента основания и по настоящее время предприятием освоено производство более 150 высокотехнологичных импортозамещающих изделий для нужд компаний топливно-энергетического комплекса. Ежегодно выполняется более 20 научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию и выпуску новой продукции.

Современные тенденции газодобычи и переработки требуют новых подходов к созданию оборудования, основным из которых является смещение выполнения основных технологических операций с установок комплексной подготовки газа (УКПГ) на скважину.

СЕПАРАТОРЫ

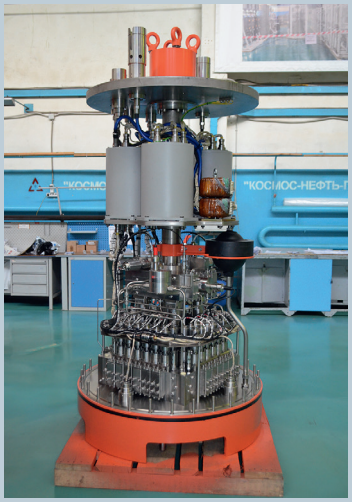
При освоении новых, а также модернизации уже обустроенных газоконденсатных месторождений имеется необходимость в проектировании и создании УКПГ в целях организации всесторонней подготовки скважинной продукции перед ее транспортировкой по газотранспортной системе. При этом используется большой набор оборудования, включающий различные типы сепараторов (входной, промежуточный, низкотемпературный, трехфазный), теплообменных аппаратов, турбодетандеров/дросселей, что делает УКПГ многостадийной и дорогостоящей установкой. Решение данной задачи может быть осуществлено с использованием низкотемпературного сверхзвукового сепаратора газа или 3S-сепаратора. Основным преимуществом предлагаемого компанией «Космос-Нефть-Газ» устройства по сравнению с аналогами стала возможность работы в условиях изменяющихся параметров потока: расхода, давления и влагосодержания пластового газа, а также обеспечение гарантированного сброса отсепарированной жидкости и доведение газа до точки росы, что в конечном итоге позволяет использовать предлагаемый блок как в составе добычного оборудования непосредственно на скважине, так и в составе УКПГ, заменив им технологическую ветку низкотемпературной сепарации. Опытный образец блока подготовки газа с применением технологии сверхзвуковой сепарации изготавливается собственными силами и в 2021 г. будет принят для опытно-промышленных испытаний на объектах ООО «Газпром добыча Иркутск» на Ковыктинском газоконденсатном месторождении.

ФИЛЬТРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» уделяет большое внимание экологическим аспектам деятельности в сфере водоочистки, а именно в повышении качества очистки технических и сточных вод от нефти и нефтепродуктов за счет приме-

КОМПАНИЯ «КОСМОС-НЕФТЬ-ГАЗ» ВЫПУСКАЕТ БОЛЕЕ 300 ВИДОВ ПРОДУКЦИИ, КАЖДЫЙ ИЗ КОТОРЫХ ИМЕЕТ МОДИФИКАЦИИ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА КОНКРЕТНОМ ОБЪЕКТЕ.





Одно из важных направлений деятельности компании – реализация комплекса мероприятий по импортозамещению в области технологий и оборудования, используемого для шельфовых проектов, в частности систем подводных добычных комплексов и подводного устьевого оборудования.

нения модифицированных фильтрующих материалов отечественной разработки и производства. Уникальные свойства предлагаемого материала позволяют очищать высокозагрязненные типы технических и сточных вод (в частности, снижать содержание нефтепродуктов и взвешенных частиц более чем в 100 раз). При этом для полного восстановления технологических свойств и сорбционной емкости достаточно обычной регенерации фильтровального материала в режиме противотока. Данная технология прошла успешные испытания на объектах ООО «Газпром добыча Надым» (комплекс очистных сооружений газового промысла №1 Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения), ПАО «Татнефть» (установка предварительной очистки попутно добываемой воды (УППД) «Каменка»), ПАО «ЛУКОЙЛ» (УППД «Яреганефть»), ПАО НК «Роснефть» (УППД «Ключевая»).

ПОДВОДНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Одно из важных направлений деятельности компании – реализация комплекса мероприятий по импортозамещению в области технологий и оборудования, используемого для шельфовых проектов, в частности систем подводных добычных комплексов и подводного устьевого оборудования. Санкционные запреты на поставку такого типа оборудования из-за рубежа влекут необходимость разработки и изготовления образцов оборудования собственными силами. Так, был успешно реализован проект по разработке, изготовлению и испытанию комплекта оборудования системы управления подводного добычного комплекса и испытательных стендов, включающий наземный модуль обеспечения гидравлического питания; подводный модуль управления (ПМУ); основание ПМУ; корпус подводного модуля распределения; испытательный стенд.

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ

Наряду с выпуском основного технологического оборудования компания «Космос-Нефть-Газ» уделяет особое внимание автономным источникам питания, обеспечивающим бесперебойную работу оборудования, особенно на удаленных месторождениях. Удаленность подконтрольных объектов и децентрализация автоматических систем управления, учета, охраны и видеонаблюдения создает трудности в области обеспечения электроэнергией таких систем ввиду отсутствия общепромышленных источников энергии. Для решения данной проблемы компанией ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» разработан автономный комплекс электроснабжения на различные мощности. Блочная структура комплекса позволяет оптимально подобрать необходимый состав оборудования для повышения экономической отдачи при эксплуатации оборудования с потребляемой пиковой мощностью до 5 кВт. Автономность комплекса, отсутствие необходимости в обслуживающем персонале, система удаленной диагностики и диспетчеризации, длительный срок эксплуатации – все это снижает расходы при применении комплекса. Кроме того, разработаны конструкции автономных источников электропитания различной мощности на базе газотурбинной установки и органического цикла Ренкина с приводом от активно-реактивной турбины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время начинается смена парадигмы развития мировой энергетики. В свете ожидаемых перемен в энергоснабжении чрезвычайно важная роль принадлежит исследованиям, направленным на поиск альтернативных видов топлива и выбор наиболее перспективных направлений их производства и использования. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 г. указывает на новые технологии, распространение которых приведет к переделу энергетического рынка, где одну из главных ролей будет играть водородная энергетика. Компания «Космос-Нефть-Газ», работая на перспективу, совместно с партнерами проводит исследования в области технологий и оборудования для получения водорода из природного газа.

Огромный опыт и понимание перспектив, уникальная технологическая база и высококвалифицированные кадры позволяют компании устойчиво развиваться и с уверенностью смотреть в будущее. ■

ФИНАНСОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ
КОСМОС·НЕФТЬ·ГАЗ

ООО «ФПК «Космос-Нефть-Газ»
394019, Россия, г. Воронеж,
ул. 9 Января, д. 180
Тел./факс: +7 (473) 247-91-00/07
E-mail: office@kng.vrn.ru
www.kng.ru

на правах рекламы

АЛЕКСАНДР ГЕННАДЬЕВИЧ КАСПЕРОВИЧ – СОЗДАТЕЛЬ НЕ ИМЕЮЩИХ АНАЛОГОВ РАЗРАБОТОК



Кандидат технических наук, ведущий инженер-технолог Инженерно-технического центра ООО «Газпром переработка» (2008–2021).
За научную деятельность награжден званиями:
– Почетный работник газовой промышленности;
– Ветеран труда газовой промышленности;
– Ветеран ООО «Газпром переработка».
Научное направление: математическое моделирование балансов и качества газоконденсатного сырья и продуктов его промысловой подготовки и переработки, системный анализ составов и качества технологических потоков (включая методы экспериментального определения).
Область применения: аналитический мониторинг и прогноз компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств газоконденсатного сырья и продуктов его переработки на стадиях технологических процессов; расчетное обоснование выходов продуктов переработки на различных горизонтах планирования; прогноз балансов и качества потоков для вариантной проработки программ перспективного развития, совершенствование планирования балансов переработки.

Александр Геннадьевич Касперович родился 17 сентября 1948 г. в г. Тюмени. Окончил химико-технологический факультет Тюменского индустриального института по специальности «химическая технология переработки нефти и газа». Защитил кандидатскую диссертацию на тему «Определение рациональной глубины осушки природного газа на месторождениях Крайнего Севера и исследование основных вопросов ее обеспечения на абсорбционных установках» (Москва, Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов – ВНИИГАЗ).

За полувековую трудовую деятельность А.Г. Касперович прошел все ступени профессионального роста. В послужном списке работа и в научной, и в производственной сферах. В настоящее время Александр Геннадьевич продолжает трудится в Инженерно-техническом центре ООО «Газпром переработка» ведущим инженером-технологом.

Именно он стал основоположником балансового компьютерного моделирования технологических процессов промысловой подготовки и переработки углеводородного сырья газоконденсатных месторождений, разработанная им оригинальная методология не имеет аналогов в отечественной и международной практике.

Александр Геннадьевич является одним из главных создателей комплекса действующих балансовых моделей технологических объектов переработки конденсата ООО «Газпром переработка» в Западной Сибири для решения задач производственного планирования и перспективного развития. Принимал непосредственное участие в разработке концепций и программ развития переработки жидких углеводородов ПАО «Газпром», а также решений по созданию и совершенствованию информационно-управляющих систем в области планирования балансов переработки.

СТАЛ ОСНОВОПОЛОЖНИКОМ БАЛАНСОВОГО КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗРАБОТАННАЯ ИМ ОРИГИНАЛЬНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИКЕ.

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХ: ПЕРВЫЙ ПО ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

В мае этого года 125-летие отмечает Томский политехнический университет – первый инженерный вуз, открытый за Уралом. За это время Томский политех подготовил десятки тысяч высококлассных специалистов, внесших значительный вклад в процесс поиска и освоения подземных богатств страны, становление и развитие отечественной газовой отрасли.

Именно в стенах Томского политеха в начале XX в. трудами В.А. Обручева и М.А. Усова была сформирована Сибирская геологическая школа, подарившая стране и миру целую плеяду знаменитых разведчиков недр. Среди них М.К. Коровин и В.П. Казаринов, научно обосновавшие перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности, А.М. Брехунцов, открывший крупнейшее в СССР Ямбургское месторождение, и еще свыше 150 первооткрывателей месторождений.

В 1952 г. в Томском политехническом институте появилась кафедра горючих ископаемых, где начали готовить специалистов по геологии и разведке месторождений нефти и газа, ставшая основоположницей нефтегазового образования в Сибири. Позже вуз стал выпускать инженеров по бурению нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации промыслов, проектированию и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ, экологической безопасности, химической переработке углеводородов.

Сегодня ежегодно Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета (ТПУ) выпускает больше 500 магистров и бакалавров по специальности «Нефтегазовое дело», а также несколько десятков высококлассных профессионалов по программе двойного диплома со всемирно известным британским университетом Heriot-Watt. Она действует уже 20 лет и остается уникальной для России.

С 2011 г. ТПУ является опорным вузом ПАО «Газпром», готовя для него специалистов по восьми базовым направлениям. За это время на предприятиях концерна были трудоустроены 650 выпускников вуза, только за последние три года на базе университета прошли повышение квалификации и профессиональную переподготовку более 2300 сотрудников «Газпрома».

Общий объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполненных вузом в интересах ПАО «Газпром», за пять лет составил более 600 млн руб. Томскими политехниками разработаны уникальные установки, позволяющие с помощью рентгена, ультразвука и оптической топографии находить мельчайшие дефекты в осевых антипомпажных и регулирующих клапанах магистральных газопроводов. Экспериментальный участок, где представлены данные установки, в марте этого года заработал на базе Томского электромеханического завода. Участие в его торжественном открытии принял заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов.

В числе ноу-хау ТПУ комплексы безреагентной очистки воды «Гейзер-М», уже успешно апробированные на ряде объектов «Силы Сибири», самоходный дефектоскопический комплекс для контроля качества сварных соединений на трубах, многофазный расходомер скважинной продукции, система мониторинга опасных технологических объектов на основе беспилотных летательных аппаратов, прототип томографа для сканирования образцов породы из низкопроницаемых пластов и др.

В предметном рейтинге QS Subject Engineering – Petroleum (Нефтегазовое дело) ТПУ опережает все российские вузы, занимая 23-е место среди мировых университетов, а по востребованности выпускников у работодателей – шестое.

Первая за Уралом инженерная альма-матер, «колыбель» нефтегазового образования в Сибири достойно отвечает на вызовы времени и движется вперед, по-прежнему сохраняя дух первенства! ■

В 1952 Г. В ТОМСКОМ ПОЛИТЕХНИЧЕСКОМ ИНСТИТУТЕ ПОЯВИЛАСЬ КАФЕДРА ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ, ГДЕ НАЧАЛИ ГОТОВИТЬ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, СТАВШАЯ ОСНОВОПОЛОЖНИЦЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ В СИБИРИ.

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
634050, Россия, г. Томск,
пр-т Ленина, д. 30
Тел.: +7 (3822) 70-17-70
E-mail: tpu@tpu.ru
www.tpu.ru

на правах рекламы

О РОЛИ ЛИЧНОСТИ В РАЗВИТИИ ФЛОТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В «Газпром флот» приходят лучшие из лучших. Производственные объекты укомплектованы высококвалифицированными, опытными специалистами, которые решают исключительные по сложности задачи, умело применяют современные, часто эксклюзивные оборудование и технологии. Некоторые из работников оставили свой след в развитии инновационных технологий при освоении морских нефтегазовых месторождений в целом. А по их биографии можно изучать развитие отрасли.
Сегодня мы продолжаем знакомить вас с золотыми кадрами «Газпром флота». С теми, кто внес значимый вклад в развитие ключевых направлений деятельности компании. Героем этой статьи стал первый директор Мурманского филиала, а впоследствии директор филиала ООО «Газпром флот» в г. Санкт-Петербурге Петр Григорьевич Кладиев.

Детские и юношеские годы П.Г. Кладиев провел в Ростовской обл., где жили его бабушка с дедушкой. Как и многие мальчишки, он с детства мечтал о карьере военного и в 10-м классе твердо намеревался поступить в военное училище и связать свою судьбу с благородной мужской профессией защитника Отечества. Однако судьба сложилась иначе.

С юности он испытывал огромную тягу к ракетостроению. Будучи всегда решительным и настойчивым в достижении своих целей, он поступил в Московский авиационный технологический институт (нынешнее ФГБОУ ВПО «МАТИ – Российский государственный технологический университет имени К.Э. Циолковского»), обеспечивающий подготовку кадров для широкого круга научных и проектно-конструкторских организаций в авиационной и ракетно-космической отрасли. В 1977 г. П.Г. Кладиев окончил МАТИ по специальности «конструирование и производство радиоаппаратуры» и начал свою трудовую деятельность в г. Волгодонске в ПО «Атоммаш» инженером-электроником.

Всегда проявляющий активность и интерес к конструированию и управлению сложными механизмами совсем еще молодой инженер Кладиев был направлен на обучение эксплуатации станков фирмы Kongsberg в Норвегию. Находясь там, он узнал, что в порт



П.Г. Кладиев

«ЛЮДИ – ВОТ ОН, ЗОЛОТОЙ ФОНД КОМПАНИИ», – ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ООО «ГАЗПРОМ ФЛОТ» Ю.В. ШАМАЛОВ.

Мурманска зашли «Валентин Шашин» и «Виктор Муравленко» – первые буровые суда ледового класса с системой динамического позиционирования. Их появление стало прорывом в области развития и реализации отечественных шельфовых проектов.

Под впечатлением от увиденного Петр Григорьевич написал письмо в компанию, которой принадлежали данные буровые суда (АО «Арктикморнефтегазразведка»), и в ходе последующей переписки получил приглашение на работу. В 1984 г. он пришел в компанию. Здесь Кладиев окончательно понял, что море является его призванием, делом всей его жизни.

За годы трудовой деятельности в АО «Арктикморнефтегазразведка», созданном Министерством газовой промышленности в целях выполнения работ по поиску, разведке и разработке нефтяных месторождений на шельфе арктических морей России, П.Г. Кладиев прошел трудовой путь от руководителя участка до начальника службы предприятия. С 1988 по 1990 г. он смог принять участие в организации работ судовых служб и вахт по обслуживанию систем динамического позиционирования, испытывая новые для того времени буровые суда «Виктор Муравленко» и «Валентин Шашин».

В это время в нефтегазовой отрасли происходило много событий, велась активная работа по освоению арктического шельфа, преимущественно в акваториях Печорского и Карского морей.

РАБОТА В «ГАЗПРОМ ФЛОТЕ»

В 1990 г. Министерство газовой промышленности СССР было преобразовано в ГГК «Газпром», а в 1992 г. в РАО «Газпром». После подписания соответствующего постановления в системе «Газпрома» было создано Управление техники и технологии разработки морских месторождений, что дало значительный импульс в освоении нефтегазовых месторождений на шельфе. В 1992 г. Петр Григорьевич возглавил АОЗТ «Нефтегазтехнология» в г. Мурманске.

Проведение геолого-разведочных и буровых работ на море, тем более

в северных широтах, требовало создания соответствующей технической базы и специального флота, ведь с распадом СССР значительная часть его оказалась собственностью иностранных компаний.

12 июля 1994 г. была образована компания «Газфлот». Само название отражало ее предназначение. К моменту создания предприятия большинство судов, оснащенных специальным оборудованием для поиска, разведки и обустройства морских месторождений, было выведено из эксплуатации. Необходимо было заново создавать флот, собирать специалистов по морскому бурению, проектировать, строить и эксплуатировать новые плавтехсредства. Перед компанией на тот момент стояла основная задача – воссоздание флота газовой промышленности.

По согласованию с ОАО «Газпром» в год создания «Газфлота» был образован Мурманский филиал компании, директором которого и стал П.Г. Кладиев. Сразу на подразделение был возложен контроль строительства первого отечественного уникального бурового судна «Газпром-1», оснащенного оборудованием для бурения скважин глубиной до 6500 м при глубине моря до 300 м, первой системой динамического позиционирования, разработанной в нашей стране, и другими передовыми системами. Строительство осуществлялось на Херсонском судостроительном заводе. Филиалу под управлением Кладиева руководство «Газфлота» поручило организовать приемку и ввод плавтехсредства в эксплуатацию. Также в те годы производились работы по ремонту и модернизации научно-исследовательского судна «Академик Голицын», обеспечению работ в Обской губе самоподъемной буровой установки «Амазон», созданию берегового участка обеспечения в порту Ямбург. Кроме этого, необходимо было подобрать квалифицированные кадры для производственных служб и экипажей судов компании.

Полученные практические навыки, опыт эксплуатации систем динамического позиционирования и высокотехнологичных устройств позднее были реализованы в руководящих документах и внедрены в РАО «Газпром». При непосредственном участии Кладиева было разработано и вступило в силу руководство РД-51-10-98 «Организация службы динамического позиционирования на судах РАО «Газпром» при освоении морских нефтегазовых месторождений».

С 2002 г. П.Г. Кладиев применял свои знания и накопленный профессиональный опыт в должности генерального директора Совместной операционной компании «Вьетгазпром» ОАО «Газпром», а затем заместителя генерального директора по материально-техническому снабжению и технологическому транспорту компании «Вьетсовпетро» во Вьетнаме.

НАШЕ ВРЕМЯ

Вернувшись в Россию в 2010 г., Петр Григорьевич возглавил образовавшийся в марте того же года филиал ООО «Газфлот» (с 2014 г. – ООО «Газпром флот») в г. Санкт-Петербурге, основным направлением деятельности которого стало выполнение функций заказчика-застройщика по объектам судостроения в сфере организации работы групп технического надзора за строительством объектов, а также взаимодействие с передовыми классификационными обществами, известными буровыми компаниями, международными межправительственными



Полупогружная плавучая буровая установка «Полярная звезда» и транспортно-буксирное судно «Нептун»

Система динамического позиционирования управляет курсом и положением судна, активируя двигатели на основе информации, полученной от гирокомпаса, датчика ветра, а также заданного положения. Для многих морских операций, особенно при разработке месторождений на шельфе, очень важно держать плавтехсредство в фиксированном положении и заданном курсе, например:

- при бурении на глубоководье, чтобы оставаться на заданной точке;
- судам снабжения морских платформ, чтобы удерживать позицию в открытом море, разгружая запасы или загружая отработанные материалы, и т. д.;
- для удержания положения трубоукладочных и морских строительных судов.

С 1995 ПО 1997 Г. «ГАЗФЛОТОМ» ПРОВОДИЛИСЬ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ ПЕЧОРСКОГО И КАРСКОГО МОРЕЙ, А В 1998 Г. КОМПАНИЯ УЖЕ БЫЛА СЕРТИФИЦИРОВАНА РОССИЙСКИМ МОРСКИМ РЕГИСТРОМ СУДОХОДСТВА КАК ПРЕДПРИЯТИЕ, ОТВЕЧАЮЩЕЕ ТРЕБОВАНИЯМ МЕЖДУНАРОДНОГО КОДЕКСА ПО УПРАВЛЕНИЮ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СУДОВ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.



Ю.В. Шамалов, П.Г. Кадиев

«В нашем деле главное – постоянно повышать квалификацию, развиваться и идти в ногу со временем, а лучше – слегка опережая его», – П.Г. Кладиев.



Самоподъемная плавучая буровая установка «Амазон»



Полупогружная плавучая буровая установка «Северное сияние»

В 2020 Г. ООО «ГАЗПРОМ ФЛОТ» ЗАНЯЛО 1-Е МЕСТО В КОНКУРСЕ «ПРЕМИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА». ЕЩЕ РАЗ ПОДТВЕРЖДЕНО, ЧТО ДЕЙСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ СТАНДАРТОВ СТО «ГАЗПРОМ» 9001–2018, ISO 9001:2015, ТРЕБОВАНИЯМ К КАЧЕСТВУ ПАО «ГАЗПРОМ», А ТАКЖЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УСЛУГ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ ПРИНЯТИЮ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.

организациями, подрядными организациями и государственными надзорными органами. Основной целью проводимых мероприятий было повышение безопасности эксплуатации буровых платформ и судов обеспечения при освоении морских месторождений.

Собранные в командной работе по крупицам знания и полученный опыт стали основой для формирования принципов эксплуатации современных судов ООО «Газпром флот», оборудованных сложными компьютерными системами управления, динамическим позиционированием последнего поколения.

В 2016 г. Петр Григорьевич вышел на пенсию и сегодня продолжает вести активный образ жизни, встречается с коллегами и много читает. Он по-прежнему ценит в людях искренность и простоту, стремление к непрерывному развитию и не приемлет чванства и надменности, предательства в любом его проявлении, будь то дело или отношения.

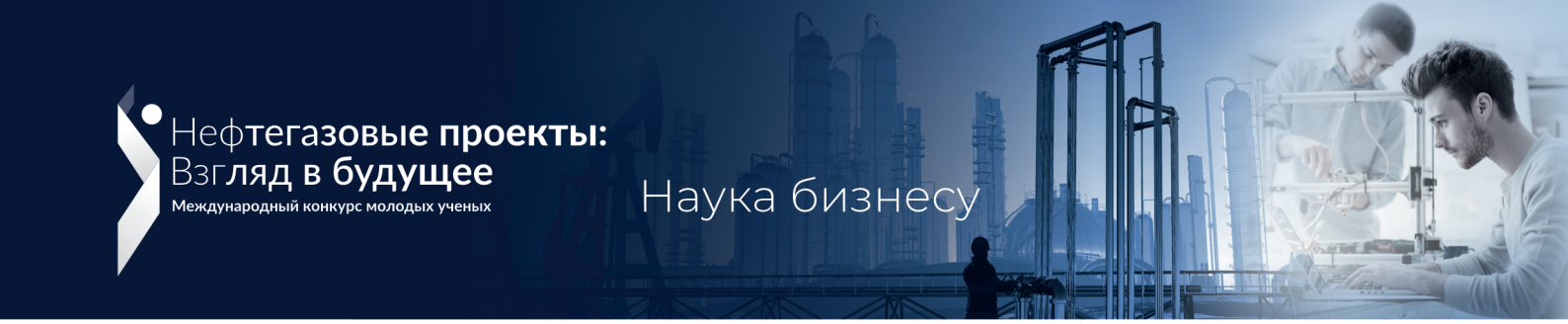
Рассказывая о трудовых буднях компании, особенностях морского бурения и технологиях в освоении месторождений углеводородов на континентальном шельфе, Петр Григорьевич неоднократно и с неподдельным восхищением и любовью подчеркивает уникальность предприятия, грамотность и управленческий талант ее действующего руководителя Юрия Васильевича Шамалова. «Газпром флот» – компания, возглавляемая, в самом хорошем смысле этого слова, патриотом, человеком поистине достойным, всей душой и всем сердцем болеющим за ее развитие на благо нашего Отечества!» – говорит П.Г. Кладиев.

На вопрос, что для него стало ярким впечатлением, которое, возможно, изменило его взгляды на главные вещи и ценности, Петр Григорьевич, немного поразмыслив, отвечает: «Многое было в работе, но ярким, скорее всего, можно назвать то осознание, которое пришло во время срочной эвакуации с судна. Настолько человек крохотный по сравнению с силой стихии, могучей и несокрушимой. И как многого могут достичь люди, объединенные одной целью и преданностью делу своей жизни». ■

ГАЗПРОМ ФЛОТ

ООО «Газпром флот»
196105, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 139, корп. 1
Тел.: +7 (812) 609-62-22
Факс: +7 (812) 609-62-99
E-mail: gazpromflot@gazpromflot.ru
www.flot.gazprom.ru

на правах рекламы



Нефтегазовые проекты: Взгляд в будущее

Международный конкурс молодых ученых

Наука бизнесу

IBC International Business Congress

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

журнал (учредитель – ПАО «Газпром»)

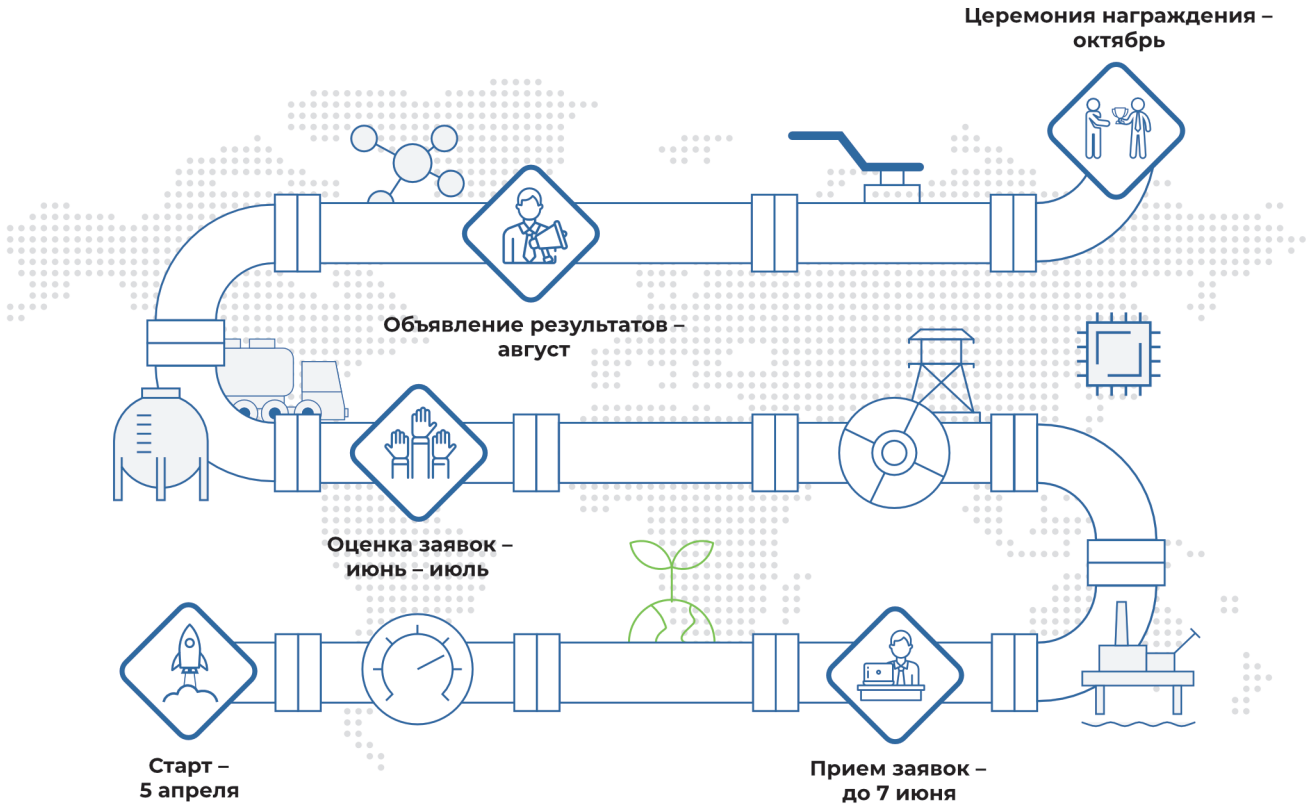
IV Международный конкурс «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее»

Открыт прием заявок: **www.gifaward.com**

Участники: молодые ученые / научный коллектив молодых ученых в возрасте до 35 лет из любой страны. Приветствуются международное научное сотрудничество и совместные проекты молодых ученых из разных стран

НОМИНАЦИИ

- **Инновационные решения в разведке, добыче, переработке, транспортировке и хранении углеводородов**
- **СПГ-проекты**
- **IT-решения и цифровизация**
- **Электроэнергетика**
- **Декарбонизация в отрасли**
- **Морские и шельфовые нефтегазовые проекты**



Подробная информация и контакты:

www.gifaward.com | info@gifaward.com | +7 (495) 240-54-57, ext. 124

на правах рекламы

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДВОДНОГО КОМПРИМИРОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

УДК 553.981.2::553.981.6
И.Э. Ибрагимов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), I_Ibragimov@vniigaz.gazprom.ru
М.А. Воронцов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», M_Vorontsov@gwise.vniigaz.gazprom.ru
А.В. Дроздов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», A_Drozdov@vniigaz.gazprom.ru
М.С. Кирик, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), M.Kirik@adm.gazprom.ru

В работе рассмотрены актуальные технико-технологические проблемы создания и применения подводных технологий компримирования в системах подводной добычи при освоении перспективных месторождений углеводородов российского континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока.
При падении устьевых давлений обеспечение плановых показателей добычи на углеводородных месторождениях, обустроенных с помощью систем подводной добычи, затруднительно без применения подводных дожимных компрессорных станций. Использование подводных дожимных компрессорных станций позволяет повысить коэффициент извлечения газа, продлить период постоянных отборов и, как следствие, улучшить экономические показатели морских проектов добычи газа и газового конденсата. По объективным причинам потребность в подводных дожимных компрессорных станциях для освоения этих месторождений может наступить раньше, чем это установлено в проектных технологических документах. С другой стороны, на проектирование, изготовление и квалификационные испытания оборудования подводных компрессорных станций может потребоваться более 15 лет, на что указывает мировой опыт создания таких объектов. Данные обстоятельства свидетельствуют об актуальности работ по созданию подводных дожимных компрессорных станций для освоения перспективных месторождений континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока.
В рамках проводимых исследований установлены состав и параметры необходимого технологического оборудования, подготовлены технико-технологические требования для включения в технические задания на выполнение опытно-конструкторских работ по созданию опытных образцов подводной дожимной компрессорной станции в целом и отдельных ее установок, определен механизм поэтапного создания ключевых видов оборудования и технологий.
Результаты проведенных исследований свидетельствуют о необходимости освоения новых технологий, позволяющих создать инновационную продукцию силами отечественных научно-исследовательских институтов, проектно-конструкторских организаций и промышленных предприятий в кооперации с зарубежными технологическими партнерами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПОДВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА, ПОДВОДНАЯ ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, СОЗДАНИЕ ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

Наиболее перспективным направлением освоения морских ресурсов углеводородов на сегодняшний день является создание систем подводной добычи, включающих кусты скважин с подводным расположением устья, объекты сбора и транспорта, а наиболее характерной тенденцией их современного развития становится разработка подводных установок подготовки и компримирования природного газа [1]. В этой связи интересен отечественный опыт освоения Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ), для которого, согласно технологической схеме разработки и обустройства, при снижении устьевых давлений возникает потребность в установке подводной дожимной

компрессорной станции (ПДКС). Потребность в установке ПДКС в сопоставимые сроки прогнозируется и на соседнем Южно-Киринском месторождении, что позволит продлить период постоянных отборов и тем самым обеспечить планы по добыче, а также оптимизировать экономические показатели проекта.

Проектные сроки падения дебита и устьевого давления скважин, определяющие начало эксплуатации ПДКС, являются ориентировочными и часто не подтверждаются на практике. Эти сроки, определенные проектным технологическим документом, предназначены в основном для сравнительной экономической оценки вариантов разработки месторождения. Следовательно, не исключено, что потребность в ПДКС может наступить гораздо раньше.

В настоящее время в мировой практике имеется опыт производства и эксплуатации компрессорных агрегатов в моноблочном исполнении, предусматривающем размещение ротора электродвигателя и ротора компрессора на активном магнитном подвесе в герметичном корпусе. Данный вариант компоновки реализован в первых проектах подводных компрессоров, установленных и эксплуатируемых на месторождениях в норвежском секторе Северного моря [2]. Однако длительность разработки новой технологии подводного компримирования может составить десятилетия до момента перехода к промышленному производству опытных образцов, что свидетельствует об актуальности начала работ по созданию ПДКС для первоочередных проектов освоения углеводородных месторождений континентального шельфа России уже сегодня.

ПОДВОДНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ASGARD

Первая в мире подводная компрессорная станция, установленная на месторождении Asgard, в сентябре 2020 г. уже достигла пятилетнего срока эксплуатации. За это время газоперекачивающие агрегаты (ГПА) отработали 80 000 ч. По данным компании-оператора Equinor (ранее Statoil), применение подводной технологии компримирования позволило продлить продуктивный срок службы пластов еще на 15 лет и дополнительно добыть за этот период около 306 млн барр. н. э. [3].

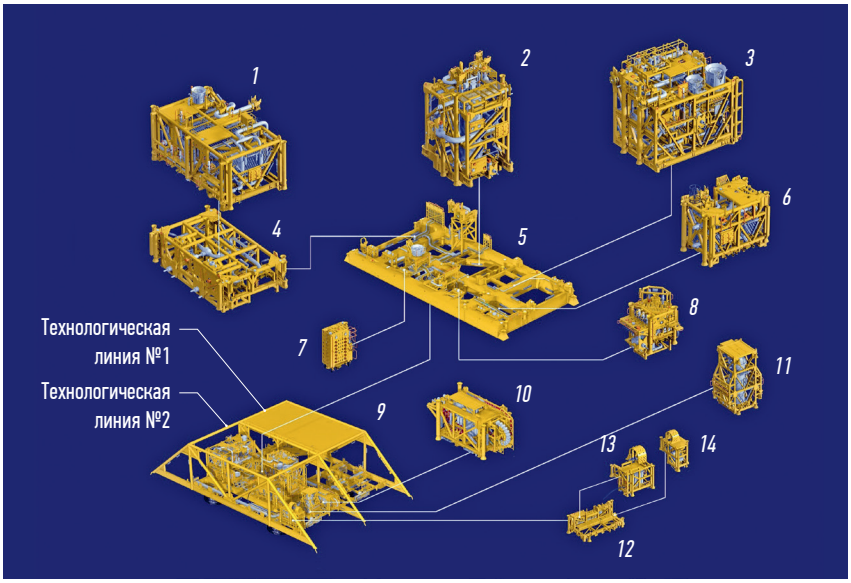


Рис. 1. Основные модули подводной газокомпрессорной станции, установленной на месторождении Asgard [5]: *1* – модуль охлаждения входного потока (теплообменник); *2* – модуль сепарационный; *3* – модуль подводного компрессора; *4* – модуль секции трубной обвязки; *5* – опорная рама одной технологической линии; *6* – модуль охлаждения выходного потока (теплообменник); *7* – модуль ингибитора гидратообразования; *8* – модуль насосный; *9* – подводная газокомпрессорная станция; *10* – трансформатор компрессорного модуля; *11* – частотный преобразователь (привода компрессора); *12* – блок подсоединения кабелей энергоснабжения; *13* – трансформатор насосного модуля; *14* – частотный преобразователь (привода насоса)

На рис. 1 приведены основные модули подводной газокомпрессорной станции, установленной на месторождении Asgard, и подробно рассмотрен состав оборудования, входящего в одну технологическую линию [4, 5]. В данном проекте используются два герметичных электроприводных компрессора HOFIM производства компании MAN Diesel & Turbo мощностью 11,5 МВт каждый. Они работают на глубине около 300 м в 40 км от берега и предназначены для транспортировки природного газа с различными включениями (вода, газовый конденсат, нефть и др.). Генеральным EPC-подрядчиком по проекту является компания Aker Solutions.

Газоперекачивающие агрегаты конструктивно выполнены в виде герметичного моноблока, рассчитанного на соответствующую глубину установки под водой. Моноблок состоит из двух отделений, в которых находятся высокооборотный электродвигатель и компрессор, установленные на едином валу, который опирается на активные магнитные подшипники. В агрегате конструкции HOFIM патрубки трубопроводов подводят и отводят транспортируемый природный газ в радиальном направлении от компрессоров [2]. Газы, проходящие через компрессор и обтекающие ротор и статорные части электродвигателя, могут содержать различные виды примесей и абразивные включения. Неочищенный газ вызывает быстрое образование отложений на горячих частях электродвигателя и приводит к отказам магнитных подшипников. Для обеспечения

надежной продолжительной работы подводного компрессора используется охлаждение электродвигателя газом, отбираемым непосредственно из компрессора, например, после первой или второй ступени сжатия, совместно с системой дополнительной фильтрации для гарантированного исключения попадания жидкости в двигатель.

ПОДВОДНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ GULLFAKS

В 2015 г. на месторождении Gullfaks были установлены два подводных многофазных компрессора WGC 4000 производства компании OneSubsea (подразделение Schlumberger) на расстоянии около 25 км от берегового терминала. Компрессор WGC 4000 – осевой, многоступенчатый вертикальный компрессор с двумя концентрическими противовращающимися роторами, ряды лопаток которых по оси компрессора чередуются друг за другом в общей проточной части компрессора, при этом направления профилей лопаток двух роторов противоположны друг другу. Вращение роторов в противоположные стороны обеспечивается благодаря их приводу от электродвигателей, установленных с двух сторон корпуса компрессора. При прохождении через ряды лопаточных решеток, вращающихся с высокой скоростью в различных направлениях, содержащиеся в сжимаемой смеси капли жидкости разбиваются на мельчайшие частицы, образуя с газом гомогенную смесь [4, 5]. Такая конструкция позволяет транспортировать двухфазный поток (вплоть до 100 % жидкости) без предварительной сепарации с давлением нагнетания до 3 МПа.

КОНЦЕПЦИИ ПОДВОДНОГО КОМПРИМИРОВАНИЯ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ORMEN LANGE

Компания GE Oil & Gas начиная с 2007 г. разрабатывает компрессор Blue-C для проекта подводного компримирования Ormen Lange. Модуль состоит из центробежного компрессора с приводом от высокоскоростного электродвигателя, который установлен вертикально и заключен в единый с компрессором герметизированный корпус, рассчитанный на воздействие гидростатического давления. Такая компоновка обеспечивает разделение пространств электродвигателя и компрессора [4, 6]. После 10 тыс. ч наработки компрессор был остановлен, не достигнув показателя в 5 лет безотказной работы, по причине повышенной эрозии и коррозии рабочих колес из-за содержания жидкости (до 5 %) в компримируемом газе и агрессивных компонентов. В результате была проведена модернизация: изменена геометрия рабочих колес компрессора, на рабочие колеса было нанесено специальное покрытие, используемое в авиационных газовых турбинах.

Проанализировав сложившуюся ситуацию, партнеры по освоению месторождения Ormen Lange приостановили проект доработки компрессоров Blue-C из-за высокой стоимости его реализации. Это решение основано на обновленной экономической оценке проекта, включающей дополнительную информацию о затратах для текущих концепций и о новых технологических разработках в области подводного компримирования, а также актуализованный анализ состояния пласта [7].

В настоящее время оператор месторождения Ormen Lange, компания Shell, и его партнеры приняли решение о применении подводного компрессора на третьей фазе проекта и рассматривают два варианта компримирования, разработанные компаниями OneSubsea и MAN Diesel & Turbo [8]. Компрессорная система месторождения планируется к установке на глубине воды 850 м, она будет состоять из двух установок мощностью 16 МВт, связанных с манифольдом и трубопроводами промысла Ormen Lange. После выбора концепции подводного компримирования будет принято решение о дополнительном инвестировании в проект.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ПДКС

Основные компании-производители подводных компрессоров MAN Diesel & Turbo и OneSubsea работают над существенным (примерно в 2 раза) уменьшением массогабаритных показателей ПДКС без снижения ее надежности. Достичь этого планируется за счет создания компрессоров, способных компримировать/перекачивать многофазную среду, состоящую из газа, воды, конденсата и механических примесей в различных соотношениях [2, 4]. Такое решение позволит отказаться или уменьшить размеры подводного сепарационного оборудования, а также исключить из состава ПДКС мультифазные насосы и дополнительный трубопровод для откачки жидкой фракции, перенеся процесс разделения сред на поверхность. Также возможное направление развития технологий – применение активных теплообменных аппаратов взамен пассивных.

Для освоения месторождений арктического и дальневосточного континентального шельфа России необходимо использование передовых производственных технологий, а также разработка инновационных подводных импортозамещающих технологий с учетом имеющегося мирового опыта в области освоения морских месторождений. При разработке подводных компрессорных станций основное внимание должно уделяться обеспечению высокой надежности технологического комплекса в целом и надежности входящих в его состав отдельных систем, сборочных единиц и модулей. Немаловажную роль здесь играет автоматизация технологических процессов и удаленный мониторинг технического состояния оборудования для обеспечения полноты сбора информации о работе станции на береговом пульте управления.

В настоящее время проработана концепция, направленная на подготовку основных решений по применению ПДКС при освоении перспективных месторождений континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока [9]:

– изучен мировой опыт с точки зрения возможности его применения в условиях дальневосточного и арктического шельфа;

– проработаны варианты организации проекта создания ПДКС;

– предложен риск-ориентированный подход к определению основных показателей эксплуатации основного технологического оборудования ПДКС.

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПДКС

По результатам анализа исходных данных и технических решений, принятых в проектных технологических документах по разработке и обустройству Киринского и Южно-Киринского месторождений, создана технологическая схема ПДКС. Также в рамках концепции обоснован состав технологического оборудования станции и определены режимные параметры его работы, которые позволили подготовить обоснованные исходные технико-технологические требования на проектирование, а также сформировать проекты технических заданий для организации опытно-конструкторских работ (ОКР) по созданию опытных образцов оборудования и ПДКС в целом.

Использование риск-ориентированного подхода [10–12] к определению основных показателей эксплуатации основного технологического оборудования ПДКС обусловлено недостаточной для точного прогнозирования условий эксплуатации промысловых технологических систем полнотой исходных данных вследствие ограниченного объема геолого-разведочной информации на начальных этапах разработки, методических допущений и т. п.

С учетом резервирования концепция применения ПДКС на Киринском ГКМ предусматривает сооружение двух технологических линий с ГПА номинальной мощностью 6 МВт. На Южно-Киринском месторождении данная концепция предусматривает с учетом резервирования сооружение шести технологических линий с ГПА номинальной мощностью 12,5 МВт. Каждая технологическая линия должна быть укомплектована модулем с понижающим трансформатором, модулями трансформатора и частотного преобразователя привода компрессора, модулем насоса отсепарированной жидкости, модулем распределения электропитания и модулем бесперебойного энергоснабжения в подводном исполнении. Электроснабжение, управление и контроль технического состояния ПДКС будет осуществляться от береговой станции управления, где находится автоматизированное рабочее место контроля и управления.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ПДКС

Механизмы создания ПДКС, основанные на покупке готовых технологий (оборудования или лицензий) у зарубежных компаний, сложно реализуемы в силу наличия международных санкционных ограничений, связанных с текущей геополитической обстановкой, а также необходимостью разработки новых технических решений с учетом суровых условий арктического шельфа РФ. Исследования готовности отечественных предприятий выявили отсутствие у них опыта создания подводного оборудования, требуемого для комплектования ПДКС, а также недостаточный уровень технологического развития, необходимого для освоения новых технологий и производств.

Согласно данным зарубежных компаний, осуществляющих разработку технологического оборудования для подводных промыслов, путь от первого прототипа до коммерческого применения подводной компрессорной станции занимает от 15 до 25 лет, при этом практически все ключевые элементы ПДКС, разработанные в рамках рассмотренных проектов, являются оборудованием мелкосерийного или единичного производства.

Приведенная выше информация свидетельствует о сложности и длительности работ по проектированию и изготовлению инновационного оборудования, входящего в состав подводной дожимной компрессорной станции. Создание ПДКС – это многоступенчатый процесс, для которого характерны все стадии разработки инновационного продукта, такие как организация и выполнение научно-исследовательских работ (НИР) и ОКР, а также опытно-промышленная эксплуатация конечного изделия. В этой связи необходимо реализовать стратегию поэтапного создания ключевых видов оборудования и технологий, проведение НИР и ОКР по созданию подводных компрессорных станций силами отечественных научно-исследовательских институтов, проектно-конструкторских организаций и промышленных предприятий. Общая схема работ по созданию ПДКС приведена на рис. 2.

До начала проведения работ по созданию ПДКС и принятия инвестиционного решения еще на стадии НИР необходимо проведение дополнительных исследований, направленных на уточнение технических параметров основных элементов, включая их массогабаритные и эксплуатационные характеристики, разработку дополнительных требований к ним, оценку доступности готовых технологий, планируемых к использованию в ПДКС, а также оценку возможностей их покупки на отечественном и зарубежном рынках с учетом геополитических рисков.

Все вышесказанное позволит выполнить более точные оценки капитальных вложений и эксплуатационных затрат на разработку, производство, испытание, сертификацию и монтаж опытно-промышленных образцов ПДКС, сформировать механизмы

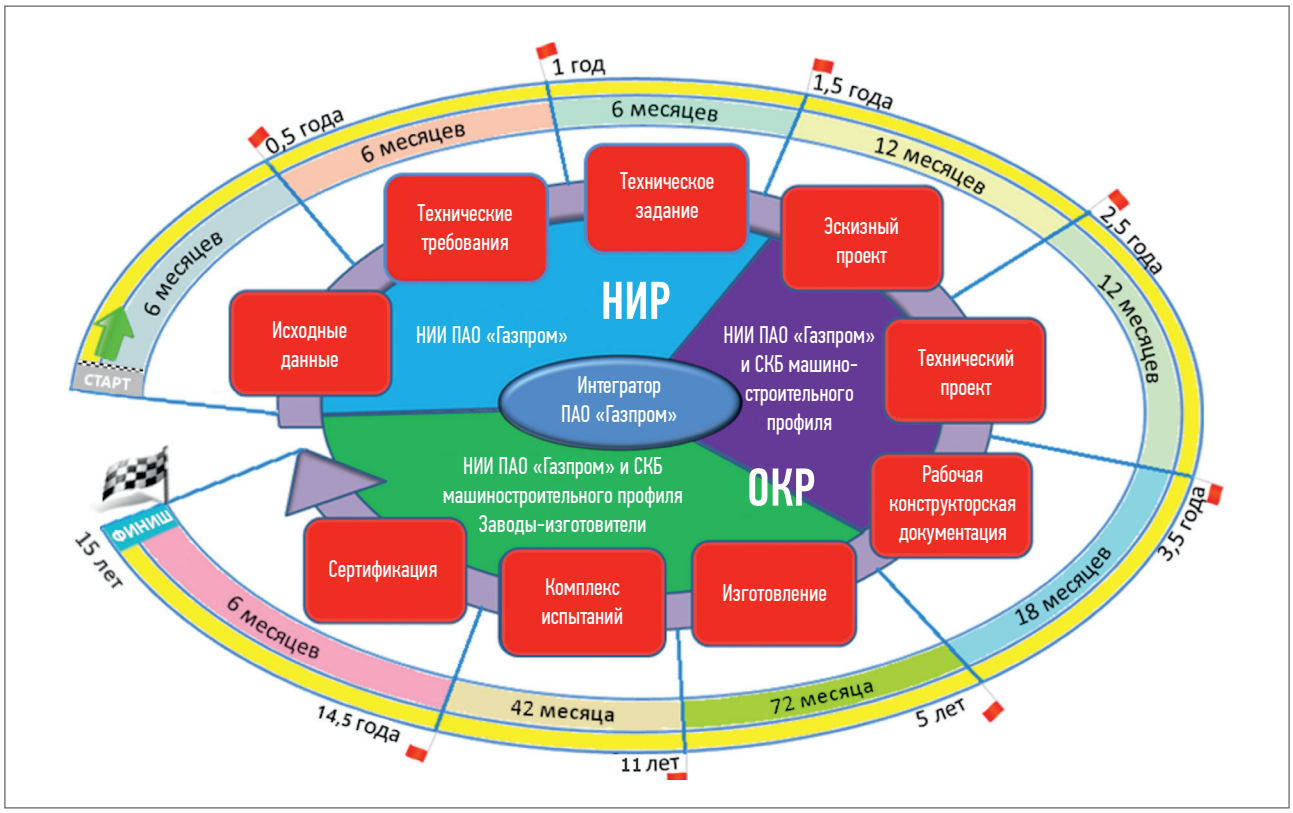


Рис. 2. Общая схема работ по созданию ПДКС

финансирования и управления проектом, выполнить анализ проектных рисков, подтвердить техническую реализуемость проекта в целом и принять инвестиционное решение. Следует отметить, что создание только одного или нескольких элементов ПДКС (например, герметичного компрессора с электроприводом) в отрыве от всего комплекса мероприятий может привести к нерациональному расходованию финансовых и временных ресурсов. В дальнейшем после уточнения технических решений и требований к оборудованию, формирования и согласования с заказчиком и исполнителями работ необходимых комплектов технических заданий станет возможен переход к стадии ОКР.

Начать создание ПДКС целесообразно с разработки на первом этапе ОКР наиболее критичного элемента станции – герметичного компрессора с электроприводом, проведения его предварительных испытаний на заводе-изготовителе, включая испытания в специальном бассейне. Компрессор конструктивно будет состоять из двух отдельно изготавливаемых частей – компрессора и высокооборотного асинхронного частотно-регулируемого электродвигателя, состыкованных в единый герметичный моноблок, рассчитанный на эксплуатацию под водой в автоматическом режиме в течение не менее 5 лет без отказов, приводящих к остановке работы ПДКС. При создании такого инновационного оборудования, как герметичный компрессор с электроприводом, предусматривается его использование и на материковых месторождениях.

Второй этап ОКР включает разработку в забортном исполнении преобразователя частоты привода компрессора, источников бесперебойного питания, а также моноблока электроприводного насоса с комплектом электротехнического оборудования.

Третий этап включает разработку сепараторов, входного и выходного теплообменников, автоматизированной системы управления ПДКС, а также организацию ОКР по созданию ПДКС в целом с элементами сопряжения отдельных блоков и модулей.

Предлагаемая последовательность этапов связана с приоритетностью и критичностью технологий, от разработки которых будет зависеть дальнейшее продолжение работ на следующих этапах и осуществимость проекта в целом. Готовые опытные образцы должны будут проходить комплекс испытаний по соответствующим программам и методикам, разрабатываемым и утверждаемым стороной, несущей ответственность за проведение этих испытаний в лабораторном центре (бассейне). После окончания подготовительных работ должны быть проведены квалификационные испытания пилотной технологической линии в бассейне и сертификация оборудования. Одновременно с этим должна проводиться подготовка производства для изготовления резервных технологических линий.

На следующем этапе в соответствии с планом проведения морских операций осуществляется подготовка площадки на месте сборки, производится установка фундаментных свай, основания ПДКС и монтаж блок-модулей станции. После стыковки оборудования и подключения ПДКС к существующей инфраструктуре месторождения, в том числе трубопроводов, кабелей управления и электроснабжения, проводятся испытания на точке эксплуатации, затем начинается опытно-промышленная эксплуатация станции на месте установки.

В качестве технического интегратора проекта следует рассматривать компании, обладающие определенным техническим заделом по исследуемому направлению создания оборудования, развитой производственной базой, высоким уровнем деловой репутации и локализации производства на территории России. Ряд таких компаний на сегодняшний день уже задействованы в работах по созданию элементов системы подводной добычи в рамках реализации мероприятий Министерства промышленности и торговли РФ и ПАО «Газпром».

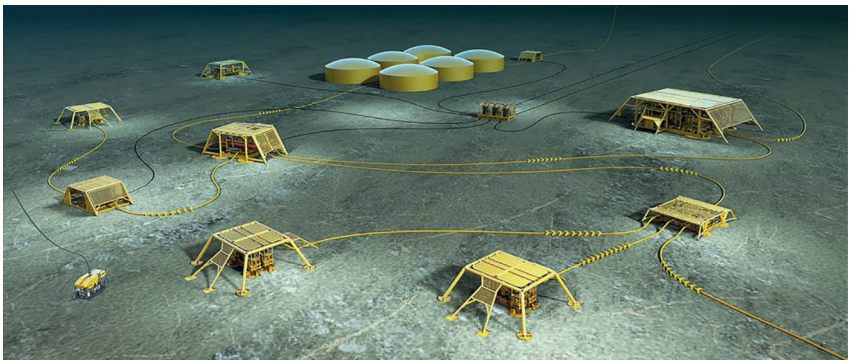


Рис. 3. Концепция автономной системы подводной добычи будущего [13]

В процессе реализации проекта создания ПДКС необходимо проработать ряд технических задач, связанных с адаптацией разрабатываемых решений к условиям акваторий арктических месторождений. Сложностью будет являться не только проектирование и изготовление инновационной продукции, но и организация испытаний, проведение операций монтажа, технического обслуживания и ремонта оборудования в условиях ограниченной навигации, а также другие проблемы, которые потребуют отдельного рассмотрения и проведения дополнительных научных исследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Морские нефтегазовые промыслы будущего концептуально будут представлять собой безлюдные многомодульные комплексы с полным производственным циклом, энергоснабжением и линиями связи. Их применение будет определяться законами рыночной экономики, возможны различные модификации подводных промыслов, состав которых может изменяться в зависимости от области применения, что и окажет влияние на стоимость и окупаемость проектов [13]. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов А.Г., Петренко В.Е., Новиков А.И. и др. Подводная техника и технологии освоения морских месторождений углеводородов. М.: Недра, 2017.
2. Черепанов В.В., Филиппов А.Е., Петренко В.Е. и др. Морские подводные нефтегазовые промыслы: учеб. пособие РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Т. 1. Оборудование для подводного обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2017.
3. Åsgard subsea compressors deliver high availability. Offshore-mag [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.offshore-mag.com/subsea/article/14183945/sgard-subsea-compressors-deliver-high-availability (дата обращения: 10.03.2021).
4. Подводные компрессоры и компрессорные станции для нефтегазовых промыслов на морском континентальном шельфе. Ч. 2 // Новые направления в развитии техники сжатия газов. Отчет-справочник под ред. Сафина А.Х. СПб.: ООО «Прима-Химмаш», 2012.
5. Torstein Vinterstø Statoil ASA, The world first's subsea compression at Asgard. Njrwep [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.norwep.com/content/download/26207/184671/version/1/file/%C3%85SC-Presentasjon-INTSOK-Aberdeen-261115+v3+%281%29.pdf/ (дата обращения: 10.03.2021).
6. Blue-C™ Compressor. Baker Hughes [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.bakerhughes.com/centrifugal-axial-compressors/blue-c/ (дата обращения: 23.09.2020).
7. GE Unlocks Innovation in Subsea Compression and Power for Shell's Ormen Lange Pilot, Aug 30, 2016. GE's Power Conversion business [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gepowerconversion.com/press-releases/ge-unlocks-innovation-subsea-compression-and-power-shell's-ormen-lange-pilot/ (дата обращения 10.03.2021).
8. Shell picks subsea compression option for Ormen Lange field, January 18, 2019. Offshore energy today [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.offshore-energy.biz/shell-picks-subsea-compression-option-for-ormen-lange-field/ (дата обращения: 10.03.2021).
9. Кирик М.С., Трофименко В.В., Ибрагимов И.Э., Дроздов А.В. Разработка основных решений по созданию подводных дожимных компрессорных станций для углеводородных месторождений Арктического и Дальневосточного шельфа России // Труды секции «Техника и технология разработки морских месторождений» научно-технического Совета ПАО «Газпром» за 2019 и 2020 гг. СПб, 2020.
10. М.А. Воронцов, А.С. Грачев, М.А. Киркин и др. Технологические риски при эксплуатации подводных компрессорных установок // Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2018 года. 2018. № 1. С. 52–59.
11. Воронцов М.А., Киркин М.А. Оценка негативных последствий отклонения показателей эксплуатации дожимного компрессорного комплекса от проектных значений // Тезисы докладов IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Ч. II. Секции 5–10, Москва, 2012. С. 6.
12. Грачев А.С., Воронцов М.А., Киркин М.А. Технологические риски при эксплуатации подводных компрессорных установок // Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 30-летию ИПНГ РАН, «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». М., 2017. С. 50–51.
13. TU. Havbunnsfabrikken blir klar f0r 2020. Tore Stensvold Publisert [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.tu.no/artikler/havbunnsfabrikken-blir-klar-for-2020/234665 (дата обращения: 16.03.2021).

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ПОДХОДОВ К ДИАГНОСТИРОВАНИЮ СКВАЖИН ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

УДК 550.8.053
А.И. Трусов, к.г.-м.н., ООО «Газпром недра» (Москва, Россия), a.trusov@nedra.gazprom.ru
С.Г. Домашов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), S.Domashov@adm.gazprom.ru
А.Р. Гайсин, ООО «Газпром недра», a.gaisin@nedra.gazprom.ru
В.А. Краснов, ООО «Газпром недра», v.krasnov@nedra.gazprom.ru

Параллельно с повышением требований к технологии и качеству капитального ремонта скважин закономерно растет запрос на более качественное информационное сопровождение данных производственных процессов. В статье рассмотрены наиболее перспективные направления развития предоставляемых сервисных геофизических услуг на примере ООО «Газпром недра». Условно направления развития можно разбить на три основные группы. Первая группа – это совершенствование уже существующих методик, технологий и аппаратуры. Вторая – внедрение новых решений при информационном геофизическом сопровождении. Третья – собственные программные разработки ООО «Газпром недра» для повышения информативности сервисных услуг и эффективности оперативного принятия управленческих решений при геолого-технологическом сопровождении ремонта скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ СЕРВИС, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ.

Большая часть эксплуатируемых в России месторождений углеводородов находится в стадии падающей добычи. В сложившейся ситуации ключевой задачей является обеспечение высокого уровня эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) – одного из важнейших этапов жизненного цикла месторождения. Вместе с совершенствованием технологий капитального ремонта скважин развиваются существующие и внедряются новые решения в области информационного сопровождения ГТМ. В настоящей статье представлены обзор и систематизация существующих современных направлений развития геофизического сервиса и опыт их применения при диагностировании скважин.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

Программа ГТМ ПАО «Газпром» представляет собой обширный, многогранный процесс, нацеленный на вывод скважин из бездействия и перевод их в действующий фонд. Работы проводятся во всех газодобывающих регионах России. Обширная география и разнообразие месторождений требуют индивидуального подхода не только к технологическим решениям в рамках капитального ремонта скважин (КРС), но и к информационному обеспечению программы ГТМ. Такие условия, с одной стороны, усложняют проведение работ в рамках ГТМ, и в то же время являются мотивирующими факторами развития и внедрения новых технологий и методик исследований.

Работа по развитию информационного сопровождения ГТМ в ООО «Газпром недра» ведется по трем основным направлениям:

– совершенствование существующих методик диагностирования скважин;

– внедрение новых подходов к решению задач;

– разработка собственных цифровых инструментов.

РАЗВИТИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК

Многосенсорная аппаратура

С учетом увеличения доли горизонтальных скважин на обустраивающихся месторождениях традиционный подход к техническому диагностированию вертикальных и наклонно-направленных скважин оказывается недостаточным для решения всех поставленных задач, решаемых при промыслово-геофизических исследованиях (ПГИ). Переход к трехмерному подходу определения характеристик состава притока в работающих скважинах является одним из ключевых направлений развития ПГИ. Применение многосенсорных приборов позволяет преодолеть консервативный подход к каротажу стандартными методами с использованием интегральных датчиков и обеспечить количественную оценку объемного расхода каждой фазы поступающего в ствол флюида с гораздо более высокой степенью достоверности.

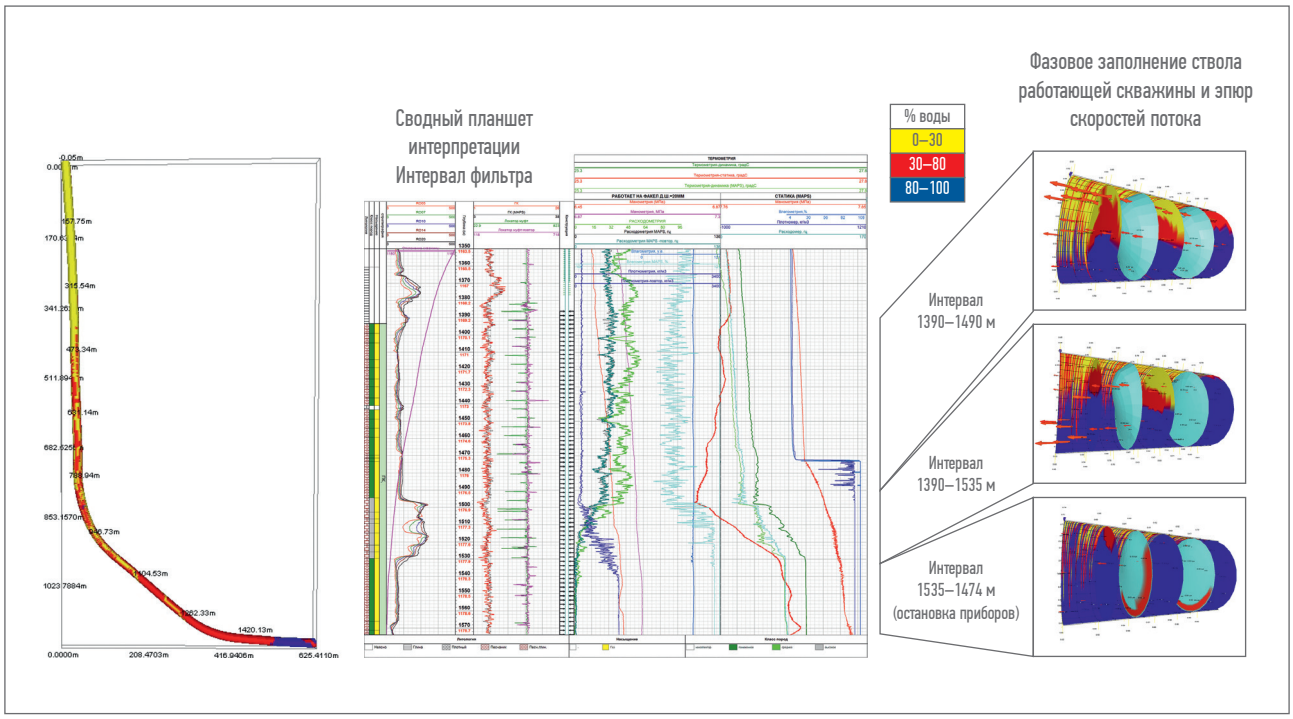


Рис. 1. Пример определения интервалов водопритока в горизонтальном стволе

На данный момент успешно применяется модуль многосенсорной расходометрии для решения задач определения скорости потока жидкой и газообразной фаз в условиях стратифицированного потока, построения графика скорости потока и его направления вдоль оси ствола скважины, измерения расхода при обратной закачке. Многосенсорные модули контроля состава притока (влагометрии и резистивиметрии) предназначены для идентификации фаз в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, расчета процентного содержания каждой присутствующей в стволе фазы, построения графика фазового состава вдоль оси ствола скважины, идентификации интервалов поступления пластовой воды в ствол скважины и определения изменения в количественном содержании скважинных флюидов с течением времени или при различных темпах добычи.

Компанией «Газпром недра» с помощью многосенсорной аппаратуры успешно проведены исследования в скважинах с горизонтальным, нисходящим и восходящим окончанием, а также опробованы способы ее доставки на забой посредством скважинного трактора и с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Выбор комплекса модулей в каждом случае осуществлялся индивидуально для каждой скважины в зависимости от поставленных задач, типа пласта, характера его насыщения, региона работ и т.д. Для иллюстрации эффективности работы многосенсорных приборов на рис. 1 приведен пример определения интервалов водопритока в горизонтальном стволе. По результатам выполненных работ были оперативно приняты решения по корректировке траектории последующих скважин, по видам и составу ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Спектральная шумометрия

Помимо совершенствования существующих подходов к диагностике скважин путем использования многосенсорной аппаратуры, ООО «Газпром недра» активно внедряет методы спектральной шумометрии при проведении ПГИ. Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, стволе скважины и заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды и применяется для выделения интервалов притока флюида в ствол скважины, определения мест негерметичности колонн и интервалов заколонных перетоков. Спектральный акустический шумомер предназначен для регистрации акустического шума в широком диапазоне частот. Метод спектральной шумометрии является косвенным методом определения работающих интервалов коллекторов и заколонных перетоков между пластами. В случае сложных конструктивных особенностей скважин, когда интервалы перфорации перекрыты насосно-компрессорными трубами (НКТ) и на данные интегральных методов оказывает существенное влияние поток флюида в НКТ, спектральная шумометрия позволяет на качественном уровне решить указанные задачи. Около половины дефектов скважин, входящих в программы ГТМ, связаны с негерметичностью заколонного пространства. Во многих случаях этот дефект является

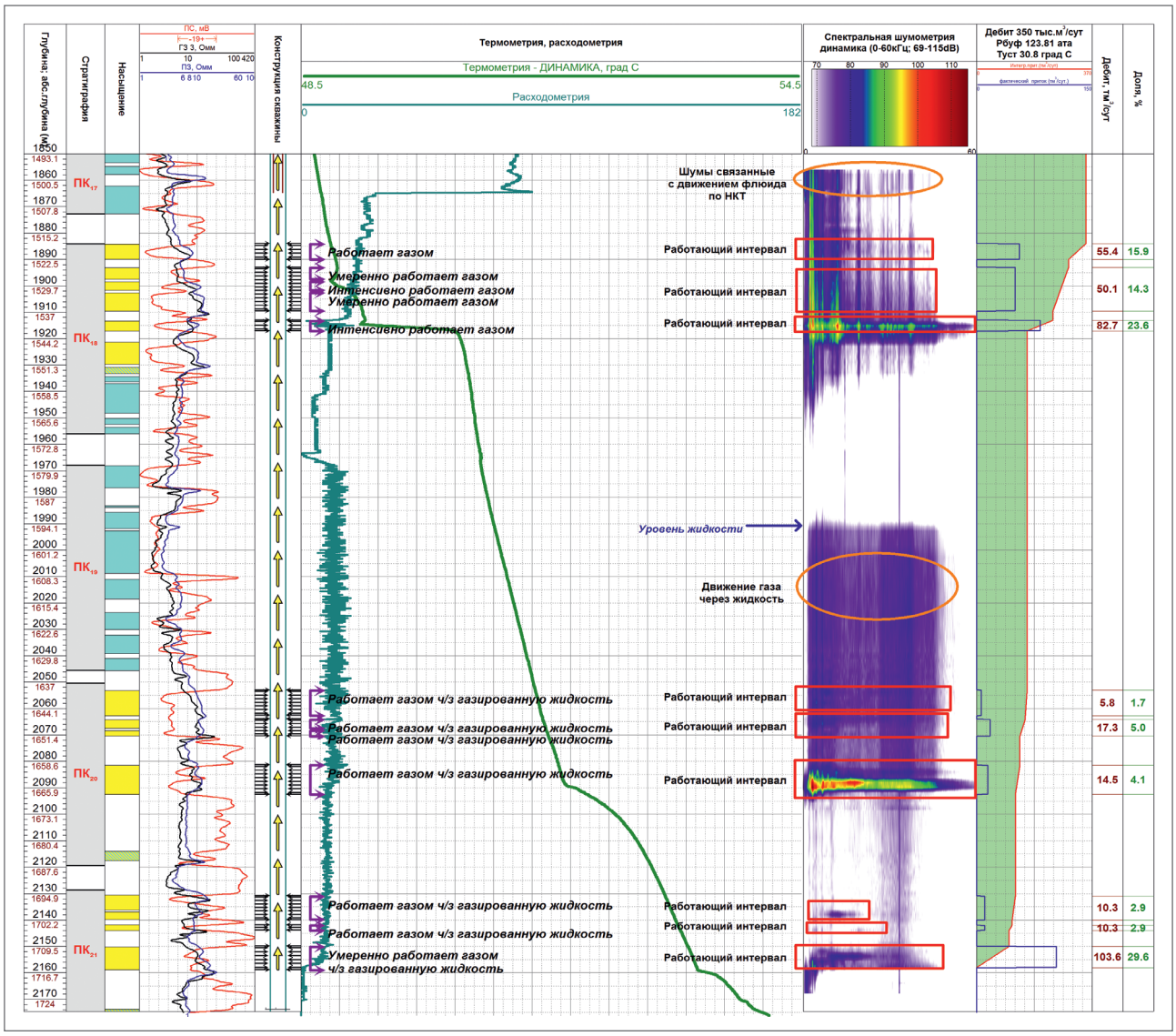


Рис. 2. Пример применения спектральной шумометрии для выделения работающих интервалов и диагностирования заколонных перетоков

критическим и требует проведения РИР. В целях планирования РИР, а также для оценки качества проведенных работ не всегда достаточно проведения стандартного комплекса ПГИ (термометрия и шумометрия). В таких случаях для повышения достоверности выделения заколонных перетоков дополнительно применяется метод спектральной шумометрии (рис. 2).

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДИК

Дивергентный каротаж

Метод электрического дивергентного каротажа предназначен для определения удельного электрического сопротивления горных пород, окружающих обсаженную металлической колонной скважину, установления характера насыщения углеводородами и расчета коэффициента текущей нефтегазонасыщенности. Измерения проводятся в заданном интервале глубины с определенным шагом установки прибора для прижима электродов. Вертикальная разрешающая способность определяется базой зонда. Стандартная база зонда 0,5 м. На одной точке установки снимаются отчеты одновременно с трех баз измерения, разнесенных по глубине на 0,5 м, что позволяет за одну остановку прибора исследовать 1,5 м разреза. При спуске прибора и переходе на следующую точку остановки рычаги с электродами находятся в закрытом состоянии. Открытие, закрытие и врезание электродов в стенку колонны обеспечивается электроприводом с механизмом ударного воздействия. Глубинность исследований составляет более 4 м, что на порядок превышает глубинность нейтронных методов.

Первым этапом интерпретации является оценка достоверности полученных при записи значений сопротивления и привязка поточечной записи к глубине. Достоверность оценивается по пластам, электрическое сопротивление

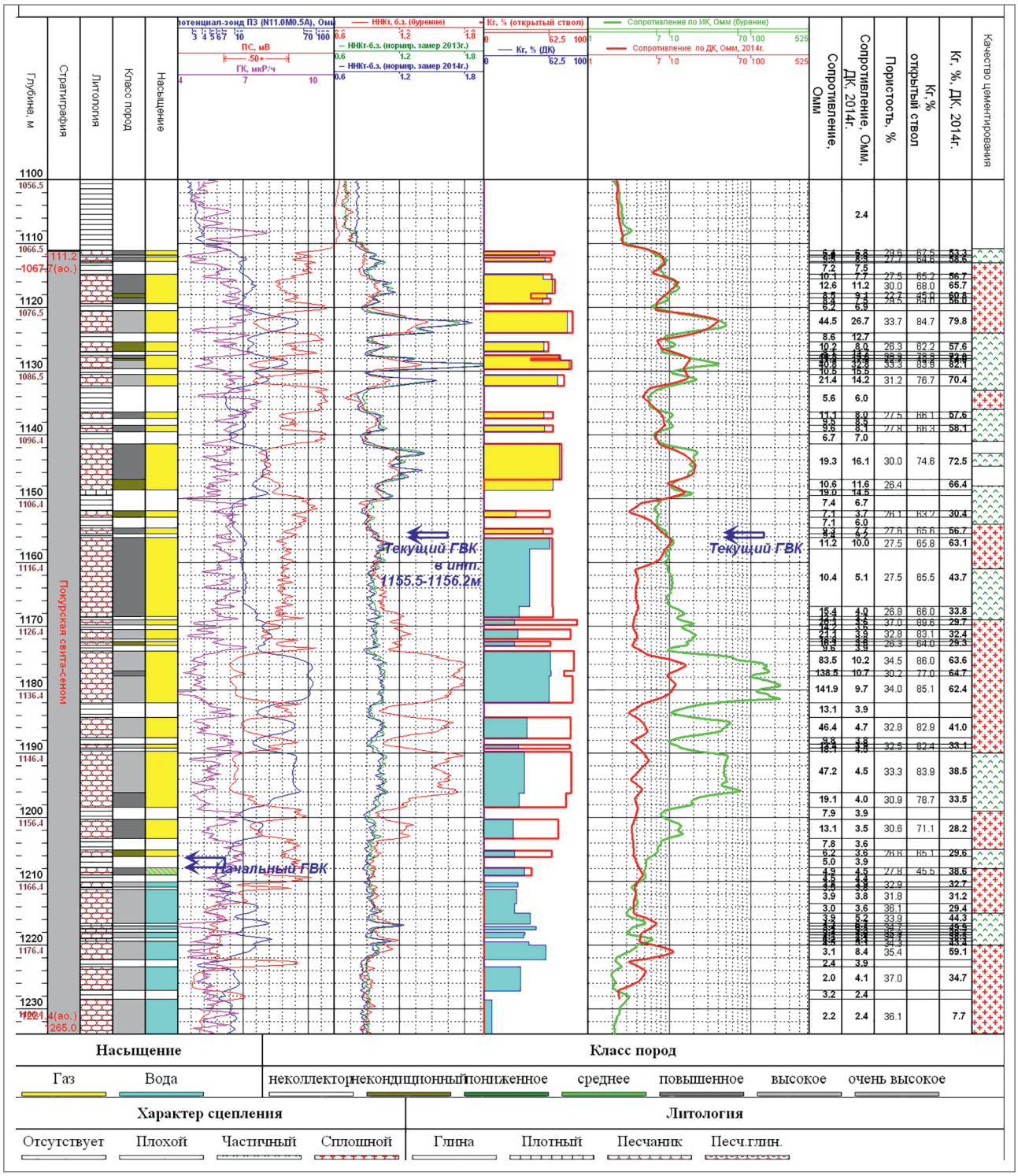


Рис. 3. Пример определения текущего ГВК, коэффициента газонасыщенности и выявления «защемленного» блока газа по данным дивергентного каротажа

которых со временем не меняется (водонасыщенные коллекторы, непроницаемые интервалы). Привязка к разрезу осуществляется с помощью модуля измерения естественного гамма-излучения горных пород и локатора муфт, встроенных в прибор. На втором этапе проводится обоснование текущей минерализации воды, насыщающей породу. Знание сопротивления воды необходимо для расчета текущего коэффициента нефтегазонасыщенности. Третий этап интерпретации – расчет коэффициента текущей нефтегазонасыщенности и прогноз состава притока. Этот этап реализуется при наличии достоверной информации о петрофизических зависимостях коэффициента водонасыщенности от сопротивления

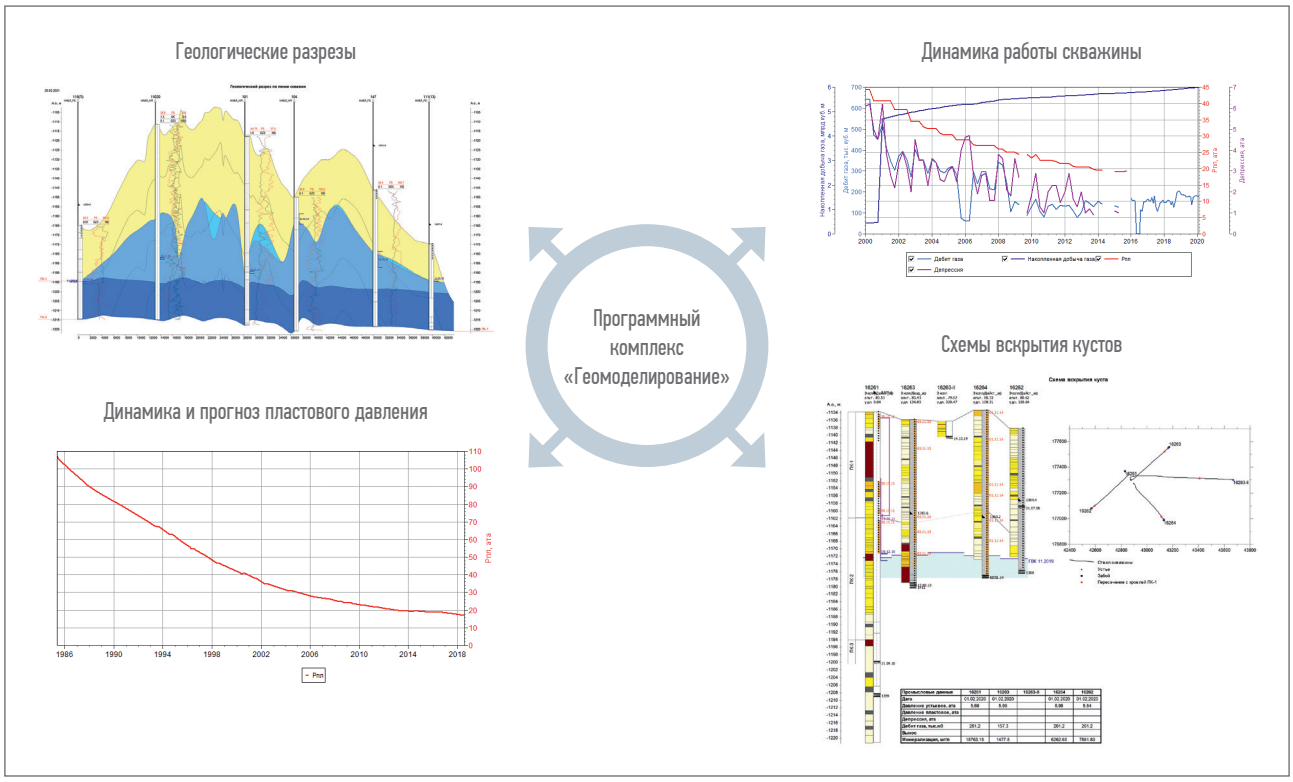


Рис. 4. Принципиальная схема работы ПК «Геомоделирование»

(уравнения Арчи) и коэффициентов относительной фазовой проницаемости по нефти и воде для исследуемого объекта эксплуатации. В заключение рассчитываются коэффициенты текущей нефтегазонасыщенности, характер насыщенности исследуемого пласта и прогнозируемое значение количества воды в притоке (рис. 3).

Активная термометрия

Метод активной термометрии основывается на регистрации серии замеров температуры по стволу скважины в исследуемом интервале при переходных процессах работы скважины. Сущность метода заключается в нагреве металлической обсадной колонны скважины и околоскважинного пространства при кратковременном локальном индукционном воздействии (создание тепловой метки) и последующем определении основных закономерностей изменения температурного поля в скважине (величины, скорости и направления движения тепловой метки). Перед опробованием технологии в скважине было проведено масштабное моделирование перетоков как снизу, так и сверху. Метод активной термометрии предназначен для определения интервалов заколонных перетоков, их направления и дебита, выделения работающих интервалов. На данный момент работы проведены в нескольких эксплуатационных скважинах, получены положительные результаты. В будущем планируется проведение исследований методом активной термометрии через НКТ.

Станция автономного контроля и мониторинга

Станция автономного контроля и мониторинга предназначена для автономного сбора, хранения и передачи измеряемых технологических параметров в процессе освоения скважины после ремонта.

Основные задачи, решаемые станцией:

– непрерывный инструментальный контроль устьевых параметров (температура, давление и т. д.);

– оперативное предоставление информации по технологическим операциям (отработка скважины, работа компрессора, остановка);

– предоставление информации, позволяющей производить оценку состава непроизводительных затрат времени при проведении ГТМ.

В состав станции входят следующие аппаратно-программные средства, системное и прикладное программное обеспечение, развернутое на удаленных рабочих местах, а также комплекс оборудования: регистратор, датчики температуры, давления и влажности. Регистратор устанавливается на объекте работ за пределами взрывоопасной зоны. Задачами данного компонента станции являются сбор и передача на верхний уровень информации, измеряемой датчиками станции. Для увеличения точности измерения, а также для получения корректных результатов предполагается установка датчиков технологических параметров факельной линии (давление, температура, влажность) в специальный патрубок, расположенный за 10 м до прувера. В случае отсутствия технической возможности

размещения патрубка в факельной линии устанавливаются только датчики давления и температуры на фонтанной арматуре.

СОБСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ

Программный комплекс «Геомоделирование»

Программный комплекс (ПК) «Геомоделирование» – это собственная разработка компании «Газпром недра» (рис. 4). Он применяется в качестве инструмента для планирования и корректировки ремонтов скважин по результатам оперативного геолого-технического моделирования. Основной целью ПК «Геомоделирование» является предоставление специалистам, задействованным в ходе ГТМ, доступа ко всей промысловой и геолого-геофизической информации по месторождению.

Среди компонентов ПК можно отметить модуль обработки инклинометрии с учетом дрейфа магнитного полюса и сближения меридианов, модуль построения геолого-геофизических планшетов и обработки данных геофизических исследований в скважинах (ГИС), модуль построения корреляционных схем и интерактивного изменения стратиграфии, модуль построения разрезов и схем вскрытия кустов, модуль картопостроения (карты эффективных толщин пористости, проницаемости, литологической расчлененности и т.д.) (рис. 5), модуль 3D визуализации многопластовых залежей.

Программно-методический комплекс моделирования промысловых параметров скважины

Стандартный комплекс ГИС включает как исследования в работающей и остановленной скважине, так и проведение газогидродинамических исследований. В результате решаются задачи по определению PVT-свойств флюида-заполнителя ствола скважины, конструкции скважины, устьевых и забойных температуры и давления, параметров пласта.

Как показывает практика, с решением задач по определению конструкции скважины и PVT-свойств флюида при однофазном заполнении ствола скважины существующий комплекс ГИС справляется успешно. Измерения температуры и давления по стволу скважины в процессе ГИС позволяют получать фактические данные технологических параметров скважины. При существенном преимуществе получения этих параметров прямым измерением (то есть высокой их достоверности) остается недостаток единичности данного исследования. В этом случае наиболее приемлемым подходом для повышения информативности является моделирование поведения скважины при различных режимах работы. Однако задача по определению газогидродинамических параметров пласта является



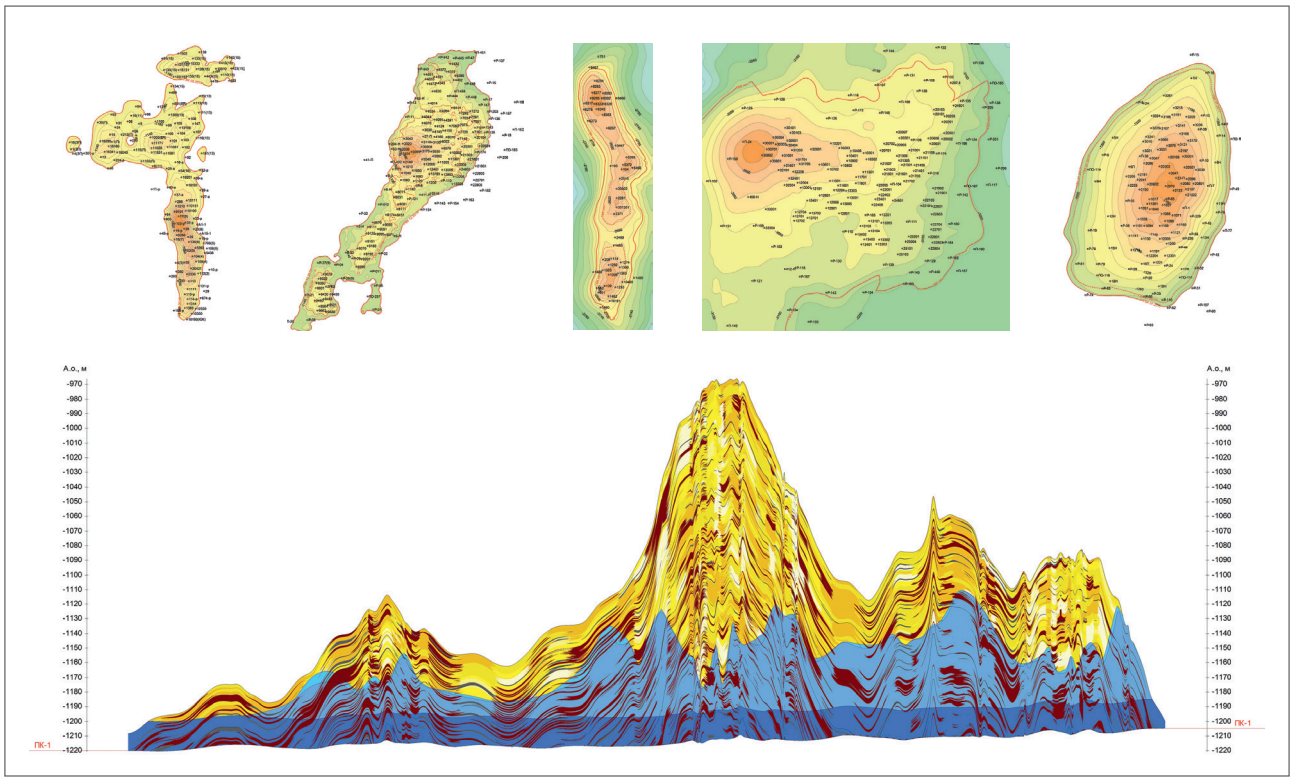


Рис. 5. Модуль картопостроения ПК «Геомоделирование»

наиболее неустойчивой из всех. В ходе ее решения определяются следующие параметры: пластовое давление, проницаемость, эффективная толщина пласта, PVT-свойства флюида в пластовых условиях, радиус дренирования и скин-фактор.

Принимая во внимание вышеизложенные проблемы и направление развития собственных компетенций в ходе импортозамещения подобного зарубежного программного обеспечения (ПО), ООО «Газпром недра» разработало собственный программно-методический комплекс для моделирования системы «устье-забой-пласт» с применением методики узлового анализа. Главным преимуществом использования данной методики является построение вероятностного распределения прогнозного дебита.

Решение уравнения дифференциальной манометрии требует производить следующие итерационные вычисления.

1. Система «устье-забой». При моделировании системы «устье-забой» определяются температура, давление и PVT-свойства флюида на глубине расчета с дискретным шагом. Учитывается профиль скважины (инклинометрия), а также вносятся поправки на гидростатический градиент и трение флюида.

2. Система «забой-пласт». Система «забой-пласт» на сегодняшний день является наиболее изученной из всех. Однако при ее моделировании главную роль играют ошибки не математического, а геологического характера. Большую неоднозначность в расчеты вносят все параметры пласта. Эффективная мощность пласта может быть не выдержана по латерали. Проницаемость также может обладать анизотропией в двух, а то и в трех направлениях. Радиус дренирования в реальных условиях тоже не фиксированная известная величина и может попадать под влияние соседних скважин, что существенно усложняет гидродинамическую модель. Скин-фактор является величиной непостоянной, меняющейся во времени и зависящей от дебита.

3. Применение узлового анализа для вероятностной оценки прогнозного дебита. Поскольку существующие ПК позволяют моделировать лишь одно состояние скважины (забойное давление-дебит), в разработанном комплексе предусмотрен расчет вероятностного распределения множества решений и позволяет получить значение прогнозного дебита как функции его вероятности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены основные перспективные направления развития геофизического сервиса на примере решений, применяемых ООО «Газпром недра» в рамках диагностического обеспечения ГТМ. Учитывая тот факт, что в условиях жесткой конкуренции рынок сервисных геофизических услуг не прекращает развиваться, важнейшими прикладными задачами, реализуемыми ООО «Газпром недра», являются внедрение современных технологий и применение лучших мировых практик на всех этапах жизненного цикла скважины. ■


ГАЗПРОМ
БУРЕНИЕ
БУДУЩЕЕ ПРИНАДЛЕЖИТ ТЕМ, КТО ЕГО СОЗДАЕТ
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПЕРВЫЙ ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТКЛОНЕНИЕМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ В УСЛОВИЯХ МЕТАНОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУЗБАССА

УДК 622.279

А.В. Штоль, ООО «Газпром недра» (Тюмень, Россия), a.shtol@nedra.gazprom.ru
О.Г. Мязин, ООО «Газпром недра», o.myazin@nedra.gazprom.ru
Е.О. Казаков, ООО «Газпром недра», e.kazakov@nedra.gazprom.ru
А.Г. Шевцов, ООО «Газпром добыча Кузнецк» (Кемерово, Россия), a.shevtsov@gazpromdk.ru
Е.В. Кудинов, ООО «Газпром добыча Кузнецк», e.kudinov@gazpromdk.ru
А.В. Попов, ООО «Газпром добыча Кузнецк», a.popov@gazpromdk.ru

В статье рассмотрен опыт строительства на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении Кузбасса уникальной системы скважин для добычи метана из угольных пластов – вертикальной скважины и многозабойной с большим отклонением забоя от вертикали, пробуренной в угольном пласте сложного строения. Рассмотрены конструкции скважин, особенности проводки и технико-технологические решения, позволившие осуществить строительство скважины с большим отклонением забоя от вертикали, а также проведена оценка сложности горизонтальной скважины по мировой классификации. Представлена пионерная технология пересечения скважин («ствол в ствол») с применением специального навигационного оборудования отечественного производства, впервые использованная на объектах ПАО «Газпром» и показавшая положительные результаты. Отмечено влияние геологической неопределенности на геонавигацию основного и боковых горизонтальных стволов, а также описан подход, позволивший обеспечить круглосуточный контроль бурения и проходку по целевому угольному пласту более четырех километров. Указаны особенности оснастки и компоновки хвостовика-фильтра, обеспечивающие корректность спуска обсадной колонны в открытый ствол скважины с зенитным углом более 90°. Полученные результаты позволили сделать вывод о том, что успешность реализации проекта строительства системы скважин обусловлена правильностью выбора оборудования и высоким профессионализмом технологических и геологических служб привлеченных к проекту организаций.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОЗАБОЙНАЯ СКВАЖИНА, СИСТЕМА МАГНИТНОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ, МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ, СКВАЖИНА С БОЛЬШИМ ОТКЛОНЕНИЕМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ.

В последние 10 лет проекты освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа приобретают за рубежом все большую значимость, что обусловлено применением передовых технологий бурения и освоения скважин, пониманием природы коллектора и форм содержания в нем газа. В Российской Федерации на территории Кузнецкого угольного бассейна уже более десяти лет развивается проект по добыче метана из не тронутых горными работами угольных пластов, демонстрируя с каждым годом все более технологически сложные подходы к освоению запасов угольного метана. Ранее на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении Кузбасса были построены первые в России горизонтальные скважины с проходкой по угольному пласту, а в конце 2020 г. впервые прошла апробацию технология строительства многозабойных скважин.

Для извлечения метана из угольных пластов требуется создание депрессии в целях снижения давления в пласте для начала десорбции, при которой происходит отрыв сорбированных молекул метана от внутренней поверхности микропор угля. При промысловой добыче метана депрессия достигается путем откачки из скважины пластовой воды и осушения вовлеченных в разработку угольных пластов (рис. 1). Дальнейшее движение метана происходит через угольную матрицу по законам диффузии, затем десорбированный газ попадает в систему естественной трещиноватости угля, которая

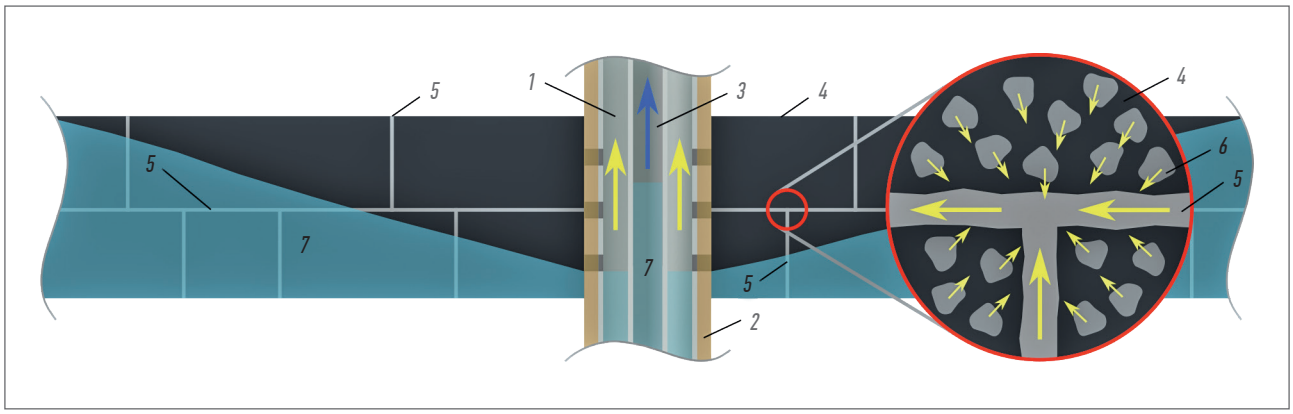


Рис. 1. Технологическая схема извлечения метана из угольного пласта. *1* – обсадная колонна метаноугольной скважины с интервалом перфорации; *2* – цементное кольцо; *3* – колонна насосно-компрессорных труб; *4* – угольная матрица; *5* – трещины кливажа; *6* – микропоры угля; *7* – пластовая вода. Синяя стрелка – направление потока откачиваемой пластовой воды, желтые стрелки – направление потока десорбированного метана

обеспечивает наиболее доступный путь к скважине.

КОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ СКВАЖИН

Рассматриваемая система скважин помимо многозабойной скважины (МЗС) включает технологическую (дренирующую) вертикальную скважину, обеспечивающую откачку пластовой жидкости и извлечение на поверхность десорбированного газа. Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спускается в вертикальную скважину в целях разобщения целевого угольного пласта от остальной залежи. Для возможности совместной эксплуатации колонна фрезеруется в интервале угольного пласта с дальнейшим его расширением. Основной ствол МЗС пересекает интервал «окна» вертикальной скважины и обсаживается до забоя перфорированным хвостовиком-фильтром диаметром 114 мм, сохраняя при этом гидродинамическое сообщение между скважинами.

Многозабойная скважина состоит из основного ствола, направленного в постоянном азимуте, и пяти боковых ответвлений, имеющих длину 500–600 м, размещенных в разных азимутальных направлениях (рис. 2). Все стволы МЗС имеют восстающий забой, значение зенитного угла находится в диапазоне от 90° до 104°. Основной ствол МЗС длиной 1500 м смещен от вертикали вдоль траектории на 1184 м. Максимальное значение вертикальной отметки зафиксировано в месте пересечения скважин на глубине 528 м. Разница вертикальных глубин между забоем основного ствола и местом пересечения составила 113 м.

КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТКЛОНЕНИЕМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ

По мировой классификации ERD (Extended Reach Drilling) [1] индекс отклонения составил рекордное значение для геолого-разведочного бурения – 2,6 (основной ствол МЗС имеет расширенное отклонение). То есть рассматриваемая МЗС классифицируется как скважина с большим отклонением забоя от вертикали. Такому типу скважин необходимо уделять повышенное внимание, особенно в технико-технологическом сегменте, т. к. успех строительства в большей части зависит от правильности выбора технологии и оборудования, позволяющего реализовать проект.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ

Угольный пласт является низкопроницаемым коллектором, пластовое давление в котором, как правило, практически соответствует гидростатическому, что делает невозможным применение глинистого бурового раствора и растворов на углеводородной основе: высокий удельный вес жидкости и химическое воздействие могут вызвать неконтролируемые утечки раствора в пласт и его необратимую кольматацию, значительно снижающую фильтрационные характеристики и возможность эффективной эксплуатации целевого объекта. Для минимизации воздействия на угольный пласт бурение осуществлялось с промывочной жидкостью на водной основе и минимальным включением химических реагентов (плотностью 1,05–1,07 г/см^3). Известно, что при использовании промывочной жидкости данного типа значительно возрастает риск увеличения фактора сопротивления на протяженном участке ствола, что может негативно сказаться при доведении нагрузки на долото и спуске колонны.

На скважинах с небольшой глубиной и большим отклонением от вертикали обычно приходится иметь дело с отрицательным весом и изгибом бурильного инструмента. Так, первый этап оптимизации бурильной колонны был направлен на исключение «баклинг-эффекта» при бурении секции 152,4 мм в основном и боковых стволах. Для снижения веса на горизонтальном участке ствола применялись легкосплавные бурильные трубы повышенной надежности,

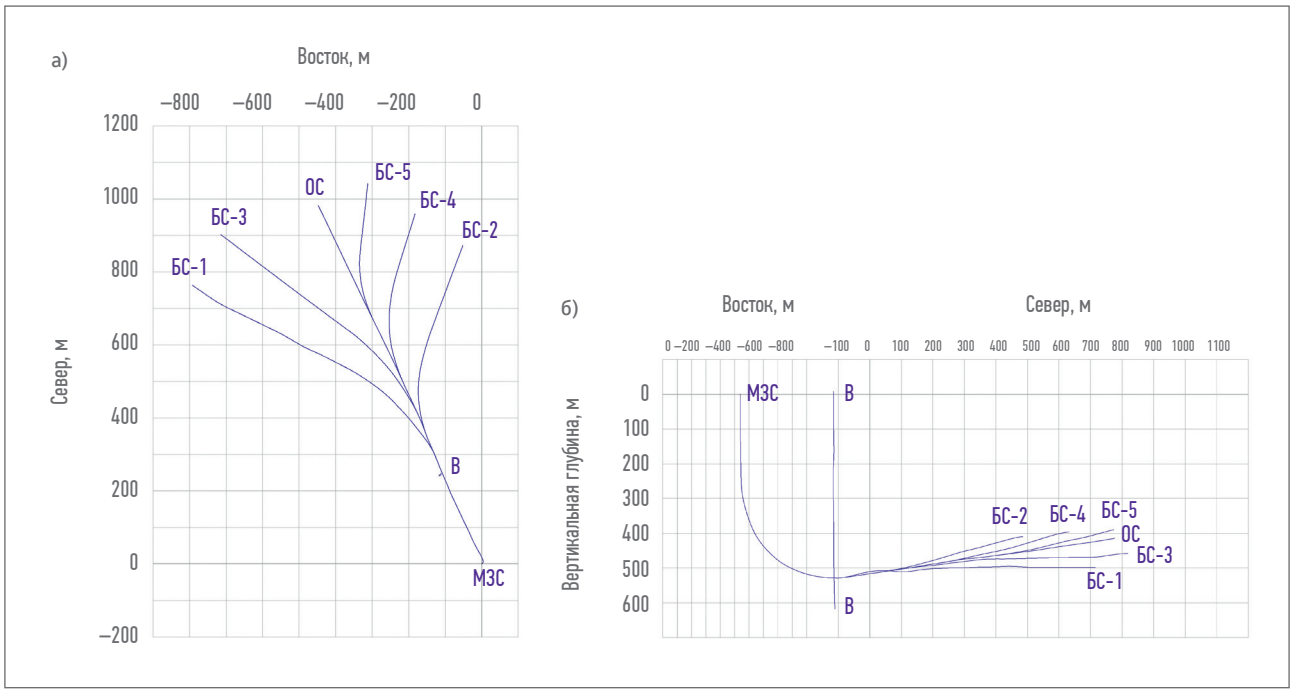


Рис. 2. Проекции системы скважин: а) горизонтальная, б) вертикальная
БС – боковой ствол, ОС – основной ствол, МЗС – многозабойная скважина, В – вертикальная скважина

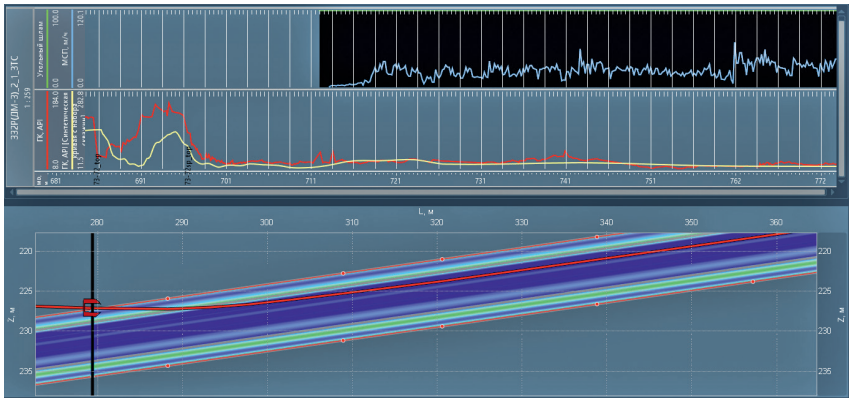


Рис. 3. Интерфейс программного обеспечения при геологическом сопровождении бурения многозабойной скважины (геонавигации)

большего диаметра по сравнению со стандартным размером труб, применяемых при бурении в данном типоразмере долота. Секция легкосплавных бурильных труб длиной 400 м, расположенная в нижней части бурильной колонны, позволила значительно снизить вес инструмента на участках с зенитным углом более 90°. Для повышения жесткости бурильной колонны и исключения изгиба инструмента в интервале набора зенитного угла применялись толстостенные бурильные трубы диаметром 89 мм. Поскольку скважина была небольшой глубины, было выбрано нестандартное решение с размещением в вертикальной части ствола секции утяжеленных бурильных труб для дополнительного создания осевой нагрузки и увеличения жесткости колонны в данном интервале.

АПРОБАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ СКВАЖИН

Одной из сложных задач оказалось намеренное пересечение скважин «ствол в ствол». Обычно основной проблемой при этом является неопределенность положения стволов в пространстве, обусловленная погрешностью инклинометрических замеров. В рассматриваемом нами случае радиус неопределенности на глубине 600 м составлял около 10 м относительно вертикальной скважины без уточнения стороны нахождения. Работа по пересечению скважин без применения специализированного оборудования проводилась бы вслепую, с большим количеством неудачных попыток и отсутствием гарантии успешности выполнения работ. Однако на объектах ПАО «Газпром» впервые на территории России была проведена успешная апробация системы магнитного позиционирования отечественного производства. Наведение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на ось вертикальной скважины производилось путем включения в нее «наддолотного» магнитного переводника, который при вращении бурильной колонны создает переменное магнитное поле. Приближение КНБК к оси вертикальной скважины фиксировалось регистратором, спущенным на кабеле в ее ствол и размещен-

ным в интервале «окна» обсадной колонны. Таким образом, система магнитного позиционирования позволила уточнить фактическое положение КНБК относительно вертикальной скважины и точно выполнить задачу по пересечению стволов.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ

Проходка в условиях метаноугольного месторождения Кузбасса была осложнена тем, что бурение осуществлялось на крыле антиклинали, ранее не затронутом буровыми и сейсморазведочными работами, т. е. в условиях существенной геологической неопределенности. После успешного получения гидродинамической связи между скважинами бурение в азимуте первого бокового ствола показало несоответствие ранее сформированной геологической модели. Фактический угол залегания пласта в данном азимуте оказался меньше, и как следствие, пласт опустился значительно ниже. Информация, полученная с забоя, обрисовывала только локальную картину поверхности пласта в конкретном азимуте. При изменении азимутального направления кровля и подошва пласта меняли свою вертикальную глубину с учетом разных структурных элементов, что приводило к многократной корректировке траектории скважины. Кроме того, целевой угольный пласт имел два породных пропластка, что ограничивало коридор бурения. Контроль положения ствола скважины в пределах угольного пласта осуществлялся в режиме реального времени с учетом данных, полученных в процессе бурения (рис. 3). Эффективная проходка по продуктивной части составила 4100 м.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

После достижения финального забоя основного ствола в скважину был спущен хвостовик-фильтр. Успешность спуска хвостовика определялась правильностью

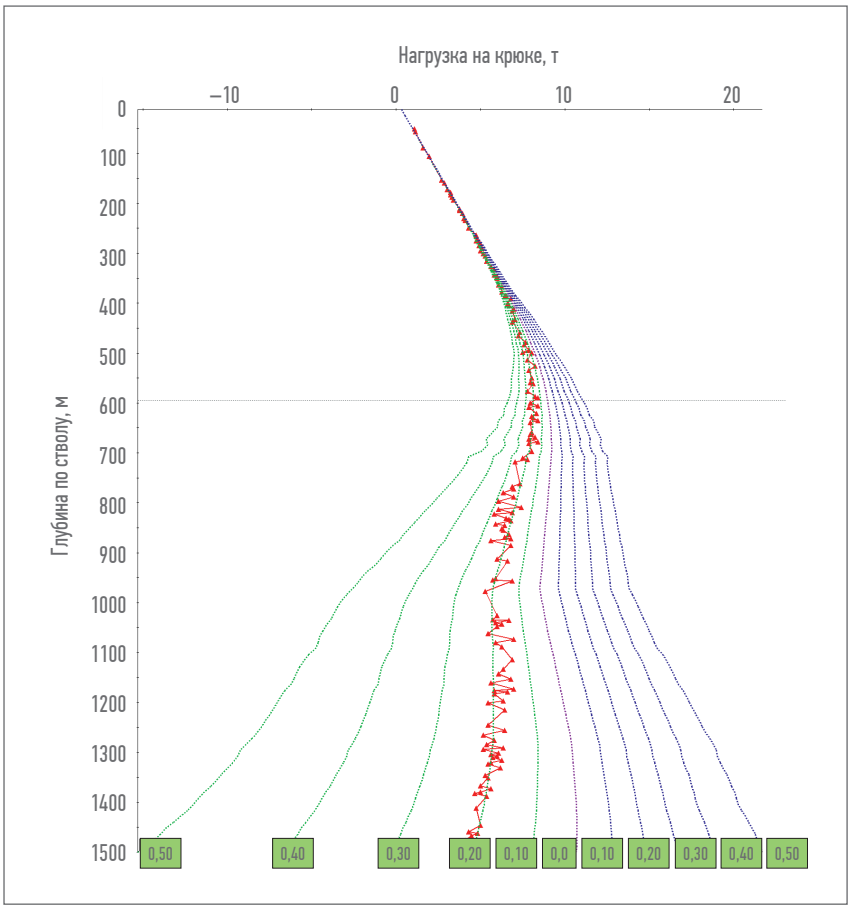


Рис. 4. Калибровка фактора сопротивления при спуске хвостовика-фильтра

выбора технико-технологических решений. Фильтр был оснащен низкофрикционными центрирующими элементами, имеющими ультранизкий коэффициент трения. Выбранное резьбовое соединение и подвесное устройство хвостовика позволяли вращать колонну и доводить нагрузку до башмака при получении отрицательного веса на этапе спуска колонны. Исключение узла изоляции фильтра и труб диаметром 60 мм, применяемых в обязательном порядке в тандеме с данным узлом, позволило дополнительно снизить вес хвостовика. Использованные решения способствовали значительному снижению сопротивления в открытом стволе и позволили осуществить успешный спуск эксплуатационного хвостовика-фильтра до планируемого забоя (рис. 4). Для беспрепятственного прохождения участков с большим скоплением шлама в процессе спуска применялся прорабатывающий башмак с силовым приводом. Отверстия в фильтровой части были изолированы алюминиевыми заглушками для сохранения перепада давления в рабочих органах силового башмака в условиях отсутствия узла изоляции фильтра.

ВЫВОДЫ

Правильность выбора оборудования, эффективная работа технологических и геологических служб привлеченных к проекту организаций позволили технически успешно реализовать проект по строительству уникальной системы скважин в условиях метаноугольного месторождения Кузбасса. ■

ЛИТЕРАТУРА
1. M. Mims, T. Krepp, H. Williams. Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells. Houston, Texas, USA: K&M Technology Group, LLK, 1999.

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ДОЖИМНОГО КОМПЛЕКСА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ЗАВЕРШАЮЩЕГО ПЕРИОДА РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО КОМПЛЕКСА

УДК 622.324.5

А.Ю. Корякин, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), gdu@gd-urengoy.gazprom.ru
И.В. Игнатов, ООО «Газпром добыча Уренгой», i.v.ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru
Р.Н. Исмагилов, ООО «Газпром добыча Уренгой», r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru
М.А. Сорокин, ООО «Газпром добыча Уренгой», m.a.sorokin@gd-urengoy.gazprom.ru
Е.А. Романченко, ООО «Газпром добыча Уренгой», e.a.romanchenko@gd-urengoy.gazprom.ru
А.А. Типугин, ООО «Газпром добыча Уренгой», a.a.tipugin@gd-urengoy.gazprom.ru
И.Р. Хайруллин, ООО «Газпром добыча Уренгой», i.r.khayrullin@gd-urengoy.gazprom.ru

Эксплуатация объектов обустройства Уренгойского комплекса на завершающей стадии разработки характеризуется низкими давлениями и объемами добываемого газа, износом технологического оборудования, его моральным устареванием. Высокая производительность оборудования становится невостребованной на поздней стадии разработки месторождения. Неоптимальная загрузка сепарационного, абсорбционного оборудования и компрессорных станций снижает эффективность их эксплуатации. С 2008 г. в ООО «Газпром добыча Уренгой» реализуются мероприятия по объединению промыслов. Существующие проектные решения по развитию объектов добычи газа требуют высокого уровня затрат и не учитывают приоритеты при реализации инвестиционной программы ПАО «Газпром». Кроме того, в связи с задачами ПАО «Газпром» по созданию системы сбора этансодержащего газа залежей ачимовской толщи реализованные решения по объединению сеноманских промыслов требуют корректировки. В статье представлены основные мероприятия по оптимизации объемов работ по строительству, а также реконструкции и техническому перевооружению объектов основного и вспомогательного назначения, которые реализуются в рамках разработанной концепции эксплуатации промысловых объектов. Предложены схемы объединения сеноманских промыслов в три группы. Оптимизирован объем работ по строительству новых компрессорных цехов с двухкорпусными газоперекачивающими агрегатами, а также по замене нагнетателей. Сокращены работы по реконструкции и техническому перевооружению систем электро-, тепло-, водоснабжения. По сравнению с проектными решениями значительно сокращаются капитальные затраты на развитие промысловых объектов, снижаются затраты за счет вывода из эксплуатации избыточного оборудования. Предложенные технические решения позволяют обеспечить с нормативным качеством проектные показатели по добыче углеводородов, а также выполнить требования по объему и составу этансодержащего газа, который будет поставляться на головную компрессорную станцию ГКС-1 «Новоуренгойская».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЕНОМАНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, ПАДАЮЩАЯ ДОБЫЧА, ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ, МЕЖПРОМЫСЛОВЫЙ КОЛЛЕКТОР, ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВ, ДВУХСЕКЦИОННЫЕ (ДВУХКОРПУСНЫЕ) ГПА, ТРАНСПОРТ ГАЗА.

Месторождения ООО «Газпром добыча Уренгой» уникальны по величине запасов газа, газового конденсата и нефти, а также по условиям эксплуатации. Запасы углеводородного сырья выявлены в четырех продуктивных комплексах: сеноманском, неокомском (готерив-валанжинском), ачимовском (берриасском), среднеюрском (находится на этапе разведки, добыча не ведется). Обширная территория и сложность геологического строения определили поэтапную стратегию разработки. Для месторождений Большого Уренгоя создан уникальный промысловый комплекс по добыче и подготовке к транспорту природного газа и жидких углеводородов. В 1978 г. начато освоение

Оснащение сеноманских установок комплексной подготовки газа и дожимных компрессорных станций Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

УКПГ	Кол-во технологических ниток ТЦ-1 / ТЦ-2, ед.	Тип абсорбера	Производительность технологических ниток, млн м³/сут	Кол-во ГПА КЦ-1 / КЦ-2 (2ст. / 1ст.), ед.	Мощность ГПА КЦ-1 / КЦ-2 (2ст. / 1ст.), МВт
1–4	6 / 6	ГП 252.05.00.000	5	3 / 3	48 / 48
5, 6, 10	6 / 6	ГП 365.04.000	5	3 / 3	48 / 48
7, 9	8 / 8			3 / 3	48 / 48
8	8 / 8			4 / 3	64 / 48
1АС	4 / 4	ГП 502.00.000	10	5 / 5	80 / 80
11	4 / 4			3 / 3	48 / 48
12, 13, 15	3 / 3			3 / 3	48 / 48
16	5 / 5	ГП 2084.03.000	10	4 / 4	64 / 64

гигантской сеноманской газовой залежи, с 1985 г. осуществляется добыча добыча газа, конденсата и нефти из отложений готерива и валанжина, а в 2008 г. предприятие приступило к разработке ачимовских отложений.

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Промышленная инфраструктура Уренгойского добывающего комплекса состоит из 16 газовых, шести газоконденсатных промыслов, а также двух цехов по добыче газа, газового конденсата и нефти. Транспортная система включает в себя четыре нитки межпромысловых коллекторов (МПК) протяженностью более 900 км. Три четверти объемов добытого газа ООО «Газпром добыча Уренгой» извлечено из сеноманской залежи. Пиковый уровень добычи достигнут в середине 80-х годов, в настоящее время месторождение вступило в завершающий период разработки, характеризующийся низкими показателями пластового давления и загрузки основного технологического оборудования.

При строительстве сеноманских промыслов применялись типовые проекты (табл.). В состав комплексов входят два технологических цеха (ТЦ) осушки газа и дожимная компрессорная станция (ДКС) с двумя компрессорными цехами (КЦ), как правило, оснащенными тремя газоперекачивающими агрегатами (ГПА) мощностью 16 МВт с «длинными» и «короткими» корпусами соответственно на первой и второй ступенях сжатия. Основные технические решения по развитию сеноманского дожимного комплекса заключаются в замене сменных проточных частей (СПЧ) нагнетателей, запорно-регулирующей арматуры и «коротких» корпусов нагнетателей на «длинные» на первых ступенях сжатия ДКС установки комплексной подготовки газа УКПГ-1АС, 5, 6. К концу 2019 г. на первых и вторых ступенях сжатия применялись СПЧ со степенью сжатия 3,0 и 2,0 соответственно.

Учитывая тот факт, что пластовое давление в продуктивных горизонтах сеноманских залежей снизилось в 3–5 раз по отношению к начальным показателям и ежегодно продолжает уменьшаться на 7–12 %, для дальнейшей разработки месторождения требуется увеличение степени сжатия добываемого газа. Однако существующие конструкции ГПА почти достигли предела возможностей модернизации, кроме того решения требует проблема избыточных мощностей основного технологического оборудования, текущая загрузка которого составляет 20–30 %.

Ранее ООО «Газпром добыча Уренгой» в целях повышения эффективности эксплуатации оборудования были реализованы отдельные проекты. Снижение пластового давления и ввод ДКС привели к ухудшению термобарических параметров в аппаратах осушки газа. Для обеспечения качества товарного газа внедрены схемы с последовательной его подготовкой в двух ТЦ [1]. Значительный экономический эффект достигнут благодаря применению схем с компримированием валанжинского газа на ДКС сеноманских УКПГ, расположенных как рядом с валанжинскими, так и на удалении от них более чем на 10 км. Для транспортировки газа низкого давления использовались существующие трубопроводы МПК. Также успешно применяются схемы совместной эксплуатации сеноманских промыслов. В настоящее время газ с УКПГ-13 поступает для окончательного компримирования и осушки на УКПГ-12.

ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Полученный опыт совместной эксплуатации промыслов был использован ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при выполнении «Технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя», разработанного в 2013 г., которым предусматривалось:

– увеличение степени сжатия первой ступени ДКС (на СПЧ-3.0);

– объединение сеноманских промыслов в четыре группы (рис. 1): первая – УКПГ-1, 3, 4, вторая – УКПГ-5, 6, 7, третья – УКПГ-8, 9, 10, четвертая – УКПГ-12, 13 с использованием

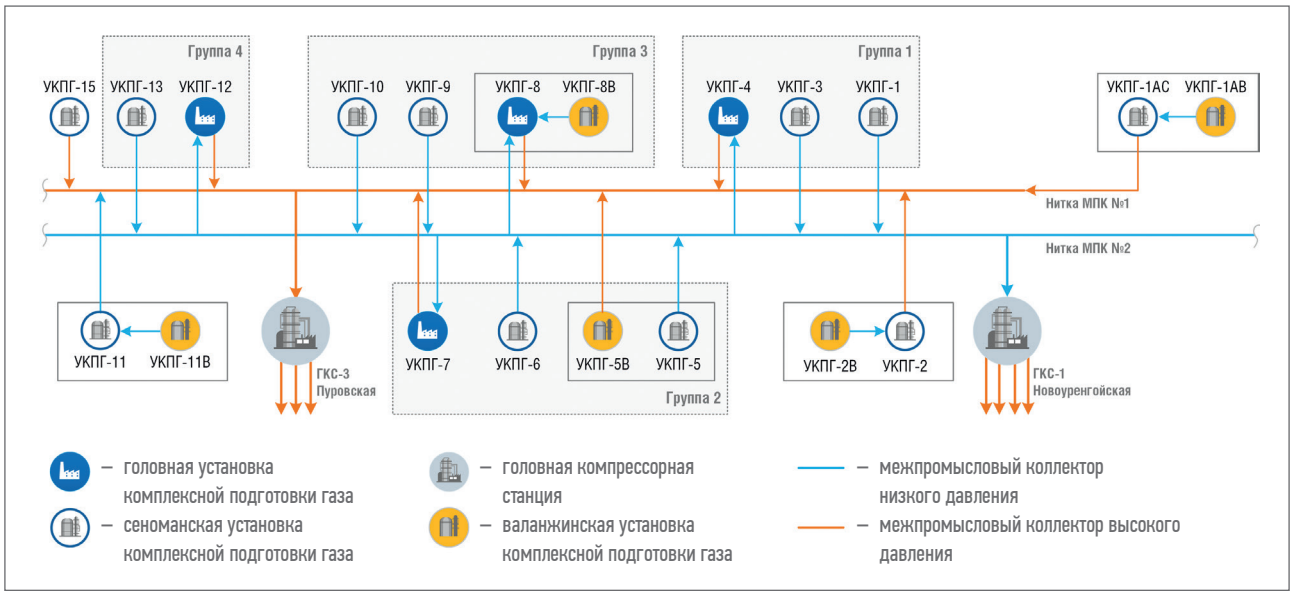


Рис. 1. Объединение сеноманских установок комплексной подготовки газа согласно проектной документации ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2013 г.

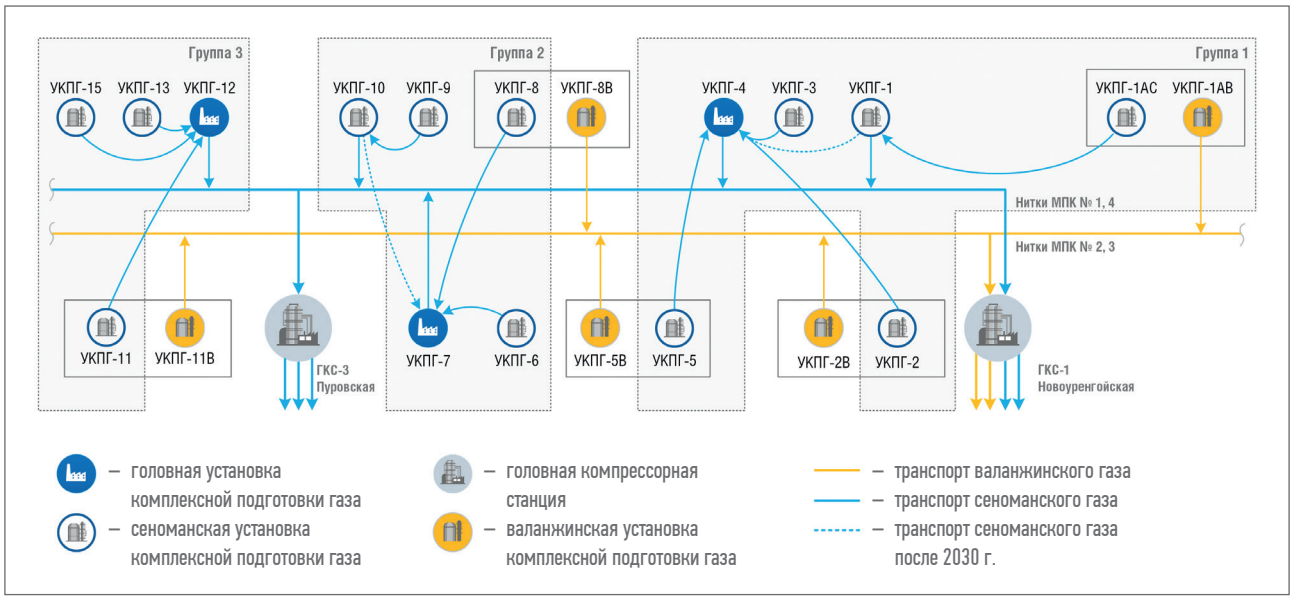


Рис. 2. Предлагаемый вариант объединения сеноманских установок комплексной подготовки газа в группы

трубопроводов МПК для подачи газа низкого давления промыслов сателлитов на головные УКПГ-4, 7, 8, 12;

– автономное развитие УКПГ-1АС, 2, 11, 15, 16;

– строительство КЦ на 11 УКПГ – 1АС, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13 с двухсекционными (двухкорпусными) ГПА, рассчитанными на применение СПЧ со степенью сжатия до 3,0 в каждой секции;

– замена 12 корпусов центробежного компрессора с СПЧ-3,0 на вторых ступенях сжатия ДКС УКПГ-1, 9, 10, 15.

Ключевыми факторами, ограничивающими реализацию предложенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» мероприятий, можно назвать высокую капиталоемкость реконструкции и необходимость модернизации производственного комплекса ООО «Газпром добыча Уренгой» под задачу сбора этансодержащего газа с месторождений Надым-Пур-Тазовского региона в целях обеспечения поставок сырья на газоперерабатывающие производства центральных регионов России. В полном объеме проведены работы только по замене СПЧ и запорно-регулирующей арматуры и реконструкции МПК для транспортировки газа низкого давления между промыслами.

КОНЦЕПЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Как следствие, в 2020 г. при подготовке дополнения к Единой технологической схеме разра-

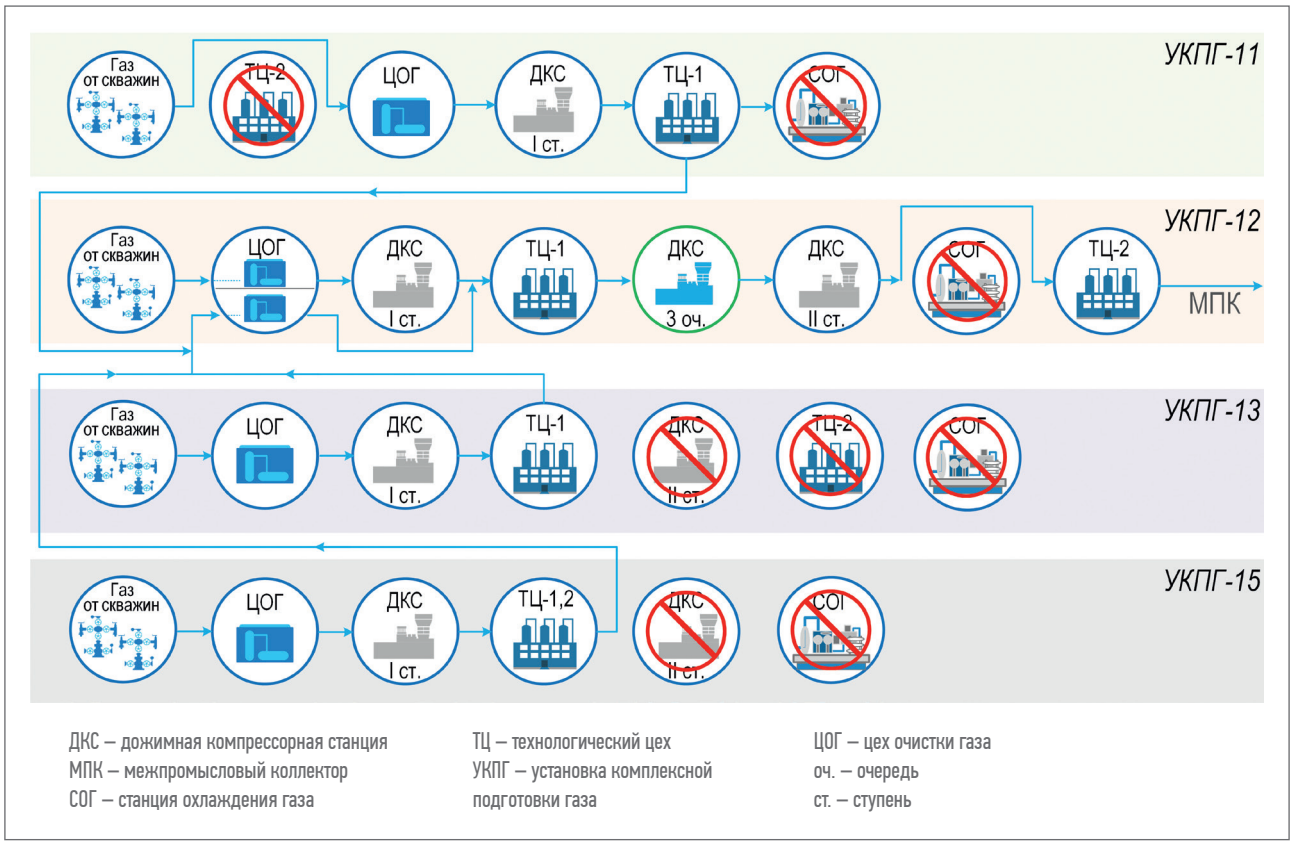


Рис. 3. Схема объединения промыслов третьей группы с выводом из эксплуатации избыточных мощностей

ботки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя [2] специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» были предложены проектные решения, обеспечивающие синхронизацию проектов поставки этансодержащего газа в г. Усть-Луга и развития производственного комплекса валанжинской и сеноманской залежей Уренгойской газоносной площади. В целях принятия оперативных мер по увеличению степени сжатия на существующих ДКС по заданию ООО «Газпром добыча Уренгой» отечественными производителями была разработана СПЧ для корпусов нагнетателей первой ступени ДКС со степенью сжатия 3,5, в настоящее время внедряемая на сеноманских промыслах. Это позволило обеспечить проектные отборы газа на Уренгойском месторождении до утверждения и начала реализации новой стратегии обеспечения поставок этансодержащего газа в направлении ГКС-1 «Уренгойская» и комплексного развития дожимного комплекса и промысловых объектов на завершающей стадии разработки сеноманской залежи Большого Уренгоя, в рамках которой предусматриваются следующие основные мероприятия [3]:

– строительство новых трубопроводов для подачи сырого газа с промыслов сателлитов на головные УКПГ-4, 7, 12;

– объединение сеноманских промыслов в три группы: первая – УКПГ-1АС, 1, 2, 3, 4, 5, вторая – УКПГ-6, 7, 8, 9, 10, третья – УКПГ-11, 12, 13, 15 (рис. 2);

– строительство КЦ на головных УКПГ-4, 7, 12 с двухсекционными (двухкорпусными) ГПА.

За головные берутся УКПГ-4, 7, 12, остальные по мере изменения параметров разработки месторождений и реализации проекта подачи этансодержащего газа с ачимовских и валанжинских УКПГ становятся сателлитами и включаются в группы поэтапно. На газоконденсатных промыслах 1А, 2, 5, 8, 11 требуется разделение потоков валанжинского и сеноманского газа, которые в настоящее время смешиваются перед подачей на вторую ступень сеноманских ДКС [4]. Сеноманский газ с указанных установок после сжатия на первой ступени подается на головные УКПГ, а мощности второй ступени используются только для компримирования газа сепарации валанжинских УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В. Для выделения второй нитки МПК (западный коридор) под транспорт газа валанжинских залежей необходимо направить предварительно подготовленный сеноманский газ с первых ступеней ДКС сателлитов на головную УКПГ по вновь вводимым трубопроводам. Ввод в эксплуатацию КЦ с двухкорпусными ГПА требуется на головных УКПГ-4, 7, 12 в 2023–2024 гг.

На УКПГ-сателлитах газ со скважин проходит очистку от механических примесей и капельной влаги в цехе очистки газа (ЦОГ), предварительную осушку в ТЦ, а также компримирование на ДКС

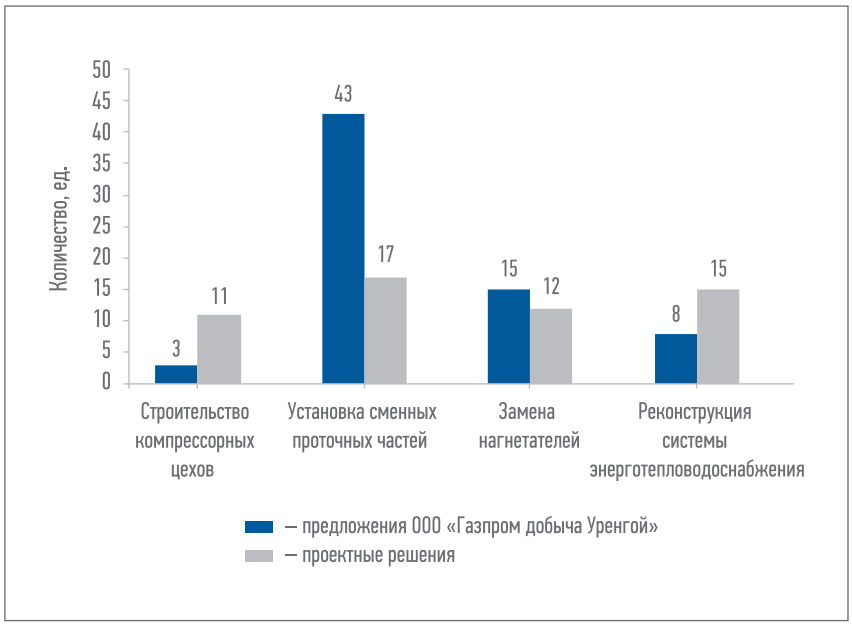


Рис. 4. Количественные показатели по мероприятиям развития дожимного комплекса

первой ступени сжатия. Далее он транспортируется на выделенные нитки ЦОГ головной УКПГ для дополнительной очистки. При этом один ТЦ абсорбционной осушки газа и ДКС второй ступени на сателлитах выводятся из эксплуатации. На головной УКПГ собственный пластовый газ поступает для очистки на выделенные нитки ЦОГ, компримируется на первой ступени сжатия ДКС и далее смешивается с потоком газа от сателлитов, поступающим из ЦОГ. После этого смешанный поток проходит осушку в ТЦ, делится на две равные части и подается параллельно в две компрессорные секции ДКС третьей очереди, оснащенной двухкорпусными агрегатами. Там он проходит окончательную осушку, дожимается на второй ступени ДКС и направляется в МПК (рис. 3). По мере снижения пластового давления и объемов добычи газа реализуется технологическая схема работы головной УКПГ, когда поток после первичного компримирования и осушки поступает последовательно в две секции ГПА ДКС третьей очереди, проходит окончательную осушку и направляется в МПК. При этом из эксплуатации выводится вторая ступень сжатия. Такая схема работы обеспечит разработку сеноманской залежи до 2050 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При объединении УКПГ в группы появляется значительное количество избыточных производственных и вспомогательных мощностей, которые необходимо сократить. В период 2023–2050 гг. из эксплуатации запланировано вывести девять цехов осушки газа, 10 компрессорных цехов, четыре станции охлаждения газа, а также инженерные системы и вспомогательное оборудование. Ликвидация избыточных мощностей приведет к существенному снижению эксплуатационных затрат и арендных платежей. Кроме того, объединение промыслов в группы приведет к сокращению объектов, требующих реконструкции, проведения диагностического обследования и т.д.

На рис. 4 показано сравнение мероприятий по развитию дожимного комплекса согласно проектным решениям и предложениям ООО «Газпром добыча Уренгой».

Разработанные технические мероприятия предполагают сокращение работ по строительству новых КЦ на восемь единиц, реконструкции систем электро-, тепло-, водоснабжения – на семь единиц. В то же время на 26 единиц увеличивается количество заменяемых СПЧ ГПА с увеличенной степенью сжатия. Также на три единицы увеличивается количество подлежащих замене нагнетателей, что связано с компримированием валанжинского газа на вторых ступенях сеноманских ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 в рамках реализации проекта по транспортировке этансодержащего газа.

Таким образом, разработанная ООО «Газпром добыча Уренгой» концепция позволяет:

– значительно сократить капитальные затраты на развитие дожимного комплекса вследствие сокращения количества новых КЦ;

– обеспечить целевые показатели по составу и объему этансодержащего газа перед подачей его на ГКС-1;

– оптимизировать работу дожимного комплекса и технологии подготовки газа для завершающего периода разработки Уренгойского комплекса. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Салихов Ю.Б. и др. Основные технологические осложнения, их анализ и пути устранения в процессе промысловой подготовки сеноманского газа УНГКМ // Проблемы освоения Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. С. 89–96.
2. Ахмедсафин С.К., Добрынин И.Н., Чужмарев С.С. и др. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2019. № 12 (794). С. 110–117.
3. Дикамов Д.В., Исмагилов Р.Н., Сорокин М.А. и др. Оптимизация эксплуатации дожимных компрессорных станций сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя в период падающей добычи // Газовая промышленность. 2019. № 9 (790). С. 104–107.
4. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Семенов В.В. и др. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождения Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2015. № S1 (720). С. 27–31.

ОСОБЕННОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КЛИНОВЫХ ЗАДВИЖЕК

В последнее время в запросах потребителей, опросных листах, а также в технических требованиях, предъявляемых к поставляемым клиновым задвижкам, можно встретить требования к конструкции клина. Они бывают весьма неоднозначны, и порой применение в конструкции задвижки того или иного вида клина не всегда технически правильно и целесообразно.

За последние сто лет в мировом арматуростроении, и непосредственно в производстве и эксплуатации задвижек, сложилась определенная практика применения того или иного вида клина в зависимости, во-первых, от типоразмера арматуры, а во-вторых, от технологии его изготовления. Появление различных видов клиньев обусловлено также взаимосвязанной работой пары «клин – корпус». Дело в том, что на практике корпус задвижки при воздействии нагрузки, возникающей от влияния давления и температуры, подвержен определенным линейным изменениям. В частности, речь идет об изменении линейно-угловых размеров замка затвора в клиновой камере по отношению к номинальным значениям, что напрямую влияет на работу задвижки и герметичность замка ее затвора в целом.

В настоящее время в клиновых задвижках выделяют три основных вида конструкции клина, каждый их которых имеет свои преимущества и недостатки при практическом использовании.

Жесткий клин – клин с неподвижно расположенными под углом друг к другу дисками (solid wedge или SW, рис. 1).

Упругий клин – цельный клин, в котором диски имеют упругую связь между собой для возможности самоустановки в седлах корпуса (flexible wedge или FW, рис. 2).

Двухдисковый клин – клин, состоящий из двух дисков, расположенных под углом друг к другу и соединенных между собой для возможности самоустанавливаться в седлах корпуса (double disc wedge или DDW, рис. 3).

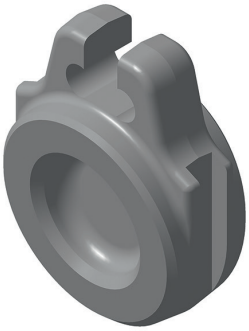


Рис. 1. Жесткий клин (SW)

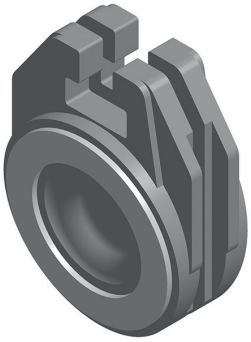


Рис. 2. Упругий клин (FW)

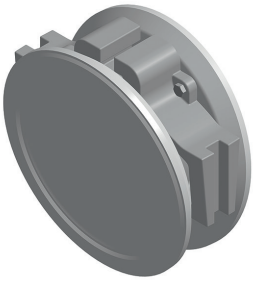


Рис. 3. Двухдисковый клин (DDW)

Вид клина в зависимости от типоразмера задвижки

DN, мм / PN кгс/см^2	16; 25 и 40	63	100 и 160	250
15; 20; 25 и 32	SW	SW	SW	SW
40	SW или FW	SW	SW	SW
50; 80 и 100	FW, редко SW	FW или SW	FW или SW	FW или SW
150	FW, редко SW	FW	FW	FW
200; 250 и 300	FW	FW	FW	FW
350 и 400	FW	FW	FW	–
500; 600; 700 и 800	FW	FW	–	–
1000 и 1200	FW	–	–	–

Наибольшую известность и применение получил упругий клин, который имеет больше эксплуатационных преимуществ по сравнению с другими видами клиньев. Он сохраняет свою работоспособность в значительном интервале температур и давлений за счет возможности самоустановки в седлах корпуса при изменении линейно-угловых размеров. К тому же имеет родственный материал и технологию изготовления по отношению к корпусу задвижки.

Основываясь на многолетнем опыте проектирования, изготовления и поставки клиновых задвижек, ООО «Арматурный Завод» рекомендует придерживаться использования различных видов клиньев в соответствии с информацией, изложенной в таблице. ■

ООО «Арматурный Завод»
450098, Россия, г. Уфа,
пр-т Октября, д. 132/3,
пом. 2–18, эт. 10
Тел./факс: +7 (347) 292-98-88
E-mail: armz@arm-z.ru
www.arm-z.ru

на правах рекламы

ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА

С.З. Имаев, ООО «АЭРОГАЗ» (Москва, Россия)

**В настоящее время к устройствам внутритрубной обработки природного газа можно отнести два вида оборудования: внутритрубные сепараторы и эжекторы.
ООО «АЭРОГАЗ» является единственным отечественным производителем сверхкомпактных внутритрубных сепараторов, саморегулируемых эжекторов и интеллектуальных технологических блоков на их основе. Данное оборудование внесено в реестр инновационного оборудования ПАО «Газпром» и уже успешно эксплуатируется на добывающих предприятиях ПАО «НОВАТЭК», Volga Gas, АО «НК «КазМунайГаз» и др.**

Ключевая идея внутритрубных сепараторов – использование центробежных сил в аксиальном циклоне. Газожидкостная смесь закручивается в тангенциальном или лопаточном завихрителе, установленном на входе в устройство, и направляется в цилиндрический канал, в котором жидкость сепарируется на стенки канала. В итоге на стенках формируется пленка жидкости, а в приосевой зоне – поток очищенного газа. На выходе из канала расположена разделительная секция, в которой поток разделяется на газовую и жидкую фазы. При этом важно отметить, что все элементы сепаратора смонтированы внутри трубопровода. Схема внутритрубного сепаратора представлена на рис. 1.

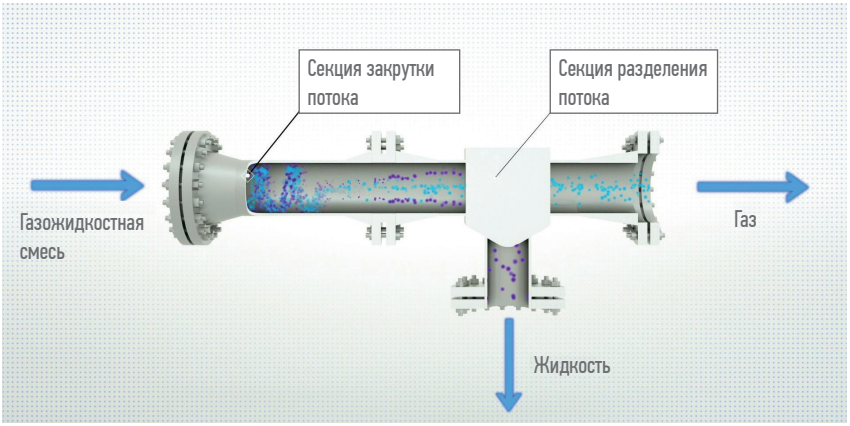


Рис. 1. Схема внутритрубного сепаратора

Современные внутритрубные сепараторы при всей своей компактности по эффективности не уступают классическим емкостным, имеющим сетчатые или мультициклонные секции сепарации жидкости.

Отдельный интерес для нефтегазовой промышленности представляют эжекторные системы, способные обеспечивать высокую эффективность при изменении расходов и давлений низконапорного и высоконапорного газовых потоков. Разработанные ООО «АЭРОГАЗ» саморегулируемые эжекторные системы автоматически подстраиваются под меняющиеся входные параметры, обеспечивая тем самым максимально возможное давление смеси газов. На рис. 2 представлен внешний вид саморегулируемых эжекторов.

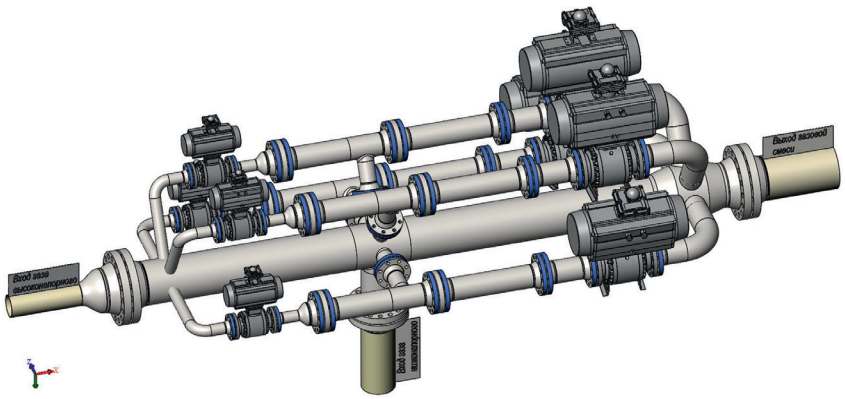


Рис. 2. Внешний вид саморегулируемых эжекторов

Вышеописанные устройства и системы на их основе незаменимы в следующих технологических процессах и системах:

– сепарации жидкой фракции из газожидкостных потоков;

– предотвращения уноса капельной жидкости из сепараторов и колонн;

– внутритрубной эжекции и сепарации для блоков низкотемпературной сепарации газов (НТС) установок комплексной подготовки газов (УКПГ);

– компримирования двухфазных потоков в интеллектуальных блоках входного манифольда;

– в различных технологических процессах обработки газа.

Ниже будут подробно описаны примеры использования устройств внутритрубной обработки газов в перечисленных процессах.

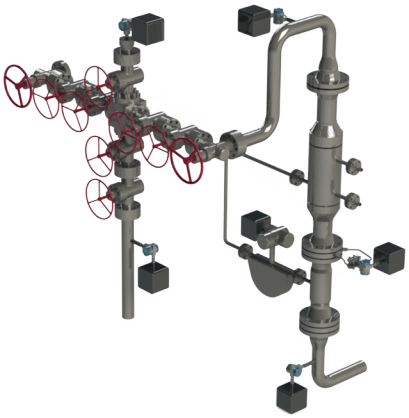


Рис. 3. Схема монтажа внутритрубного сепаратора на скважине

СЕПАРАЦИЯ ЖИДКОЙ ФРАКЦИИ ИЗ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ

Внутритрубные сепараторы используются вместо стандартных сепараторов либо в дополнение к ним в УКПГ, а также в промысловых газосборных сетях для оптимизации гидравлических потерь в трубопроводах. Широкое применение внутритрубные сепараторы находят в морских проектах, т. к. обеспечивают сепарацию потока при минимальных габаритах и весе оборудования.

Особый интерес представляет использование внутритрубных сепараторов вместо замерных сепараторов на скважинах и кустах скважин газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Для определения дебитов скважин газоконденсатных месторождений внутритрубные сепараторы могут быть смонтированы непосредственно на устьевой арматуре скважин. Схема монтажа представлена на рис. 3. Низкая стоимость внутритрубных сепараторов делает возможным их установку на каждой скважине, что существенно облегчает последующую реализацию концепции интеллектуального месторождения, базирующуюся на создании цифрового двойника месторождения с полной оптимизацией процесса добычи газа/нефти/конденсата.

В настоящее время основные способы замера дебита скважин – сепарационный метод и метод мультифазного замера дебита, основанный на использовании

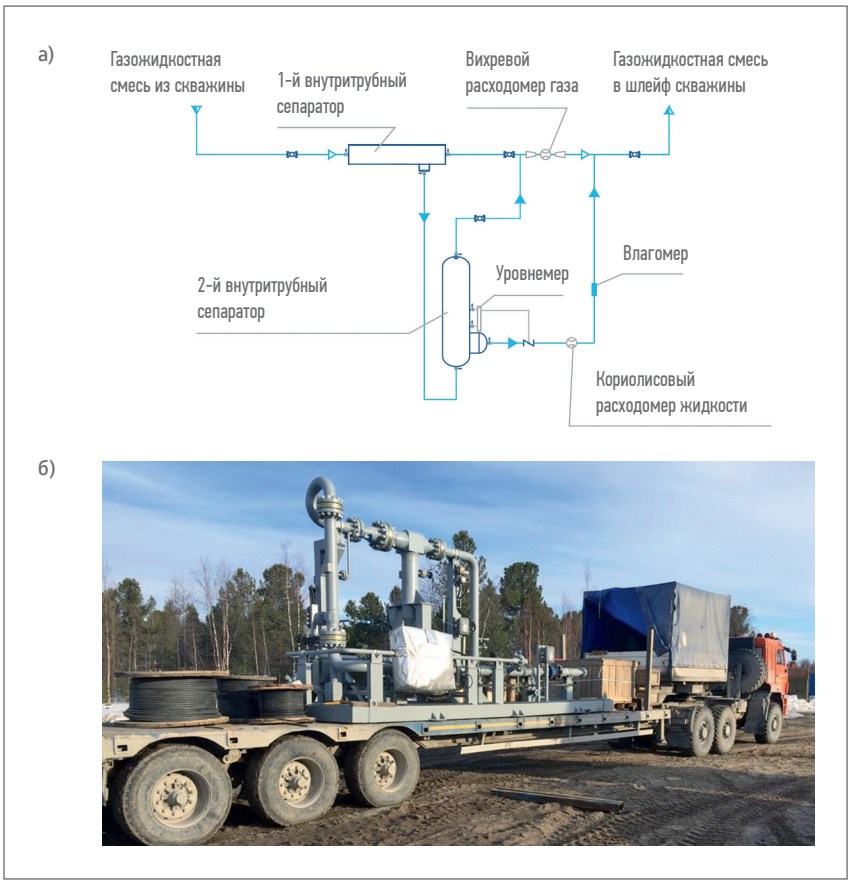


Рис. 4. Мобильный интеллектуальный блок «Замер-скважина»: а) схема и б) внешний вид

изотопных мультифазных расходомеров. Оба метода имеют и преимущества, и недостатки. Так, сравнительные замеры дебитов нефтяных скважин, проведенные ведущими нефтяными компаниями, показали, что мультифазные расходомеры позволяют с большой точностью измерять дебиты жидкости из скважин в широком диапазоне параметров их работы, однако для нефтяных скважин с высоким газовым фактором погрешность в измерении расхода газа может достигать и даже превышать 10 %. В свою очередь, сепарационный метод за счет измерения расхода газа и жидкости раздельными расходомерами демонстрирует стабильную точность измерения дебитов скважин только при условии обеспечения высокой эффективности сепарации газа от жидкости. Однако из-за невозможности установки сепараторов большого объема в составе стационарных и мобильных автоматических групповых замерных установок на скважинах с высоким дебитом газа это условие не выполняется. Для устранения описанной проблемы замера дебитов скважин специалисты компании «АЭРОГАЗ» разработали собственное технологическое решение.

Интеллектуальный блок «Замер-скважина» (ИБЗС) – это установка измерения дебита скважин с использованием внутритрубных сепараторов (рис. 4). Основной принцип ее действия – сепарационный метод измерения дебита скважины, но в отличие от обычных емкостных сепараторов в ИБЗС используются компактные внутритрубные сепараторы.

Основные характеристики мобильного ИБЗС:

– диапазон измерений среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти – до 1500 т/сут;

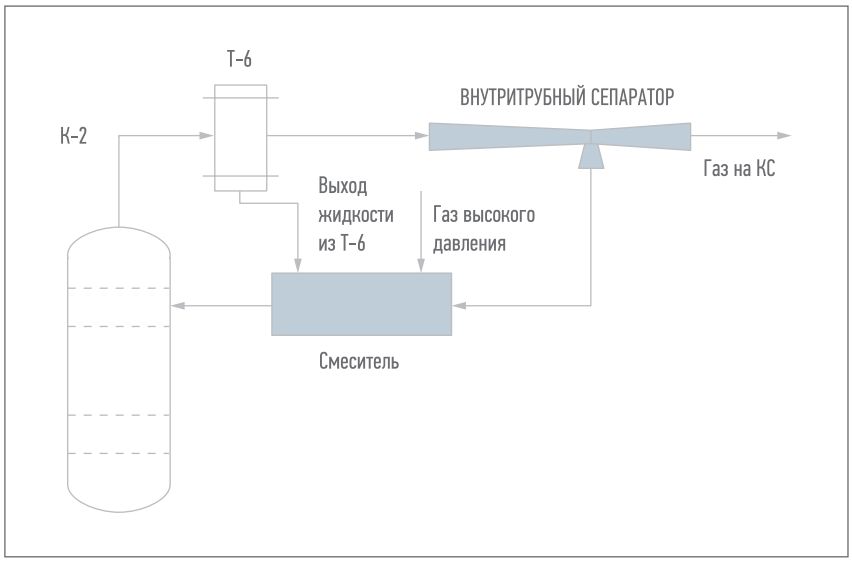


Рис. 5. Принципиальная схема подключения внутритрубного сепаратора на выходе из колонны



Рис. 6. Внешний вид в процессе эксплуатации: а) внутритрубного сепаратора; б) эжектора-смесителя

– диапазон измерений среднего объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, – до 1,5 млн нм³/сут;

– допускаемая относительная погрешность измерений – 2,5 % (массовый расход сырой нефти), 6 % (массовый расход сырой нефти без учета воды при содержании воды 0–70 %), 5 % (объемный расход свободного нефтяного газа);

– температура района установки – от –60 до 50 °С;

– давление измеряемой среды – от 0,2 до 16,0 МПа;

– температура измеряемой среды – от 1 до 90 °С;

– газовый фактор (максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти при стандартных условиях) – 2500 нм³/т.

Опытно-промышленные испытания мобильного ИБЗС были проведены на нефтяных скважинах Ярудейского месторождения ООО «ЯРГЕО» в апреле 2020 г. В ходе испытаний показано, что мобильный ИБЗС обеспечивает стабильное измерение дебитов скважин в широком диапазоне расходов нефти и газа. Средняя арифметическая погрешность по всем измерениям составила для расходов скважинной жидкости 2,3 %, для расходов попутного газа – 3,6 %. Максимальный газовый фактор на скважинах при стандартных условиях достигал 1200 м³ на 1 т нефти.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ УНОСА КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ КОЛОНН И СЕПАРАТОРОВ

Внутритрубный сепаратор, установленный на выходе из сепараторов и колонн, позволяет отделить капли конденсата и воды, оставшиеся после предыдущих этапов сепарации. Во многих случаях установка внутритрубных сепараторов после существующих сепараторов позволяет полностью решить задачи, связанные с подготовкой газа перед компрессорами, турбодетандерами, либо с подготовкой газа к транспорту.

В качестве примера рассмотрим опыт применения устройств внутритрубной сепарации на Термокарстовом месторождении после колонны стабилизации конденсата и на Ярудейском месторождении после входных сепараторов блока НТС.

На установке деэтанизации конденсата на Термокарстовом месторождении установлены и эксплуатируются две колонны деэтанизации высотой 45 м с пластинчатыми дефлегматорами. Дефлегматоры предназначены для охлаждения и конденсации углеводородных компонентов (С3+) из газа деэтанизации с последующим отводом конденсата на верхнюю тарелку колонны.

В процессе эксплуатации колонн наблюдались постоянные уносы конденсирующейся жидкой фазы из дефлегматоров с газом деэтанизации. Это приводило к возрастанию температуры верха колонны и, как следствие, к уносу части конденсата с газом деэтанизации.

В рамках технического перевооружения стояла задача обеспечить возврат жидкости, уносимой из дефлегматоров обратно на первую тарелку колонны. Реализуемая схема должна была обеспечить возможность автоматического постоянного сброса жидкости. Также необходимо было обеспечить одновременный сброс жидкости как с дефлегматора, так и с вновь монтируемого внутритрубного сепаратора.

В результате совместной работы специалистов АО «Тернефтегаз» и резидентов кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково», специализирующихся на компактных системах внутритрубной сепарации и эжекции, было проработано техническое решение по установке внутритрубного сепаратора после дефлегматора в верхней части колонны (см. рис. 5 и 6) для отделения жидкости из газа непосредственно наверху колонны. При этом схемой предусмотрено, что отсепарированная во внутритрубном сепараторе жидкость смешивается с жидкостью на выходе из дефлегматора Т-6 в специальном двухступенчатом смесителе эжекторного типа, который также устанавливается в верхней части колонны. В качестве активного потока в смесителе использован газ высокого давления, отбираемый после низкотемпературного сепаратора установки НТС.

Предлагаемая схема сепарации конденсата позволяет гарантированно отсепарировать конденсат (флегму) из газа деэтанизации после дефлегматора и подать его обратно в колонну.

Техническое перевооружение реализовано на Термокарстовом месторождении АО «Тернефтегаз» в августе 2018 г. Запуск внутритрубного сепаратора позволил ликвидировать унос жидких углеводородов (С3+) с верха колонны и обеспечил дополнительное производство деэтанизированного конденсата в объеме более 12 т/сут.

На рис. 7 представлен внутритрубный сепаратор, установленный на Ярудейском месторождении после входных сепараторов блока НТС. Основная цель использования внутритрубного сепаратора на данном месторождении – ликвидация уноса капельной жидкости из входных сепараторов блока НТС, представляющей собой нефть с высоким содержанием парафинов. Нефть, содержащаяся в газе на выходе из входных сепараторов, приводила к образованию слоя парафинов на поверхностях теплообменников



Рис. 7. Внешний вид внутритрубного сепаратора, смонтированного на Ярудейском месторождении

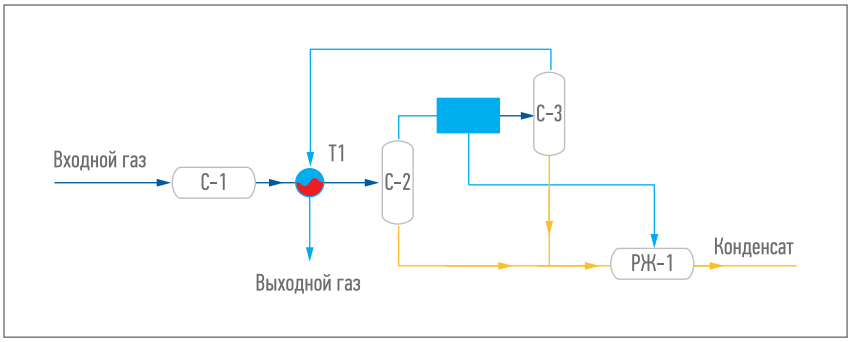


Рис. 8. Стандартная схема НТС УКПГ с эжектором

блока НТС, что существенно снижало эффективность их работы. Установка внутритрубных сепараторов позволила полностью ликвидировать унос капельной жидкости из сепараторов и последующее осаждение парафинов на стенках технологического оборудования блока НТС.

БЛОКИ ВНУТРИТРУБНОЙ ЭЖЕКЦИИ И СЕПАРАЦИИ ДЛЯ УКПГ

Большая часть существующих и вновь строящихся УКПГ базируется на использовании эжекторов для утилизации низконапорных газов, образующихся в колоннах стабилизации конденсата или в трехфазных сепараторах «выветривания» конденсата. Схема блока низкотемпературной сепарации показана на рис. 8.

При этом, учитывая большую производительность УКПГ по газу (10 и более миллионов нм^3/сут) и высокое давление обрабатываемого газа (обычно более 7,5 МПа), сепараторы С-2 и С-3 представляют собой громоздкие дорогостоящие агрегаты, требующие сооружения фундаментов под них, а также внушительный перечень контрольно-измерительных приборов и автоматики.

ООО «АЭРОГАЗ» разработало и поставляет специальный блок эжекции и сепарации, включающий два внутритрубных сепаратора и эжектор. Схема подключения блока эжекции и сепарации представлена на рис. 9а; внешний вид блока – на рис. 9б. Опционально данные блоки оснащаются системой автоматического регулирования эжекторов, эта система и обеспечивает «интеллектуальность» и автономность таких блоков.

Применение описанных блоков эжекции и сепарации позволяет существенно сократить капитальные затраты при строительстве

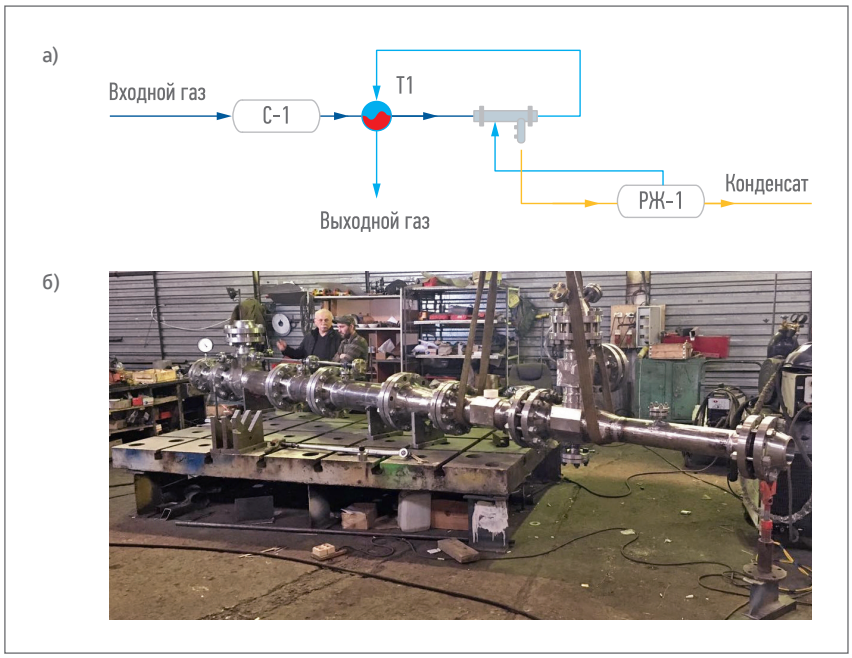


Рис. 9. Блок внутритрубной эжекции и сепарации: а) схема подключения; б) внешний вид в сборе (УКПГ Добринского месторождения)

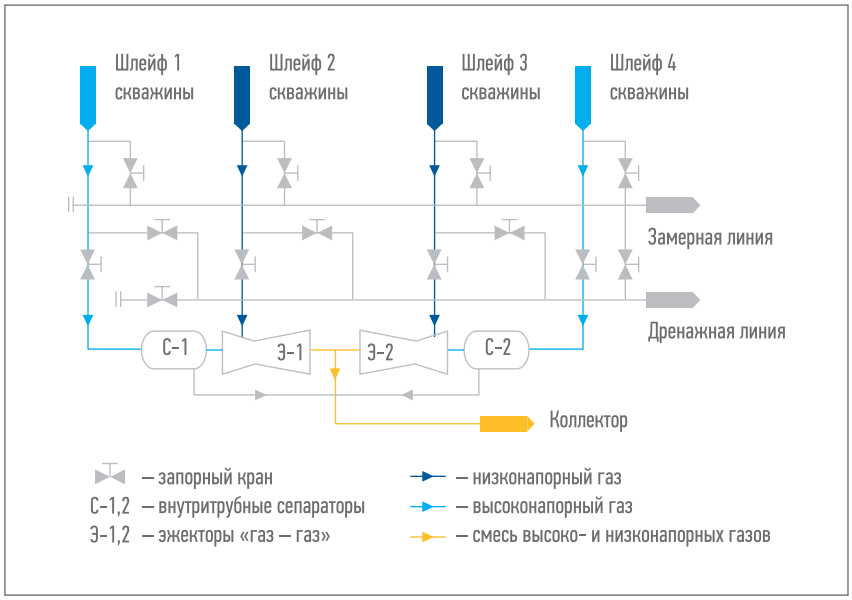


Рис. 10. Схема интеллектуального блока входного манифольда

УКПГ, а также за счет использования саморегулируемых эжекторов обеспечить гарантированную утилизацию низконапорных газов при изменении режимов работы УКПГ.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ МАНИФОЛЬД ДЛЯ СКВАЖИН

Скважины, входящие в состав одного куста или разных кустов газоконденсатных месторождений, обычно отличаются по давлению газа в устье скважин. Обычное подключение таких скважин в общий трубопровод приводит к тому, что отбор газа и конденсата из скважин с низким давлением минимален. При достижении устьевого давления в низконапорных скважинах давления в сборном коллекторе отбор газа из низконапорных скважин прекращается. В то же время газовый поток из высоконапорных скважин просто дросселируется до давления в сборном коллекторе с помощью штуцера, установленного на устье скважины. Для увеличения отбора газа из низконапорных скважин можно применять эжекторы, в которых энергия газа высоконапорных скважин используется для подкачки газа. Эжектор в этом случае является компрессором. Если использовать один эжектор, то газ из высоконапорных скважин будет направляться в высоконапорное сопло эжектора, а газ из низконапорных скважин – в низконапорное сопло. В интеллектуальных блоках входных манифольдов ООО «АЭРОГАЗ» использует сразу несколько эжекторов, что позволяет обеспечить максимально эффективную откачку газа из низконапорных скважин. Для газоконденсатных скважин прямое использование эжекторных систем невозможно, т. к. конденсат и вода, содержащиеся в газе, мешают эффективному ускорению газа в соплах эжектора, что приводит к низкой эффективности процесса эжекции. В таких случаях ООО «АЭРОГАЗ» использует эжекторы в комбинации с внутритрубными сепараторами.

На рис. 10 представлена схема одного из возможных вариантов интеллектуального блока входных манифольдов для четырех скважин. При этом две из скважин (1-я и 4-я) имеют повышенное давление газа. Данный пример относится к случаю применения блока на газоконденсатном месторождении. Для нормальной работы эжекторов предусмотрены два внутритрубных сепаратора С-1 и С-2, которые сепарируют жидкость из газов, подаваемых в высоконапорные сопла эжекторов. Отсепарированная в С-1 и С-2 углеводородная жидкость и вода подаются в смесь на выходе из эжекторов.

На рис. 11 показан общий вид интеллектуального блока входного манифольда, разработанного для одного из заказчиков ООО «АЭРОГАЗ».

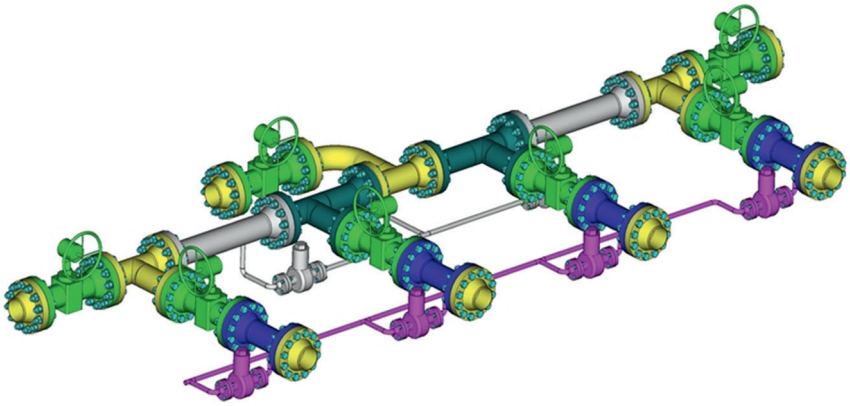


Рис. 11. Общий вид интеллектуального блока входного манифольда

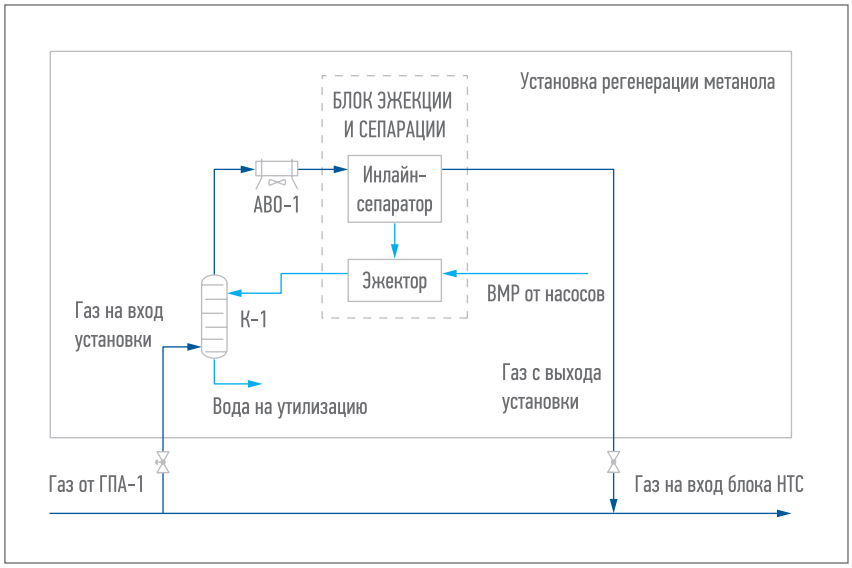


Рис. 12. Схема технологии поточной регенерации метанола

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЛОКОВ ЭЖЕКЦИИ И СЕПАРАЦИИ В РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ОБРАБОТКИ ГАЗА

Блоки эжекции и сепарации, базирующиеся на использовании внутритрубных сепараторов и саморегулируемых эжекторов, находят также применение и во многих других технологических процессах, прямо или косвенно связанных с обработкой газа.

На рис. 12 представлена принципиальная схема запатентованной ООО «АЭРОГАЗ» технологии поточной регенерации метанола.

Технология и установки на ее основе предназначены для поточного восстановления высококонцентрированного метанола из водометанольного раствора.

В отличие от стандартных огневых установок регенерации метанола, в технологии поточной регенерации метанола не используются печи и горелки, и весь процесс базируется на использовании горячего газа после входных сырьевых компрессоров.

В блоке регенерации данный горячий газ подается в нижнюю часть абсорбционной колонны К-1. В качестве орошения с помощью насоса Н-1 в верхнюю часть К-1 подается водометанольный раствор. Выходным продуктом низа колонны является вода (содержание воды составляет более 99 % масс.), которая отправляется на утилизацию. Выходной газ из К-1, насыщенный метанолом, направляется на охлаждение



Рис. 13. Установка поточной регенерации метанола

в АВО-1, после которого поступает на вход блока эжекции и сепарации газа. Жидкость, выделившаяся в блоке эжекции и сепарации, смешивается в эжекторе с водометанольным раствором от Н-1 и подается в верхнюю часть К-1. Выходной газ из блока эжекции, содержащий регенерированный метанол, направляется на смешение с основным потоком газа, направляемого на вход установки низкотемпературной сепарации газа.

Установки поточной регенерации метанола, базирующиеся на использовании блока эжекции и сепарации, компактны и легко встраиваются в работу УКПГ. Внешний вид установки поточной регенерации метанола представлен на рис. 13.

Таким образом, использование устройств внутритрубной обработки газа позволяет существенно улучшить многие технологические процессы, связанные с обработкой природного газа. ■

АЭРОГАЗ

ООО «АЭРОГАЗ»
143026, Россия, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 42, стр. 1, часть пом. 338
Тел./факс: +7 (499) 653-93-90
E-mail: info@aerogas.ru
www.aerogas.ru

на правах рекламы

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСТАВОК ГЕЛИЯ НА АМУРСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД НА БАЗЕ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ МЕМБРАННОГО ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЯ УСТАНОВКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЯ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 66.071.6

В.В. Павленко, ООО «Газпром проектирование» (Санкт-Петербург, Россия), vpavlenko@gazpromproject.ru
Н.Н. Кисленко, к.т.н., Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование» (Саратов, Россия), nkislenko@srt.gazpromproject.ru
П.Е. Емельянов, Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование», PEmelyanov@srt.gazpromproject.ru
А.Ю. Пырков, Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование», APyrkov@srt.gazpromproject.ru
Е.А. Задорожная, Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование», ezadorozhnaya@srt.gazpromproject.ru

В марте 2020 г. на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (ООО «Газпром добыча Ноябрьск») была включена в работу установка мембранного выделения гелия, являющаяся частью комплекса ПАО «Газпром» «Сила Сибири» по добыче, подготовке, транспорту и переработке гелийсодержащего природного газа. Гелий в виде товарного продукта в требуемых объемах производится на Амурском газоперерабатывающем заводе. Превышающий рыночные потребности объем газа извлекается на установке мембранного выделения в целях его долгосрочного хранения. Сырьем для производства служит газ сепарации Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Производительность установки мембранного выделения гелия составляет 32 млрд м^3/г по сырьевому газу. Для обеспечения эффективного планирования работы комплекса как единой системы в условиях изменения составов и объемов сырья, а также плановых уровней выработки товарного гелия и прочей продукции Амурского газоперерабатывающего завода разработана оптимизационная модель установки мембранного выделения гелия как часть комплекса «Сила Сибири».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СИЛА СИБИРИ, ГЕЛИЙ, МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, УСТАНОВКА МЕМБРАННОГО ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА, ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЕ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.

В России впервые в промышленном производстве использовался способ мембранного выделения гелия из природного газа. Отметим, что в мировой практике до сих пор отсутствуют промышленные установки, производительность которых сопоставима с установкой мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) [1].

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА МЕМБРАННОГО ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЯ

Создание математического аппарата, способного адекватно описывать этот процесс, – актуальная задача, без решения которой невозможно осуществлять технологическое сопровождение и прогнозирование работы УМВГК.

Процесс мембранного газоразделения (в нашем случае выделение гелия из осушенного газа низкотемпературной сепарации) – диффузионный процесс, описываемый законом диффузии Фика [2]:

$$J = -D\frac{dc}{dx}, \quad (1)$$

где J – поток проникшего газа; D – коэффициент диффузии; dc/dx – изменение концентрации по оси X.

Движущая сила в мембранных процессах возникает из-за разности парциальных давлений в надмембранном (поток сырья) и подмембранном (поток пермеата) пространствах. Поток единичного компонента газа через участок мембраны описывается уравнением, вытекающим из формулы (1):

$$J_i = S\cdot\frac{K_i(X_iP_f - Y_iP_p)}{l}, \quad (2)$$

где J_i – поток i-го компонента через мембрану; P_f и P_p – давление газа в напорной и пермеатной зонах мембранного волокна; X_i и Y_i – концентрации i-го компонента в надмембранном (поток сырья) и подмембранном (поток пермеата) пространствах соответственно; l – толщина селективного слоя

V.V. Pavlenko, Gazprom proektirovanie LLC (Saint Petersburg, Russia), vpavlenko@gazpromproject.ru
N.N. Kislenko, PhD in Engineering, Saratov branch of Gazprom proektirovaniye LLC (Saratov, Russia), nkislenko@srt.gazpromproject.ru
P.E. Emelyanov, Saratov branch of Gazprom proektirovanie LLC, PEmelyanov@srt.gazpromproject.ru
A.Yu. Pyrkov, Saratov branch of Gazprom proektirovanie LLC, APyrkov@srt.gazpromproject.ru
E.A. Zadorozhnaya, Saratov branch of Gazprom proektirovanie LLC, ezadorozhnaya@srt.gazpromproject.ru

Managing helium supply to Amur Gas Processing Plant based on computed membrane gas separation model for helium extraction plant at Chayandinskoye oil, gas, and condensate field

A membrane helium extraction plant was launched at Chayandinskoye oil, gas, and condensate field (Gazprom dobycha Noyabrsk LLC) in March 2020. The plant is a part of PJSC Gazprom's complex for production, treatment, transportation, and processing of helium-containing natural gas, Power of Siberia. Amur Gas Processing Plant produces the required volumes of commercial helium. The gas exceeding market needs is extracted by the membrane extraction plant for long-term storage. The production feed is the gas separated at Chayandinskoye oil, gas, and condensate field. The feed gas capacity of membrane helium extraction plant is 32 billion m³/year. An optimization model is developed for the membrane helium extraction plant as a part of the Power of Siberia complex. The model aims to ensure an efficient operation planning for the complex as a consistent system under the changing feed compositions and volumes and the scheduled production of commercial helium and other Amur Gas Processing Plant products.

KEYWORDS: POWER OF SIBERIA, HELIUM, MEMBRANE TECHNOLOGIES, MEMBRANE HELIUM EXTRACTION PLANT, GAS SEPARATION, MATHEMATICAL MODEL.

мембранного волокна; S – полная поверхность; K_i – коэффициент проницаемости i-го компонента через мембрану.

Коэффициент проницаемости K представляет собой сугубо эмпирический параметр и определяется экспериментально. Данная величина характеризует численное значение итогового взаимодействия компонента и материала мембраны и не раскрывает его физико-химической сути. Поэтому уравнение (2) часто называют уравнением модели «черного ящика» [3].

Физический смысл коэффициента проницаемости – это количество газа, прошедшее через единицу поверхности мембраны (пленки) единичной толщины в единицу времени при единичном перепаде парциального давления данного газа.

В качестве единицы измерения коэффициента проницаемости обычно используют баррер [3], названный в честь профессора Р.М. Баррера, пионера в области исследований газопроницаемости полимеров различной природы. В системе единиц СИ размерность проницаемости должна иметь вид: баррер = [моль·м/м²·с·Па].

Конструктивно мембранный элемент (МЭ) представляет собой пучок тонких трубок (мембранные волокна), расположенных внутри трубного корпуса. Сырьевой газ движется в межтрубном пространстве. За счет разности парциальных давлений, обеспечиваемой разностью давления над мембраной (в межтрубном пространстве) и под мембраной (внутри трубок), происходит проникновение компонентов внутрь трубок через их стенки.

Проникший через стенки мембраны поток называется пермеатом. Отходящий поток, т.е. сырьевой поток, из которого выделены целевые компоненты, называется ретентатом.

Чем выше разность парциальных давлений, тем интенсивнее процесс проникновения компонентов через мембрану. В свою очередь, разность парциальных давлений зависит не только от разности давлений, но и от разности концентраций компонентов в надмембранном и подмембранном пространствах. Поскольку процесс проникновения компонентов происходит вдоль волокон, то с целью увеличения движущей силы и интенсификации

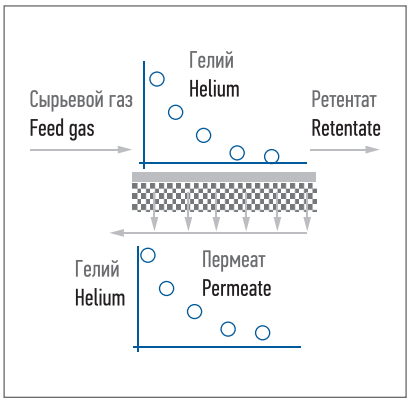


Рис. 1. Схематичное представление процесса разделения газовой смеси через стенку мембранной трубки при противотоке
Fig. 1. Schematic process of a backflow gas mixture separation through a membrane tube wall

массопереноса выбрана схема противоточного движения (рис. 1), когда поток сырьевого газа в межтрубном пространстве движется навстречу потоку пермеата внутри волокон. В модели использовались МЭ с мембранными модулями, обеспечивающими подачу и отвод газовых потоков по схеме противотока.

Математический подход к определению материально-компонентного баланса (МКБ)

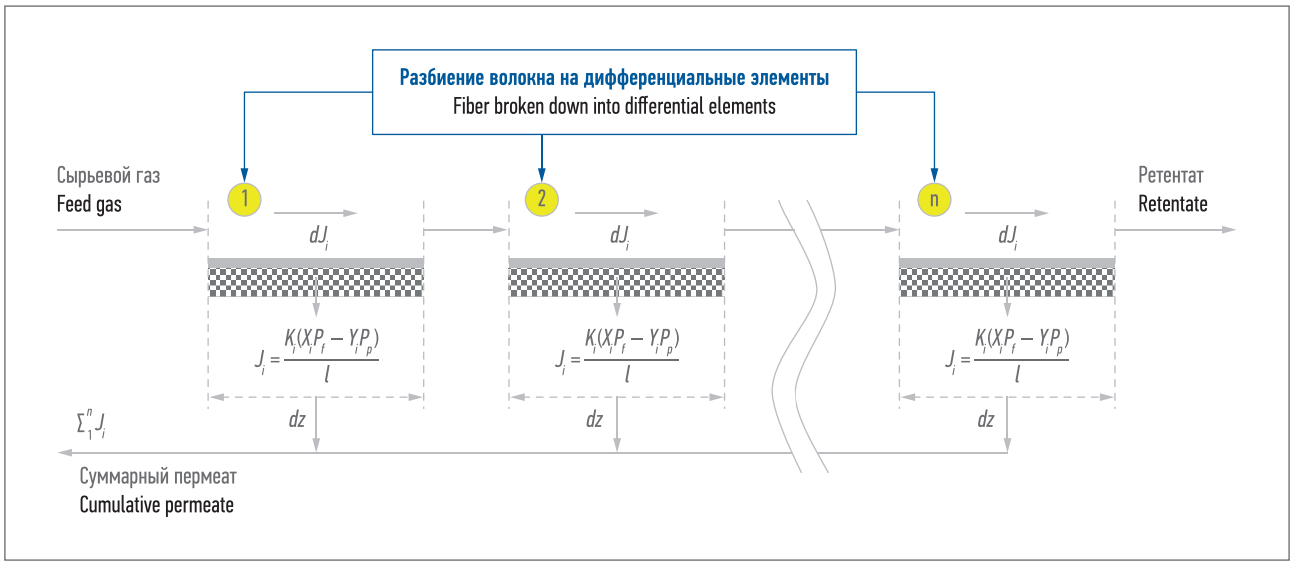


Рис. 2. Схема расчета дифференциальных элементов мембраны
Fig. 2. Diagram for calculating the membrane's differential elements

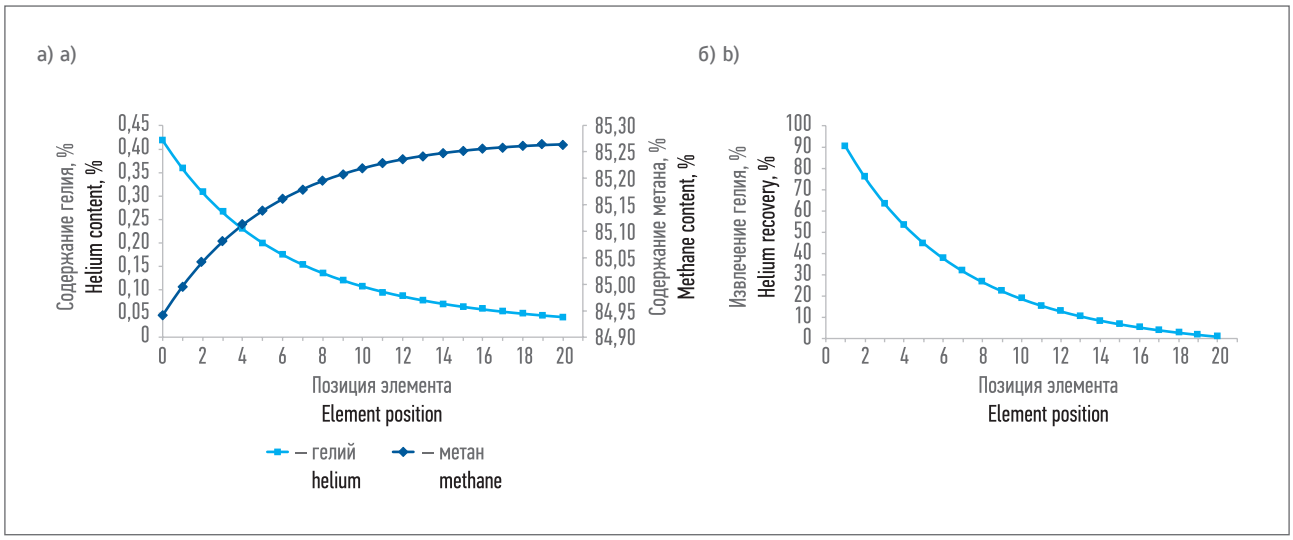


Рис. 3. Содержание гелия и метана вдоль волокна в надмембранном пространстве (а) и извлечение гелия в пермеат (б)
Fig. 3. Helium and methane contents along the fiber in the above-membrane space (a) and helium recovery to permeate (b)

мембранного газоразделения выражается в решении системы дифференциальных уравнений, описывающих покомпонентные потоки газов в напорной и пермеатной зонах [4]. Схематичное разбиение мембранного волокна на дифференциальные элементы представлено на рис. 2.

Специалистами Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» разработан соответствующий алгоритм и реализующий его программный код, цель которого состоит в поиске решения, при котором погрешности по всем компонентам для всех дифференциальных элементов сходятся к значению, близкому к нулю. Интегрирование указанной системы уравнений выполнено численным методом Рунге – Кутты [4]. Код алгоритма реализован на языке Visual Basic в целях использования модели в среде Microsoft Excel, что исключает необходимость приобретения дополнительного программного обеспечения.

На рис. 3 показаны результаты расчета мембраны по указанному алгоритму в виде профиля показателей вдоль ее волокна (принятое количество дифференциальных элементов – 20 ед.).

АДАПТАЦИЯ МОДЕЛИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ МЕМБРАННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ МЕМБРАННОЙ УСТАНОВКЕ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ И УСТАНОВКЕ МЕМБРАННОГО ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ

В основе расчета материального баланса мембраны лежат коэффициенты проницаемости

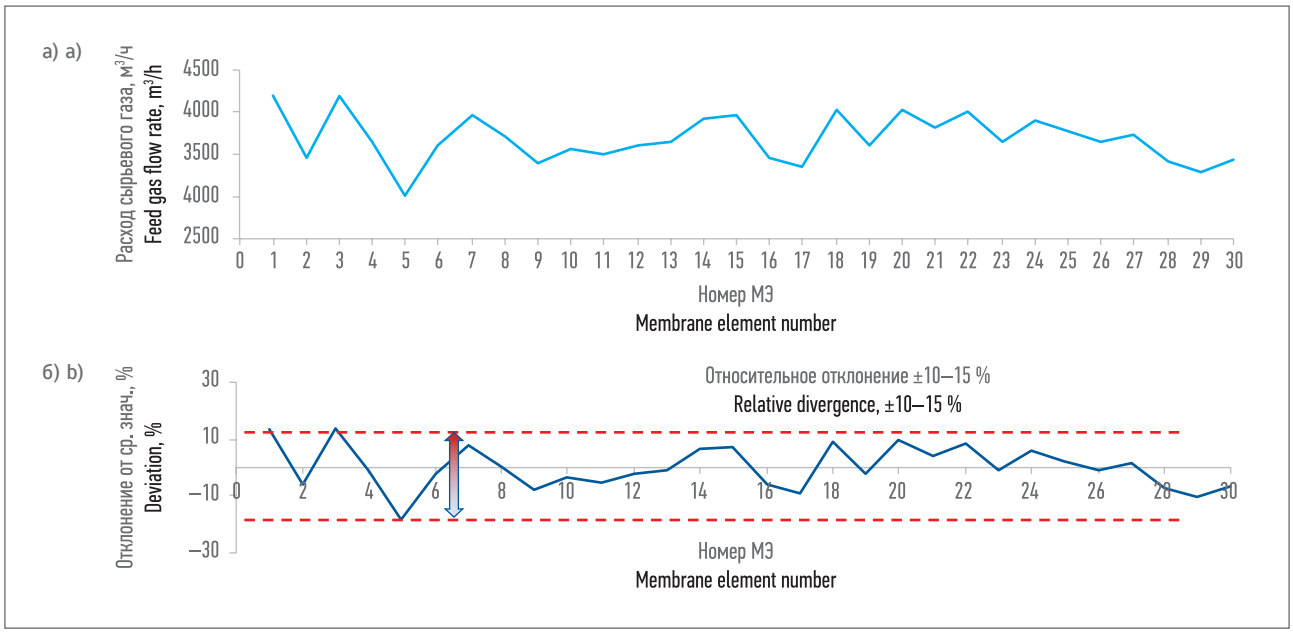


Рис. 4. Колебания производительности мембранных элементов компании UBE по гелию: а) абсолютные значения; б) отклонения относительно средних
Fig. 4. Helium output fluctuations of UBE membrane elements: a) absolute values; b) deviations

компонентов K_i газовой смеси, значения которых определяются исключительно экспериментальным путем и относятся к конкретным типам МЭ.

В 2018–2020 гг. на опытно-промышленной мембранной установке (ОПМУ) Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) проводились испытания большого количества МЭ различных зарубежных и отечественных производителей. Для использования в УМВГК были выбраны образцы японской компании UBE Industries, Ltd. и российские образцы, произведенные научно-производственной компанией НПК «Грасис» из поставляемого компанией Air Liquide (Франция) мембранного волокна. Промышленная партия МЭ в суммарном количестве более 40 шт. прошла испытания на ОПМУ. По полученным фактическим данным проводилась адаптация расчетной модели путем определения значений коэффициентов проницаемости мембран по каждому из газовых компонентов (значения K_i) по всем испытанным МЭ. Также в расчетную модель введена зависимость коэффициентов проницаемости от температуры ($K_i = f(T)$), для получения которой проводились отдельные испытания.

На рис. 4 представлена производительность 30 МЭ компании UBE и отклонение ее величин относительно среднего показателя. Каждый образец характеризуется собственными газоразделительными характеристиками, приводящими к колебаниям производительности в диапазоне 10–15 % от среднего показателя. Проведенная статистическая обработка по методу Стьюдента показала, что при количестве МЭ, равном пяти, отклонение от истинного среднего значения производительности составляет уже 7 %. При увеличении до 36 ед. (соответствует количеству МЭ в единичной стойке УМВГК) отклонение от истинного среднего значения производительности не превышает 2 %.

Основная задача расчетной модели – вычисление материального баланса газоразделения при различных значениях состава сырьевого газа и термобарических параметров процесса: температуры, давления и давления пермеата. Последний показатель имеет особое значение, т. к. его изменение в пределах от двух до пяти бар абс. значительно влияет на компонентный баланс МЭ.

В табл. в качестве примера представлено сравнение материально-компонентных балансов (МКБ) – расчетного, полученного в результате адаптации модели по данным испытаний на ОПМУ Ковыктинского ГКМ, и фактического, полученного при тестировании одного из МЭ на стенде Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Из табл. видно, что корреляция расчетных данных с фактическими находится на приемлемом уровне.

В августе 2020 г. впервые было проведено полномасштабное обследование УМВГК, по результатам которого определены газоразделительные характеристики всех задействованных блоков мембранного разделения (БМР) и выполнена уточняющая адаптация расчетной модели путем корректировки коэффициентов проницаемости при работе МЭ уже в составе промышленных БМР.

Для проверки работоспособности актуализированной по результатам обследования расчетной модели

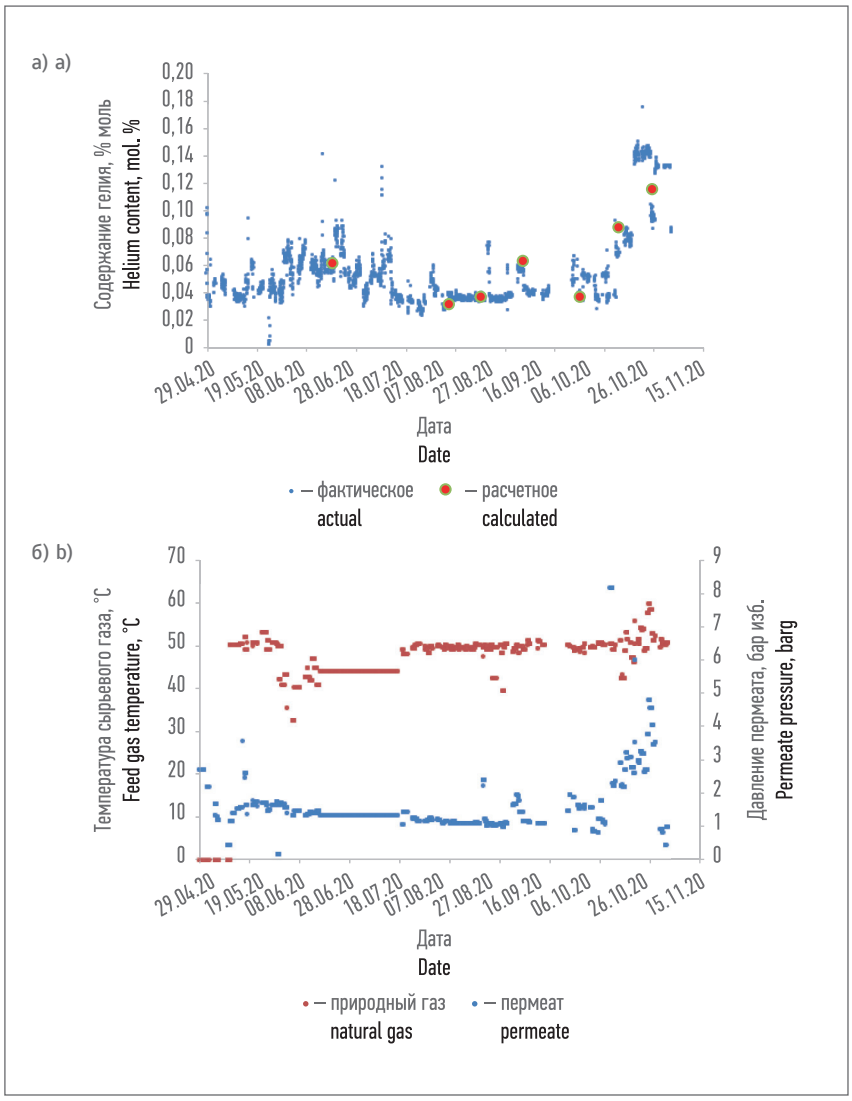


Рис. 5. Фактическое и расчетное содержание гелия в товарном газе установки мембранного выделения гелиевого концентрата (а) и фактическая динамика изменений температуры сырьевого газа и давления пермеата (б)
Fig. 5. Actual and calculated helium content in the membrane helium extraction plant's commercial gas (a) and actual dynamics of feed gas temperature and permeate pressure (b)

мембран выполнен ретроспективный сопоставительный анализ расчетных и фактических показателей. Для этого был использован ряд реперных точек из архивных данных (данные сводок ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), которые, по нашему мнению, наилучшим образом отражают различные режимы работы УМВГК. Эти точки различаются в основном содержанием гелия в товарном газе, количеством включенных в работу стоек и режимом их эксплуатации (температура, давление сырьевого газа, давление пермеата).

На базе расчетной модели воссозданы условия работы УМВГК для выбранных реперов и произведен расчет МКБ. Сопоставление результатов вычисления с фактическими данными представлено в графической форме по ключевому показателю – содержанию гелия в составе товарного газа.

Из представленных данных (рис. 5) видно, что в целом модель демонстрирует достаточный уровень адекватности в сравнении с фактическими значениями. Несмотря на колебания режимов работы мембран, расчетная динамика содержания гелия в подготовленном газе коррелируется с фактическими данными. Это позволяет использовать разработанную математическую модель УМВГК в дальнейшей работе при выполнении прогнозных расчетов.

ИНТЕГРАЦИЯ МОДЕЛИ МЕМБРАН В ОБЩУЮ СТРУКТУРУ УСТАНОВКИ МЕМБРАННОГО ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА И КОМПЛЕКСА «СИЛА СИБИРИ»

Необходимо отметить, что разработанный расчетный алгоритм применим к работе единичного МЭ. Однако конечная цель его реализации – создание полноценной расчетной модели, охватывающей всю цепочку производства, начиная от промыслов и заканчивая Амурским газоперерабатывающим заводом (ГПЗ) (рис. 6).

На УМВГК регулирование содержания гелия в составе газа, поступающего в магистральный газопровод «Сила Сибири», возможно за счет:

– варьирования количества используемых БМР, т. е. количества мембранного оборудования;

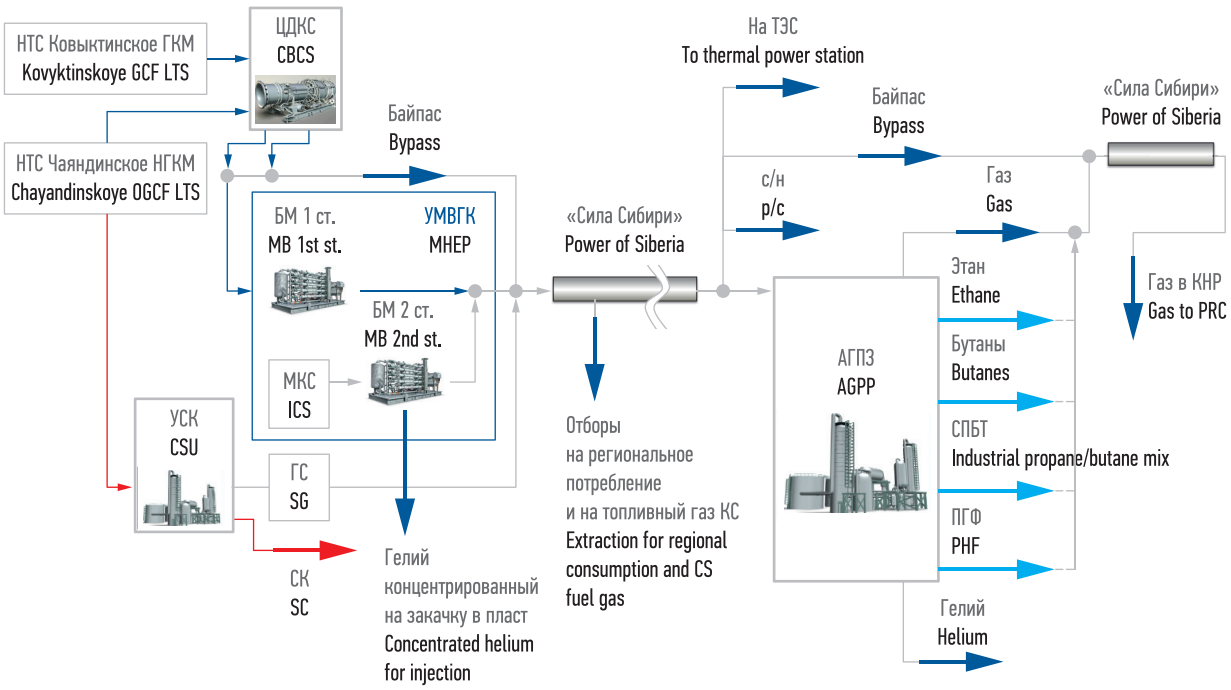
– варьирования величины потока байпаса, поступающего в обход УМВГК;

– регулирования режимов работы БМР: температуры сырьевого газа, загрузки БМР и давления пермеата.

Перечисленные механизмы регулирования реализованы также и в расчетной модели. При этом учитывается использование в структуре УМВГК как японских мембран UBE, так и российских элементов компании НПК «Грасис». Различие в газоразделительных характеристиках этих мембран неминуемо сказывается на работе УМВГК.

На данный момент созданная и адаптированная к реальным условиям эксплуатации модель позволяет:

– выполнять прогнозные расчеты материальных балансов УМВГК в соответствии с принятой динамикой разработки место-



АГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод
БМ – блок мембранный
ГКМ – газоконденсатное месторождение
ГС – газ стабилизации
КС – компрессорная станция
МКС – межступенчатая компрессорная станция
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НТС – низкотемпературная сепарация
ПГФ – пентан-гексановая фракция
СК – стабильный конденсат
с/н – собственные нужды
УМВГК – установка мембранного выделения гелиевого концентрата
УСК – установка стабилизации конденсата
ЦДКС – центральная дожимная компрессорная станция

AGPP – Amur Gas Processing Plant
CBCS – central boosting compressor station
CS – compressor station
CSU – condensate stabilizer unit
GCF – gas-condensate field
ICS – interstage compressor station
LTS – low-temperature separation
MB – membrane block
MHEP – membrane helium extraction plant
OGCF – oil, gas, and condensate field
PHF – pentane-hexane fraction
p/c – plant consumption
SC – stable condensate
SG – stabilizer gas

Рис. 6. Блок-схема Восточно-Сибирского комплекса добычи, транспорта и переработки
Fig. 6. Block diagram of the West-Siberian production, transportation, and processing complex

рождений с учетом изменения составов сырьевого газа, количества, типа используемых МЭ и плановых объемов выработки гелия на Амурском ГПЗ;

– оптимизировать загрузку БМР в зависимости от типа задействованных МЭ, оптимизировать режимы работы стоек;

– определять потребность в количестве задействованных БМР в зависимости от планируемых объемов выработки гелия на Амурском ГПЗ, его производственных возможностей, производительности компрессорных станций и прочих условий;

– автоматически регулировать величину байпасируемого потока в зависимости от состава сырьевого газа и внешних требований;

– выполнять исследования по получению взаимозависимостей различных параметров всей цепочки от промыслов до Амурского ГПЗ.

Для управления потоками и режимами работы УМВГК, так же как и потоками комплекса «Сила Сибири» в целом, был разработан интерфейс в виде мнемосхемы на базе отдельного модуля, оснащенного развитой системой меню и визуализации (рис. 7).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, для обеспечения эффективного планирования работы УМВГК как регулятора объемов выработки товарного гелия на Амурском ГПЗ специалистами ООО «Газпром проектирование» разработаны:

– математический инструмент (модель), адекватно реализую-

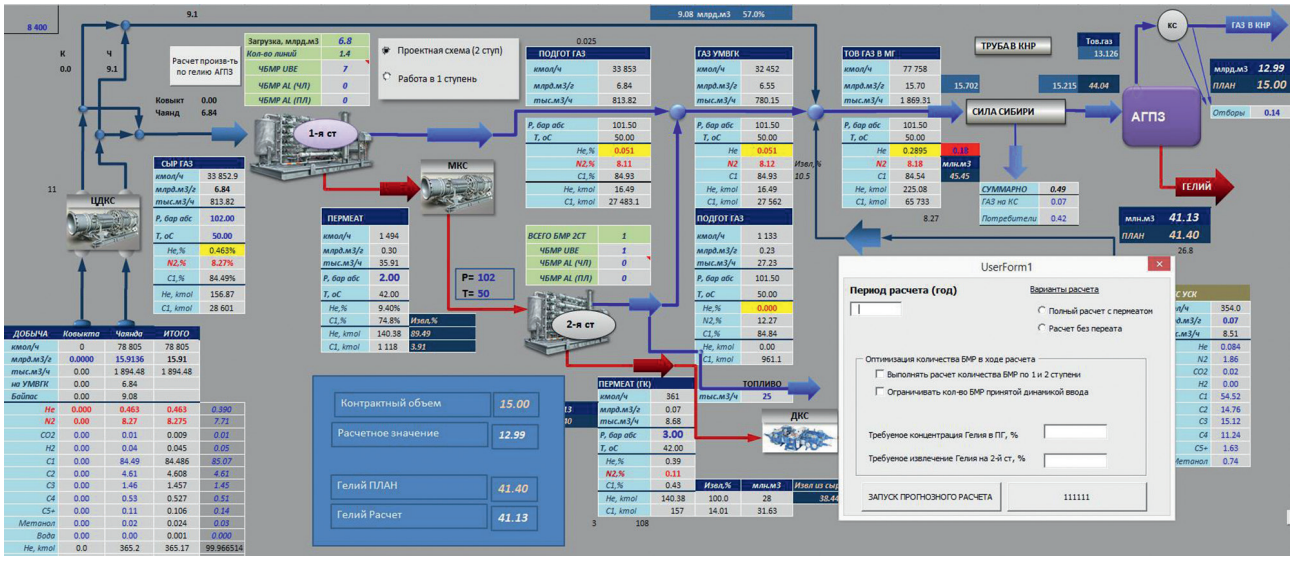


Рис. 7. Внешний интерфейс (мнемосхема) расчетной модели мембранного разделения установки мембранного выделения гелиевого концентрата
Fig. 7. Interface appearance (mnemonic diagram) of the computed membrane separation model of the membrane helium extraction plant

Сравнение фактического и расчетного материально-компонентного баланса мембранного элемента
Comparing actual and calculated material balance of a membrane element

Фактический МКБ (UBE) Actual material balance (UBE) По данным испытания на стенде УМВГК 24.03.2020 According to the MHEP bench test on 24.03.2020 КОЛИЧЕСТВО МЭ NUMBER OF MEMBRANE ELEMENTS 1				Расчетный МКБ Calculated material balance По данным испытаний на ОПМУ Ковыктинского ГКМ According to pilot plant tests at Kovyktinskoye GCF 1		
Параметр Parameter	Сырьевой газ Feed gas	Ретентат Retentate	Пермеат Permeate	K_i	ПГ NG	Пермеат Permeate
Расход, м³/ч Flow rate, m³/h	2319	2194	125	баррер (barrer)	2191	128
P, бар абс. (bar abs.)	80	–	2	–	80	2
T, °C	50,00	–	–	–	–	–
Содержание компонентов, мол % Components' contents, mol.%	–	–	–	–	–	–
Водород Hydrogen	0,056	0,006	0,944	70,000	0,009	0,867
Гелий Helium	0,391	0,027*	6,777	95,500	0,026*	6,648
Азот Nitrogen	7,969	7,736	12,217	1,550	7,729	12,087
Диоксид углерода Carbon dioxide	0,002	0,000	0,039	21,000	0,001	0,021
Метан Methane	84,601	84,968	77,790	0,860	84,955	78,577
Этан Ethane	4,804	4,982	1,707	0,255	5,002	1,408
Пропан Propane	1,577	1,656	0,251	0,083	1,655	0,247
Изобутан Isobutane	0,160	0,168	0,067	0,450	0,165	0,078

Фактический МКБ (UBE) Actual material balance (UBE) По данным испытания на стенде УМВГК 24.03.2020 According to the MHEP bench test on 24.03.2020 КОЛИЧЕСТВО МЭ NUMBER OF MEMBRANE ELEMENTS 1				Расчетный МКБ Calculated material balance По данным испытаний на ОПМУ Ковыктинского ГКМ According to pilot plant tests at Kovyktinskoye GCF 1		
Н-Бутан n-Butane	0,319	0,333	0,023	0,083	0,335	0,048
Изопентан Isopentane	0,050	0,053	0,059	0,083	0,052	0,008
Н-Пентан n-Pentane	0,051	0,054	0,009	0,083	0,054	0,008
Гексаны Hexanes	0,016	0,017	0,003	0,083	0,017	0,003

* *Примечание.* Желтым цветом выделено содержание гелия в целевом потоке
* *Note.* Helium content in the target stream is marked yellow

щий расчет единичного мембранного газоразделительного элемента. Проект выделения гелия на Чаяндинском НГКМ базируется на инновационных мембранных технологиях и считается уникальным. Создание соответствующего математического инструмента для возможности прогнозирования данных процессов велось коллективом Саратовского филиала ООО «Газпром проектирование» в течение трех лет, и на данный момент можно утверждать о его успешной реализации. В структуре ПАО «Газпром» методика и реализующий ее программный код разработаны впервые;

– по результатам опытно-промышленных испытаний МЭ на Ковыктинском ГКМ и на основании промышленных испытаний на Чаяндинском НГКМ выполнена адаптация модели путем определения коэффициентов проницаемости мембран по каждому из компонентов газовой смеси с получением их температурных зависимостей;

– на базе расчетного модуля единичного МЭ разработана совокупная модель УМВГК как часть комплекса ПАО «Газпром» «Сила Сибири». Модель охватывает всю цепочку – от промыслов до выработки товарной продукции на Амурском ГПЗ (на сегодняшний день в укрупненном варианте). Разработка в настоящее время уже применяется для планирования работы УМВГК и Амурского ГПЗ;

– в 2024 г. планируется ввод в эксплуатацию Амурского газохимического комплекса (ПАО «СИБУР холдинг»), сырьем для которого станет сжиженный углеводородный газ, а затем и этан, производимые на Амурском ГПЗ. При этом в контракте на поставку сырья для газохимического комплекса предусмотрены многопараметрические схемы, зависящие от состава сырья, производственных мощностей, объемов продукции и от ее рыночной стоимости. Таким образом, в ближайшее время газовый комплекс Восточной Сибири будет представлять собой сложно функционирующую систему добычи, подготовки, переработки газа и реализации товарной продукции, состоящую из цепи взаимосвязанных и взаимозависимых производственных объектов. Разработанная модель может стать платформой для дальнейшего развития инструментов эффективного планирования и управления работой комплекса как единой системы, работающей в условиях изменения составов, объемов сырья, производственных мощностей, изменяющихся цен на товарную продукцию и логистических возможностей ее реализации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Вагарин В.А., Павленко В.В., Кисленко Н.Н. и др. Промышленная установка мембранного выделения гелия на Чаяндинском НГКМ – уникальный проект ООО «Газпром проектирование» // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 4 (84). С. 16–26.
2. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов. М.: Химия, 1991.
3. Richard W. Baker. Membrane Technology and Applications: 2nd ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd., 2004.
4. William H. Press, Saul A. Teukolsky, William T. Vetterling, et al. Numerical recipes. The art of scientific computing: 3d edition. New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2007.

REFERENCES

(1) Vagarin VA, Pavlenko VV, Kislenko NN, et al. Commercial membrane helium extraction plant at Chayandinskoye oil, gas, and condensate field: Gazprom proektirovanie LLC's unique project. *Science and Technology in the Gas Industry* [Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti]. 2020; 84(4): 16–26. (In Russian)
(2) Dytnerskiy Yul, Brykov VP, Kagramanov GG. *Membrane Gas Separation.* Moscow: Chemistry [Khimiya]; 1991. (In Russian)
(3) Baker RW. *Membrane Technology and Applications.* 2nd ed. Chichester, UK: Wiley; 2004.
(4) Press WH, Teukolsky SA, Vetterling WT, Flannery BP. *Numerical Recipes. The Art of Scientific Computing.* 3rd ed. New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2007.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ АДСОРБЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ И ПЕРЕД ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

В.П. Петрук, ООО «Газпром трансгаз Краснодар» (Краснодар, Россия)
А.Е. Рубанов, ООО «Салаватский катализаторный завод» (Салават, Россия)
Д.А. Медведев, ООО «Салаватский катализаторный завод»
М.М. Кручинин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия)

Салаватский катализаторный завод уже несколько десятилетий является надежным партнером заводов по переработке нефти, нефтехимических производств, заводов по подготовке и переработке газа, поставляя адсорбенты, катализаторы и сервисные услуги на действующие промышленные объекты. Поставка продукции включает научно-техническое сопровождение, непрерывный мониторинг работы объекта, а также разработку новых, более эффективных продуктов в результате работы с заказчиком и проведения совместных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ. Министерством промышленности и торговли РФ было принято решение об отнесении адсорбентов производства Салаватского катализаторного завода к промышленной продукции, не имеющей российских аналогов.

Подготовка газа к транспортировке по морским магистральным газопроводам (МГ), а также перед его сжижением отличается необходимостью применения адсорбционных систем со специальными эксплуатационными свойствами. На ООО «Салаватский катализаторный завод» (ООО «СкатЗ») разработаны и внедрены в производство отечественные силикагелевые и цеолитные адсорбенты, а также композиты, обеспечивающие удаление не только жидкости, но химических соединений, присутствие которых в подготовленном газе отрицательно влияет на процесс его транспортировки к потребителю.

Транспорт газа по трубопроводам – экономически эффективный способ газоснабжения. Создание собственных наукоемких технологий для строительства газотранспортной сети России стало приоритетной задачей для науки и производства.

При проектировании отечественных комплексов по производству сжиженного природного газа (СПГ) успешно применяются адсорбенты российского производства (цеолитные адсорбенты типа 3А, 4А, 5А, 13Х), позволяющие осуществить подготовку газа перед сжижением в соответствии с проектными требованиями. ООО «СкатЗ» имеет успешный многолетний референс по всем стадиям подготовки газа перед сжижением: осушка, удаление «кислых» компонентов, а также ртути. Все этапы представлены в линейке продукции GP-Sorb [1].



Главная задача подготовки газа для его транспортировки на большие расстояния по морским глубоководным МГ – обеспечение высокой степени осушки газового потока от паров воды и углеводородов ряда пентана и выше С5+ («отбензинивание»), т.к. их избыток может привести к конденсации с образованием жидкой фазы и гидратных пробок в магистральном трубопроводе.

ПРЕДПОСЫЛКИ И СОЗДАНИЕ

При проектировании установки подготовки газа к транспорту (УПГТ) на компрессорной станции (КС) «Краснодарская» МГ «Голубой поток», КС «Портовая» МГ «Северный поток», КС «Казачья» МГ «Турецкий поток» были заложены технологические решения, основанные на применении импортных адсорбентов, т.к. на тот момент российские аналоги с требуемыми физико-химическими свойствами на рынке отсутствовали. Для снижения зависимости в поставках адсорбентов от зарубежных партнеров и обеспечения бесперебойных поставок газа по экспортным морским газопроводам при условии возможных политических, экономических и других факторов была разработана отечественная система силикагелевых адсорбентов АСМ и АСМ-ВС с уникальными характеристиками – с повышенными показателями влагоемкости, регенерируемости и одновременно обладающая способностью «отбензинивания» природного газа, что стало главным отличием от силикагелей, произведенных по ГОСТ 3956-76. Низкие значения



концентраций удаляемых компонентов на выходе из адсорбера обеспечиваются высокой энергией связывания адсорбата.

Процесс получения системы микропористых силикагелей марки АСМ и АСМ-ВС технически сложен, уникален для России и состоит из целого ряда технологических стадий. В рамках этой работы ООО «СкатЗ» осуществило глубокую модернизацию линии производства силикагелей и дооснащение высокоточным оборудованием. Результаты разработки охраноспособны: получены три патента на изобретение [2–4]. По итогам проведенной научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы создана промышленная технология получения силикагелей основного и защитного слоев для эксплуатации на УПГТ ПАО «Газпром».

Соответствие образцов «Техническим требованиям к российским адсорбентам» подтверждено в ходе пилотных испытаний по специально разработанной методике. Кроме того, в ходе испытаний определено оптимальное соотношение загрузки компонентов в адсорбционную систему.

Работы по внедрению отечественного изобретения проводились в соответствии с программой опытно-промышленных испытаний, разработанной совместно Департаментом 308 ПАО «Газпром» и ООО «СкатЗ» в течение десяти лет. В ходе испытаний система адсорбентов подтвердила высокую эффективность. Технические характеристики обеспечивали показатель точки росы по влаге и углеводородам ниже –60 °С – данные параметры превосходят требуемые контрактные показатели качества подготовленного газа.

Успешное проведение опытно-промышленной эксплуатации на УПГТ КС «Краснодарская», а затем на КС «Портовая» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» позволило рекомендовать комплексную загрузку отечественной системы силикагелевых адсорбентов для проведения ресурсных испытаний. Стабильность свойств силикагелей подтверждена на протяжении всего срока службы. После чего отечественная система силикагелевых адсорбентов была внедрена в эксплуатацию на всех УПГТ ПАО «Газпром».

ВЫВОДЫ

ООО «Салаватский катализаторный завод» разработаны и внедрены в производство отечественные силикагелевые и цеолитные адсорбенты, а также композиты, успешно применяемые для подготовки газа к транспортировке по морским МГ, а также для подготовки газа перед его сжижением (СПГ-проекты). Полученные материалы обеспечивают удаление не только жидкости, но химических соединений, присутствие которых в подготовленном газе



отрицательно влияет на процесс его транспортировки к потребителю.

В результате успешного взаимодействия российских ученых и технических специалистов ПАО «Газпром» и ООО «СкатЗ» появилась уникальная отечественная технология производства системы адсорбентов для УПГТ ПАО «Газпром».

Полученный научно-технический результат, учитывая возможность использования микропористых силикагелевых адсорбентов в процессах осушки и отбензинивания природного газа, может быть применен как на установках подготовки газа к магистральному транспорту, так и на промысловых установках комплексной подготовки газа ПАО «Газпром», СПГ-проектах общества. ■

Салаватский
Катализаторный
Завод

ООО «Салаватский катализаторный завод»
453256, Россия, Республика Башкортостан, г. Салават-6
Тел.: +7 (3476) 39-20-30
E-mail: mail@skatz.ru
www.skatz.ru

на правах рекламы

ЛИТЕРАТУРА

1. Подготовка газов. Описание линейки продукции GP-Sorb производства ООО «СкатЗ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://skatz.ru/products/podgotovka-gazov/ (дата обращения: 12.03.2021).
2. Патент № 2635710 РФ. Способ получения силикагеля / Д.А. Медведев, А.Е. Рубанов, О.Л. Бирюков, В.С. Пашенков. Заявл. 13.09.2017, опубл. 15.11.2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://patenton.ru/patent/RU2635710C1 (дата обращения: 12.03.2021).
3. Патент № 2700999C1 РФ. Способ получения влагостойкого селикагеля / Д.А. Медведев, Р.А. Зотов, А.Е. Рубанов и др. Заявл. 18.03.2019, опубл. 24.09.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://patenton.ru/patent/RU2700999C1 (дата обращения: 12.03.2021).
4. Патент № 2019108319 РФ. Способ адсорбционной осушки и очистки природного газа / Д.А. Медведев, В.А. Середенок, М.М. Кручинин и др. Заявл. 22.03.2019, опубл. 01.11.2019 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://patenton.ru/patent/RU2705065C1 (дата обращения: 12.03.2021).

ПАО «ММК»: ПРОИЗВОДСТВО МЕТАЛЛОПРОДУКЦИИ ДЛЯ ТРУБНОЙ ОТРАСЛИ

Группа ПАО «ММК» входит в топ-30 крупнейших производителей стали в мире. На протяжении многих лет компания сохраняет свои позиции в тройке лидеров среди российских производителей металлопроката, удерживая на рынке РФ долю на уровне 17 %. Сбытовая политика ПАО «ММК» ориентирована на внутренний рынок – это стратегическая цель компании. С учетом текущих и перспективных потребностей клиентов предприятие разрабатывает новые виды продукции, внедряет новые технологии, максимально ориентированные на удовлетворение существующего спроса.

Активная разработка и внедрение научно-технических инноваций на Магнитогорском металлургическом комбинате (ММК) стали возможны после завершения длительного цикла модернизации и строительства новых металлургических комплексов. Масштабные инвестиции последних лет увеличили конкурентоспособность компании на мировом рынке.

Специалисты ММК ведут постоянную работу по освоению нового марочного сортамента в соответствии с требованиями рынка, что позволяет постоянно расширять линейку продукции магнитогорских металлургов.



Оператор поста управления стан 5000

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПРЕДПРИЯТИЯМИ ТРУБНОГО СЕКТОРА

Востребованность у потребителей специализированного проката для использования в проектах различного назначения обуславливает необходимость разработки и освоения технологии производства трубных сталей со специальными эксплуатационными свойствами (повышенные прочностные свойства, коррозионная стойкость, сейсмоустойчивость, хладостойкость, ультрахладостойкость и др.). В связи с этим ПАО «ММК» проводит разработку и освоение технологии выпуска трубных сталей в постоянном взаимодействии с предприятиями трубного сектора.

Компания активно внедряет новые технологии проката для обеспечения импортозамещения в производстве труб большого диаметра, в настоящее время подписаны программы научно-технического сотрудничества между ПАО «ММК» и ПАО «ТМК», а также между ПАО «ММК» и ПАО «ЧТПЗ».

ПАО «ММК» оперативно разрабатывает технологии производства проката для изготовления труб на ЧТПЗ и ТМК для проектов трубопроводов как в России, так и за рубежом.

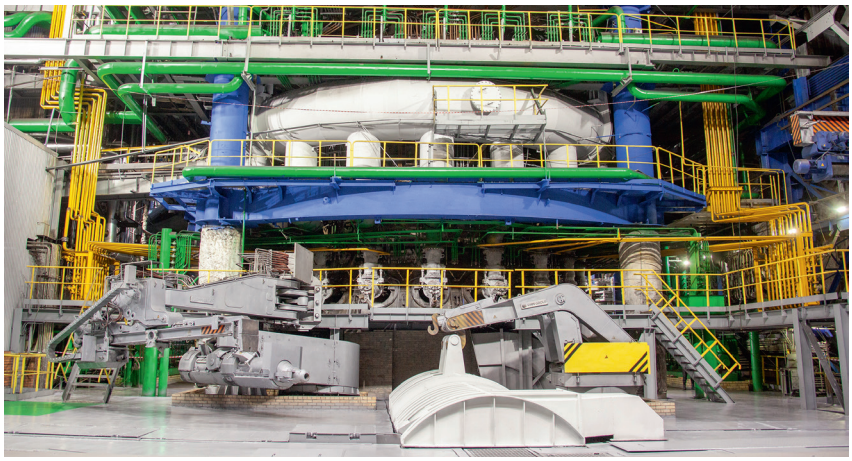
Предприятие сегодня занимает первое место среди российских производителей листового проката, что обусловлено наличием современных высокопродуктивных прокатных комплексов, построенных на комбинате в последнее десятилетие и ориентированных на выпуск высококачественного плоского проката в наиболее маржинальных сегментах.

В числе таких агрегатов – комплекс по производству толстолистового проката (стан 5000), предназначенный для выпуска металлопродукции для изготовителей труб большого диаметра, судо- и мостостроения. За свою историю агрегат произвел свыше 10 млн т горячего проката.

Благодаря успешному освоению производства сложных марок стали, а также разработанной технологии производства сейсмостойкого проката для трубной отрасли ММК принял участие в крупных нефтегазовых проектах.

ПАО «ММК» прочно удерживает позиции крупнейшего в России поставщика подката для производства сварных труб. Компания

КОМПАНИЯ АКТИВНО ВНЕДРЯЕТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКАТА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА, В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПОДПИСАНЫ ПРОГРАММЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА МЕЖДУ ПАО «ММК» И ПАО «ТМК», А ТАКЖЕ МЕЖДУ ПАО «ММК» И ПАО «ЧТПЗ».



Литейный двор доменной печи № 2

ПАО «ММК» ПРОЧНО УДЕРЖИВАЕТ ПОЗИЦИИ КРУПНЕЙШЕГО В РОССИИ ПОСТАВЩИКА ПОДКАТА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СВАРНЫХ ТРУБ.



Выпуск чугуна



Кислородно-конверторный цех

осуществляет работы по освоению технологии производства листового проката класса прочности К60 для изготовления электросварных прямошовных труб с повышенной стабильностью при пониженных температурах для использования в районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты (бренд «СЕВЕР») и для изготовления электросварных прямошовных труб с широким диапазоном температур эксплуатации для использования в том числе в дожимных компрессорных станциях (бренд «ТЕМПЕРАТУРА»).

СТАЛЬ МАРКИ 0Н9

Важным этапом в освоении новых видов продукции является опытная технология производства листового проката из криогенной стали марки 0Н9 для применения в проектах криогенной техники и при строительстве объектов транспортировки, использования и хранения компримированного и сжиженного природного газа. Сталь марки 0Н9 по уровню криогенных свойств соответствует сталям аустенитного класса (нержавеющим) и обладает улучшенными прочностными свойствами, сниженной стоимостью и другими преимуществами.

По опытной технологии была выплавлена сталь марки 0Н9, произведены опытные партии проката, осуществлена термическая обработка листов. Результаты механических испытаний опытных партий листов подтвердили соответствие предъявляемым требованиям. ПАО «ММК» также является производителем трубной продукции, выпуская круглые, оцинкованные и профильные трубы. ■

МАГНИТОГОРСКИЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ

ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»
455000, Россия, Челябинская обл.,
г. Магнитогорск, ул. Кирова, д. 93
Тел./факс: +7 (3519) 24-40-09
E-mail: infommk@mmk.ru
www.mmk.ru

на правах рекламы

ОАО «ММК-МЕТИЗ» ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В настоящее время ОАО «ММК-МЕТИЗ» – стабильно работающее современное предприятие, входящее по уровню производства в тройку ведущих российских производителей метизной продукции. Завод производит широкую номенклатуру продукции: низко- и высокоуглеродистую проволоку, крепежные изделия железнодорожного и строительного применения, калиброванную сталь, сетки металлические тканые, плетеные, рифленые, канаты, порошковую проволоку.



А.А. Мухин, директор ОАО «Магнитогорский метизно-калибровочный завод «ММК-МЕТИЗ»

Один из важных сегментов производимой предприятием металлопродукции – производство сварочной проволоки, используемой для нужд различных отраслей промышленности, в том числе для производства труб большого диаметра (ТБД). Для серийного изготовления сварочной проволоки низкоуглеродистой и легированной, без покрытия и омедненной, поставляемой в диапазоне диаметров 0,8–6,0 мм, используются различные марки стали: Св-08, Св-08А, Св-08АА, Св-08ГА, Св-08Г2С, Св-08ГНМ, Св-10ГАА и др. В качестве нормативных документов, регламентирующих сортамент, технические требования, методы испытаний, правила приемки и условия отгрузки, транспортировки и хранения, применяются действующие ГОСТы, а также технические условия, разрабатываемые техническими службами завода и согласованные с заинтересованными организациями. Выпускаемая проволока аттестована в Национальном агентстве контроля сварки (НАКС) и включена в Реестр аттестованных сварочных материалов НАКС. На проволоку стальную сварочную с омедненной поверхностью марок Св-08ГНМ, Св-10ГАА, производимую по техническим условиям предприятия, АО «Русский научно-исследовательский институт трубной промышленности» (АО «РусНИТИ») выдал свидетельство о квалификации в качестве поставщика продукции для предприятий Группы «ТМК».

В настоящий момент и на ближайший обозримый период существует устойчивая тенденция к увеличению производства ТБД. Основное место их применения – строительство магистральных нефтегазопроводов. Освоение новых месторождений и изменение

В НАСТОЯЩИЙ МОМЕНТ И НА БЛИЖАЙШИЙ ОБОЗРИМЫЙ ПЕРИОД СУЩЕСТВУЕТ УСТОЙЧИВАЯ ТЕНДЕНЦИЯ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА. ОСНОВНОЕ МЕСТО ИХ ПРИМЕНЕНИЯ – СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ.



условий эксплуатации нефтегазопроводов обуславливает развитие трубной промышленности, нацеленное на повышение надежности как основного металла, так и сварного соединения труб. Создаются новые хладостойкие и коррозионностойкие стали в целях обеспечения эксплуатационной надежности электросварных труб. В связи с этим обеспечение качественной сварочной проволокой, отвечающей растущим требованиям к свойствам ТБД, является одной из крайне актуальных задач, стоящих перед производителями. Понимая ответственность такой задачи, ОАО «ММК-МЕТИЗ» в последние годы целенаправленно занимается разработкой, освоением и дальнейшим усовершенствованием производства сварочной проволоки, используемой для изготовления ТБД.

В результате проведенной работы в рамках процесса импортозамещения было освоено отечественное производство стали и сварочной проволоки из требуемых марок, используемых при изготовлении ТБД: Св-08Г2С, S2Mo, S3MoTiB. Сертификационный орган TÜV NORD Systems GmbH & Co. KG подтвердил качество проволоки производства ОАО «ММК-МЕТИЗ» с выдачей сертификатов соответствия: на сварочную проволоку марки Св-08Г2С (тип проволоки G4Si1) для сварки в среде защитных газов на соответствие требованиям DIN EN ISO 14341; сварочной проволоки марки S2Mo и S3MoTiB для сварки под флюсом на соответствие требованиям DIN EN ISO 14171.

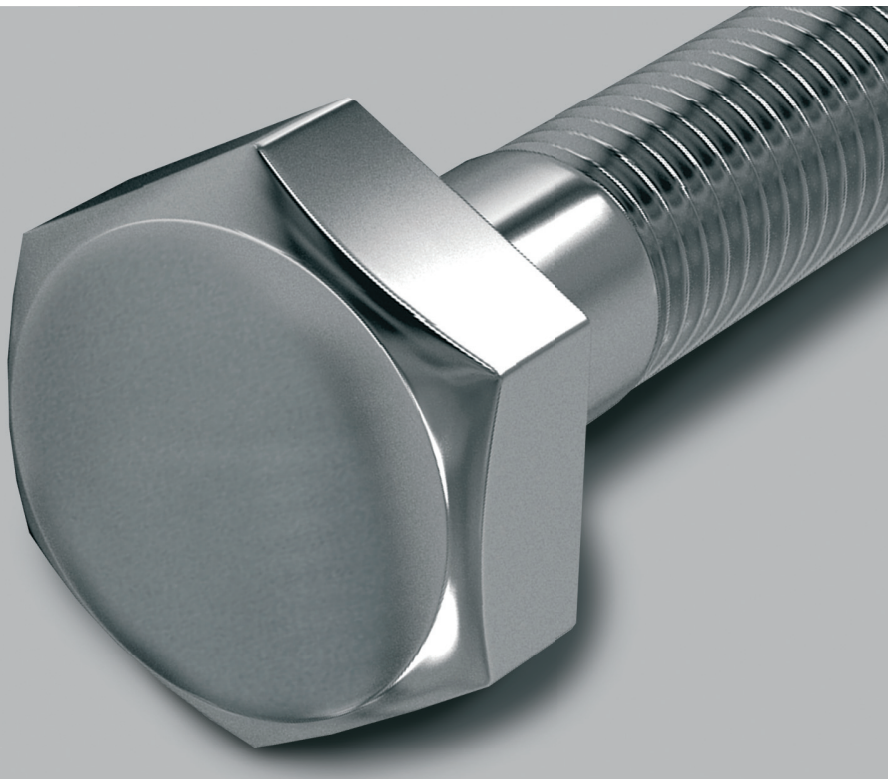
В этом году будут продолжены дальнейшие совместные изыскания с производителями ТБД по разработке и опробованию новых видов сварочной проволоки, используемой при изготовлении труб, в целях улучшения качества сварных соединений. Разработана нормативная документация на сварочную проволоку марок S2Ni[2], S3TiB диаметром 3,0–5,0 мм для последующего изготовления и промышленного опробования на предприятиях Группы «ТМК».

Достигнутые положительные результаты проводимой работы позволяют с уверенностью смотреть в будущее, обеспечить растущие потребности при изготовлении ТБД качественной сварочной проволокой, что немаловажно, отечественного производства. ■

ПРИГЛАШАЕМ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫЕ КОМПАНИИ К ПРОВЕДЕНИЮ СОВМЕСТНЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНОВ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ, СОЗДАНИЮ НОВЫХ ВИДОВ ПРОДУКЦИИ, ДАЛЬНЕЙШЕМУ УВЕЛИЧЕНИЮ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДИМЫХ ТБД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КАЧЕСТВЕННОЙ СВАРОЧНОЙ ПРОВОЛОКИ.

СТАЛЬ ММК-МЕТИЗ

крепеж
канаты
сетки
прокат
калиброванный
проволока



г. Магнитогорск
Тел.: +7 (800) 350-28-89
(звонок по России бесплатный)
Тел.: +7 (3519) 25-81-69
www.mmk-metiz.ru
E-mail: info.mmk-metiz.ru
ОАО «Магнитогорский Метизно-калибровочный завод «ММК-МЕТИЗ»

на правах рекламы

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНИЦ ДИАПАЗОНА УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ ГАЗОВОГО ПОТОКА

УДК 621.646.4

А.С. Мясников, ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград» (Волгоград, Россия), Alexey1987M@yandex.ru

Т.В. Ефремова, к.т.н., Институт архитектуры и строительства ВолГТУ (Волгоград, Россия), volggasu_tgv@mail.ru

Регулятор давления представляет собой центральное сборочное звено пункта редуцирования газа. В процессе эксплуатации системы возможны случаи его неустойчивой работы.
К одному из основных критериев устойчивой работы относится выполнение условия, при котором расход газа сетью газопотребления должен находиться в определенном интервале загрузки регулятора при заданных параметрах газового потока.
Анализ технической и нормативной документации показывает, что границы допустимого интервала устойчивой работы регуляторов имеют различное числовое выражение. Очевидна недостаточная изученность вопросов влияния параметров системы на величину интервала и протекания переходных процессов при редуцировании.
Актуальность настоящей статьи обусловлена необходимостью исследования и уточнения границ диапазона устойчивой работы различных регуляторов при отличных параметрах газового потока.
На этапе теоретических исследований рассмотрены методики определения пропускной способности регуляторов давления, определены математические зависимости, позволяющие получить результат с допустимой величиной относительной погрешности вычисления по сравнению с характеристиками технического паспорта. Исследовано влияние температуры, плотности газа, величины входного давления на пропускную способность регуляторов и изменение границ диапазона устойчивой работы.
Для проведения экспериментальных исследований разработана действующая газорегуляторная установка. По полученным данным выведены зависимости, построены графики.
Сравнительный анализ результатов теоретического и экспериментального исследований имеет относительную погрешность не более 10 %, что подтверждает правильность полученных данных.
Таким образом, результаты исследований уточняют границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления, рекомендуемые в нормативно-технической документации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РЕГУЛЯТОР ДАВЛЕНИЯ, ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ, ПАРАМЕТРЫ ГАЗОВОГО ПОТОКА, ГРАНИЦЫ ДИАПАЗОНА УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ.

ВВЕДЕНИЕ

В генеральной схеме развития газовой отрасли России до 2030 г. одним из основных направлений названо совершенствование процесса газификации регионов РФ [1]. На сегодняшний день ведется строительство новых и реконструкция старых сетей газоснабжения. С учетом этого процесса происходит перераспределение газовых потоков, влияющих на гидравлический режим функционирования сетей, что может сказаться на надежности и бесперебойности работы оборудования пунктов редуцирования газа (ПРГ), обеспечивающих природным газом промышленные предприятия, объекты социального и жилого фонда, коммунальные объекты.

В состав ПРГ входит ряд сборочных узлов, центральным звеном среди которых служит регулятор давления газа. В процессе эксплуатации возможны ситуации с его неустойчивой работой, такие как повышение давления на выходе из регулятора за пределы допустимого, повышенная вибрация, шум, пульсация давления на выходе из регулятора (автоколебания) и пр. Их развитие может привести к различным последствиям, включая возникновение гидравлического удара, нарушение герметичности фланцевых и резьбовых соединений в ПРГ, нарушение работы газоиспользующего оборудования потребителей и пр. [3–5].

Согласно исследованиям ученых [3–5], а также анализу аварийности на объектах газораспределения [6, 7] среди основных причин, вызывающих неустойчивую работу

A.S. Myasnikov, Private professional educational institution Gazprom College Volgograd (Volgograd, Russia), Alexey1987M@yandex.ru

T.V. Efremova, PhD in Engineering, Associate Professor, Institute of Architecture and Construction, Volgograd State Technical University (Volgograd, Russia), volggasu_tgv@mail.ru

Study of range boundaries of pressure regulators stable operation at various gas flow parameters

The pressure regulator is a central assembly element of gas reduction station. During the system operation the cases of pressure regulator unstable work can happens. One of their main reasons is the failure to fulfill a condition under which the gas-network gas consumption should fit in a specific range of its throughput with given gas flow parameters. According to technical and regulatory documentation analysis the acceptable range boundaries of stable regulators operation have different numerical values. Obviously, insufficient study of the system parameters influence on the transient processes range and course during the reduction has occured. Relevance of the present article is due to the necessity of studying and clarifying the stable operation range boundaries for different regulators at diverse gas flow parameters. At the stage of theoretical studies, the techniques for pressure regulators throughput determination were considered, mathematical relationships alowing to obtain the result with an acceptable value of relative calculation error in comparison with the technical passport characteristics were determined. The effect of temperature, gas density, input pressure magnitude on regulators throughput and range boundaries variation of stable operation was investigated. For carrying out experimental studies an operating gas control equipment was developed. According to obtained data the relations were derived and graphs were plotted. Comparative analysis of the results of theoretical and experimental studies has a relative error less than 10 %, that approves the correctness of obtained data. Thus, the research results clarify the range boundaries of pressure regulator stable operation recommended in the regulatory and technical documentation.

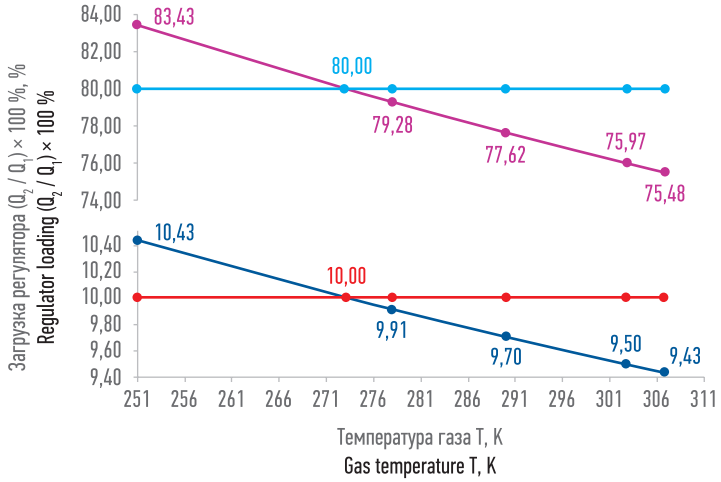
KEYWORDS: PRESSURE REGULATOR, THROUGHPUT, GAS FLOW PARAMETERS, RANGE BOUNDARIES OF STABLE OPERATION.

регуляторов, можно назвать невыполнение условия, при котором расход газа сетью газопотребления при заданных параметрах входного и выходного давлений должен находиться в определенном интервале от пропускной способности регулятора.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Анализ различных источников технической литературы [3–5, 8], нормативно-технической документации [9], руководств по эксплуатации оборудования указал на отсутствие единых четких границ допустимого интервала устойчивой работы регуляторов давления, а также на недостаточную изученность вопросов влияния параметров газового потока на величину интервала и протекания переходных процессов при редуцировании.

Актуальность настоящей работы обусловлена необходимостью исследования на примере регуляторов давления различных марок границ диапазона устойчивой работы при различных параметрах газового потока с целью уменьшения количества аварий и снижения сопутствующих материальных и социальных последствий.



– изменение нижней границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления при изменении температуры газа T, плотности ρ = 0,73 кг/м³ и входном абсолютном давлении P_1 = 0,701 МПа
lower range boundary change of pressure regulators stable operation under gas temperature variation T, density ρ = 0,73 kg/m³ and input absolute pressure P_1 = 0,701 MPa

– нижняя граница диапазона устойчивой работы регуляторов давления при температуре газа T = 273 K, плотности ρ = 0,73 кг/м³ и входном абсолютном давлении P_1 = 0,701 МПа
lower range boundary of pressure regulator stable operation at gas temperature T = 273 K, density ρ = 0,73 kg/m³ and input absolute pressure P_1 = 0,701 MPa

– изменение верхней границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления при изменении температуры газа T, плотности ρ = 0,73 кг/м³ и входном абсолютном давлении P_1 = 0,701 МПа
upper range boundary change of pressure regulators stable operation under gas temperature variation T, density ρ = 0,73 kg/m³ and input absolute pressure P_1 = 0,701 MPa

– верхняя граница диапазона устойчивой работы регуляторов давления при температуре газа T = 273 K, плотности ρ = 0,73 кг/м³ и входном абсолютном давлении P_1 = 0,701 МПа
upper range boundary of pressure regulator stable operation at gas temperature T = 273 K, density ρ = 0,73 kg/m³ and input absolute pressure P_1 = 0,701 MPa

Рис. 1. Изменения первоначальных границ диапазона устойчивой работы регуляторов давления при изменении температуры газа
Fig. 1. Initial range boundaries changes of pressure regulators stable operation under gas temperature variation

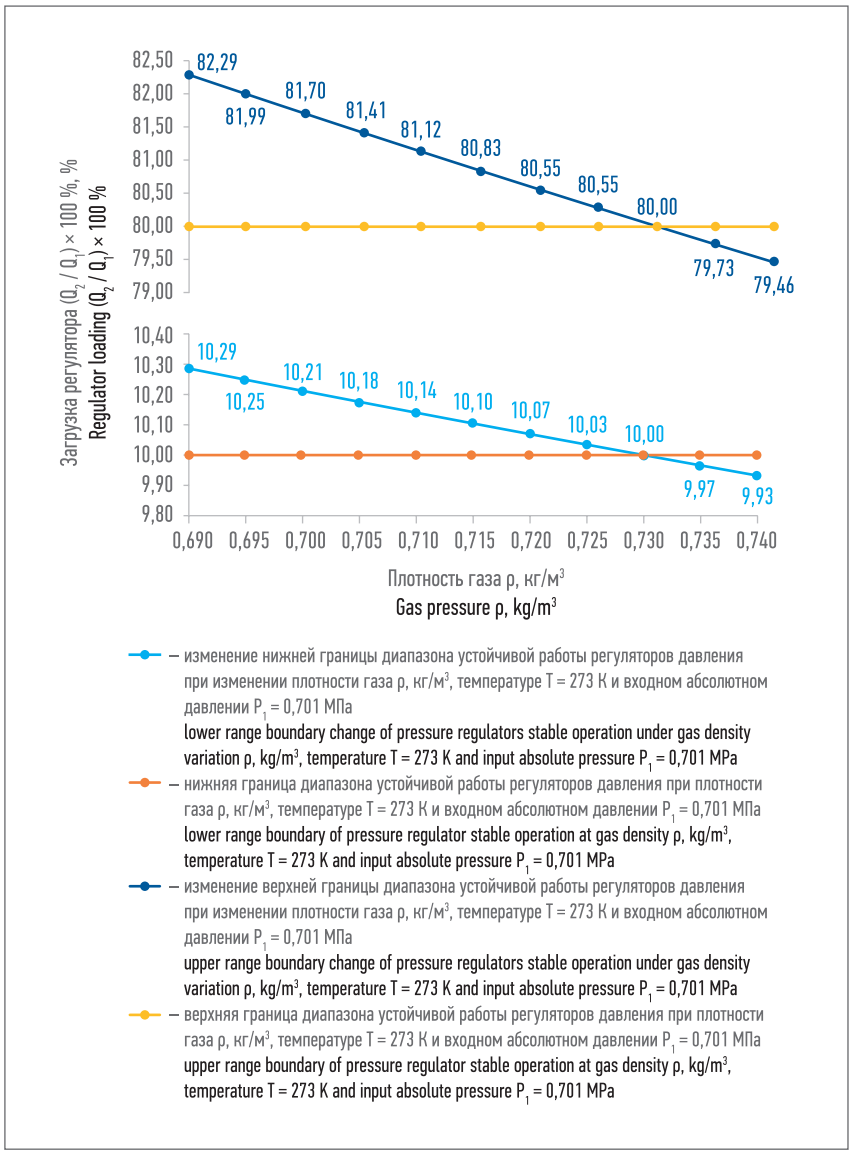


Рис. 2. Изменения границ диапазона устойчивой работы регуляторов давления при изменении плотности газа
Fig. 2. Initial range boundaries changes of pressure regulators stable operation under gas density variation

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для определения диапазона устойчивой работы регуляторов давления на этапе теоретических исследований важно определить необходимые методики вычислений режимов работы. Из нормативно-технических источников [10] и технической литературы [3–5, 8] необходимо выбрать математические зависимости, наиболее точно отражающие реальный режим работы регуляторов. Исследование математических моделей проведено на шести марках регуляторов отечественного и импортного производства РДНК-400, FE-25L (Италия), РДГК-10, РДГД-20, Venio B – H – 3, А/149 (Италия). Результаты изыскания показали, что вычисления по имеющимся методикам и данным заводов-изготовителей пропускной способности при различных параметрах газового потока имеют среднюю относительную погрешность в интервале 6–72,6 % при допустимой величине 10 % [11].

Для регуляторов, имеющих среднюю относительную погрешность вычислений пропускной способности в пределах допустимой величины (РДНК-400, РДГК-10, А/149), исследовалось влияние на устойчивость работы изменения границ диапазона таких параметров газового потока, как температура газа, его плотность и величина входного давления в регуляторе. За первоначальные границы диапазона были приняты рекомендуемые показатели 10–80 % [3].

По результатам теоретических исследований определено, что при изменении температуры газа, характерной для климатических условий Волгоградской обл., диапазон устойчивой работы находится в интервале 10,43–75,48 % (рис. 1) [12]. При изменении плотности в пределах 0,69–0,74 кг/м^3 [13, 14] – в интервале 10,29–79,46 % (рис. 2) [15]. При изменении величины входного абсолютного давления в пределах 0,151–0,701 МПа диапазон устойчивой работы находится в интервале 14,81–58,8 % [12, 15]. Вычисления проводились по методикам, изложенным в источниках [3, 8, 10].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Для проведения экспериментальных исследований в целях определения влияния параметров газового потока на границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления разработана экспериментальная установка (рис. 3), состоящая из трех линий с установленным редуцирующим оборудованием импортного и отечественного производства [16].

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В ходе проведения исследований определяющими факторами выступают температура газа, входное давление, тип регулятора давления, расход газа, коэффициент относительной площади проходного сечения в выходном коллекторе. На основании полученных экспериментальных данных проведены двухфакторные эксперименты,



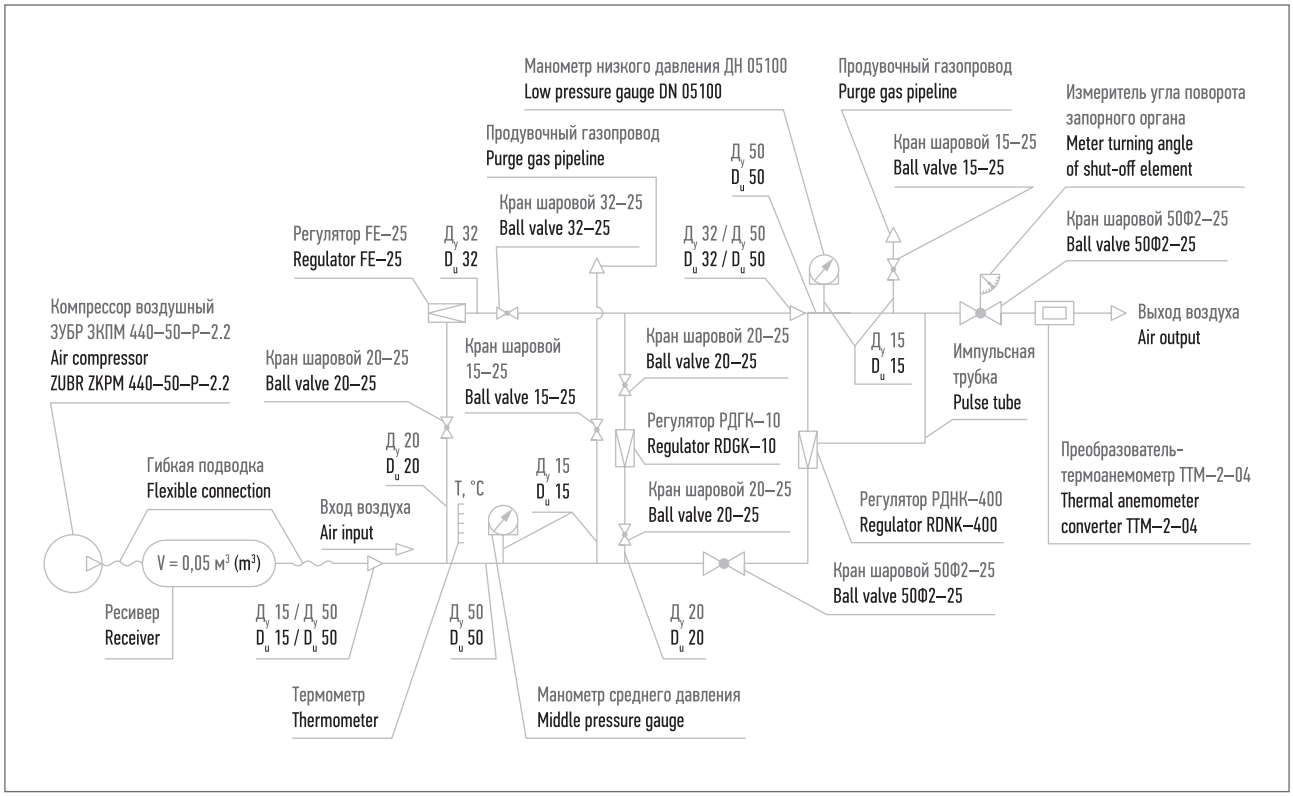


Рис. 3. Функциональная схема экспериментальной установки [16]
Fig. 3. Functional scheme of experimental setup [16]

эксперимент $2^к$ и композиционный план Бокса – Уилсона [17], результатом которых явилось построение графиков.

Большая часть исследований проводилась на регуляторе марки РДГК-10 [18] с небольшой пропускной способностью, позволяющей использовать возможности компрессора экспериментальной установки (рис. 3).

Результаты двухфакторных экспериментов показали, что температура газа (рис. 4), тип регулятора и входное давление (рис. 5) значимо влияют на его пропускную способность, что подтверждается сравнением с ранговым критерием Дункана [17].

Эмпирические исследования с применением композиционного плана Бокса – Уилсона [17] подтверждают, что значения входного давления перед регулятором и коэффициента относительной площади проходного сечения в выходном коллекторе также влияют на пропускную способность регулятора (рис. 6). Уравнение регрессии имеет вид:

$$Q_2 = -21{,}86 \cdot P_1^2 + 39{,}63 \cdot P_1 + 9{,}9 \cdot k - 3{,}95, \quad (1)$$

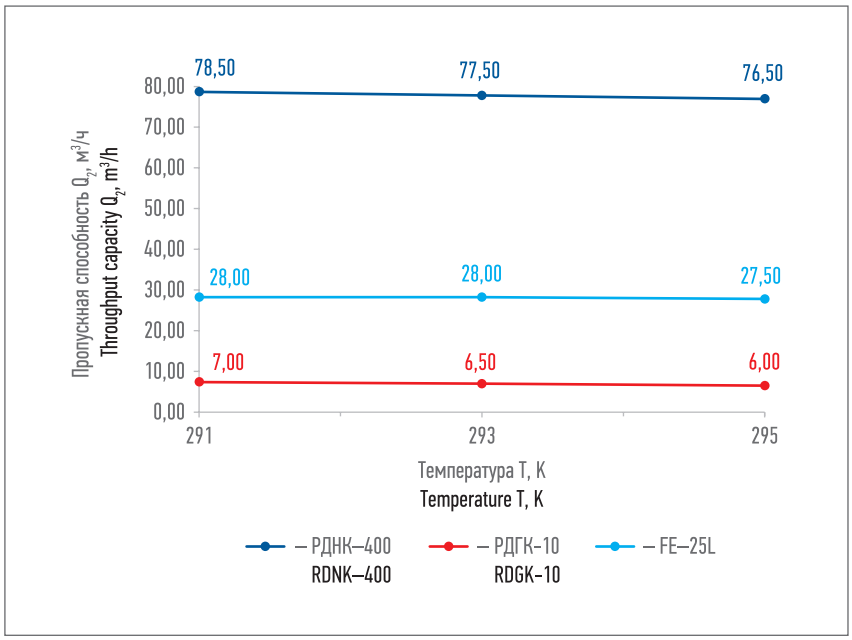


Рис. 4. Результаты экспериментального исследования зависимости пропускной способности регуляторов давления от температуры газа
Fig. 4. Experimental study results of the relation between pressure regulators throughput and gas temperature

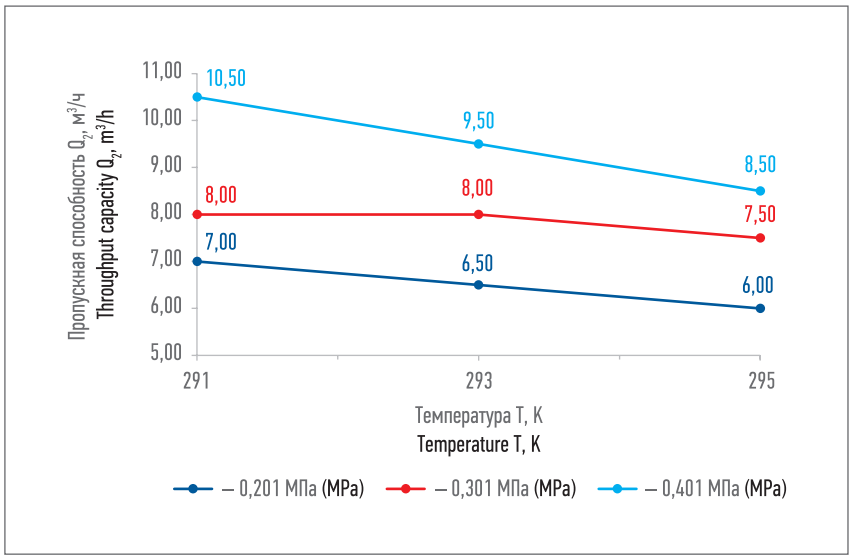


Рис. 5. Результаты экспериментального исследования зависимости пропускной способности регулятора давления РДГК–10 от температуры газа и входного давления
Fig. 5. Experimental study results of the relation between throughput capacity of RDGK–10 pressure regulator and gas temperature and input pressure

где Q_2 – пропускная способность регулятора давления, м³/ч; P_1 – входное абсолютное давление в регулятор, Па; k – коэффициент относительной площади проходного сечения в выходном коллекторе ПРГ.

Анализ зависимостей показывает, что при увеличении величины входного давления P_1 пропускная способность Q_2 регулятора увеличивается по параболической зависимости, а экстремум кривых находится в точках с величиной входного абсолютного давления P_1 = 0,701 МПа. При увеличении коэффициента относительной площади проходного сечения в выходном коллекторе k (рис. 6) пропускная способность регулятора давления возрастает.

По результатам эксперимента $2^к$ было установлено, что расход газа сетью газопотребления влияет на выходное избыточное давление из регулятора P_2, Па (рис. 7). Уравнение регрессии имеет вид:

$$P_2 = 1625{,}2 + 1364{,}6 \cdot P_1 - \\ - 119{,}72 \cdot Q_з + 131 \cdot P_1 \cdot Q_з, \qquad (2)$$

где $Q_з$ – расход газа сетью газопотребления, м³/ч.

Для анализа полученного уравнения регрессии (1) и результатов исследования (рис. 7) выполнены необходимые преобразования и дополнительные вычисления, результаты которых представлены в табл. По найденным границам допустимого изменения выходного настроечного давления регулятора (±10 % $P_{2н}$), при котором его работа считается устойчивой [3, 9], определены минимальный и максимальный допустимые расходы газа (табл.). Полученные результаты допустимых расходов относительно пропускной способности, указанной в паспорте оборудования, позволили установить нижнюю и верхнюю границы диапазона устойчивой работы регулятора РДГК–10, равные соответственно 20,77 % и 57,32 %.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Сравнительный анализ результатов теоретического и экспериментального исследований границ диапазона устойчивой работы регулятора при изменении параметров газового потока показал, что для РДГК–10 относительная погрешность нижних границ диапазона составляет 9,5 %, а верхних 2,5 %, что допустимо и подтверждает правильность полученных результатов исследований.

При совместном наложении на одну систему координат экспериментально и теоретически установленных границ диапазонов устойчивой работы регулятора РДГК–10 определяется область его

стабильной работы 16,2–57,32 %, что, в свою очередь, уточняет рекомендуемые в нормативно-технической документации параметры 10–80 %. Среди основных причин расхождения – применение отличных от выбранных в данной работе математических зависимостей при определении указываемой в паспорте пропускной способности, игнорирование изменений параметров газового потока, округление значений указываемой в паспорте оборудования пропускной способности. Необходимо также отметить, что для различных марок регуляторов допустимый диапазон устойчивой работы может различаться, а следовательно, применение единых границ для всех марок редуцирующего оборудования может привести к получению результатов, не соответствующих действительности.

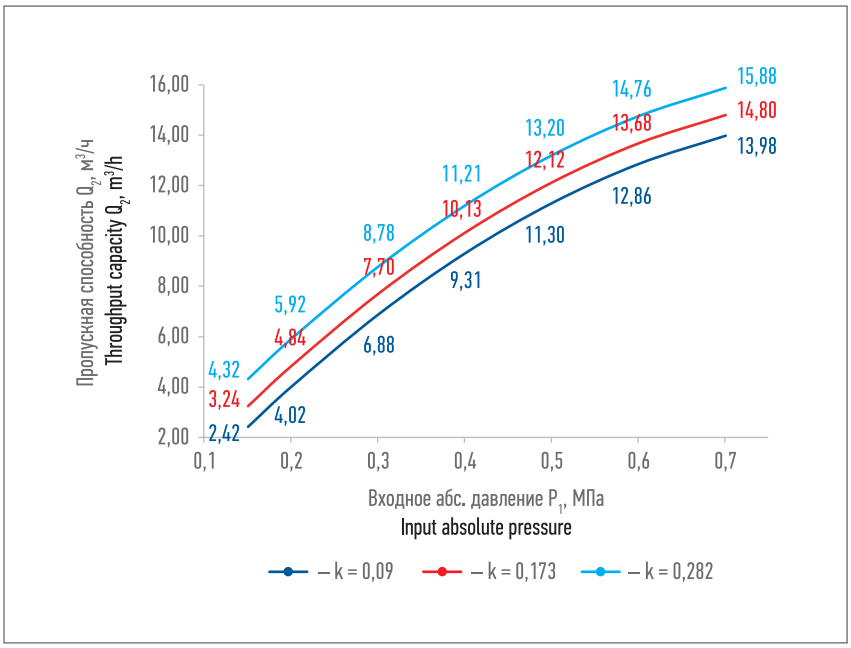


Рис. 6. Изменение пропускной способности регулятора давления РДГК-10 при изменении входного абсолютного давления и коэффициента относительной площади проходного сечения в выходном коллекторе
Fig. 6. Change of RDGK-10 pressure regulator throughput under variation of input absolute pressure and factor of flow area relative square in the output manifold

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования и полученные результаты свидетельствуют о том, что границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления могут изменяться и зависят от параметров газового потока.

На стадии разработки проектной документации для газоснабжения объектов различного назначения при подборе редуцирующего оборудования ПРГ необходимо использовать не конкретные значения параметров газового потока, а возможные интервалы их изменения. Это приведет к уменьшению количества применяемого для существующих условий эксплуатации редуцирующего оборудования ПРГ и снизит вероятность перехода устойчивого режима работы регулятора в неустойчивый в случае изменения температуры окружающей среды и переключения потоков газа в узловых точках единой системы газоснабжения страны.

В паспорта редуцирующего оборудования необходимо в обязательном порядке включать методики определения их пропускной способности в целях снижения ошибок подбора оборудования на стадии проектирования и определения допустимой загрузки в процессе эксплуатации.

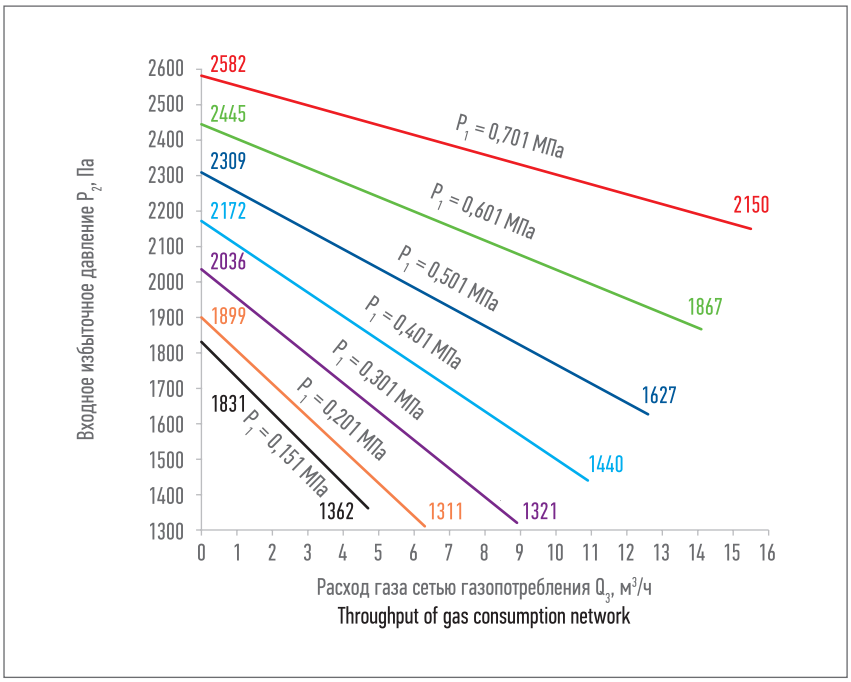


Рис. 7. Результаты экспериментального исследования зависимости выходного давления из регулятора РДГК-10 от расхода газа и входного давления
Fig. 7. Results of experimental study of the relation between RDGK-10 regulator output pressure and gas consumption and input pressure

Опубликованные в работе результаты исследования могут представлять интерес для работников газораспределительных организаций как на стадии проектирования

Исследование изменения выходного избыточного давления P_2 из регулятора РДГК–10 в зависимости от изменения расхода газа сетью газопотребления $Q_з$
Changes study for the dependence of RDGK–10 regulator output excess pressure P_2 from gas flow variations of gas consumption network $Q_з$

Наименование исследуемых показателей Studied parameters	Входное абсолютное давление в регуляторе P_1, МПа Input absolute pressure of P_1 regulator, MPa						
	0,151	0,201	0,301	0,401	0,501	0,601	0,701
Выходное избыточное давление P_2 при расходе газа $Q_з$, м³/ч, равное 10 % от теоретически определенной максимальной пропускной способности регулятора Q_2, Па Output excess pressure P_2 at gas consumption $Q_з$, m³/h, equal to 10 % from theoretically determined regulator maximal throughput Q_2, Pa	1784	1841	1964	2100	2241	2388	2539
Выходное избыточное давление P_2 при расходе газа $Q_з$, м³/ч, равное 80 % от теоретически определенной максимальной пропускной способности регулятора Q_2, Па Output excess pressure P_2 at gas consumption $Q_з$, m³/h, equal to 80 % from theoretically determined regulator maximal throughput Q_2, Pa	1455	1429	1464	1591	1764	1983	2236
Настроечное давление на регуляторе $P_{2н}$, равное среднему арифметическому 10 % × Q_2 и 80 % × Q_2 при расходе газа $Q_з$, Па $P_{2н}$ regulator tuning pressure, equal to arithmetic mean of 10 % × Q2 and 80 % × Q_2 at throughput $Q_з$, Pa	1620	1635	1714	1845	2002	2185	2387
Верхняя допустимая граница изменения выходного избыточного давления P_2 × 1,1 от настроечного $P_{2н}$, Па Upper allowable deviation limit of output excess pressure P_2 × 1,1 from tuning $P_{2н}$, Pa	1782	1798	1886	2030	2202	2404	2626
Нижняя допустимая граница изменения выходного избыточного давления P_2 × 0,9 от настроечного $P_{2н}$, Па Upper allowable deviation limit of output excess pressure P_2 × 0,9 from tuning $P_{2н}$, Pa	1458	1471	1543	1661	1802	1967	2149
Минимальный допустимый расход газа $Q_з$ при верхней допустимой границе изменения выходного избыточного давления P_2 × 1,1, м³/ч Minimal allowable gas consumption $Q_з$ at upper allowable limit of output excess pressure deviation P_2 × 1,1, m³/h	0,49	1,08	1,87	2,12	1,97	1,01	0,01
Максимальный допустимый расход газа $Q_з$ при нижней допустимой границе изменения выходного избыточного давления P_2 × 0,9, м³/ч Maximal allowable gas consumption $Q_з$ at lower allowable limit of output excess pressure deviation P_2 × 0,9, m³/h	3,74	4,59	6,14	7,62	9,37	11,68	15,53
Пропускная способность регулятора по паспорту Q_1, м³/ч Passport throughput of regulator Q_1, m³/h	4,00	8,00	9,00	11,00	13,00	14,00	15,50
Нижняя граница диапазона устойчивой работы регулятора (($Q_з$ × 0,1) / Q_1) × 100 %, % Range lower limit of pressure regulator stable operation (($Q_з$ × 0,1) / Q_1) × 100 %, %	12,35	13,56	20,77	19,30	15,14	7,24	0,01
Верхняя граница диапазона устойчивой работы регулятора, (($Q_з$ × 0,8) / Q_1) × 100 %, % Range uppeer limit of pressure regulator stable operation (($Q_з$ × 0,8) / Q_1) × 100 %, %	93,40	57,32	68,23	69,24	72,09	83,40	100,22

при подборе оборудования ПРГ, так и при эксплуатации – в ходе определения допустимой величины загрузки регуляторов при рабочих параметрах газового потока.

Уточненные границы диапазона устойчивой работы регуляторов давления являются одним из ключевых направлений повышения эффективности и безопасности транспортировки газа за счет снижения количества инцидентов и аварий в производственном процессе. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года (утв. Приказом Минэнерго России от 6 июня 2011 г. № 213) [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf (дата обращения 06.03.2021).
2. Неисправности оборудования ГРП и способы их обнаружения и устранения [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gazovik-gas.ru/katalog/articles/neispravnosti (дата обращения 06.03.2021).
3. Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. Л.: Недра, 1985.
4. Ионин А.А. Газоснабжение: учеб. для вузов. М.: Стройиздат, 1989.
5. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990.
6. Волохина А.Т., Карпова В.В., Мартынюк В.Ф. и др. Анализ аварийности и травматизма на объектах систем газораспределения// Безопасность труда в промышленности. 2006. № 6. С. 18–23.
7. Ямаева Э.Г., Фомина Е.Е. Анализ аварийности на объектах газораспределения // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2014. № 2. С. 52–57.
8. Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища: учеб. для вузов. Уфа: «Монография», 2004.
9. Росстандарт. ГОСТ Р 56019-2014. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200110448 (дата обращения 06.03.2021).
10. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. СПб.: DEAN, 2006.
11. Мясников А.С., Ефремова Т.В. Исследование математической модели определения пропускной способности регуляторов давления газа // Инженерно-строительный вестник Прикаспия. 2020. № 1 (31). С. 11–16.
12. Мясников А.С., Ефремова Т.В. Влияние температуры газа и величины входного давления на пропускную способность регулятора и границы диапазона его устойчивой работы // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6 (64). С. 12–16.
13. Паспорт качества газа за 2017 г., распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу «Петровск – Новопсков». ПАО «Газпром», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», Бубновское ЛПУМГ [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
14. Паспорт качества газа за 2017 г., распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу «Лог – Конный». ПАО «Газпром», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», Городищенское ЛПУМГ [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
15. Мясников А.С., Ефремова Т.В. Влияние плотности газа и величины входного давления на пропускную способность регулятора и границы диапазона его устойчивой работы// Газовая промышленность. S2 (770). 2018. С. 24–29.
16. Мясников А.С., Ефремова Т.В. Экспериментальная установка для исследования границ диапазона устойчивой работы регуляторов давления при различных параметрах газа и гидравлических режимах работы сетей газораспределения и газопотребления // Материалы II национальной научно-практической конференции. Астрахань: Астраханский государственный архитектурно-строительный университет, 2019. С. 251–255.
17. Эстеркин Р.И., Иссерлин Р.И., Певзнер М.И. Методы теплотехнических измерений и испытаний при сжигании газа. Л.: Недра, 1972.
18. Газовое оборудование. Регуляторы давления газа производства ООО ЭПО «Сигнал» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.eposignal.ru/catalog/50 (дата обращения 06.03.2021).

REFERENCES

(1) Ministry of Energy of the Russian Federation. *General scheme for the development of the gas industry for the period up to 2030 (appr. by the order of June 06, 2011 No 213)*. Available from: https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/2016-07-05_Korrektirovka_generalnyh_shem_razvitiya_neftyanoy_i_gazovoy_otrasley_na_period_do_2035_goda.pdf [Accessed: 6 March 2021]. (In Russian)
(2) Gazovik Group of Companies. *Malfunctions of hydraulic fracturing equipment and methods for their detection and elimination*. Available from: https://gazovik-gas.ru/katalog/articles/neispravnosti/ [Accessed: 1 March 2021]. (In Russian)
(3) Shur IA. *Gas control points and installations*. Leningrad: Subsoil [Nedra]; 1985. (In Russian)
(4) Ionin AA. *Gas supply*. Moscow: Stroyizdat, 1989. (In Russian)
(5) Staskevich NL, Sevyarynets GN, Vigdorchik DYa. *Handbook on gas supply and gas use*. Leningrad: Subsoil; 1990. (In Russian)
(6) Volokhina AT, Karpova VV, Martynyuk VF, et al. Analysis of accidents and injuries at the facilities of gas distribution systems. *Bezopasnost' Truda v Promyshlennosti*. 2006; (6): 18–23. (In Russian)
(7) Yamaeva EG, Fomina EE. Analysis of Accidents at Gas Distribution Facilities. *Pipeline Transportation: Theory and Practice* [Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika]. 2014; 42(2): 52–57. (In Russian)
(8) Golyanov AI. *Gas networks and gas storage facilities*. Ufa: Monograph, 2004. (In Russian)
(9) State Standard. GOST R 56019-2014. *Gas Distribution Systems. Gas Pressure Regulating Stations. Functional Requirements*. Moscow: Standartinform, 2014. (In Russian)
(10) Code Specification SP 42-101-2003. *General Provisions for the Design and Construction of Gas Distribution Systems of Metal and Polyethylene Pipes*. Saint Petersburg: DEAN, 2006. (In Russian)
(11) Myasnikov AS, Efremova TV. Study of the mathematical model of definition gas capacity of gas pressure regulators. *Engineering and Construction Bulletin of the Caspian Region*. 2020; 1(31): 11–16. (In Russian)
(12) Myasnikov AS, Efremova TV. Influence of gas temperature and input pressure size on the control performance of the regulator and the border of the range of its sustainable work. *Pipeline Transportation: Theory and Practice*. 2017; 64(6): 12–16.
(13) Gas Quality Certificate for 2017. *Applies to the Volumes of Gas Supplied in the General Flow through the Petrovsk – Novopskov Gas Pipeline*. Gazprom PJSC, Gazprom transgaz Volgograd LLC, Bubnovskoe Gas Pipeline Management Directorate [Access restricted]. (In Russian)
(14) Gas Quality Certificate for 2017. *Applies to the Volumes of Gas Supplied in the General Flow through the Log – Konny Gas Pipeline*. Gazprom PJSC, Gazprom transgaz Volgograd LLC, Gorodishchenskoe Gas Pipeline Management Directorate [Access restricted]. (In Russian)
(15) Myasnikov AS, Efremova TV. Influence of gas density and value of input pressure on the flow capacity of regulator and the limits of its stable operation range. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2018; special issue 2 (770): 24–29. (In Russian)
(16) Myasnikov AS, Efremova TV. Experimental setup for studying the boundaries of the stable operation range of pressure regulators at various gas parameters and hydraulic operating modes of gas distribution and gas consumption networks. In: Zobnina TV *Materials of the II National Scientific and Practical Conference: electronic edition*. Astrakhan: Electron. Text data. Astrakhan State University of Architecture and Civil Engineering; 2019. p. 251–255. (In Russian)
(17) Esterkin RI, Isserlin AS, Pevzner MI. *Methods of heat engineering measurements and tests during gas combustion*. Leningrad: Subsoil, 1972.
(18) EPO Signal LLC. *Gas equipment. Gas pressure regulators produced by EPO Signal LLC*. Available from: http://www.eposignal.ru/catalog/50 [Accessed: 1 March 2020]. (In Russian)

СВЕРХНИЗКОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И СВЕРХВЫСОКАЯ ТОЧНОСТЬ: КЛЮЧЕВЫЕ НАУЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ВЫМПЕЛ» ДЛЯ ПАО «ГАЗПРОМ»

Российская научно-производственная фирма «Вымпел» хорошо известна мировому нефтегазовому сообществу. Продукция «Вымпела» поставляется в более чем 40 нефтегазовых компаний мира и составляет серьезную конкуренцию известным разработкам, превосходя все аналоги по своим характеристикам. Неслучайно международная метрологическая организация КООМЕТ утвердила анализатор влажности Hygrovision-BL в качестве эталона-переносчика, а приборы Hygrovision-mini и FAS-W получили международные премии Red Dot Design Award; разработки в области автоматизации месторождений на возобновляемых источниках энергии удостоены двух премий ПАО «Газпром» в области науки и техники. «Вымпелом» создана однониточная газоизмерительная станция на магистральном газопроводе диаметром 1400 мм.



А.М. Деревягин, д.т.н., Председатель Совета директоров ГК «Вымпел»

За 33 года со времени основания научно-производственная фирма «Вымпел» переросла в группу компаний, объединившую ООО «НПФ «Вымпел», ООО «НПО «Вымпел» и GmbH Vympel (Германия).

Научные разработки «Вымпела» позволили решить ряд проблем по некоторым направлениям деятельности ПАО «Газпром». Так, система контроля качества газа в «Газпроме» построена на серии приборов «Конг-Прима» и Hygrovision и средствах их метрологического обеспечения. Автоматизация удаленных объектов без линии электропередачи и при экстремально низких температурах до –61 °С обеспечена за счет автономных энергетических комплексов (АЭК) на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и других компонентов информационно-управляющей системы (ИУС). Рациональная эксплуатация залежей газа достигается благодаря скважинному расходомеру «ГиперФлоу», установленному на более чем 2000 скважин «Газпрома». Безгидратный транспорт газа в шлейфах обеспечивает система подачи ингибитора СПИ на месторождениях ПАО «Газпром», вводимых в эксплуатацию в последние 15 лет. Контроль баланса газа в Единой системе газоснабжения и сокращение затрат на капстроительство и техобслуживание в «Газпроме» могут быть решены однониточной газоизмерительной станцией (ГИС) на базе магистрального ультразвукового измерительного комплекса «Вымпел-500» Ду 1400 мм.

Подробнее о научных разработках рассказал Председатель Совета директоров группы компаний «Вымпел», его научный руководитель, д.т.н. А.М. Деревягин: «Когда мы начинали свою деятельность в конце 1980-х гг., качество газа в нашей стране в принципе не контролировалось, в результате чего зарубежные страны – покупатели российского газа выписывали многомиллионные валютные штрафы экспортеру. Мы нашли решение вначале на основе оптоволоконного метода, а потом на основе лазерно-интерференционного метода измерения точки росы».

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ГАЗА НА ОСНОВЕ ЛАЗЕРНО-ИНТЕРФЕРЕНЦИОННОГО МЕТОДА

«Вымпел» уже более 30 лет занимается разработкой и производством анализаторов для измерения влажности и температуры конденсации углеводородов в природном газе.

Фирма производит как потоковые стационарные измерители влажности – «КОНГ-Прима-10», «КОНГ-Прима-2М», FAS-W, так и переносные средства измерения – Hygrovision-BL, Hygrovision-mini, Hygrovision-mini-SL. Приборы серии «КОНГ-Прима» и Hygrovision-BL имеют оригинальную запатентованную оптическую систему регистрации конденсата на поверхности охлаждаемого кремниевого зеркала на основе лазерной интерферометрии. Это решение гарантирует высокую точность измерений –

«ВЫМПЕЛ» УЖЕ БОЛЕЕ 30 ЛЕТ ЗАНИМАЕТСЯ РАЗРАБОТКОЙ И ПРОИЗВОДСТВОМ АНАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЛАЖНОСТИ И ТЕМПЕРАТУРЫ КОНДЕНСАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ.

до 0,05 °С и работу анализаторов при давлении газа до 30 МПа.

Такие показатели не способен обеспечить ни один из существующих аналогов как отечественного, так и импортного производства. Это подтверждает и тот факт, что приборы «КОНГ-Прима» стали единственными отечественными измерительными средствами на экспортных газопроводах «Турецкий поток» и «Северный поток», в том числе они эксплуатируются и на стороне иностранных государств. Кроме того, General Electric совместно с НПО «Вымпел» выпускает на мировой рынок систему контроля качества газа, используя «КОНГ-Прима-2М».

Вообще же анализаторы «Вымпела» эксплуатируют такие западные компании, как GASCADE Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, DEA Wintershall GmbH (Германия); Statoil Petrolium AS (Норвегия); OMV AG (Австрия); N.V. Nederlandse Gasunie (Голландия); Stogit S. p. A (Италия) и др., кроме того, ONGC Limited, HAL Offshore Limited, GAIL Limited (Индия) и Sinopec Corp., PetroChina Company Limited (Китай).

«КОНГ-Прима» и Hygrovision являются основными средствами измерения температуры конденсации воды и углеводородов в ПАО «Газпром».

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ЗА ПОЛЯРНЫМ КРУГОМ: ИУС СО СВЕРХНИЗКИМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА

Более 20 лет «Вымпел» развивает направление автоматизации месторождений и трубопроводного транспорта. Уникальность комплексов заключается в том, что, во-первых, они работают за счет энергии солнца и ветра; во-вторых, входящие в состав приборы имеют микроэнергопотребление, а температура эксплуатации при этом может достигать –61 °С. Данное решение не требует обслуживания и участия людей.

«Более 500 АЭК на ВИЭ производства «Вымпел» успешно работают сегодня в том числе за полярным кругом – на объектах добычи «Газпрома» и на объектах транспорта углеводородов у «НОВАТЭКа», – отмечает А.М. Деревягин.

«Вымпелом» разработаны все компоненты ИУС для добычи природного газа: скважинные расходомеры; регуляторы расхода; система подачи ингибитора; термоэлектрогенератор; АЭК на ВИЭ и обеспечивающий работу всех компонентов ИУС при экстремальных климатических условиях.

«Сердце» ИУС – контроллер со сверхнизким энергопотреблением ПЛК-3000, обеспечивающий работу связи, охранной сигнализации, освещения, подогрева, зарядку аккумуляторов, управление работой куста скважин.

Кроме того, компанией разработаны все компоненты ИУС для транспорта газа, также с использованием ВИЭ: станция катодной защиты; электрогидропровод для управления запорной арматурой большого диаметра; система контроля утечек.

Система внедрена на объектах ПАО «НОВАТЭК» и ОАО «Арктикгаз». Таким образом, без линий электропередачи с использованием ВИЭ автоматизировано более 2000 км конденсатопроводов. Новаторский для России опыт был представлен заказчиками Президенту РФ В.В. Путину, который впоследствии на него ссылался как на уникальный.

КОНТРОЛЬ БАЛАНСА ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ НА ОСНОВЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА

Совместно с ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» и ООО «Газпром трансгаз Москва» НПО «Вымпел» разработана и реализована принципиально новая концепция ГИС. Она предусматривает уход от традиционной многониточной схемы построения ГИС в пользу магистрального ультразвукового измерительного комплекса «Вымпел-500» большого диаметра (DN 1400).

Данное решение позволяет в 3–5 раз сократить затраты на капитальное строительство по сравнению со стандартными станциями.

«Если для обслуживания традиционной станции требуются усилия порядка 10 человек, то однониточная ГИС от «Вымпела» – это еще одна безлюдная технология», – уточняет А.М. Деревягин.

Высокая стабильность измерения расхода (0,15 %) обеспечивается рядом технических решений.

> «ВЫМПЕЛОМ» СОЗДАНА ОДНОНИТОЧНАЯ ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ ДИАМЕТРОМ 1400 ММ.

В Год науки и технологий «Вымпел» готовится представить новый проект. На базе действующей однониточной ГИС компанией разработана концепция автономной станции, для которой не потребуется прокладка линии электропередачи. Новому проекту «Вымпела», который, по сути, объединит выпущенные ранее системы и приборы с микроэнергопотреблением, для корректной работы потребуется лишь 500 Вт, что соизмеримо с несколькими «лампочками Ильича», против 20 кВт электроэнергии при классическом подходе. И это настоящий переворот в сегменте газоизмерения! ■

ООО «НПО «Вымпел»
143530, Россия, г. Дедовск,
Школьный пр-д, д. 11
Тел: +7 (495) 992-38-60
Факс: +7 (495) 992-38-60
E-mail: dedovsk@npovympel.ru
www.vympel.group

на правах рекламы

РЕАЛИЗАЦИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПРОЕКТА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТУРБОДЕТАНДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ НА ГРС «ДОБРЯНКА-2» ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЧАЙКОВСКИЙ» ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЗМОВ ЭНЕРГОСЕРВИСНОГО КОНТРАКТА

УДК 621.51/.54::622.691.4.052

А.Г. Ишков, д.х.н., проф., акад. РЭА, акад. РАЕН, акад. МАТН, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия)

А.В. Мостовой, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (Чайковский, Россия)

С.В. Лиховских, ООО «ГПБ-Энергоэффект» (Москва, Россия)

В процессе транспортировки природного газа по газопроводам от источников до потребителей газоперекачивающие агрегаты компрессорных станций обеспечивают его сжатие. Давление газа при его транспортировке по магистральным газопроводам во много раз превышает давление, которое требуется конечному потребителю. Поэтому в составе системы газоснабжения между магистральными газопроводами и сетями газораспределения используются газораспределительные станции, которые обеспечивают снижение давления газа (редуцирование) до требуемого потребителю значения. При этом в процессе редуцирования газа теряется значительное количество потенциальной энергии избыточного давления газового потока, которая была ранее передана газу газоперекачивающими агрегатами с соответствующими затратами энергии, трудовых и материальных ресурсов.

С точки зрения энергосбережения энергия избыточного давления газового потока перед газораспределительной станцией является вторичным энергетическим ресурсом, и вовлечение ее в хозяйственный оборот – весьма перспективная задача, практическое решение которой позволит реализовать колоссальный потенциал энергосбережения на объектах газотранспортной системы ПАО «Газпром». Одним из очевидных и технически апробированных в мировой практике способов вовлечения в хозяйственный оборот энергии избыточного давления газа является применение детандер-генераторных агрегатов, которые вырабатывают электрическую энергию за счет преобразования механической работы расширительной турбины с помощью присоединенного к ней электрогенератора.

Существует несколько типов детандеров, которые могут быть применены для указанной цели, в том числе ротационные, поршневые, винтовые и турбинные. Последние представляются наиболее целесообразными для применения в газотранспортной системе, т.к. способны работать с большими расходами газа и перепадами давлений. При этом мощность турбодетандера зависит от количества газа, протекающего через расширительную турбину, температуры и перепада давлений. Выработанная электроэнергия может быть использована как на месте ее производства, так и передана через сети электросетевых компаний для использования на других объектах ПАО «Газпром» или продана другим потребителям.

В статье описан практический пример энергосберегающего проекта по вовлечению вторичного энергетического ресурса в хозяйственный оборот, реализуемого в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» на газораспределительной станции «Добрянка-2» с использованием механизма энергосервисного контракта.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТУРБОДЕТАНДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА, ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ, ЭНЕРГОСЕРВИСНЫЙ КОНТРАКТ.

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ «ДОБРЯНКА-2»

Турбодетандерная энергетическая установка (ТДЭУ) как технологическая единица, по сути, представляет собой комплекс технологического оборудования, предназначенного для снижения давления и подачи газа потребителю, тем самым выполняя функции регулятора давления. Кроме того, ТДЭУ – это совокупность оборудования, обеспечивающего выработку электроэнергии и подачу ее потребителю. Из второго утверждения следует, что ТДЭУ является объектом генерации электрической энергии, к которому предъявляются требования надежности, обеспечения безопасности объекта по производству электроэнергии, и на котором действуют «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», утвержденные Министерством энергетики РФ.

Основными критериями и параметрами при проектировании технологической схемы ТДЭУ на газораспределительной станции (ГРС) «Добрянка-2» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» служат:

– расход и давление природного газа, транспортируемого через ГРС;

– доступность близлежащего объекта электросетевой компании для выдачи мощности;

– наличие земельного участка для размещения установки;

– гибкость технологической схемы, позволяющей работать в широком диапазоне изменения параметров расхода и давления природного газа;

– надежность компонентов схемы по отдельности и в целом.

В целях технико-экономического обоснования выбора оптимального варианта и согласования основных технических решений создания ТДЭУ на базе ГРС «Добрянка-2» с использованием детандер-генераторных агрегатов, а также подготовки необходимых расчетов для принятия решения о целесообразности инвестирования и переходе к стадии «Проектирование» был реализован этап проекта «Обоснование инвестиций».

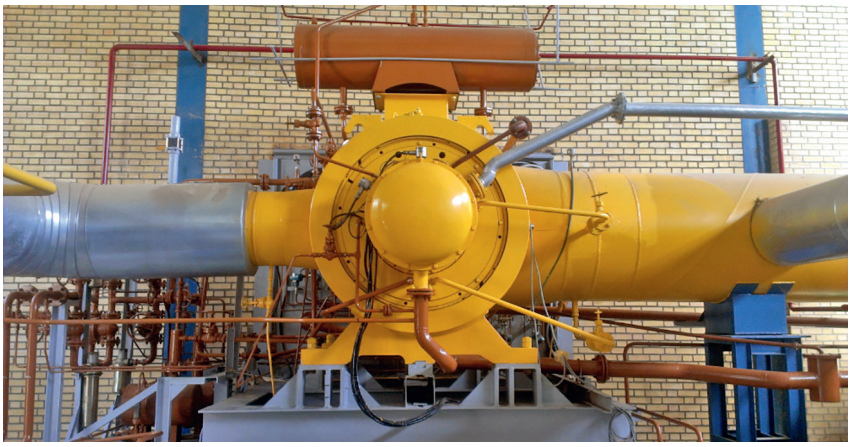


Рис. 1. Внешний вид детандерной части ЭТДА-8000 на действующем объекте

Таблица 1. Данные по расходу и давлению газа ТДЭУ

ТДЭУ	Давление на входе, МПа	Давление на выходе, МПа	Расход, м³/час		
			макс.	ном.	мин.
	7,4 – макс. 4,43 – мин.	1,2	400 000	369 000	25 000

В рамках этого предварительного этапа были рассмотрены различные варианты компоновочных решений и технологических схем ТДЭУ, проведен анализ параметров основного технологического оборудования и расчеты экономической эффективности, а также произведена оценка уровня необходимых инвестиционных затрат на проект. По итогам анализа и выполненных расчетов был сделан вывод о том, что приоритетным является компоновочное решение с применением детандер-генераторных агрегатов ЭТДА-8000 производства ОАО «Калужский турбинный завод» в кооперации с ООО «ТурбоДЭн» (рис. 1). Обоснование инвестиций получило положительное заключение экспертизы ПАО «Газпром», в котором были подтверждены результаты расчета повышения энергоэффективности ГРС «Добрянка-2» при использовании турбодетандерных технологий.

Площадка ТДЭУ располагается в непосредственной близости от существующих ГРС «Добрянка-1, 2», подключается к технологическим газопроводам ГРС «Добрянка-2» и работает параллельно ее узлу редуцирования. Функционально ТДЭУ является отдельной линией редуцирования природного газа. Данные по расходу и давлению газа представлены в табл. 1, а принципиальная технологическая схема ТДЭУ, реализованная на ГРС «Добрянка-2», изображена на рис. 2.

Точками подключения по «высокой» стороне, т. е. во входные газопроводы давлением P = 4,43–7,4 МПа, выбраны точки, расположенные на трубопроводах DN 400 существующей газораспределительной станции «Добрянка-2» за блоком учета газа (п. 3.5, рис. 2), после блока отключающих устройств (п. 1.1, рис. 2) и блока очистки (п. 2.2, рис. 2). После точек врезки (по ходу газа) в существующие трубопроводы DN 400 на них предусмотрена установка кранов с дистанционно управляемым приводом. Эти три трубопровода DN 400 расположены на открытой территории площадки существующей ГРС. После кранов три трубопровода объединяются в один DN 400, и по нему газ направляется на подогрев в узел

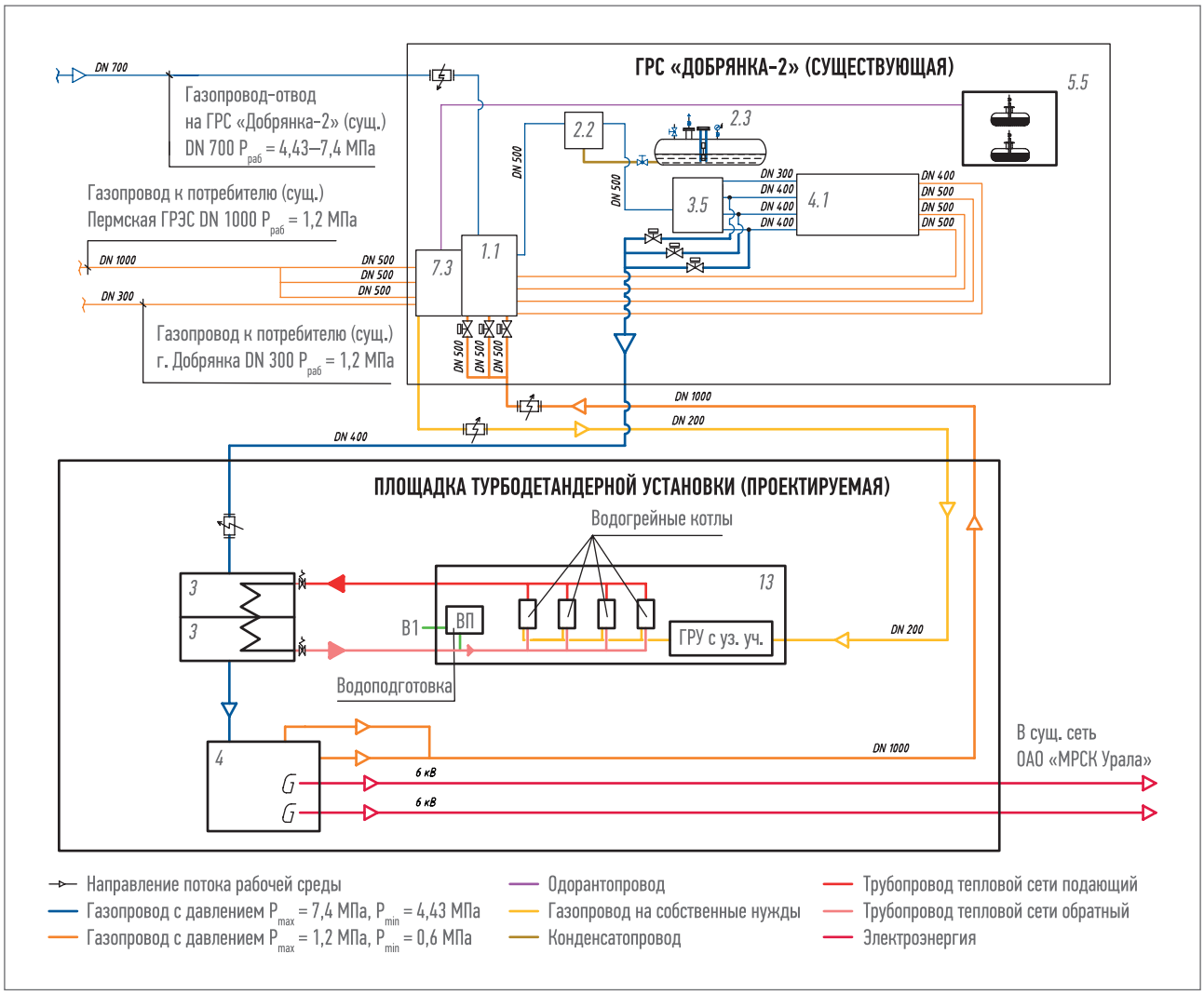


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема ТДЭУ на ГРС «Добрянка-2». *1.1* – блок отключающих устройств (сущ.), *2.2* – блок очистки (сущ.), *2.3* – емкость сбора и хранения конденсата (сущ.), *3* – узел теплообмена (подогрева газа), теплообменники – *2* шт., *3.5* – блок учета газа (сущ.), *4* – энергосберегающий турбодетандерный агрегат (ОАО «КТЗ», ЭДТА-8000 – 2 шт.), *4.1* – блок редуцирования газа (сущ.), *5.5* – контейнер хранения и выдачи одоранта (сущ.), *7.3* – блок одоризации газа (сущ.), *13* – котельная водогрейная блочно-модульная. Тонкой линией на схеме показано существующее оборудование и трубопроводы, толстой линией показано новое оборудование и коммуникации

теплообмена (п. 3, рис. 2), который расположен на площадке турбодетандерной энергетической установки. Подогрев газа происходит в теплообменниках, в которые теплоноситель подается по тепловой сети от водогрейной блочно-модульной котельной (п. 13, рис. 2). После этого газ поступает в два детандер-генераторных агрегата (п. 4, рис. 2), которые выполняют функции снижения давления природного газа для его подачи потребителю, т. е. редуцирования, и преобразования энергии сжатого газа в механическую и далее в электрическую энергию. После снижения давления газ направляется по технологическому трубопроводу DN 1000 на площадку ГРС «Добрянка-2», где разделяется на три газопровода DN 500. Перед врезками в существующие выходные газопроводы ГРС DN 500 после блока редуцирования газа и перед блоком переключения на открытой территории площадки газораспределительной станции устанавливаются краны с дистанционно управляемым приводом в количестве трех штук.

В состав ТДЭУ входят два детандер-генераторных агрегата суммарной электрической мощностью 12 МВт, каждый из которых состоит из: детандера (шестиступенчатой турбины осевого типа), электрогенератора, блоков системы маслоснабжения, маслоохлаждения, стопорно-дозирующего и байпасного блока, а также автоматизированной системы управления и теплообменника «вода-газ».

Редуктор в трансмиссии детандер-генераторного агрегата ЭТДА-8000 не применяется.

Дополнительные технологические здания и сооружения, необходимые для функционирования объекта и размещаемые на площадке ТДЭУ, следующие:

Таблица 2. Основные параметры детандер-генераторного агрегата ЭТДА-8000

Наименование параметра, единица измерения	Численное значение параметра
Расход газа через один турбодетандер ЭТДА, нм³/ч, в т. ч.: – номинальный расход газа, нм³/ч – расход газа в режиме холостого хода, нм³/ч – максимальный расход газа, нм³/ч	25 000,00÷200 000,00 184 500,0 25 000,00 200 000,00
Давление газа на входе в турбодетандер, МПа, в т. ч. номинальное, МПа	4,43÷7,4 6,00
Давление газа на выходе, МПа	1,2
Точность поддержания давления газа на выходе из агрегата, %	±7
Температура газа на входе в ГРС, К (°С)	273...281 (0...+8)
Температура газа на выходе из агрегата, К (°С)	263...283 (–10...+10)
Частота вращения ротора турбодетандера и генератора, об/мин	3000
Время пуска агрегата, мин	25
Мощность, потребляемая на собственные нужды, кВт (не более): – напряжением 380 В – напряжением 220 В	 34,5 22
Тип генератора	ГТГ-6-2РУХЛ3
Мощность генератора, кВт	6000
Мощность, кВА	7500
Напряжение, В	6300
Коэффициент мощности, cos φ	0,8
Частота электрического тока, Гц	50
КПД генератора, %	97,5
Коэффициент готовности (не менее)	0,98
Средняя наработка на отказ, ч (не менее)	15 000
Полный назначенный срок службы, лет (не менее)	25
Масса наиболее тяжелого блока при транспортировании, кг (не более)	22 000
Габаритные размеры наибольшего блока при транспортировании, м (не более): – длина – ширина – высота	 8,2 3,0 3,1

– водогрейная котельная для отопления зданий и подогрева газа;

– подземный резервуар для масла;

– газораспределительный пункт (шкафной) для подготовки газа на собственные нужды водогрейной котельной;

– комплектная трансформаторная подстанция;

– блоки азотных баллонов для продувки трубопроводов и оборудования при их ремонте и техническом обслуживании;

– резервуар противопожарного запаса воды;

– подземные емкости бытовых и дренажных стоков;

– прожекторные мачты (молниеприемники).

В рамках проектных работ по строительству ТДЭУ разработана схема выдачи электрической мощности в целях выполнения требований по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям. Выдача мощности производится на шины 6 кВ ПС «Промплощадка», находящейся в эксплуатации и диспетчерском управлении ОАО «МРСК Урала», филиал «Пермэнерго», через воздушную линию 6 кВ. Схема выдачи мощности согласована с системным оператором АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ и электросетевой организацией ОАО «МРСК Урала», филиал «Пермэнерго». В рамках разработки схемы выдачи мощности:

– произведены расчеты электрических режимов работы ТДЭУ;

– произведен расчет влияния ТДЭУ на динамическую устойчивость электрической сети;

– осуществлены расчеты токов короткого замыкания;

– разработаны рекомендации по режимам работы систем возбуждения генераторов ТДЭУ;



ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

– разработаны и согласованы мероприятия по обеспечению передачи диспетчерской информации системному оператору, а также необходимые мероприятия для обеспечения технологической связи с системным оператором;

– разработаны мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения ТДЭУ.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПРОЕКТА

Особенность реализации данного энергосберегающего проекта в том, что внедрение ТДЭУ на ГРС «Добрянка-2» выполняется с применением механизма энергосервисного контракта (ЭСК), заключенного между ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и энергосервисной компанией ООО «ГПБ-Энергоэффект» в соответствии с решением Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера. Инициатором реализации энергосберегающего проекта выступило ООО «Газпром трансгаз Чайковский» при поддержке профильного подразделения ПАО «Газпром», обеспечивающего проведение политики в области экологии, энергосбережения и энергоэффективности.

Энергосервисный контракт – это договор, предметом которого является «осуществление Исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение эффективности использования энергетических ресурсов Заказчиком». Целью ЭСК стало внедрение энергосберегающего оборудования и технологий для получения Заказчиком дополнительной прибыли за счет экономии расходов на энергоресурсы, в том числе за счет вовлечения в хозяйственный оборот вторичных энергетических ресурсов.

Таким образом, на инвестиционной стадии энергосберегающего проекта все расходы по строительству ТДЭУ на ГРС «Добрянка-2» несет энергосервисная компания за счет финансовых средств, привлекаемых у АО «Газпромбанк». На операционной стадии проекта ООО «Газпром трансгаз Чайковский» обеспечит эксплуатацию ТДЭУ и возврат инвестиций ООО «ГПБ-Энергоэффект» за счет выплаты части от достигаемой экономии на закупку электрической энергии у энергоснабжающих компаний. Необходимо отметить, что собственником создаваемой ТДЭУ по завершении энергосервисного контракта и без каких-либо дополнительных затрат станет ПАО «Газпром» в лице ООО «Газпром трансгаз Чайковский», что и является сутью энергосервисного механизма и, соответственно, заключенного ЭСК.

На сегодняшний день в рамках реализации Проекта разработаны и согласованы с Министерством строительства и ЖКХ РФ специальные технические условия на проектирование и строительство ТДЭУ, завершено проектирование ТДЭУ и получено положительное заключение государственной экспертизы, оформлены права на земельные участки, необходимые для строительства и эксплуатации ТДЭУ, заключены договора на поставку основного оборудования и на технологическое присоединение ТДЭУ к электрическим сетям. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Правительство Российской Федерации. Распоряжение № 1523-р от 09.06.2020 г. Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/ (дата обращения: 03.03.2021).
2. Применение детандерных агрегатов для выработки электроэнергии на объектах ОАО «Газпром». Материалы научно-технического совета. М.: Информационно-рекламный центр газовой промышленности, 2006.
3. Степанец А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / под ред. д.т.н., проф. А.Д. Трухнина. М.: Недра, 1999.
4. В.П. Мальханов. Турбодетандерные агрегаты в системах подготовки и распределения природного газа. М.: Нефть и газ; РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004.
5. Диких Б., Бояринов М., Авлошенко А. Обзор современных конструкций турбодетандерных генераторов. СПб.: ООО «НТЦ МТТ», 2008.
6. Соловьев Р.В. Определение эффективности детандер-генераторных агрегатов при использовании вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий: дисс. на соискание уч. степ. к.т.н. М.: НИУ «Московский энергетический институт», 2010.
7. Мальханов В.П. Энергосберегающая турбодетандерная установка ЭТДУ-1500 // Энергосбережение и подготовка. 2003. № 2. С. 56–58.

ХИМСЕРВИС
1994

МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®
ЗАРЕГИСТРИРОВАННАЯ ТОРГОВАЯ МАРКА

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

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

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

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

СДЕЛАНО В РОССИИ

Анодные заземлители для систем ЭХЗ



Магнетитовые аноды собственного производства

Прибор для припайки кабельных выводов **ПКВ «Менделеевец»**



Надёжный контакт с малым сопротивлением



Обследование состояния систем ЭХЗ подземных трубопроводов

- Анодные заземлители «Менделеевец®»
- Оборудование для систем ЭХЗ
- Приборы для диагностики трубопроводов
- Диагностика и сертификация систем ЭХЗ



Регистратор **ИР-2М** для регистрации блуждающих токов

www.**химсервис**.com

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Телефон: **8 (800) 201-44-77**
E-mail: **op@ch-s.ru**

на правах рекламы



SOLAR TURBINES: ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО УЖЕ СЕГОДНЯ

Компания Solar Turbines Incorporated («Солар») с головным офисом в г. Сан-Диего (США), будучи дочерним предприятием и находясь в полной собственности Caterpillar Inc., производит самые популярные в мире промышленные газовые турбины средней мощности (в диапазоне от 1 до 23 МВт). Более чем в 100 странах мира установлено свыше 16 000 агрегатов «Солар», общая наработка которых превысила 3 млрд ч. Предприятие также сохраняет позицию мирового лидера в разработке решений в области энергетики, предлагая широкую гамму компрессорных агрегатов, агрегатов механического привода и генераторных агрегатов с газотурбинными приводами.

Заказчики «Солар» используют продукцию компании в самых различных сферах, включая добычу, переработку и трубопроводный транспорт природного газа и нефти, а также выработку электрической и тепловой энергии для технологических нужд, например, на предприятиях химической, фармацевтической и пищевой промышленности.

В компании «Солар» трудятся 8000 высокопрофессиональных, преданных своему делу сотрудников, имеющих большой опыт работы в составе глобальной группы. «Солар Турбинс» начинала свою деятельность в 1927 г. как авиационная компания. Предприятие продолжало развиваться в годы Второй мировой войны и Великой депрессии и смогло разработать целый ряд инновационных изделий.

Сегодня компания «Солар» – ключевой мировой игрок в сегменте газовых турбин мощностью от 1000 до 30 000 л. с. и способна предложить энергетические решения самого передового уровня.

«Солар» уделяет первостепенное значение сервисной поддержке заказчиков. Для содействия в обеспечении бесперебойной работы оборудования создана группа экспертов и специальная оснастка/инструменты, которые позволяют производить ремонт многих агрегатов на площадке заказчика. Кроме того, в компании имеется штат в несколько сотен



сервисных представителей, базирующихся в 60 сервисных офисах по всему миру. Такие группы узкоспециализированных специалистов обеспечивают техническую поддержку по электрической и механической части, средствам управления и технологическим вопросам, связанным с турбоагрегатным оборудованием.

Типовые услуги включают:

– круглосуточную сервисную поддержку;

– замену двигателя/узла на площадке;

– пусконаладку и сдачу в эксплуатацию;

– планово-предупредительное обслуживание;

– оценку состояния и трендов параметров на площадке;

– поддержку по вопросам, касающимся электрической и механической части, средств управления и технологических систем.

Опыт работы и возможности компании «Солар Турбинс» в РФ и СНГ:

– передовая позиция в поставке газотурбинных агрегатов в нефтегазовой отрасли, транспортировке газа, энергообеспечении предприятий (в Россию поставлено более 220 газовых турбин);

– лидерство (среди западных производителей) на местном рынке (в РФ и СНГ поставлено более 362 газовых турбин);

– российское представительство осуществляет полноценную поддержку заказчиков: техническое обслуживание, шефмонтажные, пусконаладочные работы, капитальный ремонт, модернизация различных систем агрегата, удаленный мониторинг работы оборудования, поставка запасных частей, инженерно-консультационные услуги по подбору оборудования;

– полноценная договорная и техническая поддержка заказчиков на русском языке.

Технические навыки сервисных представителей компании постоянно повышаются, и уровень их знаний и опыта в области ремонта и обслуживания газотурбинных систем соответствует самым строгим требованиям.



«Солар» имеет богатый опыт и является признанным мировым лидером среди производителей газовых турбин в области работы с водородом. Первые проекты предприятия в этой сфере были реализованы в 1980-х гг. Коксовый газ, как правило, содержит 55–65 % водорода (по объему). Компания успешно использует данный вид топлива с 2005 г., применяя традиционные или диффузионные системы сгорания. На сегодняшний день 46 турбогенераторных агрегатов, работающих на таком газе, эксплуатируются в Китае. Их общая наработка составила почти 2 млн ч. «Солар» также имеет опыт эксплуатации систем сгорания с сухим подавлением вредных выбросов при газе с содержанием водорода до 20 % на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) в США. Наработка агрегата с диффузионной системой сгорания, работающего на газе с содержанием водорода 18 % (эксплуатируется на Гавайях), достигла 40 000 ч.

Низкоэмиссионная система сгорания (SoLoNOx™) – до 20 % H_2:

– НПЗ в США – до 20 % H_2;

– химические предприятия в Китае и Европе – до 14 % H_2.

Стандартная система сгорания – до 100 % H_2:

– сталелитейные заводы в КНР – до 65 % H_2;

– установка дегидрогенизации пропана (Бельгия) – до 83 % H_2;

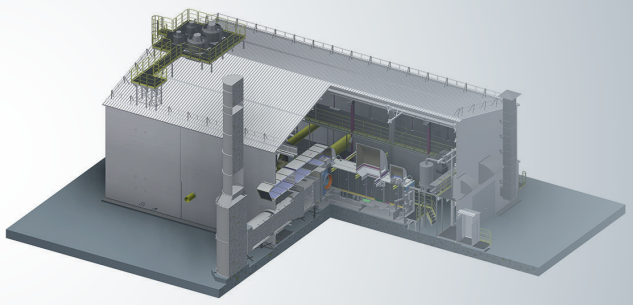
– НПЗ в США – до 37 % H_2. ■

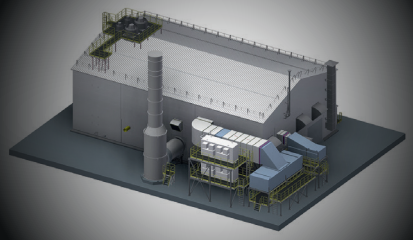
Solar® Turbines
A Caterpillar Company

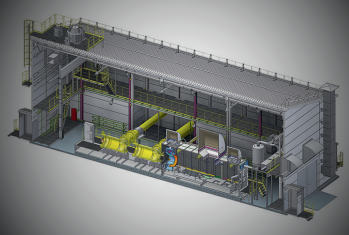
Solar Turbines
121609, Россия, г. Москва,
Осенний б-р, д. 23
Тел.: +7 (495) 213-33-73
E-mail: infocorp@solarturbines.com
www.solarturbines.com

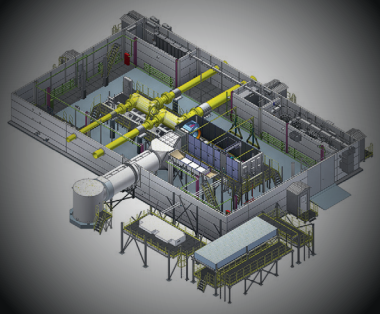
на правах рекламы

РЕШЕНИЕ ДЛЯ РФ И СНГ:
БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ УКРЫТИЕ (БМУ) –
100 % ЛОКАЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА
НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ









В РОССИИ СОЗДАН ИННОВАЦИОННЫЙ ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ ЭВОГРЕСС, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ПЭ ORMAT И ПРОЧИХ НИЗКОЭФФЕКТИВНЫХ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

И.А. Царьков, ООО «Наука-Энерготех» (Москва, Россия)
С.В. Фунин, ООО «Наука-Энерготех»
А.В. Выжлов, «Наука-Энерготех»

История применения на объектах ПАО «Газпром» источников автономного энергообеспечения различного типа насчитывает несколько десятилетий. В разные периоды для энергообеспечения объектов вдольтрассовой инфраструктуры магистральных газопроводов использовались преобразователи энергии ORMAT американо-израильской компании Ormat Technologies Inc. номинальной электрической мощностью от 1 до 4 кВт, микротурбинные установки Capstone (США), термоэлектрические генераторы как российского производства, так и Global Thermoelectric (Канада).

В дочерних компаниях ПАО «Газпром» в настоящее время эксплуатируется свыше 500 преобразователей энергии ORMAT различной мощности, полностью выработавших свой технический ресурс. Имевшие на момент внедрения актуальные технические характеристики преобразователи энергии ORMAT в настоящее время морально и технически устарели, их производство прекращено и, как следствие, затруднена поставка комплектующих для их ремонта. Необходимость замены этого оборудования стала серьезным вызовом для предприятий машиностроительной отрасли России.

Понимая сложность стоящей задачи, ПАО НПО «Наука», являющееся одним из ведущих российских предприятий авиационно-космической отрасли и ведущим производителем систем жизнеобеспечения военных и гражданских самолетов, вертолетов и пилотируемых космических кораблей, в 2013 г. в целях диверсификации производства и повышения доли выпускаемой продукции гражданского и двойного назначения организовало дочернее общество – ООО «Наука-Энерготех», которое специализируется на разработке и производстве автономных источников энергоснабжения малой мощности для нужд предприятий нефтегазовой отрасли. Основной задачей вновь созданной компании стала разработка автономных источников энергообеспечения, аналогичных по габаритно-присоединительным размерам преобразователям энергии ORMAT и превосходящих их по техническим характеристикам.

В период с 2014 по 2016 г. специалистами ООО «Наука-Энерготех» был выполнен необходимый объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, результатом которых стало создание универсального генерирующего модуля (УГМ) на базе свободнопоршневого двигателя Стирлинга (СПДС) (рис. 1) номинальной электрической мощностью 1 кВт и линейки высокотехнологичных когенерационных автономных источников энергообеспечения номинальной электрической мощностью от 1 до 12 кВт на основе УГМ. Разработанные специалистами ООО «Наука-Энерготех» конструктивные решения защищены патентами РФ.

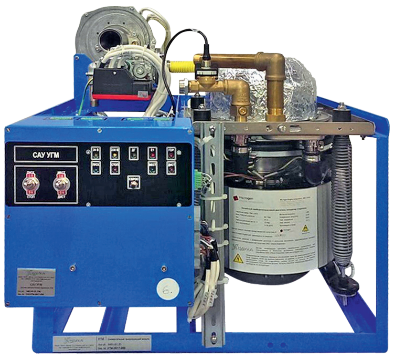


Рис. 1. Универсальный генерирующий модуль на базе свободнопоршневого двигателя Стирлинга

Выбор СПДС в качестве генератора энергии обусловлен рядом его уникальных качеств:

– большой ресурс – не менее 100 000 ч непрерывной работы;
– отсутствие необходимости в обслуживании на протяжении всего срока эксплуатации;
– отсутствие в конструкции двигателя пар трения и, соответственно, отсутствие масла;
– компактность и малая масса;
– высокий суммарный КПД – до 85 % в режиме когенерации;
– малый расход топливного газа – не более 0,6 нм^3/ч.

Внешний вид СПДС в разрезе представлен на рис. 2.

Свободнопоршневой двигатель Стирлинга является термодинамической системой с внешним подводом теплоты, предназначенной для преобразования тепловой энергии в механическую энергию

возвратно-поступательного движения. Конструкция СПДС имеет две основные движущиеся части: вытеснитель и рабочий поршень. Оба работают в замкнутой среде гелия и не связаны механически друг с другом. Механическая энергия генерируется за счет двух температурных зон в двигателе, в которых происходят нагрев гелия и его охлаждение. За счет разности температур и циклических движений вытеснителя создается волна давления, которая перемещает поршни. Работа совершается при циклическом движении поршня из области с высоким давлением в область с низким давлением. Цикличность движения рабочего поршня обеспечивается с помощью соосно расположенного поршня вытеснителя, который периодически перемещает рабочее тело (гелий) из области нагрева в область охлаждения и обратно. Конструктивно двигатель представляет собой сочетание в одном агрегате теплообменных устройств: нагревателя, регенератора и охладителя, образующих внутренний контур (рис. 3).

Внешний корпус двигателя образует герметичный объем, заполненный под давлением 3,6 МПа инертным газом – гелием. В верхней части корпуса расположена тепловая головка с радиатором нагрева, нагреваемая кольцевой газовой горелкой. Ниже располагается теплообменник охладителя, по внутреннему контуру которого протекает за счет работы насоса охлаждающая жидкость (антифриз), подводимая к двигателю через вводной и выводной патрубки. При этом в канале между горячей и холодной областью находится пористый теплорегенератор, который повышает эффективность процессов охлаждения или нагрева газа при его движении в ту или иную сторону. Поршень свободно перемещается по холодной и горячей зонам внутреннего контура двигателя без смазки. Уплотнение в зазоре достигается

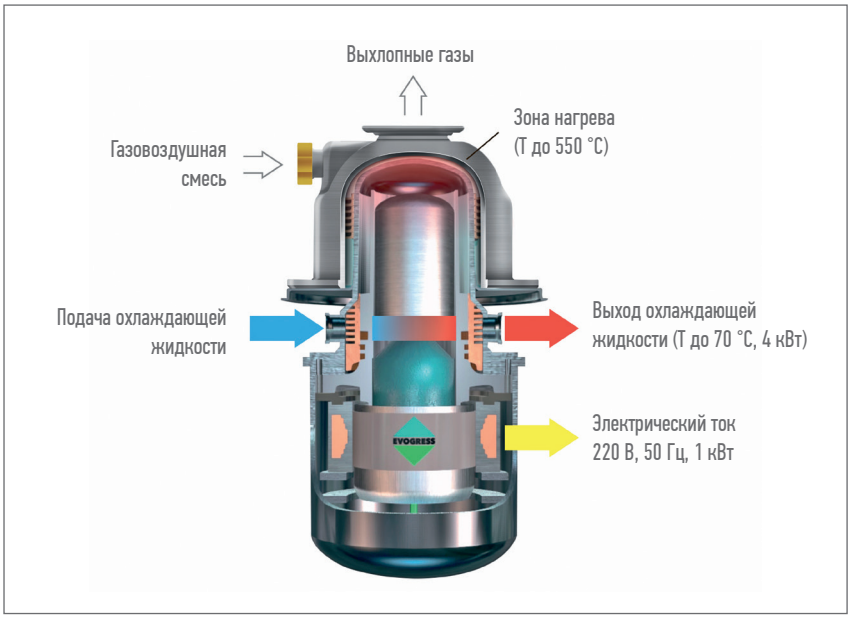


Рис. 2. Свободнопоршневой двигатель Стирлинга в разрезе

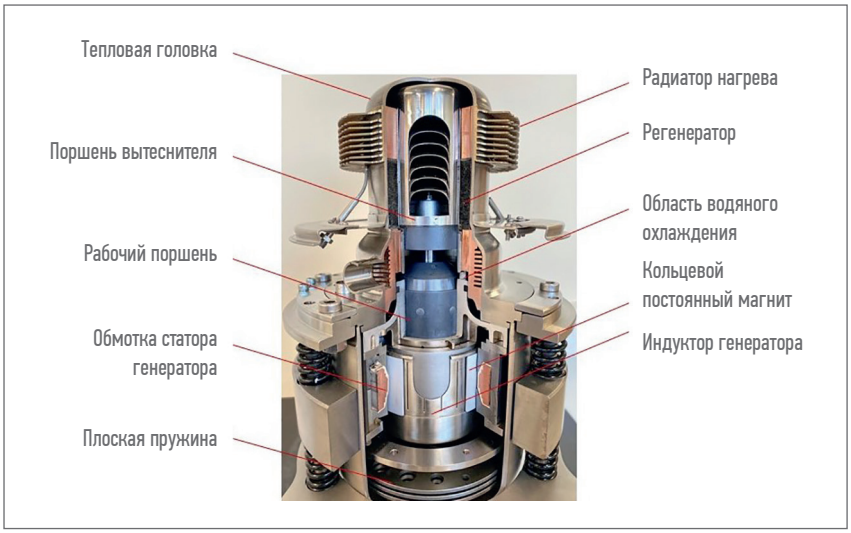


Рис. 3. Конструкция двигателя

за счет газодинамического наддува в зазор и создания газовой подушки скольжения.

Вытеснитель своим штоком свободно проходит через отверстие в рабочем поршне и прикреплен к плоской пружине, которая, в свою очередь, жестко закреплена в корпусе двигателя. С рабочим поршнем жестко связан металлический стакан индуктора линейного генератора с постоянными магнитами.

Для преобразования механической энергии возвратно-поступательного движения рабочего поршня в электрическую энергию используется однофазный синхронный линейный генератор, индуктор которого с постоянными магнитами присоединен к рабочему поршню. Генератор создает синусоидальное напряжение, величина которого пропорциональна амплитуде колебания поршня, а частота определяется скоростью движения поршня и составляет 50 (±0,5) Гц. Конструкция генератора содержит неподвижный внешний магнитопровод с расположенной внутри его свободной полости кольцевой обмоткой статора и внутренний неподвижный магнитопровод



Рис. 4. ЭВОГРЕСС 6.0

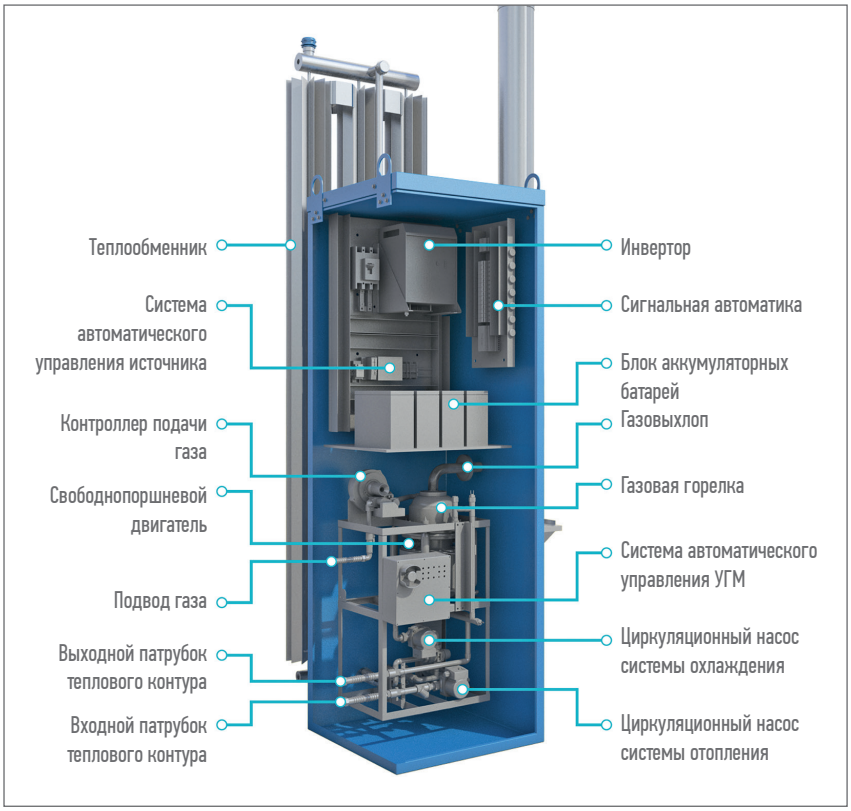


Рис. 6. Основные элементы источника ЭВОГРЕСС



Рис. 5. ЭВОГРЕСС 1.0

для усиления рабочего магнитного потока (рис. 3).

Индуктор генератора выполнен в виде пустотелого тонкостенного стального стакана с прикрепленными с наружной стороны дугообразными радиально намагниченными постоянными магнитами. Индуктор является подвижной частью генератора и может свободно перемещаться в зазоре между внешней и внутренней неподвижными частями магнитопровода-статора. При возвратно-поступательном движении индуктора (колебания в пределах 10–12 мм) магнитный поток постоянных магнитов наводит в обмотку статора переменную электродвижущей силы синусоидальной формы 260–230 В. Для снижения потерь от вихревых токов, наводимых переменным магнитным потоком в пустотелом стакане индуктора, по периферии стакана сделаны аксиальные прорези. Это позволяет также снизить массу подвижной части генератора.

В целом генератор представляет собой колебательный контур со встроенным в конструкцию индуктором на постоянных магнитах, возвратно-поступательное движение которых относительно неподвижной обмотки статора создает возможность прямой подкачки электрической энергии в колебательный контур. Внешняя нагрузка, подключенная к этому контуру, потребляет энергию, а циклическое движение магнитов за счет работы двигателя подкачивает энергию в контур. Процесс обмена энергией гармонизируется за счет связанных общими частотами резонанса в электрическом колебательном контуре и резонанса механической системы двигателя.

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА

Источники автономного энергообеспечения, выпускаемые ООО «Наука-Энерготех» под зарегистрированной торговой маркой ЭВОГРЕСС (рис. 4–6), обладают рядом конкурентных преимуществ по сравнению с существующими российскими и мировыми аналогами, среди которых меньшая

Сравнение основных технико-экономических параметров источников ЭВОГРЕСС и преобразователей энергии ORMAT

Параметр	Прибор		Примечание
	ORMAT	ЭВОГРЕСС	
Мощность, кВт	0,8; 1,2; 2; 4; 8	До 10 с шагом 1 кВт	В ORMAT для каждой мощности используется уникальная конструкция источников. ЭВОГРЕСС строится на основе кластерной технологии на базе универсального энергетического модуля в 1 кВ
Габариты, мм	1990 × 2180 × 5460 (до 4 кВт)	1990 × 2180 × 5460 (до 6 кВт)	–
КПД электрический, %	3–7	15–25	–
Расход газа, м³/ч	8,5 для 4 кВт	2,4 для 4 кВт	В источниках ЭВОГРЕСС расход газа составляет 0,6 нм³/ч на 1 кВт УГМ
Периодичность технического обслуживания, ч	8760	8760	–
Срок службы, лет	30	20	Срок службы для источника ЭВОГРЕСС указан в соответствии с параметрами, указанными в нормативных документах ПАО «Газпром»
Стоимость владения (кВт*час), руб.	66,9	22,6	В расчет включены все капитальные и операционные затраты, в том числе стоимость газа на выработку энергии

стоимость капитальных затрат, низкие затраты на периодическое техническое обслуживание и ремонт, высокие показатели КПД. Дополнительным преимуществом является полная взаимозаменяемость с преобразователями энергии типа ORMAT и АПЭ 4.48 (оборудование устанавливается на те же фундаменты, полностью совпадают места крепления и точки подключения внешних сетей).

Сравнение основных технико-экономических параметров источников ЭВОГРЕСС и преобразователей энергии ORMAT приведено в таблице.

Структурная схема источников ЭВОГРЕСС представлена на рис. 7.

К настоящему моменту источники ЭВОГРЕСС прошли полный цикл предусмотренных руководящими документами ПАО «Газпром» испытаний, включающий:

– предварительные испытания, двухэтапные приемочные испытания и опытно-промышленную эксплуатацию источника автономного энергообеспечения ЭВОГРЕСС 4.1 в составе оборудования дома линейного обходчика Комсомольского линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ) ООО «Газпром трансгаз Югорск» в 2016 г.;

– ресурсные испытания ЭВОГРЕСС 1.0 на газораспределительной станции №2 АО «Сахатранснефтегаз» в г. Якутске в 2017–2018 гг.;

– приемочные и ресурсные испытания ЭВОГРЕСС 6.0 в составе блочно-комплектного устройства электроснабжения БКЭС-ЭнТ-4/0-1-28.3.6.3 производства ООО «Энергетические технологии» на производственной площадке обособленного производственного подразделения в г. Самаре в 2017–2018 гг.;

– эксплуатационные испытания источника ЭВОГРЕСС 4.1 производства ООО «Наука-Энерготех» на устьевом газе (скважина №849 Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Ноябрьск») в составе модуля автоматизированной технологической обвязки скважин МОС 2/1–11 производства ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» в 2018 г.

По результатам проведенных испытаний продукция ООО «Наука-Энерготех» рекомендована к применению на объектах ПАО «Газпром» и включена в Единый реестр материально-технических ресурсов ПАО «Газпром», а также Реестр инновационной продукции ПАО «Газпром». Источники ЭВРОГРЕСС имеют все предусмотренные законодательством РФ документы и сертифицированы в Системе добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ. Проведенный Торгово-промышленной палатой РФ аудит подтвердил высокую долю применения отечественных комплектующих (доля применения импортных комплектующих при производстве изделия не превышает 17,2 %), по его результатам в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 719 ООО «Наука-Энерготех» включено в Перечень производителей промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации, а источники ЭВОГРЕСС включены в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации.

Источники автономного энергообеспечения положительно зарекомендовали себя на объектах транспорта и добычи природного газа, в том числе при работе в суровых климатических условиях.

Разработанная продукция включена в Перечень наиболее важных видов продукции для импортозамещения и локализации производств с целью технологического развития ПАО «Газпром».

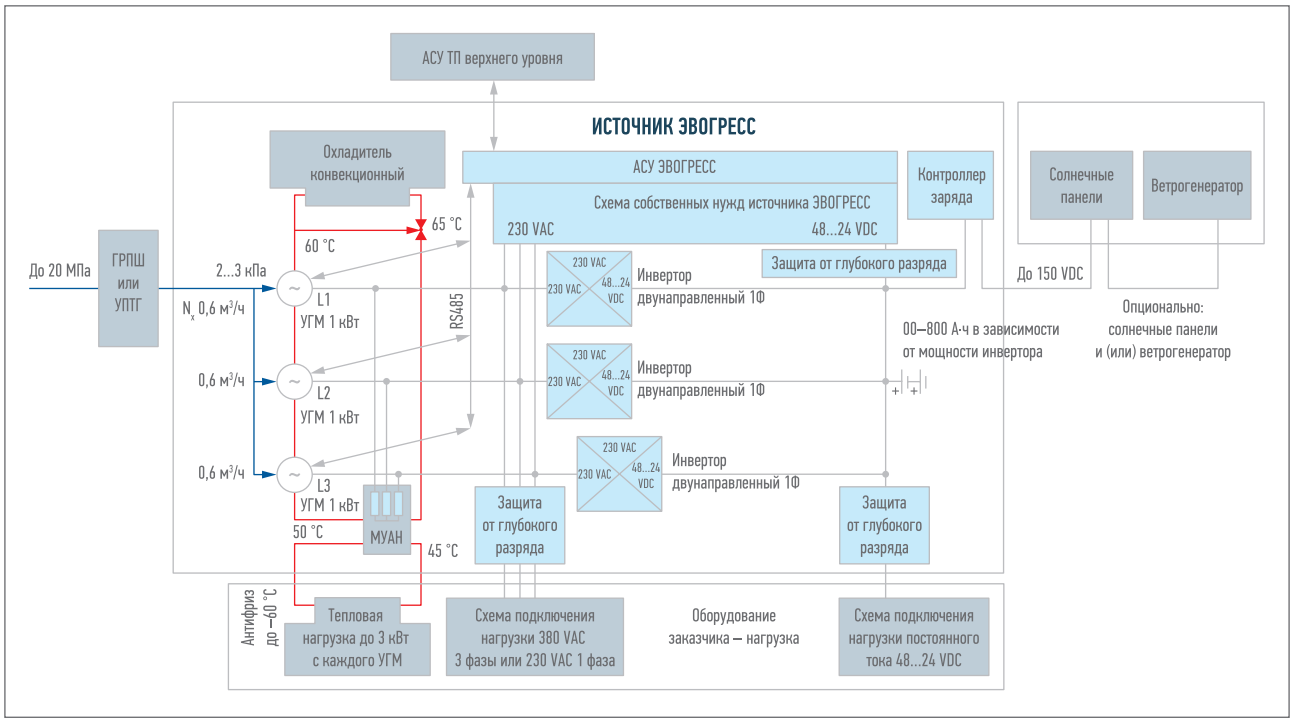


Рис. 7. Структурная схема источников ЭВОГРЕСС, где ГРПШ – газорегуляторный пункт шкафной; УПТГ – установка подготовки топливного газа; МУАН – модуль управления аварийной нагрузкой

Поскольку на момент создания источников ЭВОГРЕСС опыт практического применения электростанций на базе СПДС в линейных подразделениях ПАО «Газпром» отсутствовал, Управлением энергетики Департамента 308 ПАО «Газпром» совместно с ООО «Наука-Энерготех» и при технической и организационной поддержке дочерних обществ ПАО «Газпром» было принято решение о проведении длительных ресурсных испытаний на реальных объектах, расположенных в разных климатических зонах и оснащенных разным штатным генерирующим оборудованием.

В качестве объектов для проведения испытаний были выбраны контрольный пункт телемеханики (КП-102) Северо-Европейского газопровода (Портовое ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург») и крановый узел (КУ-51) магистрального трубопровода Сахалин – Хабаровск –Владивосток (Сахалинское линейное производственное управление магистральных трубопроводов (ЛПУМТ) ООО «Газпром трансгаз Томск»).

Контрольный пункт телемеханики (КП-102), расположенный на 853,9 км Северо-Европейского газопровода, находится в пограничной зоне Сайменского канала.

В состав КП-102 входят блок-бокс телемеханики и блочно-комплектные электростанции (БКЭС) (рис. 1). Газоснабжение генерирующего оборудования осуществляется от отдельно стоящего газораспределительного пункта.

КП-102 имеет в качестве источника энергоснабжения БКЭС с двумя микротурбинами (основная и резервная) Capstone C30 электрической мощностью 30 кВт каждая. Проектная нагрузка КП-102 составляет 13 кВт.

Планировочные решения объекта позволили установить на площадке ЭВОГРЕСС 6.0 (номинальной электрической мощностью 6 кВт).

Применение ЭВОГРЕСС 6.0 в составе оборудования КП-102 (рис. 8) позволило исключить электрическое отопление БКЭС в отопительный период, заменив его жидкостным от системы охлаждения ЭВОГРЕСС 6.0.

Радикальное снижение электрической нагрузки в отопительный период (с 11–13 кВт до 0,5–1,5 кВт) позволило, в свою очередь, круглогодично использовать не все шесть УГМ источника ЭВОГРЕСС 6.0, а только 3, раз в месяц переключая между собой четные и нечетные УГМ, обеспечивая тем самым выравнивание наработки между ними. Такой режим использования источника фактически увеличивает его срок службы до капитального ремонта вдвое – со 100 000 ч наработки (11,5 года) до 200 000 ч наработки (23 года).

Результаты ресурсных испытаний источника автономного энергоснабжения ЭВОГРЕСС 6.0 в составе оборудования КП-102 позволили



Рис. 8. ЭВОГРЕСС 6.0 в составе оборудования КП-102 Северо-Европейского газопровода (Портовое ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»)

выявить следующие их преимущества перед микротурбинами Capstone C30, установленными на этом и подобных объектах:

– более высокий коэффициент загрузки оборудования 0,75–0,9 у ЭВОГРЕСС 6.0 против 0,06–0,1 у Capstone C30 в летний период и 0,5–0,6 в отопительный период;

– расход топливного газа при использовании источника ЭВОГРЕСС 6.0 в 6–8 раз (в зависимости от времени года) меньше, чем у микротурбины Capstone C30;

– межсервисный интервал у ЭВОГРЕСС 6.0 (8760 ч наработки) вдвое больше, чем у Capstone C30;

– модульная конструкция источников автономного энергоснабжения ЭВОГРЕСС (использование УГМ номинальной электрической мощностью 1 кВт) позволяет организовывать более надежное энергоснабжение объекта, поскольку выход из строя одного УГМ не приводит к немедленному обесточиванию объекта.

Проектом энергоснабжения крановых узлов магистрального трубопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток предусмотрено его тройное резервирование. В качестве основного источника энергоснабжения используются два преобразователя ORMAT номинальной электрической мощностью 4 кВт каждый. Для резервирования используются дизель-генератор номинальной электрической мощностью 16 кВт и блок аккумуляторных батарей емкостью 2000 А/ч.

Целями испытаний источника автономного энергоснабжения ЭВОГРЕСС 6.0 в составе оборудования кранового узла, расположенного на 51-м км магистрального трубопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток (КУ-51) (рис. 9) Сахалинского ЛПУМТ ООО «Газпром трансгаз Томск», стали:

– подтверждение возможности установки источников ЭВОГРЕСС на фундаменты, изготовленные для преобразователей ORMAT;

– проверка работоспособности источника в условиях особо холодного климата севера Сахалинской обл.;



Рис. 9. Источник автономного энергоснабжения ЭВОГРЕСС 6.0 с преобразователем ORMAT в составе оборудования кранового узла, расположенного на 51-м км магистрального трубопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток (КУ-51)

– практическое подтверждение достаточности тепловой мощности источника для отопления контейнеров с оборудованием КУ-51;

– проверка возможности параллельной работы источника ЭВОГРЕСС (на рис. 9 справа) с преобразователем ORMAT (на рис. 9 слева).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Опытно-промышленная эксплуатация, проводимая с ноября 2020 г. по настоящее время, показала, что все поставленные цели достигнуты:

– при температуре наружного воздуха –30 °С температура в самом холодном помещении – отсеке резервного дизель-генератора не опустилась ниже 13 °С, что позволило не использовать подогрев охлаждающей жидкости дизель-генератора и электрические обогреватели в остальных отсеках;

– электрической мощности ЭВОГРЕСС 6.0 достаточно не только для электроснабжения потребителей КУ-51, но и для электроснабжения передвижных мастерских, которые подключаются к энергосистеме КУ-51 на время производства регламентных работ;

– расход топливного газа сократился почти в три раза;

– несмотря на разные системы управления, источник ЭВОГРЕСС и преобразователь ORMAT могут нормально работать параллельно, автоматически разделяя нагрузку между собой. Таким образом, общая мощность основного генерирующего оборудования на КУ-51 возросла с 8 до 10 кВт с одновременным снижением потребления топливного газа;

– замена преобразователя ORMAT на источник ЭВОГРЕСС была произведена без существенного изменения электрической схемы объекта, что позволяет использовать генерирующее оборудование объекта в любых сочетаниях, запуская и останавливая нужное с пульта сменного инженера головной компрессорной станции «Сахалин».

Модульный принцип позволяет создавать на основе источников ЭВОГРЕСС локальные энергетические микросети, адаптированные к условиям объектов, где необходимая генерируемая мощность определяется исходя из среднегодового потребления электроэнергии, при этом мощность и длительность пиковых нагрузок компенсируются за счет мощности инвертора и емкости накопителя электроэнергии.

Таким образом, применение установок ЭВОГРЕСС в системах энергоснабжения удаленных автономных объектов является практической реализацией мероприятий по повышению энергетической эффективности и обеспечивает надежность поставок и качество вырабатываемой энергии, а также способствует реализации задачи по увеличению предприятиями ОПК выпуска высокотехнологичной продукции гражданского и двойного назначения. ■

НАУКА энерготех

ООО «Наука-Энерготех»
125040, Россия, г. Москва,
3-я ул. Ямского Поля, влад. 2,
корп. 11
Тел.: +7 (495) 789-45-14
E-mail: info@evogress.com
www.evogress.com

на правах рекламы

ИНТЕГРАЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 541.136.88

А.Н. Бронников, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), a.n.bronnikov@adm.gazprom.ru
А.А. Шаповало, к.т.н., ПАО «Газпром», a.shapovalo@adm.gazprom.ru
Т.Ф. Коноплев, ПАО «Газпром», t.konoplev@adm.gazprom.ru
И.С. Токарев, к.т.н., ПАО «Газпром», i.tokarev@adm.gazprom.ru

Газовая промышленность – неотъемлемая часть экономики Российской Федерации – занимает ведущее место в топливно-энергетическом комплексе страны. Россия занимает первое место в мире по запасам природного газа с доказанными ресурсами в размере 47,8 трлн м³. Большая часть запасов газа (около 70 %) расположена в Западно-Сибирском газовом бассейне. Крупные месторождения находятся в Лено-Тунгусском, Лено-Вилюйском, Прикаспийском, Волго-Уральском нефтегазовых бассейнах. Стоит отметить, что около 18 % разведанных запасов дислоцируются на шельфовых месторождениях, включая уникальное по своим размерам Штокмановское.
ПАО «Газпром» обладает 71 % всех запасов в Российской Федерации.
Мировой рынок природного газа – один из наиболее динамично развивающихся и растущих рынков энергоносителей. Несмотря на высокую конкуренцию в других видах топлива и использование возобновляемых источников энергии, прирост добычи и потребления традиционных энергоресурсов в мире за последние 20 лет составил более 70 %.
Суровые природно-климатические условия в основных регионах присутствия нефтегазовых компаний в России диктуют определенные требования к созданию, применению и эксплуатации оборудования инфраструктурных объектов газовой отрасли, в том числе энергетического.
В статье представлены основные направления и перспективы развития энергетики в газовой отрасли. Описан опыт применения передовых технологий на производственных объектах ПАО «Газпром».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АВТОНОМНЫЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМОСТЬ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

Обеспечение энергоснабжения технологических объектов газовой промышленности [1, 2] осуществляется с помощью комплексов, в состав которых входит полный спектр электротехнического оборудования, включающий объекты генерации, распределения, преобразования, накопления и потребления энергии, а также система управления комплексом.

Первоочередная задача электротехнических комплексов в газовой отрасли заключается в надежном электроснабжении технологического оборудования в целях обеспечения бесперебойного процесса добычи, транспортировки и переработки природного газа [3].

Неспособность функционирования основных инфраструктурных объектов в отсутствие надежного электроснабжения делает их ответственными потребителями I категории, накладывая определенные требования ко всей системе электроснабжения и электротехническому комплексу в целом [4]. Потери электроснабжения таких потребителей могут привести не только к продолжительным остановам технологических процессов, но и к авариям, серьезным материальным и имиджевым издержкам, особенно это касается экспортных магистральных газопроводов (МГ) и добычных объектов, осуществляющих для них добычу газа («Северный поток», «Сила Сибири» и др.) [5, 6].

Система электроснабжения объектов газовой промышленности должна обеспечивать соответствующий уровень надежности, регламентируемый действующими отраслевыми и общероссийскими нормативными документами и стандартами.

Уровень надежности электроснабжения отдельных потребителей в целом определяется категорией,



Рис. 1. Автономный источник АИП-2800 кранового узла магистрального газопровода «Сила Сибири»

которая устанавливается исходя из требований промышленной безопасности и обеспечения бесперебойного функционирования технологического процесса данного производственного объекта.

Сложные климатические условия в большинстве районов расположения объектов добычи, транспорта и переработки газа ПАО «Газпром» наряду со спецификой технологических процессов, возможностью образования взрывоопасных смесей, наличием агрессивных газов, нестабильностью нагрузок, концентрацией больших мощностей, колебаниями напряжения в электрической сети при пуске агрегатов большой единичной мощности, удаленностью от существующих электрических сетей и пр. – все это предъявляет особые требования к электрооборудованию и системам электроснабжения объектов ПАО «Газпром».

К основным источникам электроснабжения относятся распределительные электрические сети районных электросетевых компаний и автономные электростанции собственных нужд на базе газотурбинных и газопоршневых двигателей отечественного и импортного производства, а также автономные источники (АИ) малой мощности для электроснабжения линейных потребителей и кустов газовых скважин.

Общемировые современные подходы к организации энергоснабжения производственных объектов основаны на принципе максимального использования малолюдных технологий, высокого уровня цифровизации и промышленной безопасности, а также применении высокотехнологичного оборудования и внедрении новых организационно-технических решений. Такие векторы развития энергетики в ПАО «Газпром» позволят не только повысить надежность работы энергетического и, как следствие, технологического оборудования, но и значительно сэкономить материальные ресурсы, повышая энергоэффективность работы, в том числе путем снижения углеродного следа.

ИНТЕГРАЦИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

При реализации крупных инвестиционных проектов, таких как МГ «Сила Сибири», использовался ряд современных технических решений в области энергоснабжения производственных объектов. При разработке схем для потребителей линейной части газопровода было проведено технико-экономическое обоснование применения АИ электроснабжения малой мощности (2,8–18 кВт) отечественного производства. Использование такого рода источников позволило значительно снизить капитальные затраты на строительство воздушных линий в труднодоступных местах (в том числе на территории вечной мерзлоты) и точечно обеспечить энергоснабжение удаленных объектов на базе теплоэлектрогенераторов, газопоршневых двигателей и микротурбинных установок. На рис. 1 представлен АИ АИП-2800 производства ООО «Завод «Саратовгазавтоматика», который



Рис. 2. Автономный энергетический комплекс для радиорелейных станций магистрального газопровода «Сила Сибири» на базе источников АПЭ 4–48

обеспечивает электроснабжение и теплоснабжение оборудования крановых узлов МГ «Сила Сибири». Источник полностью автономен, не требует присутствия персонала, имеет возможность удаленного управления. Даже при выходе из строя одного из генерирующих модулей остальные останутся в работе и обеспечат работоспособность всех систем до прибытия аварийной бригады.

Еще одна отечественная разработка представлена автономным преобразователем энергии АПЭ 4–48, работающим по циклу Ренкина. На МГ «Сила Сибири» установлено 60 АИ производства АО «Томский электромеханический завод имени В.В. Вахрушева», осуществляющих энергоснабжение 30 радиорелейных станций (рис. 2).

Работа по импортозамещению в автономных системах электроснабжения малой мощности в интересах ПАО «Газпром» ведется предприятием АО СКБ «Турбина», входящим в холдинг АО «НПО «Высокоточные комплексы» государственной корпорации «Ростех». В 2020 г. был проведен первый этап заводских испытаний электроагрегата АПН-18 (рис. 3), которые подтвердили все технические характеристики. Ведется подготовка к проведению опытно-промышленной эксплуатации. В случае успешного завершения всех этапов опробования агрегата АПН-18 будет использоваться в качестве альтернативы американской микротурбинной электростанции Capstone (Capstone Turbine Corporation, США).

В состав практически всех АИ малой мощности входит буферная батарея на базе аккумуляторов, обеспечивающая стабильную работу аккумуляторов в период сброса/наброса электрической нагрузки. Каждая из них имеет определенный ресурс по циклам заряда/разряда, однако на некоторых АИ вместо положенных 10–12 лет такие батареи работают максимум три года. Это значительно снижает надежность работы и влечет за собой дополнительные затраты на обслуживание.



Рис. 3. Микротурбинный электроагрегат АПН-18

В целях устранения проблемы специалистами Управления ПАО «Газпром» (А.А. Шаповало) была разработана гибридная буферная батарея на базе суперконденсаторных накопителей [7]. В последующем она прошла все необходимые испытания на объекте ООО «Газпром трансгаз Томск» под контролем специалистов Амурского линейного производственного управления магистральных газопроводов и инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Томск», подтвердившие возможность продления в несколько раз срока службы аккумуляторных батарей. После чего комиссия под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром», начальника Департамента О.Е. Аксютина внесла данную разработку в реестр инновационной продукции для применения на объектах ПАО «Газпром». Уже в 2020 г. сотрудниками департаментов ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко, О.Е. Аксютин) были проведены показавшие положительные результаты испытания по применению суперконденсаторных накопителей в качестве стартерных систем пуска дизельных и газопоршневых электростанций. Использование высокотехнологичного оборудования аккумулирования энергии позволит в перспективе в два раза снизить количество стартерных аккумуляторов, в три раза их емкость, а также значительно продлит эксплуатационный ресурс, уменьшив тем самым затраты. В настоящий момент организована опытно-промышленная эксплуатация гибридной стартерной батареи, ведется разработка плана внедрения.

Среди современных устройств накопления энергии необходимо упомянуть системы постоянного тока на базе литийионных аккумуляторов.

Разработанные в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) системы постоянного тока с использованием литийионных аккумуляторов для компрессорных станций (КС) и буферная система накопления для возобновляемого источника энергии (ВИЭ) в целях электроснабжения газораспределительных станций (ГРС) (рис. 4) успешно эксплуатируются на объектах внедрения. Положительный эффект таких систем заключается в снижении капитальных и эксплуатационных затрат, выравнивании графика нагрузки, выдаче накопленной энергии в часы пиковых нагрузок, повышении энергоэффективности работы оборудования.



Рис. 4. Автономный источник на базе возобновляемого источника энергии

На эксплуатируемых ПАО «Газпром» ГРС могут использоваться не только работающие на основе ВИЭ АИ, но и турбодетандерные установки (ТДУ). Их широкое применение позволит покрывать потребности не только производственного объекта, но и (в случае установки ТДУ большей мощности) реализовывать электрическую энергию во внешнюю сеть. На данный момент ведется разработка ряда проектов в целях проведения испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ТДУ мощностью более 100 кВт.

Использование всего потенциала технологического процесса компримирования газа для выработки электрической и тепловой энергии может быть осуществлено путем применения утилизационных тепловых энергетических комплексов (УТЭК), которые с помощью энергии, полученной от выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов, позволят реализовать проект энергонезависимой КС с выдачей излишков мощности в сеть. Работа в этом направлении в ПАО «Газпром» с отчетливыми перспективами применения данного оборудования ведется не первый год. Тем не менее для конечного результата требуется подтверждение точными расчетными показателями эксплуатационной надежности и экономической эффективности. Кроме того, существует ряд сдерживающих ограничений со стороны действующего законодательства в области выдачи излишков электроэнергии на розничный (оптовый) рынок.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Помимо проектов строительства энергонезависимых КС существуют научные направления создания энергонезависимых газоперекачивающих агрегатов, реализующихся на базе ООО «Газпром трансгаз Югорск» (ГПА-Ц-16) и ООО «Газпром трансгаз Уфа» (АЛ-31). На рис. 5 изображен макет генератора ГВИ-120 в составе энергонезависимого

газоперекачивающего агрегата на базе двигателя АЛ-31, при работе которого обеспечиваются собственные нужды агрегата по электропотреблению.

Энергонезависимые решения могут применяться не только на наземных объектах по добыче, транспорту и переработке газа. Перспектива освоения шельфовых месторождений, в том числе в арктических условиях, определяет новые подходы к электроснабжению морских и береговых объектов. Для минимизации потребления газа на собственные нужды и снижения углеродного следа в качестве источников электроснабжения могут быть использованы электростанции на базе волновой энергии – перспективном и актуальном направлении ВИЭ. Практический опыт применения волновых электростанций имеет широкое распространение в зарубежных странах (Португалия, Норвегия, Великобритания и др.). К отрицательным аспектам использования волновых электростанций можно отнести непостоянные волновые нагрузки, искусственное занижение мощности, отбираемой от волн при штормовых волнах, отсутствие возможности эксплуатации в регионах с преимущественно холодным климатом (ледяной покров). В рамках сотрудничества ПАО «Газпром» с ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный морской технический университет» ведется работа по рассмотрению НИОКР на тему «Разработка технических требований к мобильной плавучей волновой электростанции и создание концепции ее применения для энергоснабжения морских объектов добычи и береговой инфраструктуры ПАО «Газпром». Пилотный образец такой установки в будущем может быть реализован в рамках создания инновационного научно-технологического центра «Приморская долина».



Рис. 5. Генератор ГВИ-120

Кроме разработки и применения отдельных видов оборудования в качестве перспективных направлений могут рассматриваться инновационные подходы к созданию схемно-технических решений с применением высокотехнологичного оборудования. Таким примером может послужить внедрение систем накопления энергии в состав электростанций собственных нужд с газопоршневым и газотурбинным приводом. Предлагаемый подход позволит не только повысить надежность работы систем электроснабжения производственных объектов при просадках напряжения и остановах генерирующего оборудования (исключая бестоковую паузу), но и значительно снизить капитальные затраты на строительство электростанций и эксплуатационные затраты на топливный газ и техническое обслуживание энергоблоков. В настоящее время по данной теме планируется разработка НИОКР. В качестве площадки для применения современных систем накопления энергии в целях повышения надежности электроснабжения особо важного объекта, обеспечивающего энергетическую безопасность стран ЕС, рассматривается КС «Портовая» МГ «Северный поток».

Отдельный перспективный вектор развития энергетики в ПАО «Газпром» – цифровизация производства. Это не только удаленное управление и контроль состояния оборудования. Но и системы предиктивной диагностики сложного энергетического оборудования (энергоблоки электростанций и электроприводные газоперекачивающие агрегаты), цифровые двойники, технологии дополненной и виртуальной реальности (AR/VR) для обучения оперативного и ремонтного персонала и контроля эксплуатации энергетического оборудования (обходы и осмотры энергоустановок, оперативные переключения и т.д.), телемедицина (автоматический контроль состояния работников при проведении работ повышенной опасности). Вместе эти аспекты образуют цифровую архитектуру эксплуатации энергетического оборудования будущего, которая позволит перейти на следующий уровень цифровизации компании, а именно к масштабному переходу всех производственных процессов к «Индустрии 4.0» (Industry 4.0). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006.
2. Минприроды России. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 г.» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/11a/%D0%93%D0%BE%D1%81%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4-2019.pdf (дата обращения 15.03.2021).
3. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В. и др. Газовая промышленность России: долгосрочные тенденции и закономерности развития: уч. пособ. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019.
4. Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Шпилевой В.А. Энергетика и электрификация газовых промыслов и месторождений. Тюмень: Изд-во «Тюмень», 2000.
5. «Сила Сибири». Крупнейшая система транспортировки газа на востоке России [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/ (дата обращения 15.03.2021).
6. «Северный поток». Газопровод, напрямую соединивший Россию и Европу [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.gazprom.ru/projects/nord-stream/ (дата обращения 15.03.2021).
7. Токарев И.С., Шаповало А.А., Коноплев Т.Ф. Разработка и внедрение буферной гибридной батареи в автономных системах электроснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2020. № 2 (796). С. 82–86.

АО «ГАЗПРОМ ТЕПЛОЭНЕРГО» АВТОМАТИЗИРУЕТ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ХОЛДИНГОМ

В 2018 г. в АО «Газпром теплоэнерго» (российский холдинг, реализующий проекты в сфере малой теплоэнергетики) было принято решение об автоматизации бизнес-процессов. Основная цель – стандартизировать направления деятельности компании, оптимизировать трудозатраты на сбор и обработку входящей и исходящей информации, повысить прозрачность функционирования холдинга.

Пилотный проект был реализован на основе продуктов российской компании «1С» в головном офисе и в шести дочерних предприятиях. Он затронул все основные бизнес-процессы: реализацию тепловой энергии, материально-технические ресурсы, закупки, бухгалтерский и налоговый учет, финансы и бюджетирование, управление персоналом, претензионно-исковую работу.

Деятельность холдинга была разделена на бизнес-процессы, в рамках каждого из них определены основные задачи и ответственные исполнители. Детальное структурирование позволило повысить прозрачность работы компании, вовлечь работников в планирование, проведение финансовых операций и, в конечном счете, – в процесс управления холдингом.

Деятельность дочерних обществ была синхронизирована с головным офисом. Это дало возможность в автоматическом режиме контролировать бизнес-процессы в целом в холдинге и в каждой региональной компании, повысить вариативность в принятии управленческих решений.

Рабочая группа стремилась максимально использовать типовые решения, но по некоторым процессам, таким как управление имуществом, управление инвестициями и управление претензионно-исковой работой, требовались нестандартные решения. В результате было разработано специализированное программное обеспечение.

За два года автоматизация основных направлений деятельности





В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В ХОЛДИНГЕ ФУНКЦИОНИРУЕТ ПОЛНОЦЕННОЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ КАЗНАЧЕЙСТВО, ИНТЕГРИРОВАННОЕ В СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПРОЦЕСС ПАО «ГАЗПРОМ», В СИСТЕМЕ ВЕДЕТСЯ ОПЕРАТИВНЫЙ И РЕГЛАМЕНТИРОВАННЫЙ УЧЕТ.

прошла процедуру тестирования, опробованы механизмы интегрированного планирования от формирования первичной потребности до получения бюджетных показателей, соответствующих производственным планам и сценарным условиям. В настоящее время в холдинге функционирует централизованное казначейство, интегрированное в соответствующий процесс ПАО «Газпром».

«В перспективе планируется полностью стандартизировать бизнес-процессы. Это даст возможность централизованно управлять изменениями во всех корпоративных бизнес-приложениях, снизить затраты на поддержку и развитие локальных информационных систем, повысить скорость и качество сбора информации о финансово-хозяйственной деятельности всех подразделений компании», – рассказали в АО «Газпром теплоэнерго».

На следующем этапе в компании рассчитывают существенно сократить бумажный документооборот и перейти на юридически значимый электронный с внутренними и внешними контрагентами. Кроме того, появится электронный архив по всему пулу первичных учетных документов и по всем предприятиям группы.

Выгоды цифровизации почувствуют и потребители тепловой энергии в 20 регионах присутствия компаний холдинга, которые смогут воспользоваться личным кабинетом на сайте, а также мобильным приложением. ■

АО «Газпром теплоэнерго»
194044, Россия, г. Санкт-Петербург, Большой Сампсониевский пр-т, д. 28, корп. 2, лит. Д.
Тел.: +7 (812) 207-01-05
Факс: +7 (812) 207-01-06
E-mail: gpte@gpte.ru
www.gpte.ru

на правах рекламы

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОПОРШНЕВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ WARTSILA 28SG

УДК 621.6-52

Г.С. Голод, ООО «Газпром ПХГ» (Санкт-Петербург, Россия), G.Golod@phg.gazprom.ru
П.Н. Францев, ООО «Газпром ПХГ», P.Frantsev@phg.gazprom.ru
А.Н. Яковлев, ООО «Газпром ПХГ», A.Yakovlev@phg.gazprom.ru
С.А. Матвеев, филиал ООО «Газпром ПХГ» «Невское УПХГ» (Великий Новгород, Россия), S.Matveev@nev.phg.gazprom.ru
Д.В. Мосолов, ООО «Вега-ГАЗ» (Москва, Россия), DMosolov@vega-gaz.ru

В статье описан частный случай решения проблемы эксплуатации на объектах ПАО «Газпром» импортного оборудования – системы автоматического управления газопоршневым двигателем. Затронута проблема импортозамещения применительно к оборудованию иностранного производства, используемого на российских предприятиях в течение десяти и более лет. Проведены параллели между определенными аспектами реализации импортных систем управления и осуществляемой зарубежными предприятиями политикой их сервисного обслуживания и ремонта. Выделена специфика диагностики и эксплуатации систем автоматики иностранного производства, проанализированы плюсы и минусы реализации такой политики применительно к объектам, работающим на территории Российской Федерации. Рассмотрены предложения по разработке и реализации системы автоматизированного управления газопоршневыми двигателями. Приведена структурная схема новой системы, ее основные элементы, в первую очередь разработанные «с нуля», описаны основные конструкторские решения. Перечислены результаты и определены перспективы дальнейшего тиражирования новой разработки. Установлено, что разработанная отечественная система управления газопоршневыми двигателями сохраняет все технические характеристики штатной. При этом за счет применения отечественных комплектующих значительно облегчает решение вопросов приобретения импортных, привлечения сертифицированных специалистов для проведения технического обслуживания и диагностики, необходимых для надежной работы газоперекачивающего оборудования. В качестве вывода декларируется, что привлечение к таким разработкам российских предприятий – это одно из оптимальных решений проблемы надежной эксплуатации существующего оборудования и логичное решение в разрезе реализации политики импортозамещения на объектах ПАО «Газпром».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, БЛОК УПРАВЛЕНИЯ, МОДУЛЬ КОНТРОЛЯ, БЛОК ВЫХОДНЫХ КЛЮЧЕЙ.

Европейский, а в широком понимании – мировой подход к разработке специализированных систем автоматизации учитывает сложившуюся на Западе политику и культуру сервисного обслуживания. Компактные по сравнению с Россией территории, развитая транспортная инфраструктура позволяют оперативно проводить плановое и внеплановое обслуживание, диагностику сложных систем автоматического управления (САУ) силами хорошо подготовленных специалистов фирм-разработчиков. Существует территориально распределенная сеть сервисных филиалов конкретных фирм. При этом эксплуатирующая организация играет роль «простого пользователя» системы. Определенно, такой подход имеет свои плюсы – фирме-разработчику выгодно получать доходы от сервиса в течение всего жизненного цикла системы, не только от ее продажи. Производитель также имеет возможность снизить закупочную стоимость системы и получить конкурентное преимущество, рассчитывая впоследствии получить доход в объеме финансирования сервисного обслуживания. Эксплуатирующей организации нет необходимости в обучении и содержании штата дорогостоящих специалистов, организации сервиса своими силами, определении номенклатуры необ-

ходимых запчастей, проведении закупочных кампаний, содержании аварийного запаса. С учетом того, что западные заводы и фабрики эксплуатируют десятки различных специализированных систем нескольких фирм на одном объекте, им гораздо проще и выгоднее отдать обслуживание их на откуп фирмам-изготовителям.

Такое положение вещей в том числе определяет подходы к разработке системы и ее функциям. В первую очередь доступ к внутренним функциям такой системы обычно закрыт для всех, кроме специалистов разработчика. Серьезную, подробную диагностику можно провести, только имея полный доступ к системе и зачастую исключительно при помощи специализированного диагностического оборудования. Подробные алгоритмы ее работы известны только разработчику. Эксплуатирующей организации достаточно документов на уровне «инструкции оператора». Можно проиллюстрировать данный подход на таком примере. Системы автоматики современного автомобиля получают значительный объем диагностической информации, с помощью которой можно быстро локализовать возникшую неисправность с точностью до конкретного узла. Однако обычный водитель получает из системы один обобщенный сигнал: «Неисправность. Проследуйте в сервис».

По завершении жизненного цикла системы от разработчика, как правило, поступает предложение заменить ее на новую, модернизированную, созданную на современной программно-технической базе, с предоставлением скидки или по трейд-ин (trade-in).

На данном этапе в РФ подобный подход к сервису не слишком эффективен по ряду причин. Основной из них можно назвать неготовность отрасли к объему и стоимости сервиса, предлагаемого фирмой-производителем. Из-за нежелания руководства снижать рентабельность предприятия затраты на сервис в инвестиционных бюджетах предусмотрены в значительно меньших объемах, чем запрашивает изготовитель. Дополнительным негативным фактором служит необходимость расчетов с продавцом в валютном эквиваленте.

Второй существенный момент – оперативность взаимодействия. Если в пределах Западной Европы в случае отказа в работе системы сервисная фирма за считанные часы обеспечивает появление специалиста на объекте, то в России этот процесс, в зависимости от места нахождения, затягивается на сутки и более. Имеющие опыт эксплуатации российские предприятия, как правило, идут на создание собственных сервисных подразделений: нанимают и обучают специалистов, добиваются от изготовителей систем допуска подготовленных специалистов ко всем настройкам и функциям, алгоритмам и другой узкоспециальной информации.

По ряду объективных причин выстроить отношения таким образом получается не со всеми фирмами. Как пример можно привести финскую компанию Wärtsilä Oyj Abp. В филиале ООО «Газпром ПХГ» «Невское УПХГ» с 2005 г. эксплуатируются четыре газоперекачивающих агрегата (ГПА) на базе поршневых двигателей Wartsila 28SG, которые управляются штатной системой WECS (Финляндия). На данный момент жизненный цикл оборудования фактически завершен, что приводит к росту сбоев в его работе. Кроме того, эксплуатация данных систем затруднена по причине информационной закрытости, отсутствия подходящих диагностических средств, высокой стоимости и длительных сроков поставки импортных запасных частей. По мнению эксплуатирующей организации, проведение ремонтных работ и обслуживание на условиях, предлагаемых фирмой-производителем, стало нецелесообразно. К этому добавилось прекращение производства системы управления WECS и ее комплектующих – возникли риски будущей неремонтопригодности системы.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

При кажущейся простоте автоматизации двигателя внутреннего сгорания, осуществить которую могут многие организации, Wartsila 28SG, тем не менее, представляет собой сложный образец. Отличие этого 18-цилиндрового газопоршневого привода мощностью 4,2 МВт от привычных всем автомобильных двигателей заключается в наличии форкамер (где газовоздушная смесь формируется не в цилиндрах, а в специальных камерах, расположенных перед впускными клапанами) и электронного управления инжекторными клапанами (в отличие от привычных распредвалов). Готовых отечественных программно-технических комплексов (ПТК) управления газопоршневым двигателем (ГПД), возможных для применения на двигателях Wartsila 28SG во взрывоопасных зонах, на момент начала разработки САУ ГПД не существовало.

В этой связи в рамках реализации политики ПАО «Газпром» по замещению применяемого оборудования иностранного производства ООО «Газпром ПХГ» по согласованию с профильным Департаментом ПАО «Газпром» рассмотрело возможность разработки и применения отечественной системы управления двигателем. В качестве основного исполнителя было привлечено ООО «Вега-ГАЗ» – разработчик САУ, имеющий положительный опыт их создания для ГПА производства Solar Turbines Inc. (США) и систем управления поршневыми газомоторными компрессорами производства ООО «РУМО», в том числе с функциями управления зажиганием газомоторных приводов. Однако ранее разработанные решения потребовали серьезной доработки. Технические характеристики газокомпрессора РУМО 10ГКН 300 об/мин в отличие от финского

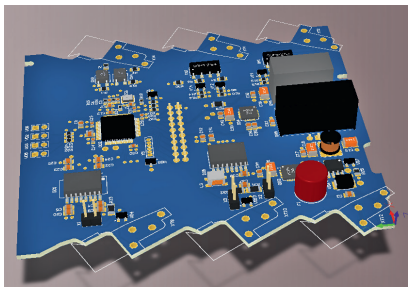


Рис. 1. Блок управления зажиганием

аналога с 800–1000 об/мин демонстрируют необходимость полной переработки схемотехники системы в части управления зажиганием.

В процессе разработки ПТК прежде всего была проведена подробная диагностика работы штатной системы управления двигателем при разной температуре наружного воздуха на всех режимах работы ГПА с последующим анализом исходных данных. Как упоминалось ранее, особенность двигателя Wartsila 28SG состоит в отсутствии распредвала. Таким образом, помимо собственно зажигания и топливного клапана, он оснащен электроприводными инжекционными клапанами на каждом цилиндре. Также в двигателе существует возможность управления турбонаддувом с помощью перепускного клапана. Соответственно, необходимо было обеспечить не только своевременную подачу импульсов на свечи зажигания, но и синхронизировать моменты и длительности открытия клапанов по всему диапазону оборотов двигателя, работу топливного регулятора и клапана турбонаддува. Ввести корректирующие поправки в зависимости от текущего значения показаний датчика оборотов вала, степени

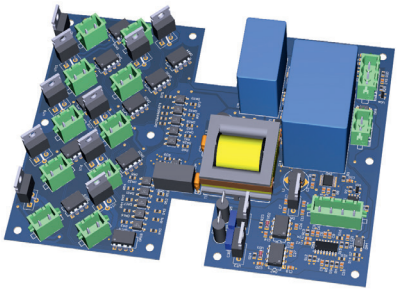


Рис. 2. Блок выходных ключей

нагрузки на вал и температуры воздуха на входе в двигатель.

Отечественными разработчиками были созданы специализированные электронные блоки, способные генерировать управляющие воздействия на свечи с необходимой скоростью, амплитудой и формой импульсов. Для регулирования работы указанных блоков, в свою очередь, были найдены программные и аппаратные решения, обеспечивающие работу поршневого двигателя во всех режимах работы.

В итоге были разработаны схемотехнические и конструкторские решения, а также встраиваемое программное обеспечение (ПО) для следующих специализированных устройств:

– блок управления зажиганием – микропроцессорный блок, выполняющий определение фазы двигателя, расчет углов зажигания и впрыска, длительности впрыска и выдачу тактирующих сигналов на модули системы (рис. 1);

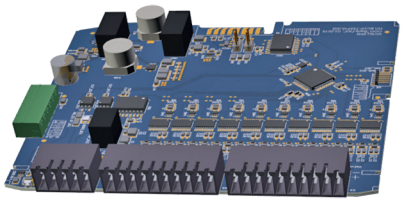


Рис. 3. Блок управления клапанами

– блок выходных ключей – обеспечивает формирование силовых импульсов на первичные обмотки трансформаторов (рис. 2);

– блок управления клапанами – микропроцессорное модульное устройство, отвечающее за выдачу импульсов с необходимыми характеристиками на открытие инжекционных клапанов топливного газа (рис. 3);

– модуль контроля детонации – микропроцессорный модуль, обеспечивающий измерение уровня детонации путем ввода и оцифровки широкополосного сигнала напряжения от пьезоэлектрических датчиков, выделение в сигнале частотной составляющей, соответствующей детонационным процес-

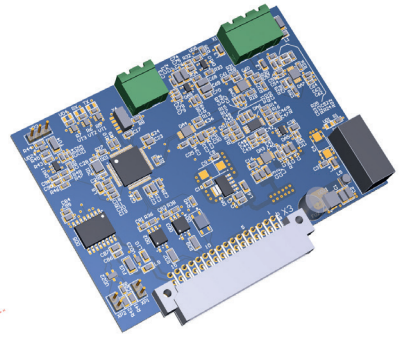


Рис. 4. Модуль контроля детонации

сам в камере сгорания двигателя, измерение его уровня во время заданного углового окна фазы двигателя (вблизи верхней мертвой точки рабочего хода соответствующего цилиндра) (рис. 4).

Кроме перечисленного выше, было разработано сервисное ПО для контроля и визуализации обмена по CAN-шине и прикладное ПО используемого программируемого логического контроллера Fastwel (Россия). В отличие от штатной, «закрытой» фирмой-изготовителем системы управления двигателем, передающей в САУ верхнего уровня обобщенный сигнал неисправности, на новой системе был отлажен обмен детализированной информацией. В САУ ГПА стала передаваться информация с кодами ошибок, позволяющая быстро и точно локализовать источник неисправности. Структурная схема САУ представлена на рис. 5.

В результате был создан ПТК, позволяющий эксплуатировать двигатель во всех режимах за счет контроля положения распределительного вала (фазы работы двигателя) и синхронной с ним выдачи импульсов зажигания, а также за счет управления инжекционными клапанами топливного газа, клапанами подачи топлива и перепуска наддува. Программно-технический комплекс осуществляет контроль значений технологических параметров, в том числе уровня детонации в цилиндрах, аварийную защиту и сигнализацию.

Измерение уровней детонации производится во время заданного углового окна фазы двигателя,

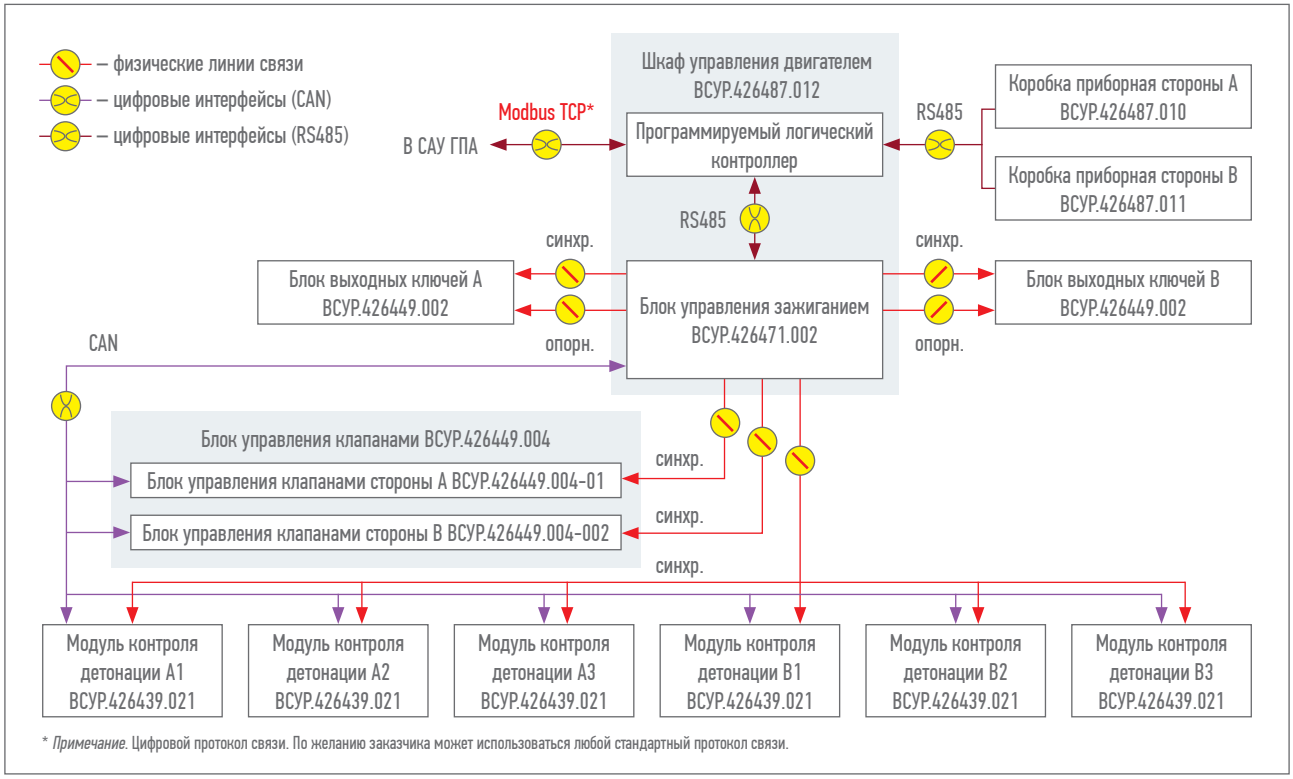


Рис. 5. Структурная схема системы автоматического управления

что исключает влияние шумов от смежных цилиндров на результат.

Применена быстродействующая CAN-шина, обеспечивающая обмен сообщениями между модулями из состава ПТК с учетом приоритетов передаваемых сообщений, что дает возможность аварийного останова агрегата независимо от режима его работы за время, не превышающее длительность одного оборота коленчатого вала.

В сравнении с ПТК WECS производства фирмы Wartsila отечественную разработку отличает:

– доступность для эксплуатирующего персонала широких возможностей диагностики состояния ПТК и определения причин сбоев и аварийных остановов;

– возможность обслуживания ПТК и настройки параметров управления двигателем без вызова представителей производителя ПТК;

– сниженная стоимость закупки и внедрения ПТК;

– более низкая стоимость и меньшие сроки поставки запасных частей.

ИСПЫТАНИЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

В 2020 г. на ГПА №22 филиала ООО «Газпром ПХГ» «Невское УПХГ» испытана система управления поршневым двигателем с программным управлением впрыска топлива производства ООО «Вега-ГАЗ» с применением отечественного встраиваемого и прикладного ПО. Испытания показали, что разработанная система работоспособна и обеспечивает эффективное управление ГПД на всех режимах работы газоперекачивающего агрегата, не уступая финскому аналогу WECS. По части информативности и предоставления диагностических параметров, касающихся работы отдельных узлов ГПД, новая система оказалась более функциональной в сравнении с штатной.

Тиражирование внедренного ПТК возможно на ГПА компрессорного цеха №2 филиала ООО «Газпром ПХГ» «Невское УПХГ», а также в составе электростанций собственных нужд с двигателями Wartsila на объектах газотранспортной системы, в подземных хранилищах газа и на газовых промыслах ПАО «Газпром».

ВЫВОДЫ

Внедрение ПТК российской разработки и производства:

– обеспечит реализацию политики импортозамещения на объектах ПАО «Газпром», оборудованных ГПД Wartsila;

– существенно снизит зависимость производства от иностранных изготовителей средств и систем автоматизации;

– сократит время производства и ремонта САУ за счет минимизации рисков срыва сроков поставки комплектующих;

– обеспечит получение оперативной технической поддержки от производителей комплектующих и ПО;

– сделает возможным поэтапное снижение затрат на создание, ремонт и обслуживание средств и систем автоматизации различного уровня сложности;

– повысит информационную защищенность САУ. ■

ИННОВАЦИИ – ДВИЖУЩИЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ АО «АТГС»

С момента своего основания в 1992 г. АО «АтлантикТрансгазСистема» (АО «АТГС») много внимания уделяет инновациям, за счет чего компания прочно укрепилась на ведущих позициях в сфере автоматизации непрерывных технологических процессов. Предприятие выполняет весь комплекс работ по созданию автоматизированных систем управления технологическим производством, включая обследование, проектирование, комплектацию и сборку шкафов автоматики, инжиниринг и разработку прикладного программного обеспечения, заводские испытания, шефмонтаж, наладку и ввод в эксплуатацию, обучение персонала, гарантийное и послегарантийное обслуживание внедренных систем. Благодаря тому, что специалисты АТГС сопровождают реализованные проекты и при необходимости расширяют и модернизируют их функционал, все первые системы успешно работают с 1997 г. по сегодняшний день, соответствуя современным стандартам.



Л.И. Бернер, д.т.н., профессор, генеральный директор



Б.Л. Собкин, д.т.н., профессор, главный научный консультант



А.В. Рощин, к.т.н., первый заместитель генерального директора



С.А. Илюшин, к.т.н., доцент, заместитель генерального директора по АСУ

О возможностях компании красноречиво говорят внедренные АО «АТГС» системы. В числе значимых работ: многоуровневые системы оперативного диспетчерского управления (СОДУ) с системами телемеханики в ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Волгоград»; системы телемеханики крупных газопроводов Сахалин – Хабаровск – Владивосток, Ямал – Европа, Заполярное – Уренгой, Уренгой – Ужгород, Бованенково – Ухта, Южный и Северный потоки и др.; системы телемеханики кустов скважин месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой»; месторождений Заполярное, Ен-Яхинское, Береговое, Песцовое, Южно-Русское и др.; информационно-управляющая система (ИУС) Карашурской станцией подземного хранения газа. Этот список можно продолжать.

РАЗРАБОТКИ КОМПАНИИ

Два основных программно-технических комплекса, разработанных АТГС, – это система телемеханики «СТН-3000» и СОДУ «СПУРТ». Они позволяют создавать системы линейной телемеханики магистральных газопроводов, системы автоматического управления газораспределительных (ГРС) и газоизмерительных станций, системы телемеханики кустов скважин, многоуровневые интегрированные СОДУ с диспетчерскими пунктами различных уровней, ИУС станций подземного хранения газа и т. п.

Начиная с 2014 г. в АТГС была принята широкомасштабная программа импортозамещения. Данная программа предусматривала переход от комплектующих импортного производства на отечественные аналоги. Разработанная система телемеханики на российских компонентах СТН-3000-Р (включая контроллер собственного производства) полностью совместима с более чем 2000 контролируемых пунктов (КП) СТН-3000, находящихся на тот момент в эксплуатации



Ю.М. Зельдин, к.т.н., заведующий отделом ИУС



С.А. Лавров, заведующий отделом АСУ ТП



Д.В. Щукин, заведующий отделом развития



А.А. Заграничный, к.т.н., заведующий производственно-техническим отделом

(сейчас более 2700). Система телемеханики и САУ ГРС на базе СТН-3000-Р прошли испытания согласно регламенту ПАО «Газпром» и рекомендованы к применению на объектах Общества.

В 2015–2016 гг. в АТГС были проведены работы по созданию модификации программно-технического комплекса «СПУРТ» на основе базового программного обеспечения российских производителей – СПУРТ-Р. В 2017 г. СОДУ на базе СПУРТ-Р успешно выдержала комплекс испытаний и была допущена к применению в ПАО «Газпром».

Программное обеспечение СТН-3000-Р и СПУРТ-Р включено в «Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных Министерства связи и массовых коммуникаций РФ».

АО «АТГС» как самостоятельно, так и совместно с такими российскими организациями, как ПАО «Газпром автоматизация», АО «Нефтегазавтоматика» (ГК «Ростех»), ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ФГУП «ЭЗАН», ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина», ряд филиалов ПАО «Газпром» и др., ведет инновационные разработки, направленные на развитие функциональных и технических характеристик изготавливаемых систем, расширение спектра их применения, реализуя таким образом закрепленную в СТО Газпром 2-1.15-680-2012 техническую политику ПАО «Газпром», направленную на обеспечение надежности, безопасности и эффективности производственных и технологических процессов добычи, транспорта, хранения и переработки газа.

Так, например, на объектах добычи и транспорта газа широко применяется КП телемеханики с возобновляемым источником энергии (солнечной батареей). В ООО «Газпром добыча Уренгой» такие КП работают даже в Заполярье.

В СОДУ межпромысловым коллектором (МПК) ООО «Газпром добыча Уренгой» реализована система поддержки принятия решений в нештатных ситуациях, включающая модель МПК и экспертную систему. За эту работу три сотрудника АО «АТГС» получили премию «Газпрома» в области науки и техники.

Разработка системы поддержки принятия решений для линейной части многониточного магистрального газопровода ведется совместно со специалистами ООО «Газпром трансгаз Казань».

В течение ряда лет АО «АТГС» совместно с партнерами ведет разработку и внедрение подсистем управления газотранспортной системой (ГТС) с нестационарной моделью, которая позволяет оптимизировать режим ее работы. Одной из них стала модель ГТС «Волна» разработки ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е.И. Забабахина». В настоящее время программно-вычислительный комплекс «Волна» в составе СОДУ «СПУРТ-Р» используется в ООО «Газпром трансгаз Томск», ОсОО «Газпром Кыргызстан». В ходе эксплуатации он показал высокую скорость расчета, устойчивую работу в различных режимах, хорошее совпадение фактических и расчетных параметров как в режиме онлайн, так и при вариантном прогнозировании поведения ГТС по заданному плану переключений.

В настоящий момент АО «АТГС» совместно с ООО «Газпром трансгаз Москва» ведет работы по прогнозированию газопотребления и использованию прогнозирующей модели для решения задачи обеспечения газом потребителей ГТС Московского промышленного узла.

ДВА ОСНОВНЫХ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСА, РАЗРАБОТАННЫХ АТГС, – ЭТО СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ «СТН-3000» И СОДУ «СПУРТ».



М.В. Фролова, заместитель генерального директора по проектированию



Н.И. Богданова, заведующая сектором ССДУ



А.С. Хадеев, к.т.н., главный специалист



А.В. Харитонов, заведующий сектором САИДИС

СОТРУДНИКИ КОМПАНИИ

ДВИЖУЩИЙ ФАКТОР УСПЕХА КОМПАНИИ – ВЫСОКИЙ ПРОФЕССИОНАЛИЗМ СОТРУДНИКОВ, ИХ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ И НАЦЕЛЕННОСТЬ НА НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, НА ПОИСК И РАЗРАБОТКУ АКТУАЛЬНЫХ, БОЛЕЕ СОВЕРШЕННЫХ РЕШЕНИЙ.

Движущий фактор успеха компании – высокий профессионализм сотрудников, их заинтересованность и нацеленность на новые технологии, на поиск и разработку актуальных, более совершенных решений.

На сегодняшний день в компании работают 140 сотрудников, в том числе два доктора и девять кандидатов технических наук, аспиранты, магистры, первоклассные инженеры.

На фотографиях представлена лишь небольшая часть ключевых специалистов АО «АТГС».

На протяжении всей своей истории АТГС серьезно подходит к подготовке специалистов. Особенно плотное сотрудничество налажено с Московским автомобильно-дорожным государственным техническим университетом (МАДИ) и Российским государственным университетом нефти и газа (национальным исследовательским университетом) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина).

В 2016 г. в АО «АТГС» была создана базовая кафедра факультета управления МАДИ «Автоматизированные системы диспетчерского управления». В лабораториях кафедр «Автоматизированные системы управления» МАДИ и «Автоматизация технологических процессов» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина компания АТГС установила свои программно-технические средства.

В ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром добыча Уренгой» тренажерные комплексы, созданные АО «АТГС», обучают диспетчерский персонал. Тренажер диспетчера позволяет изучить поведение ГТС в различных режимах работы, отработать действия диспетчера по управлению ГТС в штатных и нештатных ситуациях. Особенность тренажера – тренировка диспетчера с использованием того же человеко-машинного интерфейса, с помощью которого он управляет реальной ГТС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Используя наработанный опыт, АО «АТГС» расширяет свои инновационные разработки как в добыче и транспорте газа, так и в других областях. Так, например, внедрена система автоматизации и диспетчеризации инженерных систем (САИДИС) инфраструктуры горноклиматического курорта «Альпика-Сервис». Впервые в мировой практике в ряде аэропортов России успешно эксплуатируются 73 топливозаправщика АО «Газпромнефть-Аэро» с системой контроля и управления заправкой воздушных судов по массе (разработана совместно с АО «Нефтегазавтоматика» и ЗАО «НПО «Авиатехнология»). Внедряются автоматизированные системы контроля выбросов и сбросов, экологического мониторинга (совместно с АО «Нефтегазавтоматика») и ряд других систем в разных областях промышленности.

Инновации становятся движущим фактором развития АО «АТГС» – практически каждый день появляются новые предложения и задумки. ■

АО «АтлантикТрансгазСистема»
109388, Россия, г. Москва,
ул. Полбина, д. 11
Тел./факс: +7 (495) 660-08-02
E-mail: atgs@atgs.ru
www.atgs.ru

на правах рекламы

АО НПК «ПАНХ»

Вертолетные услуги высокого качества и уровня безопасности с использованием новейших технологий и научных разработок.

PANH Helicopters

МИССИЯ

Мы предоставляем вертолетные услуги высокого качества и уровня безопасности, помогая нашим клиентам добиваться успехов.

ЦЕННОСТИ

Удовлетворенность и безопасность. Профессионализм и командная работа. Традиции и новации.

ВИДЕНИЕ

Мы стремимся быть признанным мировым лидером и предпочтительным партнером в области вертолетных услуг.



НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА

- собственный научно-технический центр, занимающийся разработкой и внедрением уникальных авиационных технических средств и технологий;
- развитая производственная база, обеспечивающая высокий уровень подготовки и технического обслуживания вертолетов;
- высокий уровень подготовки летного состава, наличие в штате летчиков-испытателей высочайшей квалификации;
- большой опыт выполнения различных авиационных работ в различных странах мира и климатических зонах;
- многотипный парк воздушных судов;
- система менеджмента качества, сертифицированная по международному стандарту ISO 9001:2008.

Компания ПАНХ принимает участие в международных проектах по добыче нефти и газа, обслуживании морских судов и буровых платформ, аварийно-спасательных и транспортных работах, медицинской эвакуации и перевозке пассажиров.

Тел.: +7 (861) 255-69-75

E-mail: panh@panh.ru

www.panh.ru

HeliOffshore
Safety Through Collaboration

на правах рекламы

«ОПТОМОНИТОРИНГ»: СВЕРХЧУВСТВИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ООО «ОптоМониторинг» по праву считается в России первопроходцем и флагманом в сфере распределенных волоконно-оптических систем непрерывного мониторинга и контроля состояния протяженных инфраструктурных объектов. Основанная в 2008 г. научно-производственная компания специализируется на таких уникальных решениях для нефтегазовой отрасли, как система мониторинга протяженных объектов и система комплексного мониторинга скважин. В их основе находится волоконно-оптический датчик, улавливающий как температурные изменения, так и виброакустические.

БОЛЬШЕ ЧЕМ ПРОСТО МОНИТОРИНГ

Система мониторинга протяженных объектов при помощи волоконно-оптических технологий контролирует в режиме реального времени физические параметры трубопроводов и все происходящее в охранной зоне. Исключительность разработки заключается в ее способности фиксировать одновременно параллельные события, точно их идентифицировать и тем самым практически исключать ложные срабатывания системы. Для достижения данной цели ООО «ОптоМониторинг» в консорциуме с ведущими российскими учеными создали нейронный классификатор – алгоритм обнаружения, распознавания и фильтрации событий с элементами искусственного интеллекта. Технология совершенствуется за счет постоянного пополнения специально сформированной библиотеки сигналов – это значит, что нейросеть на протяжении многих лет с момента создания непрерывно обучается.

Таким образом, система мониторинга протяженных объектов (СМПО) позволяет определять утечки перекачиваемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат, сжиженный природный газ и др.), в том числе медленно развивающиеся, которые не приводят к падению давления и изменению расхода в трубопроводе. Кроме того, система фиксирует все активности в охранной зоне объекта, в частности регистрирует механические воздействия – несанкционированные врезки, ремонтные работы, движение транспортной и тяжелой строительной техники и другие потенциально опасные для целостности трубопровода и функционирования объекта события, даже если они происходят одновременно. «ОптоМониторинг» – единственная в России компания, имеющая подобный опыт интерпретации с помощью нейронной сети, более того, разработанная компанией система превосходит по точности известные импортные аналоги.

Среди возможностей СМПО также определение параметров (скорость, координаты) движения устройств внутритрубной диагностики и очистных устройств на случай их застревания и предотвращения повреждений от неконтролируемого разгона. Эффективно применение системы мониторинга протяженных объектов на переходах газопровода через автомагистрали и железнодорожные пути: разработка «ОптоМониторинга» благодаря энергонезависимым оптическим сигнализаторам метана дистанционно регистрирует довзрывоопасные концентрации метана. Кроме того, СМПО может контролировать изменения температуры транспортируемого продукта, например, для обеспечения возможности локализации и предотвращения процесса гидратообразования на ранней стадии. Также технология позволяет распознавать на ранней стадии оползни, карстовые провалы и другие сейсмоопасные воздействия в зоне прокладки протяженных объектов и сигнализировать о них диспетчеру.

Свою эффективность СМПО уже подтвердила на объектах ведущих компаний нефтегазовой отрасли. Из порядка 8000 км трубопроводов, оснащенных на территории РФ комплексами мониторинга, 6500 км приходится на долю Группы «ОптоМониторинг». При этом более 5000 км – это магистральные трубопроводы ПАО «Транснефть». Кроме того, система успешно функционирует на объекте ПАО «Газпром» «Увеличение подачи газа в юго-западные районы Краснодарского края». А в результате испытаний на объекте «Напорный нефтепровод ЦПС – ПСП Новопортовского НГКМ» ООО «Газпромнефть-Ямал» впервые в отечественной практике стало возможным определять утечки и активности в охранной зоне на трубах небольшого диаметра, проложенных над землей.

ИНФОРМАТИВНАЯ СКВАЖИНА

В основе системы комплексного мониторинга скважин (СКМС) также находится волоконно-оптический кабель. Он используется в качестве чувствительного элемента, позволяющего снимать широкий спектр температурных и виброакустических характеристик по всей длине и барометрических данных – в забое скважины, а также служит средством передачи сигнала от точечных датчиков давления.

Так, в режиме онлайн и без остановки производственного процесса СКМС способна измерять забойное давление (до 100 МПа) с точностью



ООО «ОПТОМОНИТОРИНГ» В КОНСОРЦИУМЕ С ВЕДУЩИМИ РОССИЙСКИМИ УЧЕНЫМИ СОЗДАЛИ НЕЙРОННЫЙ КЛАССИФИКАТОР – АЛГОРИТМ ОБНАРУЖЕНИЯ, РАСПОЗНАВАНИЯ И ФИЛЬТРАЦИИ СОБЫТИЙ С ЭЛЕМЕНТАМИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА.

чувствительного элемента 0,1 %, а также профиль температурных колебаний (от –60 до 300 °С) по всей длине ствола скважины в непрерывном режиме с шагом 1м и с точностью 0,1 °С. Кроме того, система осуществляет в постоянном режиме гидропрослушивание, контролирует приток по всей длине горизонтального участка ствола скважины для определения эффективности его функционирования, а также профиль приемистости в нагнетательных скважинах.

Благодаря данным, полученным от СКМС, владельцы промыслов могут выявлять зоны нарушения герметичности эксплуатационной колонны и колонны насосно-компрессорной трубы, узнавать о начале образования гидратных пробок, определять эффективность закачки компримированного газа в газоконденсатных скважинах и подземных хранилищах газа и др. Все это позволяет принимать грамотные управленческие решения.

СОБСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩАЯ СИСТЕМА

Отдельного внимания заслуживает разработанный силами компании «ОптоМониторинг» специализированный программный комплекс «СКМС-онлайн». Он представляет собой веб-сервис с функцией хостинга, отображающий в режиме онлайн данные по неограниченному количеству скважин, с возможностью доступа к нему авторизированных пользователей из любой точки планеты. Кроме того, разработаны решения для: хранения технической и другой документации по скважине; получения акустического и температурного фона по всей ее глубине, а также данных датчиков давления в режиме онлайн; изучения динамики температурных кривых при различных технологических режимах; воспроизведения данных за любой период времени для выявления аномалий и дальнейшей интерпретации.

Все эти опции позволяют получать количественную оценку профиля притока. Результаты исследований можно хранить на портале или экспортировать в удобном формате для дальнейшей интерпретации.

КОЛЛАБОРАЦИЯ С НАУКОЙ

«ОптоМониторинг» постоянно совершенствует свои системы, сохраняя при этом более низкую в отличие от импортных аналогов стоимость. Это возможно за счет собственного производства: все оборудование, входящее в состав комплексов, в том числе программное обеспечение, разработано и запатентовано ООО «ОптоМониторинг». До 90 % комплектующих СМПО и СКМС создаются в России.

Таким образом, в консорциуме с ведущими научными центрами компания осуществляет полный цикл разработки и внедрения технологии.

КОМПАНИЯ, КОТОРОЙ ДОВЕРЯЮТ

Высокоинтеллектуальные системы ООО «ОптоМониторинг» не уступают по технологичности продуктам, ранее представленным в нашей стране только иностранными концернами. Разработки российской научно-производственной компании способны усилить цифровую трансформацию лидеров нефтегазовой отрасли, повысить операционную эффективность и за счет невысокой стоимости комплексов обеспечить устойчивость в условиях неблагоприятной ценовой конъюнктуры. Именно поэтому среди заказчиков и партнеров «ОптоМониторинга» – ведущие компании топливно-энергетического комплекса: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Транснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Татнефть». Решением постоянно действующей комиссии ПАО «Газпром» по внедрению инновационной продукции (протокол от 26.06.2020 г. №07/18/ПРГ-7) в Реестр инновационной продукции для внедрения в ПАО «Газпром» включены СКМС и СМПО. ■

ОптоМониторинг

ООО «ОптоМониторинг»
129515, Россия, г. Москва,
ул. Академика Королева,
д. 6, корп. 1
Тел.: +7 (495) 252-90-12
E-mail: info@optomonitoring.ru
www.optomonitoring.ru

на правах рекламы

20 ЛЕТ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО И ПРОЕКТНОГО ЦЕНТРА ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В.В. Кульчицкий, д.т.н., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ)

А.В. Щебетов, к.т.н., АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий» (Москва, РФ)

А.К. Пархоменко, к.э.н., АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий»

Я.С. Насери, к.т.н., АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий»

Л.В. Ляхевич, к.т.н., АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий»

В условиях ограниченных финансовых ресурсов с рентабельностью налогово-прозрачного предприятия до 5 % необходимо выделить приоритетные и перспективные цифровые технологии с наименьшими затратами и наибольшим эффектом, учитывая их востребованность нефтегазовыми компаниями. Лидерских позиций на рынках высоких технологий достигнут предприятия, создающие быстрее других центры компетенций, чьи руководители сумеют разглядеть перспективные трансформации задолго до их массового проявления. Нефтесервису придется вести хозяйственную деятельность по принципу «трансформируйся или уступи место быстрорастущим конкурентам и инновационно настроенным предприятиям». Вместе с тем турбулентная цифровая среда способствует ускорению появления инноваций, которые обеспечат конкурентное преимущество предприятиям отрасли. Главной задачей станет поиск путей тиражирования цифровых решений в целях снижения расходов и минимизации рисков.

20 лет научной и образовательной деятельности АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий» (НИПЦ ГНТ) неразрывно связаны с Губкинским университетом. Партнерские отношения закреплены Меморандумом о сотрудничестве РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Казахского национального исследовательского технического университета имени К.И. Сатпаева и АО «НИПЦ ГНТ» в целях улучшения регионального взаимодействия и цифрового экономического развития, укрепления сотрудничества между государствами посредством интеграции образования и науки с производством, проведения совместных исследований, разработок и экспертиз, подготовки квалифицированных кадров цифровых нефтегазовых профессий [1].

АО «НИПЦ ГНТ», созданное для инновационной экономической деятельности за счет собственных средств и под свою ответственность, ставит главной целью получение дохода для разработки и внедрения научно-технических проектов в нефтегазовой отрасли. С момента учреждения 5 июля 2001 г. выбран тренд трансформации в цифровое предприятие, охватывающий главные направления (рис. 1):

– научно-исследовательские и проектные работы;

– разработка и внедрение цифровых технологий;

– услуги супервайзинга и инжиниринга буровых и нефтегазодобывающих объектов;

– постдипломное дополнительное профессиональное образование и повышение квалификации;

– интеграция с нефтегазовыми вузами при дистанционном интерактивно-производственном обучении студентов проектированию, супервайзингу бурения и внутрискважинных работ (ВСР), геолого-технологическим исследованиям (ГТИ) процессов бурения и ремонта скважин с прохождением производственных практик и стажировок на объектах бурения и текущего и капитального ремонта скважин (ТиКРС);

– экспертная деятельность в научно-технической сфере нефтегазовой отрасли;

– IT-услуги.

Цифровизация на базе новых информационных технологий нацелена на повышение конкурентоспособности и прозрачности бизнеса. Вместе с тем формирование и управление цифровым предприятием, когда цифровизация еще не стала рыночной нормой, происходят весьма сложно и рискованно. Цифровизация – принципиально новая организация бизнеса, основанная на создании и обслуживании цифрового продукта, содержание которого смещается из материальной формы в цифровую, когда использовать материал становится невозможно или неэффективно без цифровой составляющей. Например, при бурении скважин основную

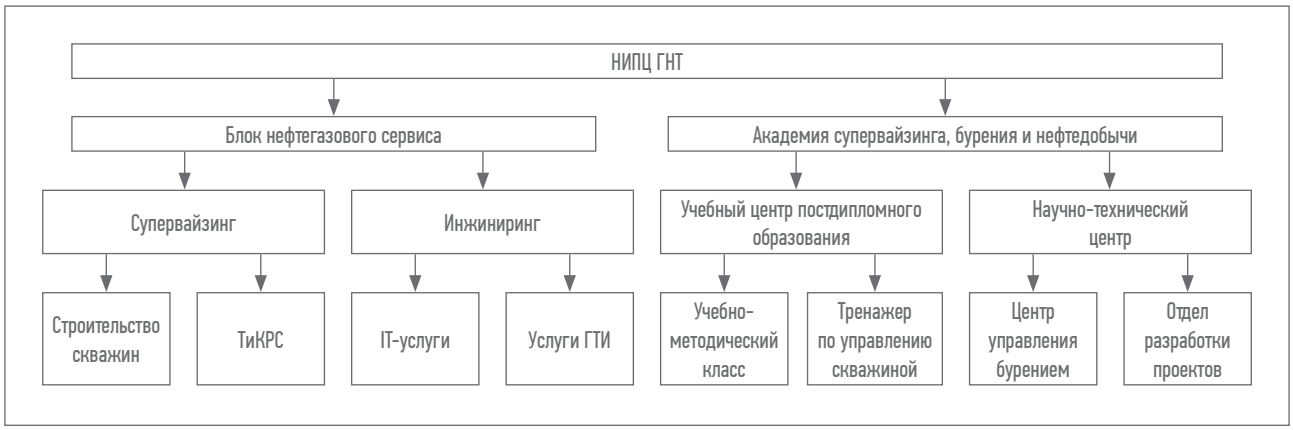


Рис. 1. Структура АО «Научно-исследовательский и проектный центр нефтегазовых технологий»

ценность начнут представлять не документация, материалы и оборудование, а цифровые двойники бурового инструмента, оборудования и технологических процессов, обеспечивающие эффективное безаварийное бурение. Цифровые двойники обрастают множеством услуг, трансформирующихся в цифровые продукты, по которым производят, обслуживают и восстанавливают оборудование и разрабатывают технологии [2].

В НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ СФЕРЕ

С 2016 г. цифровизация нефтегазового сервиса является одним из важнейших направлений развития НИПЦ ГНТ. Трансформируя супервайзинг бурения и ВСР в цифровой, НИПЦ ГНТ совместно с Губкинским университетом и Межрегиональным научно-техническим обществом нефтяников и газовиков инициировали создание кластерной системы подготовки и переподготовки кадрового резерва цифровизацией технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО). Эффективность технологий ДИПО заключается в объединении взаимодополняющих предприятий и структур, вузов и общественных организаций для достижения конечной цели – подготовки специалистов цифровых профессий, создающих, внедряющих и работающих в адаптивных системах управления бурением и ВСР на единой цифровой платформе [2]. АО «НИПЦ ГНТ», оказывая поддержку стартапу ООО «РобТехБур», резиденту «Сколково», ориентированному на цифровизацию буровых работ и ВСР, приобрел разработанную студенческим коллективом Губкинского университета программу для электронных вычислительных машин «Раннее обнаружение осложнений процесса бурения скважин» и выступает инвестором грантовых проектов [3].

В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СФЕРЕ

С 2018 г. АО «НИПЦ ГНТ» совместно с Научно-исследовательским институтом буровых технологий РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в рамках Программы дистанционного интерактивно-производственного обучения проводит научно-педагогический эксперимент по созданию цифровых профессий по направлению нефтегазового дела на факультете разработки нефтяных и газовых месторождений под научным руководством профессора В.В. Кульчицкого [4].

В ПОСТОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СФЕРЕ

Академия супервайзинга бурения и нефтегазодобычи НИПЦ ГНТ активно сотрудничает с Центром инновационных компетенций РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина по дополнительному профессиональному образованию, предоставляет супервайзинговые посты на буровых объектах и Центр управления бурением головного офиса для практических занятий в реальном времени. С 2008 г. ведущие специалисты и эксперты участвуют в повышении квалификации специалистов ПАО «Газпром» по программе профессиональной переподготовки «Технологический надзор и контроль строительства скважин (буровой супервайзинг)». Практическая часть обучения проводится специалистами НИПЦ ГНТ на объектах бурения и ремонта скважин супервайзинга дочерних обществ ПАО «Газпром». Программа профессиональной переподготовки в 2021–2022 гг. предусматривает предоставление каждому слушателю виртуального рабочего кабинета в сети программного комплекса «Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин» на Ковыктинском и Оренбургском газоконденсатных месторождениях. Планируются практические занятия по цифровизации управления строительством скважин на геосупервайзинговом посту в составе бурового экипажа в штаб-вагоне с геосупервайзером, выполняющим функции второго супервайзера и оператора цифровой станции ГТИ [5].

ЭКОСИСТЕМА ТРАНСФОРМАЦИИ В ЦИФРОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Центр управления бурением НИПЦ ГНТ совместно с лабораторией цифрового бурения Научно-

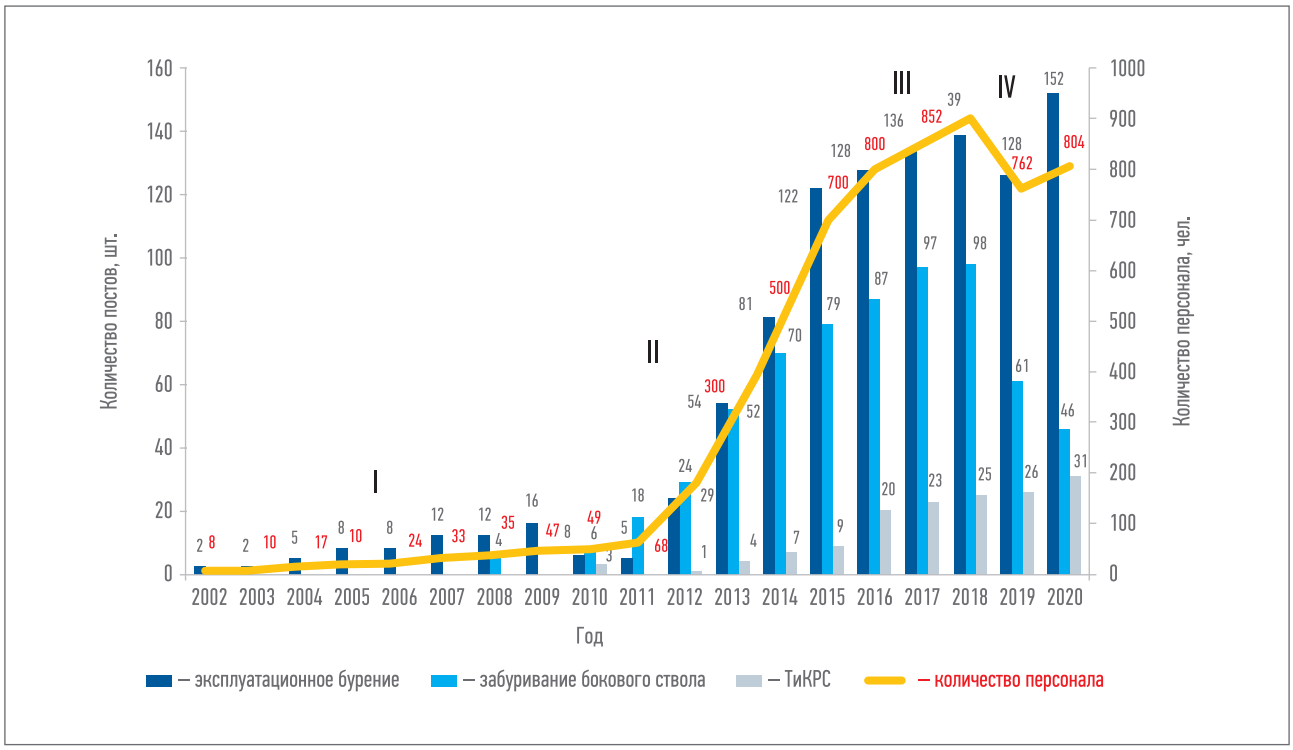


Рис. 2. Производственная деятельность АО «НИПЦ ГНТ»

исследовательского института буровых технологий Губкинского университета разрабатывает, проводит опытно-промышленные испытания и внедряет программные продукты (ПП) на объектах бурения, ТиКРС.

Программный продукт «Распознавание операций бурения скважин» (РОБС) предназначен для распознавания операций бурения скважин на основе данных от цифровых датчиков станции ГТИ, обработки и визуализации [6]. Продукт адаптирован к работе с накопленной информацией. Программа РОБС применяется для распознавания скрытого непроизводительного времени и расчета ключевых показателей эффективности.

Созданный на основе электронной библиотеки базы данных промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды ПП «Мастер актов и предписаний» стал действенным инструментом супервайзинга бурения, ТиКРС, существенно повысив оперативность и качество составляемых супервайзером актов-предписаний. Разработанное на основе ПП «Мастер актов и предписаний» автоматизированное рабочее место мобильного супервайзера позволяет получать максимум достоверной информации о работе бригад бурения и ремонта скважин и принимать инженерные решения в рамках технической политики нефтегазовой компании [7].

Не менее эффективным и востребованным стал ПП «Калькулятор супервайзера» для размещения в мобильном устройстве (смартфоне или планшете), предназначенный для автоматического расчета основных параметров бурения с подробным пошаговым описанием выполнения решения [8].

Согласно долгосрочной стратегии развития, АО «НИПЦ ГНТ» ставит на ближайшие 5 лет перед собой цель переориентировать свою основную деятельность на разработку и внедрение цифровых научно-технических проектов в нефтегазовую отрасль.

Трехлетний опыт подготовки буровых программистов, направленный на создание интегрированных цифровых профессий в нефтегазовом деле и формирование научно-педагогического коллектива, отвечает требованиям цифровизации нефтегазовых компаний и отрасли в целом. Формируется словарь новых понятий и терминов (геосупервайзинг, геонавигация, цифровое бурение, цифровой буровой испытательный полигон, буровой экипаж, младший геосупервайзер, супервайзер-наставник, цифровой полигон ДИПО, адаптивная система управления бурением скважин на единой цифровой платформе, буровой программист и проч.), обоснованных научно-производственной деятельностью НИПЦ ГНТ и введенных в систему знаний нефтегазового дела [4, 5].

В СФЕРЕ РЕНОВАЦИЙ

За последние три года НИПЦ ГНТ инвестировал в производство станций геосупервайзинга более 100 млн руб., способствуя тем самым развитию заводов-изготовителей высокотехнологичного цифрового оборудования и одновременно обновляя устаревший парк станций ГТИ на буровых объектах нефтегазовых компаний [9].

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

АО «НИПЦ ГНТ» осуществляет супервайзинг вышкомонтажных работ, бурения, зарезки боковых стволов, освоения, ТиКРС, промышленной безопасности и охраны труда на месторождениях ООО «Газпром инвест», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Краснодарнефтегаз», ООО «РН-Ставропольнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», АО «РИТЭК», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «Газпромнефть-Оренбург», ПАО «Татнефть», ГУП РК «Черноморнефтегаз» и др. [3].

Два десятилетия развития НИПЦ ГНТ состоят из четырех этапов: I – становление, II – эффективный рост, III – стабилизация и IV – обновление (рис. 2).

Основными факторами успеха АО «НИПЦ ГНТ» можно назвать сбалансированный портфель заказов, опытную команду менеджмента (профессора, кандидаты наук, европейские MBA), среднюю для отрасли текучесть персонала по причине подготовки собственных молодых специалистов, а также положительный деловой имидж предприятия в нефтегазовой промышленности.

В ОБЩЕСТВЕННОЙ СФЕРЕ

Сотрудники НИПЦ ГНТ – члены Межрегиональной общественной организации «Научно-техническое общество нефтяников и газовиков», активно участвуют в общественной работе Комитета по цифровизации нефтегазовой отрасли, пропагандируют инновационный переход бурового супервайзинга в цифровой геосупервайзинг, цифровые испытательные буровые полигоны, IT-технологии, способствующие вхождению нефтегазовой отрасли в четвертую технологическую революцию. Разработанные концепции «Реновация сервисных подрядных предприятий» и «Трансформация сервисных предприятий в кластерную систему подготовки и переподготовки кадрового резерва» внедряются в производство [10].

ПРИЗНАНИЕ

Рейтинговое агентство «Центр поставщиков ТЭК» подвело итоги опроса 2020 г. нефтегазовых компаний, ежегодно выбирающих лучших сервисных подрядчиков. В номинации «Супервайзинг» победило АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий» (рис. 3). На церемонии награждения 10 декабря 2020 г. генеральный директор АО «НИПЦ ГНТ» А.В. Щебетов отметил: «Для нашего предприятия и меня лично большая честь получить профессиональное признание в номинации «Лучшая супервайзинговая компания». АО «НИПЦ ГНТ» совершенствует, модернизирует и цифровизирует супервайзинг бурения и ремонта скважин, промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды. Поэтому благодарим наших заказчиков, высоко оценивших в рейтинге работу большого коллектива. Такое признание является хорошим стимулом к дальнейшему развитию и совершенствованию!» [11]. ■



Рис. 3. Отраслевая награда АО «НИПЦ ГНТ» – Лучший сервисный подрядчик в номинации «Супервайзинг»

АО «НИПЦ ГНТ»
115162, Россия, г. Москва,
Конный пер., д. 12, эт. 3, пом. 3.12
Тел./факс: +7 (495) 940-01-40
E-mail: Info@gasoilcenter.ru
www.gasoilcenter.ru

на правах рекламы

ЛИТЕРАТУРА

1. Меморандум о сотрудничестве РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, КНИТУ имени К.И. Сатпаева и АО «НИПЦ ГНТ» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ntong.ru/blog/news/podpisan-memorandum-o-sotrudnichestve-rgu-nefti-i-gaza-imeni-i-m-gubkina-knitu-imeni-k-i-satpaeva-i-ao-nipc-gnt-/ (дата обращения: 15.03.2021).
2. Кульчицкий В.В. Стратегия цифровой трансформации супервайзинга буровых и внутрискважинных работ // ROGTEC. Вып. 61. 2020. С. 12–21.
3. АО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gasoilcenter.ru/ (дата обращения: 15.03.2021).
4. Кульчицкий В.В., Мартынов В.Г., Оганов А.С. и др. Кластерная инициатива создания цифровой платформы дистанционного интерактивно-производственного обучения нефтегазовому делу // Наука и технология в промышленности. 2019. № 3–4. С. 87–96.
5. Кульчицкий В.В. Супервайзинг строительства нефтяных и газовых скважин. Практическое руководство. М.: Вече. 2019.
6. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2020663145. Распознавание операций бурения скважин РОБС / В.В. Кульчицкий, Я.С. Насери, М.С. Токарь и др. Заявл. 09.10.2020, опубл. 22.10.2020.
7. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2020663487. Мастер актов и предписаний / А.В. Щебетов, В.В. Кульчицкий, В.Л. Александров и др. Заявл. 09.10.2020, опубл. 28.10.2020.
8. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2020664996. Калькулятор супервайзера / А.В. Щебетов, В.В. Кульчицкий, Я.С. Насери и др. Заявл. 09.10.2020, опубл. 20.11.2020.
9. Кульчицкий В.В. Цифровизация геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 11 (335). С. 12–16.
10. Межрегиональная общественная организация «Научно-техническое общество нефтяников и газовиков имени академика И.М. Губкина» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ntong.ru/ (дата обращения: 15.03.2021).
11. АО «НИПЦ ГНТ» признано «Предприятием года 2020»! [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://gasoilcenter.ru/blog/news/ao-nipc-gnt-priznano-predpriyatiem-goda-2020-/ (дата обращения: 15.03.2021).

МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ И ОЦЕНКИ ФАКТИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ ОТРАЖАТЕЛЕЙ ПО ФОКУСНЫМ ИЗОБРАЖЕНИЯМ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ПРИНЦИП АКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ

УДК 620.19

А.Ю. Зиновьев, ООО «Газпром трансгаз Саратов» (Саратов, Россия), Zinoviev-AU@utg.gazprom.ru
Е.И. Бондаренков, ООО «Газпром трансгаз Саратов», Bondarenkov-EI@utg.gazprom.ru

Повышение надежности функционирования газотранспортной системы за счет усовершенствования действующих методов неразрушающего контроля представляет собой приоритетную задачу ПАО «Газпром». Разработанная методика направлена на повышение качества технического диагностирования сварных соединений трубопровода на объектах общества. Определение фактических размеров дефектов, а также пространственного положения в сварном шве – необходимое условие для принятия решения о дальнейшем использовании, ремонте или вырезке в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.
Недостатки существующих методов контроля по определению фактических размеров дефектов компенсируются применением их в совокупности, что влечет за собой дополнительные ресурсо- и трудозатраты.
Предлагаемая в статье методика обнаружения и оценки фактических размеров отражателей по фокусным изображениям разрабатывалась с применением анализа фокусных пятен от различных искусственных отражателей. Наряду со стандартными образцами предприятия был использован изготовленный из сегмента трубы опытный экземпляр с искусственными отражателями различных размеров, форм и ориентации.
В результате проведенных исследований достигнута высокая точность и достоверность контроля сварных соединений, определена возможность выявления всех типов дефектов в сварном соединении. Отсутствие необходимости продольно-поперечного перемещения преобразователя и связанной с этим зачистки зоны контроля от изоляции позволило достичь высоких показателей производительности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ, ФОКУСНЫЕ ПЯТНА, УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ, ИДЕНТИФИКАЦИЯ.

Повышение надежности функционирования газотранспортной системы (ГТС) за счет усовершенствования действующих методов неразрушающего контроля определяется как приоритетная задача ПАО «Газпром».

Несмотря на интенсивное развитие средств ультразвукового контроля, связанное в первую очередь с развитием электронного управления ультразвуковым лучом, автоматическим и полуавтоматическим сканированием, регистрацией результатов контроля и визуализацией дефектов, идентификация (определение формы и размера) обнаруженных дефектов и принятие решения об их допустимости или отбраковке по-прежнему остается функцией, непосредственно выполняемой оператором. Особо ответственным является принятие таких решений при контроле объектов в процессе эксплуатации. Дефекты, ранее признанные допустимыми, могут развиваться, трансформируясь в потенциально опасные, не всегда отражая при этом эхосигналы с амплитудой, достаточной для отбраковки по превышению над пороговым (браковочным) уровнем [1].

Разработанная методика направлена на повышение качества технического диагностирования сварных соединений трубопровода на объектах ПАО «Газпром».

В ПОИСКАХ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ РЕШЕНИЙ

В конце 1970-х – начале 1980-х гг. было установлено, что дифракция волн на отражателях разной формы происходит различно, вследствие чего разнятся между собой и амплитуды дифрагированных волн на объемных (округлых) и плоскостных дефектах. Поэтому получение дополнительной информации о форме и типе дефекта возможно лишь с использованием отраженных волн. Были разработаны

A.Yu. Zinovyev, Gazprom transgaz Saratov LLC (Saratov, Russia), Zinoviev-AU@utg.gazprom.ru
Ye.I. Bondarenkov, Gazprom transgaz Saratov LLC, Bondarenkov-EI@utg.gazprom.ru

A technique for determining and evaluating reflectors' actual sizes by focal images using ultrasonic flaw detectors based on the acoustic tomography

Improving the gas transportation system's reliability by improving the existing non-destructive testing methods is a priority for PJSC Gazprom. The developed technique is aimed to improve the quality of technical diagnosis of pipeline's welded joints at the company's facilities.
Determining defects' actual sizes and positions in welded joints is crucial to decide on further use, repair, or cutting out according to the current regulatory documents and specifications.
The downsides of the existing methods are compensated by their combined use, which entails additional costs and effort.
The proposed technique for detecting and evaluating reflectors' actual sizes by focal images was developed by analyzing focal spots from various artificial reflectors. A prototype with artificial reflectors of various sizes, shapes, and orientations made from a pipe segment was used along with the reference company standards.
The study resulted in highly accurate and reliable testing of welded joints and identified the possibility to detect all types of defects in a welded joint with high performance since there was no need for longitudinal-transverse movement of the transducer and associated cleaning insulation out of the inspected area.

KEYWORDS: SENSITIVITY, TECHNICAL DIAGNOSIS, FOCAL SPOTS, ULTRASONIC TESTING, IDENTIFICATION.

и в определенной степени нашли практическое применение несколько технологий, базирующихся на такой постановке задачи. К ним относится дельта-метод, с помощью которого одновременно анализируются эхосигналы поперечной волны, воспринимаемой наклонным пьезоэлектрическим преобразователем (ПЭП) в режиме излучения-приема, и продольной волны, возникающей в результате озвучивания дефекта поперечной волной и воспринимаемой расположаемым над дефектом ПЭП [2–4]. Будучи достаточно простым, дельта-метод показал высокую корреляцию измеряемых параметров названных сигналов с типом дефекта. Тем не менее он получил ограниченное распространение из-за невозможности определения фактических размеров дефектов сложной формы, трудности практической реализации, связанной с необходимостью использования двух конструктивно разнесенных преобразователей, а также невозможностью реализации на сварных швах с неудаленным валиком усиления.

Частично этих недостатков лишен способ, основанный на доказанном эффекте переизлучения продольной волны, трансформированной на дефекте из поперечной, в сторону наклонного ПЭП, реализующего контроль эхометодом.

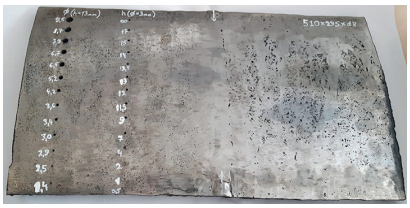


Рис. 1. Опытный образец
Fig. 1. Prototype

Иное применение способа ультразвукового контроля с помощью технологии фазированных решеток основано на способности дефектоскопа выявлять и индицировать сигналы, соответствующие типу волны, выбранной оператором для измерений. Тип волны определяется путем задания в материале ее скорости, угла ввода и фокусного расстояния (вектор приема). В соответствии с заданным набором параметров дефектоскоп реализует временные сдвиги (фазировку) для элементарных А-сканов.

При этом угол призмы, на которой располагаются элементы решетки, особого значения не имеет, если дефектоскоп обладает достаточным диапазоном фазировки [5].

Способ с применением технологии фазированных решеток, основанный на работе прибора в режиме обычного дефектоскопа и использовании типового преобразователя, несколько лет назад был представлен в работе [6]. Однако такая реализация по-прежнему требует приостановки рутинного контроля каждый раз, когда необходимо произвести идентификацию дефекта.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Цель исследований состоит в разработке методики выявления в сварном соединении всех типов дефектов (по форме, размерам, пространственному положению) и повышении точности и достоверности результатов их контроля.

Задачи, поставленные перед исследователями:

– определение метода контроля сварных соединений с наиболее высокой выявляющей способностью;

– проведение лабораторных исследований выбранным методом контроля на эталонных образцах для сравнения с полученными данными фактических размеров отражателей;

– подтверждение полученных результатов с помощью сравнительного анализа при проведении практических испытаний;

– разработка «Атласа дефектов».

Для решения поставленных задач в первую очередь был определен

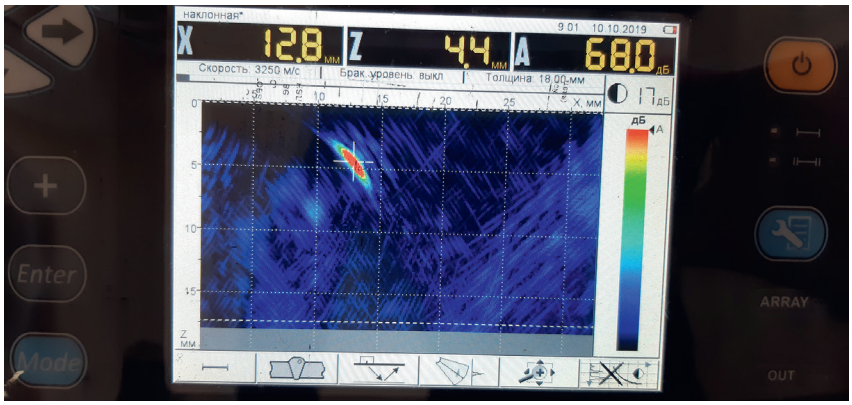


Рис. 2. Фокусное пятно от плоскостного отражателя
Fig. 2. Focal spot from the plane reflector

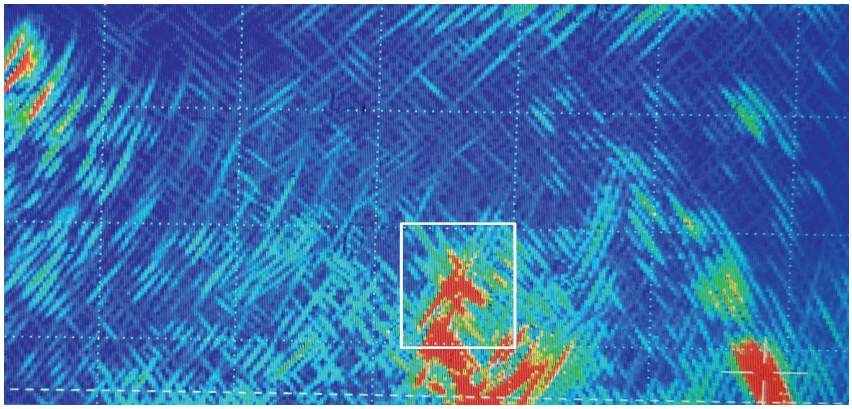


Рис. 3. Фокусное пятно от объемного отражателя
Fig. 3. Focal spot from the three-dimensional reflector

метод контроля сварных соединений на антенных цифрофокусируемых решетках, имеющий преимущества перед другими методами ультразвукового контроля, а также радиографией, не позволяющей напрямую определять глубину расположения дефекта. Такие измерения возможны только с использованием дорогостоящих рентгеновских томографов, существенно ограничивающих размеры контролируемого образца.

Выбранный метод контроля позволяет точно определять пространственное положение дефекта в сечении сварного соединения непосредственно по шкале дефектоскопа.

Для проведения исследований на предмет разработки альтернативной и универсальной методики был изготовлен опытный образец из сегмента трубы диаметром 1420 мм, размером 510 × 295 × 18 мм, содержащий стыковое сварное соединение с внутренними недопустимыми для эксплуатации в магистральном газопроводе дефектами (рис. 1). В образце выполнены два ряда конических отверстий. Первый ряд имеет различные диаметры от 1,4 до 9,5 мм при одинаковой глубине, равной 13 мм. Второй ряд имеет одинаковый диаметр 3 мм при различной глубине – от 0,5 до 17 мм. Цилиндрическая форма отражателей выбрана исходя из худших условий отражения от них ультразвуковых волн и, соответственно, худших условий приема регистрирующей аппаратурой.

Измерения проводились с помощью ультразвукового дефектоскопа А1550 IntroVisor (Россия) в режиме томографа.

Алгоритм методики включает:

– настройку ультразвукового дефектоскопа А1550 IntroVisor в режиме томографа;

– сканирование сварного соединения с целью выявления внутренних дефектов;

– идентификацию и проведение измерений выявленных дефектов;

– оценку сварного соединения в соответствии с нормативно-технической документацией.

ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Высокая скорость контроля сварных соединений с применением разработанной методики достигается за счет отсутствия необходимости продольно-поперечного перемещения преобразователя по сравнению с проведением ручного ультразвукового контроля одним датчиком. Для контроля сварного соединения при помощи метода цифровой акустической томографии достаточно продольного перемещения преобразователя, избавляющего от необходимости большей зоны зачистки околошовной зоны для обеспечения акустического контакта.

При проведении исследований с применением акустической томографии измерялись глубины отражателей, выполненных в опытном образце диаметром от 1,4 до 9,5 мм. Максимальное отклонение измеренной глубины от фактической составило всего 0,3 мм. При использовании эхоимпульсного метода измеряемые величины отличались в большую сторону по всему диапазону диаметров на 3,5 мм из-за невысокой информативности, а также низкой лучевой разрешающей способности используемого метода и аппаратуры. Эти факты свидетельствуют о невысокой точности измерений при использовании консервативного подхода и о преимуществе выбранного для исследований метода.

При этом максимальное отклонение глубины отражателей от 0,5 до 17 мм (при одинаковом диаметре) по фокусным пятнам, не превышающее 0,5 мм, говорит о достаточной точности разработанного метода и достоверности оценки

дефектов сварных соединений по критериям нормативно-технической документации. Допустимые размеры повреждений по нормам оценки качества определяются десятыми и сотыми долями миллиметров [7].

В результате проведенных измерений были выявлены критерии определения формы дефектов и точек измерения по фокусным пятнам при помощи ультразвукового дефектоскопа A1550 IntroVisor. Это позволяет отличить плоскостной дефект сварного соединения от объемного. Их форма, так же как и размер, имеет определяющее значение при оценке соответствия установленным техническим нормам. Так, трещина в материале имеет вид фокусного пятна продолговатой формы (рис. 2).

Объемные отражатели (поры, шлак и т.д.) характеризуются пересечением двух фокусных пятен за счет приема однократно и двукратно отраженных ультразвуковых волн (рис. 3).

Конический отражатель отличается наличием трех признаков дефектов на экране дефектоскопа с определенной пространственной ориентацией. Точка измерения максимальной глубины при этом находится на нижнем фокусном пятне (рис. 4).

Угловой отражатель, сегмент, зарубка на стандартных образцах предприятия характеризуется двойным пересечением вследствие особенностей рефлектирования ультразвуковых волн от отражателей с различной пространственной ориентацией. Точка измерения глубины выбирается на малом фокусном пятне (рис. 5).

Точность показаний при измерении размеров зарубок составила 0,3 мм.

В результате проведенных исследований были получены достоверные результаты, превосходившие консервативные методы неразрушающего контроля по точности показаний, информативности, удобству проведения контроля при сканировании сварного соединения

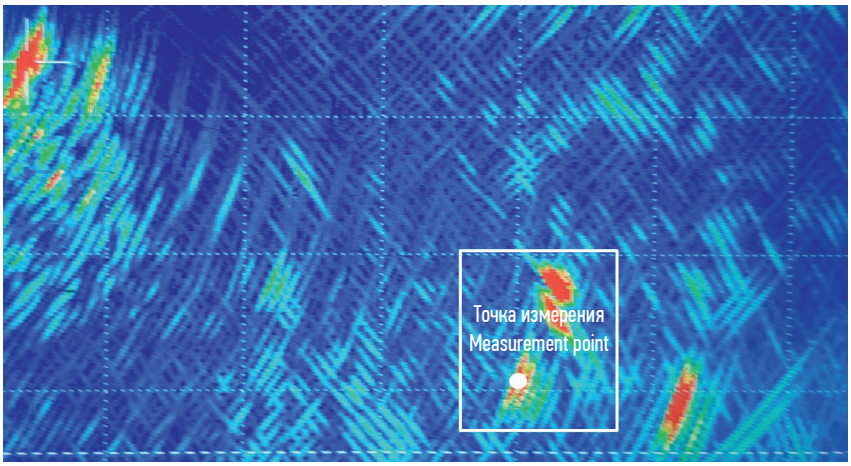


Рис. 4. Фокусное пятно от конического отражателя
Fig. 4. Focal spot from the conical reflector

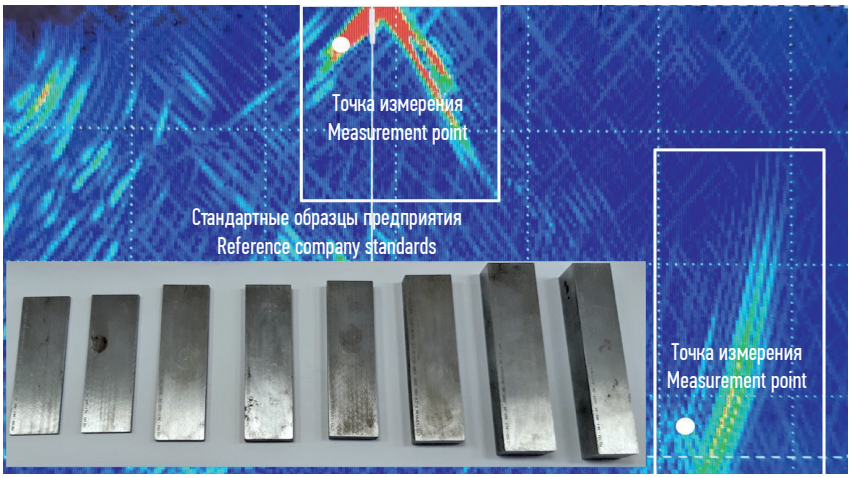


Рис. 5. Фокусное пятно от углового отражателя
Fig. 5. Focal spot from the corner reflector

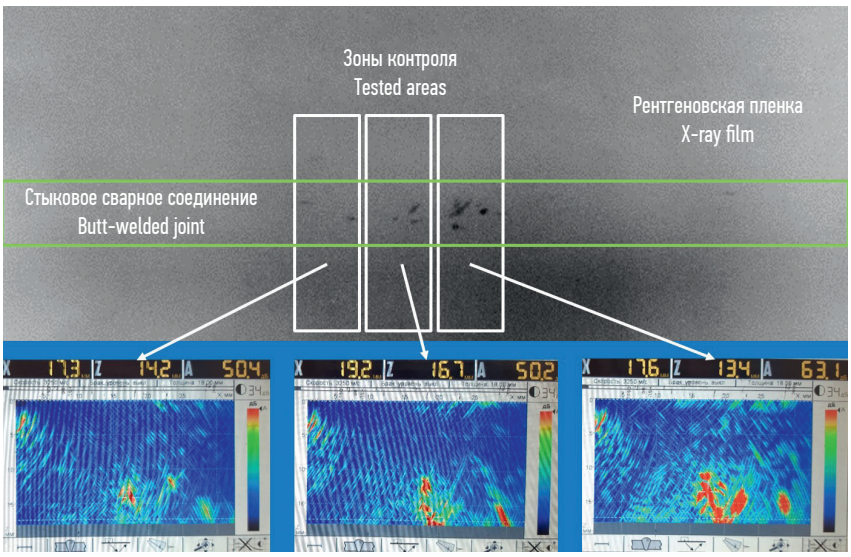


Рис. 6. Соответствие фокусных изображений дефектов сварного соединения контрольного образца изображениям на рентгеновской пленке
Fig. 6. Matching the focal images of reference specimen's defects to the X-ray film images

Изображение дефекта по фокусным пятнам Defect image obtained using focal spots	Изображение дефекта по А-скану Defect image obtained using A-scan	Описание дефекта Defect description	Признак формы дефекта Defect shape sign
		Трещина Crack	Плоскостной Plane
		Сегмент Segment	Объемно-плоскостной Plane/three-dimensional
		Конус Cone	
		Поры Pores	Объемный Three-dimensional
		Шлак Slag	

Рис. 7. Интерпретация дефектов по фокусным пятнам
Fig. 7. Defect interpreting by focal spots

с одной стороны и отсутствию необходимости поперечно-продольного сканирования.

Также были выявлены преимущества разработанной методики по сравнению с рентгеновским контролем. На рентгеновской пленке можно оценить дефекты только в одной проекции. Предложенная методика позволяет интерпретировать повреждения по атласу дефектов, точно оценивать глубину их расположения, форму и количество в различных проекциях (рис. 6).

В результате проведенных экспериментальных измерений по ряду критериев можно определить тип выявленных дефектов по фокусным пятнам. Это предоставит возможность принятия решения о допустимости и продления срока эксплуатации газопровода в соответствии с установленными нормами оценки сварных соединений ПАО «Газпром» (рис. 7).

В настоящее время разработанная методика находится на стадии оформления в соответствии с Порядком экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ПАО «Газпром» [8].

ВЫВОДЫ

В процессе испытания методики в лабораторных и трассовых условиях:

– достигнута высокая точность и достоверность результатов контроля сварных соединений;

– определена возможность выявления всех типов дефектов по форме, размерам, пространственному положению в сварном соединении;

– достигнута высокая скорость по отношению к классическому методу ультразвукового контроля сварных соединений. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Пасси Г., Цомук С.Р. Идентификация дефектов при ультразвуковом контроле сварных соединений с применением технологии фазированных решеток // В мире неразрушающего контроля. 2017. Т. 20, № 1. С. 43–49.
2. Цомук С.Р. Идентификационные признаки дефектов при УЗК // В мире неразрушающего контроля. 2010. № 4 (50). С. 16–19.
3. Росстандарт. ГОСТ Р 55724-2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200107569 (дата обращения: 12.03.2021).
4. Krautkraemer J. and H. Ultrasonic Testing of Materials. Berlin: Springer-Verlag, 1990.
5. Пасси Г. УЗК с использованием преобразователей на фазированных решетках // В мире неразрушающего контроля. 2010. № 3 (49). С. 12–16.
6. Пасси Г. Технология фазированных решеток. Современная реализация передовых решений в УЗК, накопленных в прошлом веке // В мире неразрушающего контроля. 2009. № 2 (44). С. 56–64.
7. ОАО «Газпром». СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры (разраб. ДОАО «Оргэнергогаз» при участии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром», утв. ОАО «Газпром» 20.05.2010). М.: ООО «Газпром экспо», 2010.
8. ОАО «Газпром». СТО Газпром 2-3.5-046-2006. Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром» (разраб. Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром», утв. ОАО «Газпром» 28.12.2005). М.: ОАО «Газпром», 2006.

REFERENCES

(1) Passi G, Tsomuk SR. On-the-fly weld defects pattern analysis whilst performing S-scan material coverage using PA UT modality. *NDT World* [V mire nerazrushayushchego kontrolya]. 2017; 20(1): 43–49. (In Russian)
(2) Tsomuk SR. Identification signs of defects at ultrasonic inspection. *NDT World*. 2010; 50(4): 16–19. (In Russian)
(3) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 55724-2013 (state standard). Non-destructive testing. Welded joints. Ultrasonic methods*. Available from: http://docs.cntd.ru/document/1200107569 [Accessed: 12 March 2021]. (In Russian)
(4) Krautkraemer J, Krautkraemer H. *Ultrasonic Testing of Materials*. Berlin: Springer-Verlag; 1990.
(5) Passi G. Ultrasonic phased array inspection: 1. Emitting and receiving ultrasonic signals using phased arrays. *NDT World*. 2010; 49(3): 12–16. (In Russian)
(6) Passi G. Phased array technology as modern tool for the implementation of last century's cutting edge solutions. *NDT World*. 2009; 44(2): 56–64. (In Russian)
(7) OJSC Gazprom. *STO Gazprom 2-2.4-083-2006 (company standard). Procedure for non-destructive testing of welded joints during construction and repair of field and main gas pipelines*. Moscow: Gazprom expo; 2010. (In Russian)
(8) OJSC Gazprom. *STO Gazprom 2-3.5-046-2006. Procedure for specification appraisal for equipment and materials, technologies' certification, and evaluation of companies' readiness to diagnose and repair OJSC Gazprom transportation facilities*. Moscow: OJSC Gazprom; 2006. (In Russian)

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА

ТЕРРИТОРИЯ NDT

18-21 ОКТЯБРЯ 2021
МОСКВА · ЦВК ЭКСПОЦЕНТР

КРУПНЕЙШАЯ ОТРАСЛЕВАЯ ПЛОЩАДКА В РОССИИ И СНГ

18+
КРУГЛЫХ СТОЛОВ С УЧАСТИЕМ ЭКСПЕРТОВ

3 000+
РУКОВОДИТЕЛЕЙ И СПЕЦИАЛИСТОВ

60+
КОМПАНИЙ-ЛИДЕРОВ В ОБЛАСТИ НК И ТД

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ • ИННОВАЦИИ
РУКОВОДИТЕЛИ КОМПАНИЙ • КЛЮЧЕВЫЕ ЗАКАЗЧИКИ
ПРЕДСТАВИТЕЛИ ВЛАСТИ • ОТРАСЛЕВЫЕ СМИ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ • ДЕФЕКТОМЕТРИЯ
МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ • ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА
ОЦЕНКА РИСКА • ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА

В РАМКАХ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕДЕЛИ

ТЕХНОФОРУМ • TECHNOFORUM
СВАРКА • РЕЗКА • WELDING • CUTTING RUS WELD
ТЕРРИТОРИЯ NDT
РЕКЛАМА • REKLAMA

28 000 +
М² ВЫСТАВОЧНОЙ ПЛОЩАДИ

29 000 +
ПОСЕТИТЕЛЕЙ

500 +
КОМПАНИЙ УЧАСТНИЦ

на правах рекламы

EXPO.RONKTD.RU

РОНКТД

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА
РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ
RONKTD.RU

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С НЕСВЯЗАННЫМИ СЛОЯМИ

С.Н. Голышев, ООО «Энергомаш-ВТС» (Щекино, Россия)
М.А. Донченко, ООО «Энергомаш-ВТС»

Трубопроводный транспорт, будучи одной из наиболее важных составляющих транспортной системы, требует особого внимания с точки зрения надежности и безопасности. Промышленная и экологическая безопасность определяет экономический ущерб, который может возникнуть при потере работоспособности трубопровода, вызванной утечками и возможным воспламенением перекачиваемых горючих сред. Снижение риска возникновения подобных ситуаций напрямую связано со своевременной диагностикой, оценкой технического состояния и максимально достоверным прогнозированием остаточного ресурса трубопроводных систем, включающих трубы, арматуру и другие комплектующие, а также расположением трубопроводов и условиями функционирования согласно утвержденной нормативно-технической документации.

Задача диагностики – выявление и предупреждение на ранних стадиях аномалий (дефектов), т.е. отклонений от нормы требуемых параметров, с возможной максимально точной их количественной оценкой для адекватного прогноза сохранения работоспособности и выбора эффективных методов и средств для устранения этих дефектов. Для оценки технического состояния трубопроводов широко известно и применяется достаточное количество эффективных ручных, автоматизированных и автоматических методов, основанных на физических процессах и явлениях. Они позволяют произвести сравнительную оценку фактических значений параметров, описывающих техническое состояние трубопровода, с нормативными значениями и сделать соответствующие выводы.

Нет смысла перечислять всем известные методы диагностики, однако стоит отметить, что все они имеют ряд ограничений, связанных с расположением трубопровода (наземный, надземный, подводный и др.), с конструкцией и применяемыми конструкционными материалами, что заметно при использовании полимерно-армированных труб.

Замена, где это возможно по эксплуатационным параметрам, стальных трубопроводов на полимерные или полимерно-армированные, в том числе гибкие (гПАТ), должна привести к увеличению срока службы, а соответственно, снижению затрат на эксплуатацию и обслуживание (ремонт). Таких результатов позволяют достичь следующие основные преимущества гПАТ по сравнению со стальными:

– высокая коррозионная стойкость полимера;
– снижение времени монтажа;
– возможность неоднократного использования на различных участках (транспортировка на барабанах длинномерными отрезками);
– более «свободная» укладка на сложных трассах ввиду гибкости труб.

Все это возможно при соблюдении эксплуатационных ограничений, которые, стоит отметить, более жесткие, нежели для стальных труб (более низкий диапазон температур монтажа и эксплуатации в сочетании с внутренним рабочим давлением). Однако вопросы, связанные с ограничением применения гПАТ, в настоящее время решаются путем применения прогрессивных полимерных и композиционных материалов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

Методы оценки работоспособности и технического состояния трубопроводов основаны на методиках расчета конструкций на прочность и долговечность. Методики расчета однородных труб и труб многослойных, в частности гПАТ, отличны друг от друга из-за особенностей конструкций (см. рис.). Но основными критериями проектировочных расчетов выступают геометрические параметры, механические характеристики материалов, скорость коррозии, коэффициенты запаса прочности.

Для определения остаточного ресурса трубопроводов нужно установить (в результате диагностики и иных мероприятий) основные

ЗАМЕНА, ГДЕ ЭТО ВОЗМОЖНО ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ПАРАМЕТРАМ, СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПОЛИМЕРНЫЕ ИЛИ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГИБКИЕ, ДОЛЖНА ПРИВЕСТИ К УВЕЛИЧЕНИЮ СРОКА СЛУЖБЫ, А СООТВЕТСТВЕННО, СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЕ (РЕМОНТ).



МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ОСНОВАНЫ НА МЕТОДИКАХ РАСЧЕТА КОНСТРУКЦИЙ НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ.

оценочные параметры: фактическую минимальную толщину стенки элементов трубопровода (в случае гПАТ – армирующих лент), изменяющуюся, например, в результате износа (коррозионного, абразивного и др.); фактические физико-механические свойства конструкционных материалов и динамику их изменения (в основном возможно при разрушающем контроле); наличие и скорость роста дефектов; а также статистические данные по причинам и срокам отказов трубопроводов, связанных с условиями эксплуатации.

На сегодняшний день верифицированные методики диагностики технического состояния и оценки остаточного ресурса гПАТ отсутствуют. Основные причины: отсутствие статистических данных о жизненном цикле труб в период нормальной и экстремальной эксплуатации; большое количество параметров, влияющих на динамику изменения свойств конструкционных материалов – температура, давление, скорость потока, состав и концентрация флюида и т.д. Также отсутствуют критерии и нормы оценки работоспособности трубопровода с гПАТ.

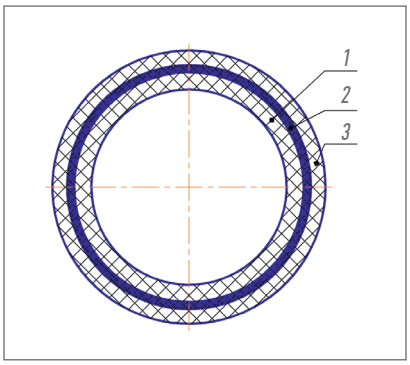
Тут необходимо обратить внимание на оценку состояния именно тела трубы, т.к. остальные составляющие трубопроводной системы (наконечники, отводы, задвижки и т.п.) подвергаются стандартным и общеизвестным методам диагностирования (ультразвуковой, магнитный, радиографический и др.).

СОЗДАНИЕ НОВЕЙШЕЙ МЕТОДИКИ

Из общедоступных ресурсов [1] известно, что научно-исследовательская лаборатория «Виброакустический контроль и техническая диагностика» Пермского национального исследовательского политехнического института совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» вели работу по созданию методики комплексной оценки работоспособности неметаллических

трубопроводов и оценки их остаточного ресурса с 2011 г. Компания «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» совместно с сотрудниками АО «Полимак» разработали «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов из полимерных армированных труб» [2]. Известны изыскания по разработке методик оценки остаточного ресурса полимерно-армированных труб [3]. Созданы математические модели, проведен комплекс экспериментов, получены результаты, подтверждающие степень адекватности разработанных моделей трубопроводов, тем не менее получаемые экспериментальные данные нельзя рассматривать как универсальные в связи с множеством допущений.

Согласно анализу опыта применения гПАТ, а также после тесной работы с создателями методов и средств диагностирования технического состояния трубопроводов был выделен метод акустической эмиссии (АЭ) как наиболее эффективный для обслуживания гПАТ. Так как метод требует непосредственного контакта с телом трубы, сама конструкция гПАТ позволяет вмонтировать чувствительные элементы системы диагностирования в тело (стенку) трубы еще на стадии изготовления последней. Однако исследования показали, что и данный способ имеет ряд недостатков. Основной недостаток АЭ-метода – сложность выделения полезного сигнала из помех. Дело в том, что гПАТ конструктивно является трубой с несвязанными слоями, которые имеют возможность взаимного скольжения, а соответственно, подвержены некоторому изменению геометрических параметров (угол наклона повивов армирующих лент, шаг их укладки, диаметры слоев в некотором диапазоне упругопластического деформирования, зависящего от множества факторов: температуры окружающей среды и флюида, внешнего и внутреннего давления, геометрии укладки отрезка и проч.). Все это затрудняет выделение полезного сигнала и приведение его к возможности количественной оценки.



Конструкция гибкой полимерно-армированной трубы: *1* – внутренний полимерный слой, *2* – армирующий слой, состоящий из спиральных повивов стальной ленты, *3* – наружный полимерный слой

УСТАНОВЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ

Таким образом, вопросы создания максимально адекватных и точных моделей для оценки технического состояния и метода прогнозирования остаточного ресурса остается открытым на долгое время. При этом в любом случае необходимо проведение многочисленных многофакторных экспериментальных исследований для установления фактических зависимостей изменения технического состояния трубопроводов от эксплуатационных параметров, а также количественной и качественной оценки характера этих изменений, связанных непосредственно с изменением свойств конструкционных материалов.

На рисунке представлена конструкция трубы, в которой армирующий слой из стальных лент воспринимает основную механическую нагрузку, поэтому одними из критериев оценки технического состояния гПАТ являются физико-механические и химические (с точки зрения коррозионной стойкости) свойства. Но не стоит пренебрегать свойствами и состоянием полимерных слоев. Дело в том, что полимер, из которого выполнены слои, обладает газопроницаемостью, и некоторые вещества (CO_2, H_2S и др.), проникая через полимерный слой, подвергают коррозионному разрушению армирующие стальные ленты. Помимо температур и внутренних напряжений скорость коррозии лент зависит в том числе и от концентрации вредных веществ. Концентрация же агрессивных веществ в полостях армирующего слоя (между лентами) зависит от состояния внутренней полимерной оболочки, ее толщины, давления перекачиваемой среды, содержания вредных веществ в самой среде и т.д. Наличие барьерного слоя, безусловно, на порядок снижает проницаемость полимера, а при определенных условиях сводит практически к нулю.

Очевидно, что наиболее наглядным и относительно достоверным способом оценки технического состояния труб и прогнозирования сохранения работоспособности является установление значений и зависимости изменения основных свойств конструкционных материалов за заявленный период эксплуатации в сравнении с исходными данными. В качестве исходных сравнительных данных необходимо принимать протокольные значения результатов испытаний конструкционных материалов и образцов гПАТ (входного контроля, приемо-сдаточных, квалификационных испытаний и др.), либо, при их отсутствии, значения, указанные в сертификатах качества на материал (если не проводилась обработка, влияющая на изменение структуры, а соответственно, и свойства материала), либо значения свойств согласно техническим условиям (ТУ) или иной научно-технической документации (НТД).

Таким образом, представится возможность оценить степень и характер изменения свойств, которые служат основными расчетными параметрами при проектировании.

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ

Для проведения оценки технического состояния труб необходимо получить нужное количество отрезков трубы, отработавшей некоторое



ИМЕЮЩИЙСЯ В ЛАБОРАТОРИИ ООО «ЭНЕРГОМАШ-ВТС» КОМПЛЕКС ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ПРОВЕСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ШИРОКОГО СПЕКТРА СВОЙСТВ МАТЕРИАЛОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ГПАТ, ТАКЖЕ ВОЗМОЖНО ПРОВЕДЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ, КОМПЛЕКСНЫХ, СПЕЦИАЛЬНЫХ И ДРУГИХ ИСПЫТАНИЙ ЛЮБОЙ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ.

количество времени в условиях, зафиксированных документально (количество и комплектность образцов устанавливается в зависимости от объема испытаний) на месте эксплуатации.

Необходимо провести визуальный контроль поверхностей трубы на предмет наличия дефектов, несоответствий технической документации, а также для сравнения с контрольным образцом в соответствии с ТУ. Далее следует отделить наружную оболочку, армирующие стальные, полиэстеровые ленты, высвободить внутреннюю трубу (гидроканал), вырезать из армирующих оболочек и лент (каждого повива) стандартные образцы для проведения испытаний в соответствии с НТД.

Имеющийся в лаборатории ООО «Энергомаш-ВТС» (г. Щекино Тульской обл.) комплекс испытательного оборудования позволяет провести исследования широкого спектра свойств материалов конструктивных элементов гПАТ, также возможно проведение функциональных, комплексных, специальных и других испытаний любой трубной продукции. Установление значений механических свойств при испытаниях на растяжение/сжатие, изгиб, ползучесть, определение твердости и хрупкости в диапазоне температур от –60 до 100 °С позволит оценить количественно уровень изменения свойств, а также причины, вызвавшие эти изменения. Применение методов термического и термомеханического анализа дает возможность с более высокой точностью и достоверностью оценить также характер изменения структуры и состава, например, полимерных оболочек, подвергнутых старению в результате атмосферного воздействия, перекачиваемой среды (химическая деградация), растрескивания и т. п.

Лаборатория соответствует требованиям стандартов [4–6], а также ГОСТ [7].

Имеющийся спектр оборудования и технологический уровень лаборатории ООО «Энергомаш-ВТС» позволяет с уверенностью заявить о широчайшем научно-техническом потенциале, который дает возможность конкурировать с лучшими лабораториями не только в России, но и в мире, а также получать объективные и достоверные сведения об изменениях свойств трубопроводов в процессе их эксплуатации, что станет одним из базовых заделов при разработке методов оценки технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса трубопроводных систем с гПАТ. ■

ЭНЕРГОМАШ | ВТС

ООО «Энергомаш-ВТС»
(ГК «Энергомаш»)
301241, Россия, Тульская обл.,
г. Щекино, ул. Южная, д. 56
Тел.: +7 (48751) 5-10-52, 2-05-55
E-mail: info@energomash-vts.com
www.energomash-vts.com

на правах рекламы

ЛИТЕРАТУРА

1. Сальников А.Ф. Методика диагностики и оценки остаточного ресурса трубопроводов из неметаллических материалов // Инженерная практика. 2016. № 9.
2. Петров С.В. Опыт эксплуатации промысловых трубопроводов из полимерной армированной трубы в нефтяной отрасли // Инженерная практика. 2014. № 6. С. 34–38.
3. Щелудяков А.М. Разработка комплексной методики оценки остаточного ресурса нефтесборных трубопроводов из альтернативных материалов на основе экспериментальных исследований: дис. ... к.т.н. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Пермь, 2017.
4. Международная организация по стандартизации. ИСО 9001:2015. Системы менеджмента качества. Требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200124394 (дата обращения: 15.03.2021).
5. Американский институт нефти. API SPECIFICATION Q1. Стандартные спецификации на требования к системам менеджмента качества на предприятиях нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
6. Американский институт нефти. ANSI/API SPECIFICATION 17J. Specification for Unbonded Flexible [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.17j.2008.pdf (дата обращения: 15.03.2021).
7. Росстандарт. ГОСТ Р ИСО 13628-2–2013. Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 2. Гибкие трубные системы многослойной структуры без связующих слоев для подводного и морского применения [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200103228 (дата обращения: 15.03.2021).

«СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ИНТРА»: ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ И НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ИНТРА КРМ®

Коррозионное и эрозионное повреждение участков трубопроводов и оборудования, формирование сквозных дефектов и механические повреждения – одна из основных угроз безопасности производственных объектов, которая может привести к остановке производства, а также стать причиной аварий. Оперативное восстановление трубопровода с применением композитных материалов является инновационным и перспективным направлением ремонтных технологий.

Технология безостановочного ремонта посредством устранения разгерметизаций и восстановления несущей способности трубопроводов с применением композитных материалов под торговым знаком ИНТРА КРМ – инновационный отечественный продукт, позволяющий осуществлять профилактику и устранение разгерметизации трубопроводов, проводить оперативный ремонт изношенных трубопроводных сетей без отключения потребителя на длительный период эксплуатации и не прибегать к традиционным ремонтным методам, требующим больших временных затрат и применения огневых работ.

В рамках программы импортозамещения «Сервисная Компания ИНТРА» ведет активную деятельность, направленную на разработку и организацию производства собственных композитных материалов. Проведенный комплекс научно-исследовательских работ позволил создать собственную линейку композитных материалов, не уступающих по многим техническим параметрам зарубежным аналогам, а по экономической эффективности существенно их превосходящих. Успешно завершены работы по поиску и модификации сырья для связующего, предполагающего использование в условиях высоких температур (до 220 °С), разработан способ текстильной обработки стекловолокна для существенного снижения себестоимости армирующих компонентов, проведена серия натурных испытаний на разрыв трубных катушек (рис. 1). В 2018 г. выпущена первая партия материалов ИНТРА КРМ-У на основе стекловолокна и эпоксидного связующего, которая была успешно применена на опасных производственных объектах. На текущий момент реализовано более 500 проектов с использованием композитных материалов серии ИНТРА КРМ.

При композитном ремонте армирующий восстанавливающий материал наносится на дефектную поверхность, и после окончания процесса полимеризации образуется конструкция с требуемым набором эксплуатационных свойств. В качестве армирующего компонента выступают стекло- или углеволокно, в качестве связующего – полиуретаны, эпоксидные смолы, полиэфирные смолы (тип связующего зависит от параметров

В 2018 Г. ВЫПУЩЕНА ПЕРВАЯ ПАРТИЯ МАТЕРИАЛОВ ИНТРА КРМ-У НА ОСНОВЕ СТЕКЛОВОЛОКНА И ЭПОКСИДНОГО СВЯЗУЮЩЕГО, КОТОРАЯ БЫЛА УСПЕШНО ПРИМЕНЕНА НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ.

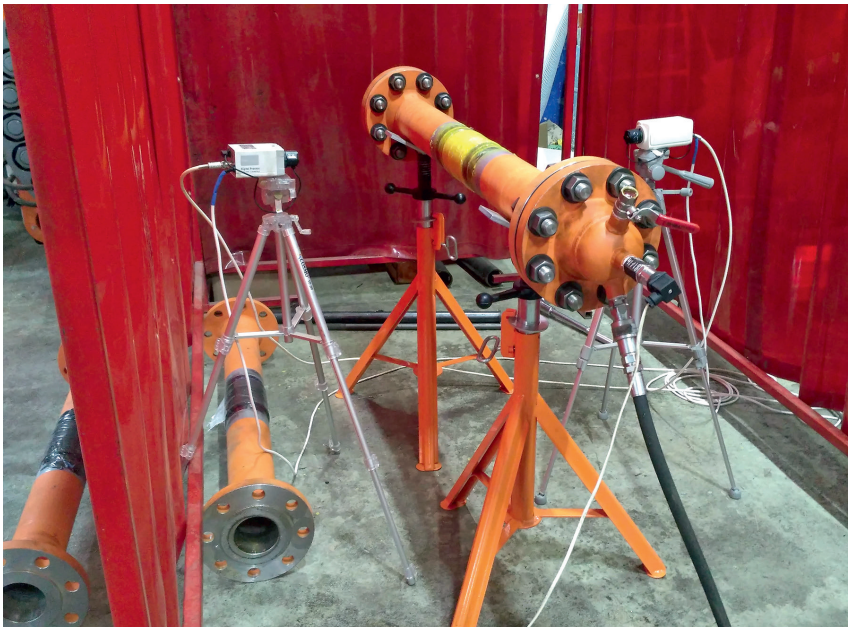


Рис. 1. Стенд для испытаний композитов



Рис. 2. Монтаж композитной муфты ИНТРА КРМ



Рис. 3. Смонтированная композитная муфта ИНТРА КРМ

МОНТАЖ КОМПОЗИТНОЙ МУФТЫ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ РАСЧЕТОВ, УЧИТЫВАЮЩИХ РАСЧЕТНЫЕ И РАБОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕКТА РАБОТ.

эксплуатируемой среды, рабочей температуры, типа дефекта).

СФЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Композитные материалы в качестве средства ремонта трубопроводов и различных несущих конструкций имеют широкий спектр применения:

– ремонт внутренних и внешних дефектов;
– устранение изгибов;
– ремонт сварных швов;
– устранение последствий механических повреждений;
– установка опор трубопроводов;
– устранение заводских дефектов;
– ремонт в условиях высокой температуры трубопровода;
– ремонт при отрицательных температурах;
– усиление конструкции;
– остановка распространения трещины;
– ремонт коррозионных повреждений.

Монтаж композитной муфты ИНТРА КРМ (рис. 2, 3) на дефектный участок трубопровода осуществляется посредством спиральной намотки подготовленного армирующего компонента, пропитанного либо предварительно (готовый комплект), либо непосредственно перед проведением работ. Монтаж композитной муфты осуществляется на основании инженерных расчетов, учитывающих расчетные и рабочие показатели объекта работ (диаметр и материал трубопровода, остаточную толщину стенки, давление, температуру, срок службы).

Типовое применение:

– устранение последствий наружной коррозии и эрозионного износа;
– устранение механических повреждений: трещины, вмятины, гофры, выбоины, дефекты кольцевых сварных швов;
– восстановление структурной целостности и механической прочности;
– восстановление герметичности участков трубопровода, аппаратов и емкостей.

Основные преимущества:

– проведение работ на действующем оборудовании без изменения параметров транспортируемой среды;
– исключение огневых работ и локального термического воздействия;
– возможность применения на объектах любой конфигурации и протяженности в стесненных условиях;
– антикоррозийная защита;
– восстановление несущей способности объектов ремонта;
– увеличение срока эксплуатации объекта;
– высокие эксплуатационные характеристики композитных муфт;
– малая масса муфты, высокие прочностные показатели;
– высокая химическая устойчивость, коррозионная стойкость и износостойкость;
– экологичность;
– высокая адгезионная прочность к стальной поверхности.

АКТУАЛЬНЫЕ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время разрабатываются композитные муфты (готовые к применению комплекты) на основе водоотверждаемого полиуретанового связующего. В 2020 г. завершены лабораторные испытания по физико-механическим и температурным параметрам согласно международным стандартам композитных ремонтных муфт серии ИНТРА КРМ-У ТВ-1 (стандартные) и ТВ-2 (высокотемпературные) в отечественных лабораториях, аккредитованных Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и имеющих сертификаты ISO 17025.

В ближайшее время планируется запустить в серийное производство первую партию муфт с применением специальных камер вакуумного типа. В перспективе уже используемую линейку оборудования планируется задействовать для ремонтных работ газопроводов из полиэтилена. В первом полугодии 2021 г. в производство поступят новые химические реакторы вакуумного типа, позволяющие расширить объем производства, улучшить качество продукции и увеличить степень автоматизации процесса изготовления связующего. ■

INTRA

ООО «Сервисная Компания ИНТРА»
195027, Россия,
г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 17т
Тел.: +7 (812) 313-50-92
E-mail: info@intraservices.ru
www.sc-intra.com

на правах рекламы

О ВОЗМОЖНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ КАТЕГОРИИ ОПАСНОСТИ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ УЧЕТА ПЕРЕМЕННЫХ СВОЙСТВ УПРУГОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ

УДК 622.692.4

Р.В. Закирьянов, ООО «Газпром трансгаз Уфа» (Уфа, Россия), zrust24@mail.ru

Р.М. Аскаров, д.т.н., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, Россия), askarov1943@mail.ru

М.В. Закирьянов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Уфа», mars.zakiryanov.1988@mail.ru

Э.С. Иванов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Уфа», ernest.ivanov@mail.ru

Техническое состояние магистральных газопроводов определяется преимущественно по данным внутритрубной технической диагностики, которая наряду с дефектами стенки трубы выявляет участки с ненормативными изгибными напряжениями. С момента строительства и пуска в работу, вплоть до 10 лет эксплуатации, газопровод занимает стабильное линейно-высотное положение, близкое к профилю местности.

В статье показано, что учет изменения параметров упругости трубной стали позволяет пересмотреть требования к назначению степени опасности участков газопроводов с непроектными радиусами упругопластического изгиба. В частности, снижение модуля упругости стали и уменьшение изгибной составляющей в продольных напряжениях позволяет перевести потенциально опасные участки газопроводов класса прочности К52 и менее из опасной категории А в категорию В, что существенно снизит затраты на техническую диагностику газопровода в шурфах.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОД, ПРОДОЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ, РАДИУС УПРУГОГО ИЗГИБА, МОДУЛЬ УПРУГОСТИ, ДИАГРАММА ДЕФОРМИРОВАНИЯ.

Чередование участков с плотным и слабым коренным грунтом, а также воздействие геодинамического фактора наряду с изменениями эксплуатационных режимов приводят к сложным пространственным искривлениям газопровода, зависящим от глубины заложения, диаметра трубы, наличия балластировки и т.д. Данные обстоятельства приводят к дополнительным напряжениям в стенке трубы.

Потенциально опасные участки (ПОУ) классифицируются по оцененному радиусу кривизны по следующим категориям [1]:

– участки категории А с радиусом кривизны менее 250 $D_н$ (изгибные напряжения выше предела текучести трубной стали);

– участки категории В с радиусом кривизны от 250 $D_н$ до 500 $D_н$ (изгибные напряжения от половины до полного значения предела текучести трубной стали);

– участки категории С с радиусом кривизны от 500 $D_н$ до 1000 $D_н$ (участки непроектного упругого изгиба).

Минимально допустимые радиусы упругого изгиба газопровода при укладке в траншею должны быть не менее 1000 $D_н$ [2].

Участки категории А характеризуются высокими изгибными напряжениями и требуют немедленного обследования в шурфах с последующим устранением дефектов до начала ближайшего сезона таяния или промерзания грунта. Участки категории В необходимо обследовать в шурфах до начала ближайшего сезона таяния или промерзания грунта при условии выявления на них по данным внутритрубной технической диагностики (ВТД) аномалий кольцевых сварных швов, вмятин, гофр, трещин любой ориентации, поперечно ориентированных и обширных потерь металла. Для участков категории В, на которых не выявлены указанные выше типы дефектов, и участков категории С необходимо осуществлять мониторинг состояния при последующей ВТД. В работе [3] приводятся исследования напряженно-деформированного состояния (НДС) участков с ненормативными радиусами упругого изгиба, на основании которых были определены вышеприведенные ограничения (500 $D_н$ и 250 $D_н$). Однако подчеркивается, что они относятся исключительно к трубопроводам из стали К60 со сроком эксплуатации более 30 лет. Таким образом, вызывает интерес обоснованность данных требований к трубным сталям класса прочности до К60.

С одной стороны, ненормативный уровень напряжений можно назвать основной причиной зарождения и развития поперечно ориентированных трещин

R.V. Zakiryanov, Gazprom transgaz Ufa LLC (Ufa, Russia), zrust@mail.ru
R.M. Askarov, DSc in Engineering, Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russia), askarov1943@mail.ru
M.V. Zakiryanov, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Ufa LLC, mars.zakiryanov.1988@mail.ru
E.S. Ivanov, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Ufa LLC, ernest.ivanov@mail.ru

On the possibility of changing the hazard category of gas pipelines' sections considering the variable properties of pipe steel elasticity

The main gas pipelines' technical state is mainly evaluated using smart pigging data, which reveals sections with abnormal bending stresses and defects in pipe walls. A gas pipeline maintains a stable linear high-altitude position close to the ground profile during 10 years of operation from its construction and commissioning.
The article shows that considering the changes in pipe steel's elasticity parameters allows revising the requirements for assigning hazard category to gas pipeline sections with elasto-plastic bending radii beyond design. Particularly, decreasing modulus of elasticity of steel and reducing bending component in longitudinal stresses make it possible to reassign the potentially hazardous gas pipeline sections of K52 strength grade from hazardous A category to B. This would substantially reduce the cost of the gas pipeline slot diagnosis.

KEYWORDS: GAS PIPELINE, LONGITUDINAL STRESSES, ELASTIC BENDING RADIUS, MODULUS OF ELASTICITY, STRAIN CURVE.

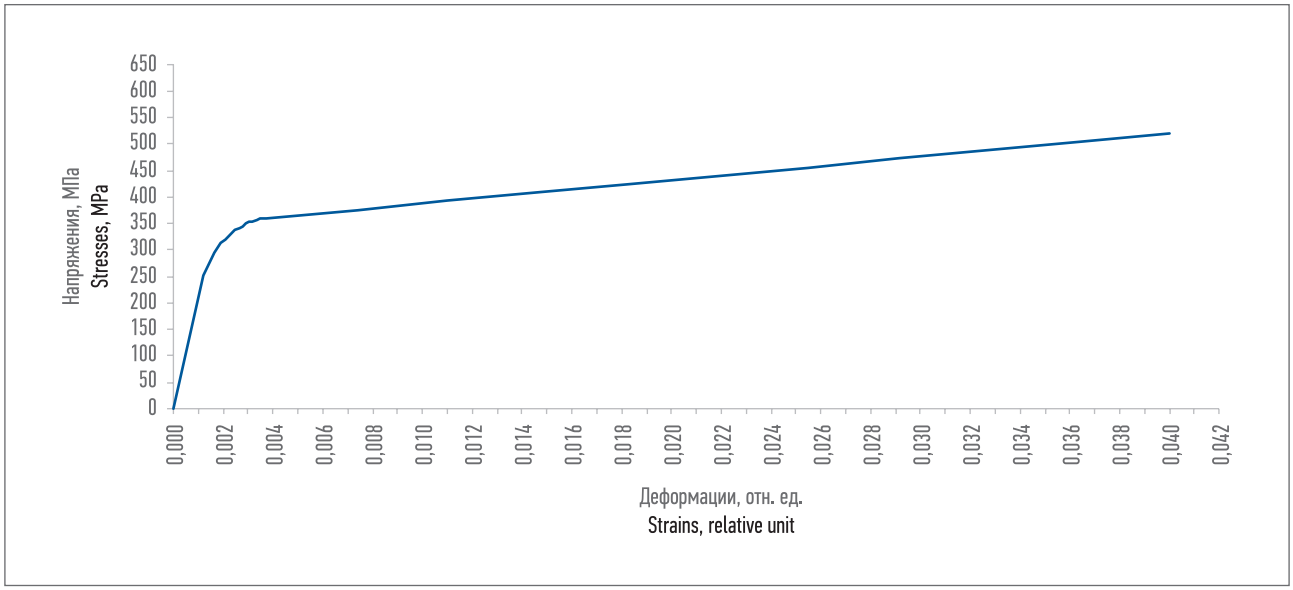


Рис. 1. Диаграмма деформирования трубной стали класса прочности К52
Fig. 1. Strain curve for K52 strength grade pipe steel

и дефектов поперечного сечения стенки трубы: гофр, вмятин, овальностей, подтверждаемых данными ВТД и обследования шурфов. С другой стороны, имеется многолетняя безаварийная практика эксплуатации ПОУ категории опасности А [4].

Используемая в данной работе методология определения НДС газопроводов с радиусами упругопластического изгиба менее 250 $D_н$ основана на теории малых упругопластических деформаций в форме обобщенного закона Гука, в котором параметры упругости зависят от напряженного состояния в стенке трубы [5]. При достижении в стенке напряжений, соответствующих криволинейному участку диаграммы деформирования трубы (рис. 1), коэффициент поперечной деформации μ (коэффициент Пуассона) и параметр упругости E (модуль Юнга) становятся переменными величинами, что в соответствии с [6, 7] необходимо учитывать при оценке НДС стенки трубы. Это важно иметь в виду при решении вопросов целесообразности обследования в шурфах и по его результатам ремонта ПОУ.

Для оценки возможности изменения категории опасности, исходя из переменных свойств стали, были рассмотрены ПОУ одного из газопроводов DN 720 мм [8]. По результатам ВТД было выявлено 47 ПОУ категории опасности А без аномалий (табл. 1). Из таблицы следует, что только 16 участков имеют радиус изгиба менее 250 $D_н$, остальные

Таблица 1. Потенциально опасные участки категории опасности А без аномалий по результатам внутритрубной технической диагностики
Table 1. Potentially hazardous section category A sections with no anomalies according to the smart pigging data

№ ПОУ PHS No.	Радиус изгиба, м Bending radius, m		№ ПОУ PHS No.	Радиус изгиба, м Bending radius, m		№ ПОУ PHS No.	Радиус изгиба, м Bending radius, m		№ ПОУ PHS No.	Радиус изгиба, м Bending radius, m	
1	198,5	$275D_н$	13	199,7	$277D_н$	25	201,7	$280D_н$	37	182,0	$253D_н$
2	200,4	$278D_н$	14	201,1	$279D_н$	26	180,5	$251D_н$	38	180,5	$251D_н$
3	200,0	$278D_н$	15	178,5	$248D_н$	27	188,4	$262D_н$	39	189,2*	$263D_н$
4	146,4*	$203D_н$	16	198,3	$275D_н$	28	178,5	$248D_н$	40	172,9	$240D_н$
5	166,9*	$232D_н$	17	197,0	$274D_н$	29	181,4	$252D_н$	41	195,8	$272D_н$
6	198,4	$275D_н$	18	185,6	$258D_н$	30	131,9	$183D_н$	42	152,7*	$212D_н$
7	183,5	$255D_н$	19	182,8	$254D_н$	31	202,6	$281D_н$	43	197,5	$274D_н$
8	199,3	$277D_н$	20	180,2	$250D_н$	32	162,1	$225D_н$	44	158,7	$220D_н$
9	199,9	$278D_н$	21	192,3	$267D_н$	33	176,7*	$245D_н$	45	202,2	$281D_н$
10	168,4	$234D_н$	22	147,1	$204D_н$	34	189,7	$263D_н$	46	156,9	$218D_н$
11	192,6	$268D_н$	23	138,4	$192D_н$	35	198,1	$275D_н$	47	178,2	$248D_н$
12	180,0	$250D_н$	24	198,2	$275D_н$	36	167,3	$232D_н$	–	–	–

* *Примечание.* В зоне изгиба есть овальность
* *Note.* There is an out-of-roundness in the bend zone

отнесены к категории А не по критерию $\rho \le 250\ D_н$, а по критерию достижения предела текучести трубной стали изгибными напряжениями.

Рассматриваемые участки газопровода DN 720 × 10 мм сооружены из труб согласно ГОСТ 20295–74 класса прочности К52. В соответствии с техническими условиями изготовления минимальные значения механических свойств трубной стали должны быть следующими [9]:

– предел прочности $\sigma_{вр}$ – не менее 520 МПа;
– предел текучести σ_{02} – не менее 360 МПа;
– относительное удлинение при разрыве δ_5 – не менее 20 %.

Диаграмма деформирования трубной стали (рис. 1) и характеристики для ее построения были определены в соответствии с рекомендациями [7].

На основе этой диаграммы методом итерационных приближений определены переменные параметры упругости в зависимости от эксплуатационных нагрузок (рис. 2). На этом рисунке отражена зависимость переменных значений упругости стали от радиуса упругопластического изгиба при постоянном давлении и температуре эксплуатации. Можно увидеть, что при $\rho > 350$ м (486 $D_н$) значение μ стремится к 0,3, а значение E к 206 000 МПа. При $\rho = 250$ м (347 $D_н$) происходит снижение модуля упругости до 181 076 МПа (на 12,1 %), при $\rho = 180$ м (250 $D_н$) до значения 148 863 МПа (на 27,7 %). Исходя из полученных значений, можно сделать важный вывод: для всех участков данного газопровода при $\rho < 500\ D_н$ принятие в расчет постоянных параметров упругости приводит к излишней консервативности получаемых результатов.

Для расчета НДС ПОУ приняты следующие исходные данные: максимальное рабочее давление за последние 5 лет эксплуатации $p = 6{,}2$ МПа, температурный перепад на участке газопровода принят равным $\Delta T = 0$ °С, исходя из следующих положений. В течение первых 10 лет эксплуатации газопровод принимает искривленное положение (в виде «змейки») [10], стремясь к равенству работы внешних и внутренних сил при перемещениях, что соответствует принципу минимума полной энергии [5]. Согласно исследованиям [4] воздействие температурного перепада на продольные напряжения на участке газопровода минимально, поскольку в процессе совместной деформации газопровода с грунтом определяемые ВТД температурные деформации «растяжение/сжатие» переходят в изгибные. При сложившемся многолетнем режиме напряжения, зависящие от колебания температуры эксплуатации газопровода, стремятся к минимуму.

Допуская наличие овализации поперечного сечения 2,9 % на всех ПОУ, а также принимая в расчет свойства трубной стали по техническим условиям, создается «запас расчета».

Величина овализации складывается из порога обнаружения при ВТД, равного 1 %, и погрешности по длине, равной $0{,}5 + 1/D_н$ (или 1,9 %) [8].

Продольные фибровые напряжения определяются с учетом упругопластических свойств стали. В частности, для упругоизогнутых и прямолинейных участков трассы газопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений, пучения и просадок окружающего грунта максимальные продольные напряжения определяются по формуле [6, 7]:

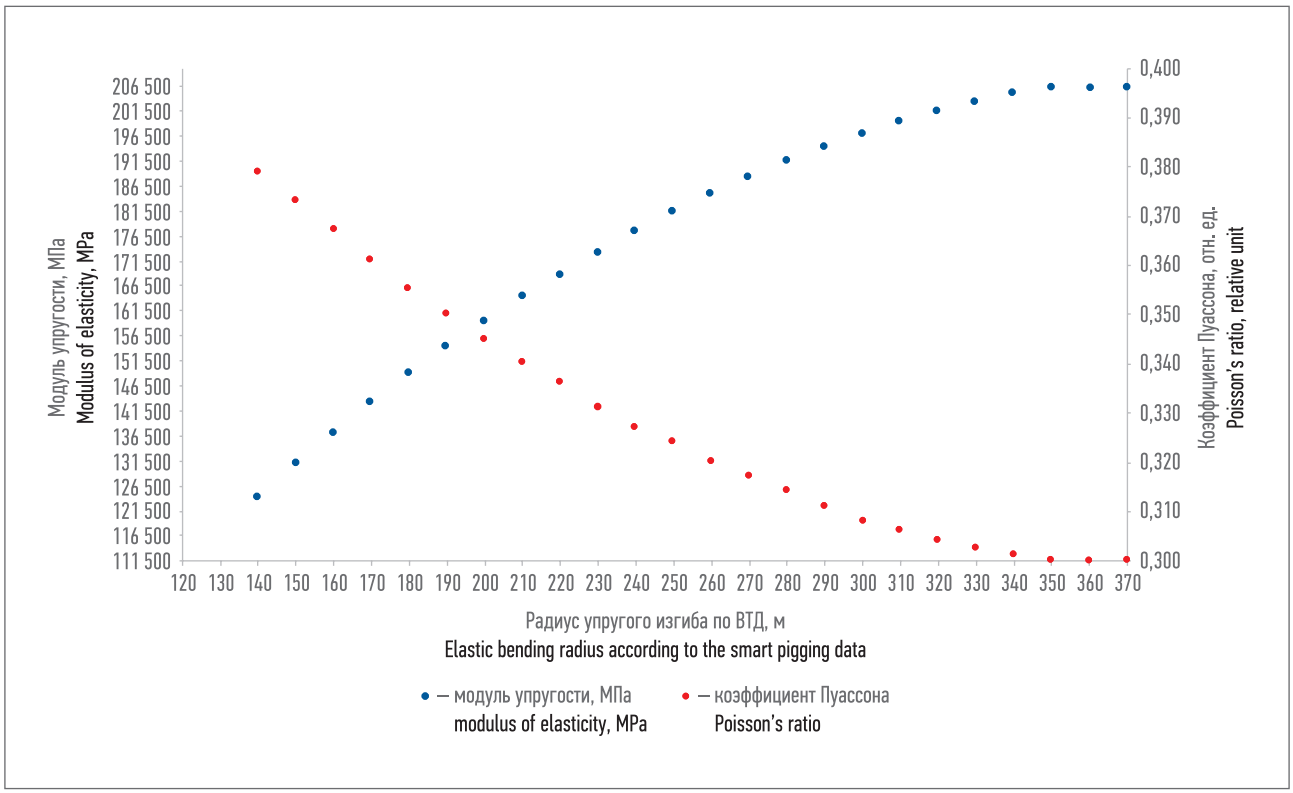


Рис. 2. Зависимость переменных свойств трубной стали от уровня напряженно-деформированного состояния в стенке трубы (p = 6,2 МПа, ΔT = 0 °С)
Fig. 2. Dependence of variable properties of pipe steel on the stress-strain state in the pipe wall (p = 6.2 MPa, ΔT = 0 °C)

$$(\sigma_f)_{1,2} = E\cdot(\pm\varepsilon_b - \Delta T\alpha_t) + \mu\sigma_{кц}, \quad (1),$$

где $\sigma_{кц} = p\cdot(D_н - 2\cdot\delta)/2\cdot\delta$ – кольцевые напряжения в стенке трубы, Па; $D_н$ – наружный диаметр трубы, м; p – внутреннее давление, Па; δ – толщина стенки трубы, м; $\varepsilon_b = D_н/2\rho$ – деформация в плоскости результирующего изгиба; ρ – радиус упругопластического изгиба газопровода, м; $\alpha_t = 1{,}2\cdot10^{-5}$ – коэффициент линейного расширения стали, 1/°С.

Обозначим σ_{b1}, σ_{b2} – изгибные напряжения с растянутой и сжатой стороны трубы соответственно.

Эквивалентные напряжения по Мизесу (при двухосном напряженном состоянии) с растянутой $\sigma^1_{экв}$ и сжатой $\sigma^2_{экв}$ зоны трубы определяются по следующим формулам [7]:

$$\sigma^1_{экв} = \sqrt{((\sigma_f)_1)^2 + \sigma^2_{кц} - (\sigma_f)_1\cdot\sigma_{кц}}, \quad (2)$$

$$\sigma^2_{экв} = \sqrt{((\sigma_f)_2)^2 + \sigma^2_{кц} - (\sigma_f)_2\cdot\sigma_{кц}}. \quad (3)$$

Уровень напряженного состояния участка оценивается с помощью коэффициента нагруженности K [10]:

$$K = \frac{\sigma^{1,2}_{экв}}{R_2}, \quad (4)$$

где R_2 – расчетное сопротивление сжатию (растяжению) металла трубы, определяемое по следующей зависимости [8]:

$$R_2 = \frac{m\cdot R^н_2}{0{,}9\cdot k_н}, \quad (5)$$

где $R^н_2$ – нормативный минимальный предел текучести, равный $\sigma_{0,2}$; m – коэффициент условий работы трубопровода; $k_н$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Решение о дальнейшей эксплуатации участка газопровода принимается на основании максимального значения коэффициента нагруженности в соответствии с табл. 2.

Для понимания вопроса о необходимости ремонта участка с ненормативным уровнем изгибных напряжений определяется местная устойчивость стенки трубы, исходя из следующего выражения [7]:

$$\varepsilon_b \le [\varepsilon_b] = \frac{1}{k}\cdot(1 + 10\theta)^{-1}\cdot\frac{\delta}{2D_н}, \quad (6)$$

где $[\varepsilon_b]$ – допустимая изгибная деформация в стенке трубы, безразмерная величина; θ – овальность поперечного сечения трубы, безразмерная величина; k – коэффициент запаса.

Предлагается критерий (6) сделать «жестче» и вместо величины ε_b использовать значение фибровых продольных деформаций ε_f.

На основе теоретических и экспериментальных исследований ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР)» (г. Уфа) было установлено, что для газопроводов больших диаметров

Таблица 2. Принимаемые решения в зависимости от уровня нагруженности участка газопровода (*K*) [7]
Table 2. Decisions depending on load level on the gas pipeline section (*K*) [7]

K	Решение Decision
$K \le 1{,}00$	Разрешается эксплуатация газопровода при рабочем (проектном) давлении Gas pipeline operation is allowed at design pressure
$1{,}00 < K \le 1{,}20$	Корректировка положения оси участка газопровода в соответствии с плановым ремонтом. До планового ремонта требуется периодическое техническое обследование участка Correcting the position of the gas pipeline section axis as per scheduled repair Periodic technical surveys are required for the section before the scheduled repair
$K > 1{,}20$	Вывод из эксплуатации с последующим ремонтом Decommissioning with subsequent repair

характерно образование гофр при сжимающих напряжениях [11]:

$$\sigma_{кр} = \left(\frac{8{,}26\delta}{D_н - \delta}\right)\cdot\sigma_{02}. \quad (7)$$

Условие устойчивости стенки трубы от образования гофр запишется в следующем виде:

$$\sigma^2_{экв} \le \sigma_{кр}. \quad (8)$$

В табл. 3 представлены результаты расчета изгибных, фибровых и эквивалентных напряжений в зоне растяжения трубы при 140 м (195 $D_н$) $\le \rho \le$ 350 м (347 $D_н$), давлении p = 6,2 МПа, температурном перепаде на участке газопровода ΔT = 0 °С, на основании которых сделаны дальнейшие выводы о допустимом уровне НДС в стенке трубы.

Задача определения НДС решалась с учетом и без учета переменных свойств упругости стали. При решении задачи о НДС с постоянными параметрами упругости изгибные напряжения достигают предела текучести при радиусе упругопластического изгиба 210 м (291 $D_н$) и менее. Подрядной организацией, проводившей ВТД, все участки с радиусом упругопластического изгиба менее 210 м также отнесены к категории А (в табл. 1 максимальный радиус – 202,6 м). Отметим, что уровень фибровых продольных напряжений при радиусе упругопластического изгиба 210 м составляет 418,28 МПа, превышая предел текучести на 16,2 %. Таким образом, существует неоднозначность отнесения ПОУ класса прочности К52 с $\rho \le 250\ D_н$ к категории А, поскольку, с одной стороны, ограничивается уровень изгибных напряжений (одно из слагаемых), а с другой – нет ограничений по суммарному уровню продольных напряжений, всегда большему, чем одно из слагаемых этой суммы. В постановке задачи с переменными свойствами упругости модуль Юнга и коэффициент Пуассона определялись для каждого случая эксплуатационных нагрузок (140 м $\le \rho \le$ 350 м, p = 6,2 МПа, ΔT = 0 °С) со сжатой и растянутой сторон трубы. Из табл. 3 видно, что изгибные напряжения при значительно меньших радиусах упругопластического изгиба не достигают предела текучести из-за уменьшения модуля упругости, что, в свою очередь, приводит к увеличению уровня деформации (обратная связь). Поэтому целесообразно ограничить допустимые радиусы упругопластического изгиба следующими критериями:

$$\begin{cases} (\varepsilon_f \le [\varepsilon_b] - \text{критерий недопустимых деформаций,} \\ \sigma^2_{экв} \le \sigma_{кр} - \text{критерий недопустимых сжимающих напряжений,} \\ K \le 1{,}20 - \text{критерий решения об эксплуатации ПОУ.} \end{cases} \quad (9)$$

Только при выполнении всех трех критериев целесообразно отнесение ПОУ категории опасности А в категорию В. Прокомментируем предъявляемые критерии.

Критерий по предотвращению недопустимых пластических деформаций представлен в рекомендациях [7] и учитывает наличие овальности. В расчетах она учитывается величиной в 2,9 %, так же как и погрешность определения радиусов упругопластического изгиба средствами ВТД (не более 15 %) [8]. В совокупности рассматриваемые величины допускают минимальный радиус изгиба 161 м (223 $D_н$).

Второе неравенство в формуле (9) – по существу аналог критерия недопустимых деформаций в форме энергетической прочности Мизеса. Основываясь на расчетах, минимальный допустимый радиус изгиба составляет 170 м (236 $D_н$).

Решение о дальнейшей эксплуатации газопровода в зависимости от коэффициента нагруженности принимается в соответствии с рекомендациями [7]. Данный коэффициент зависит от категории участков. Например, в принятой постановке задачи при одних и тех же исходных данных для участков газопроводов III–IV категорий разрешается эксплуатация газопровода при рабочем (проектном) давлении, тогда как для участков газопроводов I–II категорий необходима корректировка положения оси участка в соответствии с плановым ремонтом и требуется проведение периодического технического обследования.

Таблица 3. Результаты расчета напряженно-деформированного состояния

ρ, м (m)	Продольные напряжения с учетом переменных свойств упругости Longitudinal stresses considering the variable properties of elasticity							Продольные напряжения без учета переменных свойств упругости Longitudinal stresses not considering the variable properties of elasticity		
	Зона растяжения Tension zone					I–II кат. I–II category	III–IV кат. III–IV category	Зона растяжения Tension zone		
	E, МПа (MPa)	μ	σ_{b1}, МПа (MPa)	σ_{f1}, МПа (MPa)	$\sigma^1_{экв}$, МПа (MPa)	*K*		σ_{b1}, МПа (MPa)	σ_{f1}, МПа (MPa)	$\sigma^1_{экв}$, МПа (MPa)
При радиусе упругого изгиба менее 140 м вероятность потери местной устойчивости стенки трубы (не выполняется условие (6)) Pipe wall local buckling probability at elastic bending radius less than 140 m (condition (6) is not met)										
140	123 893,34	0,379	318,58	400,98	347,65	1,190	0,992	529,71	594,81	521,36
150	130 696,33	0,373	313,67	394,64	342,33	1,179	0,982	494,40	559,50	488,58
160	137 102,14	0,367	308,48	388,09	336,88	1,167	0,973	463,50	528,60	460,22
При радиусе упругого изгиба менее 170 м вероятность образования гофров (не выполняется условие (8)) Pipe wall wrinkling probability at elastic bending radius less than 170 m (condition (8) is not met)										
170	143 147,98	0,361	303,14	381,48	331,41	1,155	0,963	436,23	501,33	435,47
180	148 863,107	0,355	297,73	374,86	325,99	1,143	0,953	412,00	477,00	413,74
190	154 270,77	0,350	292,30	368,30	320,64	1,130	0,943	390,31	455,41	394,55
200	159 389,54	0,345	286,90	361,82	315,42	1,105	0,933	370,80	435,90	377,50
210	164 234,31	0,340	281,54	355,44	310,32	1,103	0,923	353,14	418,24	362,29
220	168 816,96	0,336	276,24	349,18	305,35	1,095	0,913	337,10	402,19	348,67
230	173 146,93	0,331	271,00	343,03	300,53	1,084	0,904	322,43	387,53	336,42
240	177 231,57	0,327	265,85	337,01	295,86	1,070	0,895	309,00	374,10	325,36
250	181 076,42	0,324	260,75	331,10	291,32	1,060	0,885	296,64	361,74	315,35
260	184 685,35	0,320	255,72	325,31	286,92	1,050	0,877	285,23	350,33	306,26
270	188 060,67	0,317	250,75	319,62	282,65	1,040	0,869	274,67	339,77	297,99
280	191 203,04	0,314	245,83	314,05	278,51	1,032	0,860	264,85	329,96	290,45
290	194 111,28	0,311	240,97	308,57	274,49	1,023	0,853	255,72	320,82	283,55
300	196 781,88	0,308	236,13	303,18	270,586	1,014	0,845	247,20	312,30	277,22
310	199 208,12	0,306	231,33	297,86	266,79	1,006	0,838	239,20	304,32	271,41
320	201 378,09	0,304	226,55	292,62	263,09	0,997	0,831	231,75	296,85	266,10
330	203 270,32	0,3025	221,75	287,42	259,48	0,989	0,824	224,72	289,83	261,14
340	204 840,775	0,301	216,89	282,42	255,93	0,981	0,817	218,11	283,22	256,60
350	205 947,23	0,300	211,94	276,94	252,37	0,973	0,810	211,88	276,98	252,39

* *Примечание*. Зелеными ячейками обозначены допустимые значения напряжений, красными – недопустимые
* *Note*. Green cells indicate allowable stresses; red ones indicate unallowable stresses

Таким образом, учет переменных свойств упругости позволяет смягчить критерий отнесения ПОУ без аномалий к категории А. Так, из 47 ПОУ в категории А предлагается оставить ПОУ №4, 5, 10, 22, 23, 30, 32, 36, 42, 44, 46 (табл. 1), остальные 36 ПОУ перевести в категорию В. В дальнейшем при отсутствии аномалий по ВТД в качестве мероприятий по безопасной эксплуатации для 36 ПОУ рекомендуется мониторинг технического состояния.

Исследования, основанные на теории малых упругопластических деформаций и деформационных критериях прочности, показывают, что критерий недопустимых радиусов кривизны $\rho \leq 250\ D_н$ для фибровых сжимающих напряжений справедлив

не только для труб из стали класса прочности К60, но и для класса К52. Однако отнесение к категории опасности А всех ПОУ с $\rho \leq 250\ D_н$ при отсутствии аномалий по ВТД нецелесообразно. Представляется возможным ограничить отнесение участков к категории опасности А величиной радиуса упругопластического изгиба газопроводов 170 м (235 $D_н$).

Сдерживающим фактором по недопустимому радиусу упругопластического изгиба можно назвать сжимающие напряжения [6]. Также актуальными остаются исследования применительно к фибровым растягивающим напряжениям, поскольку по статистическим данным [3, 4] отказы на газопроводах происходят преимущественно по причинам, связанным с растягивающими напряжениями.

ВЫВОДЫ

В связи с достижениями ВТД выяснилось, что требования [2] по радиусам изгибов (не менее 1000 $D_н$) при строительстве новых и реконструкции действующих газопроводов, учитывая естественный физический процесс совместной деформации газопровода с окружающим грунтом, практически невыполнимы. Становится актуальным вопрос научного обоснования требований [2] для трубных сталей класса прочности К60 и ниже, например, К52, из которых преимущественно сооружены газопроводы большого диаметра, в рамках принятой системы разделения участков по степени опасности А, В и С.

Расчеты показывают, что учет изменения параметра упругости и коэффициента поперечной деформации позволяет пересмотреть отнесение отдельных ПОУ к категории опасности А.

На основании прочностных расчетов для газопроводов диаметром 720 мм, сооруженных из труб класса прочности К52, определено, что необходимость учета переменных свойств упругости стали появляется при радиусах упругопластических изгибов менее 500 $D_н$, т.е. для категорий опасности А и В.

Для исключения неоднозначности требований [1], а именно случаев, когда радиусы изгибов 250 $D_н$ и менее не соответствуют изгибным напряжениям выше предела текучести (при расчетах с переменными параметрами упругости), предлагается назначать категорию опасности ПОУ в зависимости от диаметра, класса прочности диагностируемых газопроводов и определенных по ВТД радиусов изгибов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. ПАО «Газпром». Техническое задание на проведение работ по внутритрубной диагностике на объектах линейной части газопроводов ПАО «Газпром» (утв. В.А. Маркеловым 26.04.2017, с изм. от 02.11.2020). Режим доступа: ограниченный.
2. СП 86.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200111111 (дата обращения 13.03.2021).
3. Аскаров Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н. и др. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6 (64). С. 28–33.
4. Аскаров Р.М., Валеев А.Р., Исламов И.М. и др. Оценка влияния геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы, на их напряженно-деформированное состояние // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 11. С. 145–154.
5. Малинин Н.Н. Прикладная теория пластичности и ползучести: уч. пособ. для вузов. 2-е изд. М.: Машиностроение, 1975.
6. СП 36.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200103173 (дата обращения 13.03.2021).
7. ОАО «Газпром». Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС (утв. начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» 24.11.2006). Режим доступа: ограниченный.
8. Внутритрубное диагностирование газопровода-отвода к ГРС Карманово. Березовский, Свердловская обл.: ЗАО НПО «Внутритрубная диагностика», 2018.
9. Трубы металлические и соединительные части к ним. Ч. 2. М.: Издательство стандартов, 1981.
10. Аскаров Р.М., Гумеров А.К., Каримов Р.М. и др. Оценка влияния радиуса изгиба при расчетах продольных напряжений длительно эксплуатируемых трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 3. С 234–242.
11. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. СПб.: ООО «Недра», 2005.

REFERENCES

(1) PJSC Gazprom. *Project specification for smart pigging at line sections of PJSC Gazprom gas pipelines (approved by V.A. Markelov on 26 April 2017 with rev. of 2 November 2020).* [Access restricted].
(2) Federal agency of construction, housing and housing services of Russia [Federal'noe agentstvo po stroitel'stvu i zhilishchno-kommunal'nomu hozyajstvu]. *SP 86.13330.2012 (construction code). Revised edition of SNiP III-42-80* (construction codes and regulations) Main (Trunk) pipelines.* Available from: http://docs.cntd.ru/document/1200111111 [Accessed: 13 March 2021]. (In Russian)
(3) Askarov RM, Gumerov KM, Kukushkin AN, et al. On actual bending radii of the main pipelines linear part. *Pipeline Transport: Theory and Practice* [Truboprovodnyj transport: teoriya i praktika]. 2017; 64(6): 28–33. (In Russian)
(4) Askarov RM, Valeev AR, Islamov IM, et al. Analysis of the effect of geodynamic zones crossing the main gas pipelines on their stress-strain state. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering* [Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov]. 2019; 330(11): 145–154. (In Russian)
(5) Malinin NN. *Applied Theory of Plasticity and Plastic-Flow Theory.* 2nd ed. Moscow: Mechanical Engineering [Mashinostroyenie]; 1975. (In Russian)
(6) Federal agency of construction, housing and housing services of Russia. *SP 36.13330.2012. Revised edition of SNiP 2.05.06-85*. Main (Trunk) pipelines.* Available from: http://docs.cntd.ru/document/1200103173 [Accessed: 13 March 2021]. (In Russian)
(7) OJSC Gazprom. *Recommendations for strength and stability of main gas pipelines in operation and compressor stations' piping (approved by Head of Gas Transportation, Underground Storage, and Use Department at OJSC Gazprom on 24 November 2006).* [Access restricted].
(8) *Smart pigging of gas pipeline branch to Karmanovo GDS.* LLC NPC VTD. Report number: n/a, 2018. (In Russian)
(9) The USSR State Committee of Standards. *Steel welded pipes for main oil-and-gas pipelines. Part 2.* Moscow: Standard Publisher [Izdatelstvo Standartov]; 1981. (In Russian)
(10) Askarov RM, Gumerov AK, Karimov RM, et al. Influence of bending radius on longitudinal stresses in long operation pipelines. Science and Technologies: *Oil and Oil Products Pipeline Transportation* [Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov]. 2020; 10(3): 234–242. (In Russian)
(11) Azmetov KhA, Matlashov IA, Gumerov AG. *Strength and Stability of Underground Pipelines.* Saint Petersburg: Subsoil [Nedra]; 2005. (In Russian)

ГАЗПРОМ

АМУРСКИЙ ГПЗ



НОВЫЙ ЗАВОД ЖДЁТ ПРОФЕССИОНАЛОВ

- Один из крупнейших в мире газоперерабатывающих заводов
- Самые современные достижения в области газопереработки
- Самое современное оборудование

Присылайте резюме в отдел по подбору персонала ООО «Газпром переработка Благовещенск»

OK@AMURGPZ.RU

ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА БЛАГОВЕЩЕНСК

на правах рекламы









www.blagoveshchensk-pererabotka.gazprom.ru/career/

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ СУДНО ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 629.5.01

Ю.Б. Могутин, ФГУП «Крыловский государственный научный центр» (Санкт-Петербург, Россия), Y_Mogutin@ksrc.ru
М.В. Власьев, к.т.н., ФГУП «Крыловский государственный научный центр», M_Vlasev@ksrc.ru
А.В. Веселова, ФГУП «Крыловский государственный научный центр», A_Veselova@ksrc.ru
А.Б. Карташев, ФГУП «Крыловский государственный научный центр», A_Kartashev@ksrc.ru
А.В. Лобанов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), AL.Lobanov@adm.gazprom.ru
С.С. Курилец, ПАО «Газпром», S.Kurilets@adm.gazprom.ru

В настоящее время освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа становится важнейшим направлением развития нефтегазодобывающей отрасли. При обустройстве морских нефтегазовых месторождений применяется большое количество подводного оборудования, одним из главных условий обеспечения безопасной эксплуатации которого является проведение регулярной диагностики, сервисного обслуживания и своевременного ремонта. Эти задачи решаются специализированными судами.
В статье проанализированы архитектурно-конструктивные особенности специализированных судов для выполнения работ по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту подводных объектов добычи углеводородов. Обоснована потребность в создании отечественного специализированного судна такого назначения. Представлены основные результаты предварительных проектных проработок судна, выполненных на основании исходных технических требований, разработанных специалистами ПАО «Газпром» и ФГУП «Крыловский государственный научный центр» на основе анализа опыта морской нефтегазодобычи и эксплуатации существующих специализированных судов, а также условий акваторий осваиваемых и перспективных нефтегазовых месторождений. Приведены результаты расчетов экономической эффективности предлагаемого к созданию судна.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ СУДНО, ПОДВОДНЫЙ ОБЪЕКТ ДОБЫЧИ, ИНСПЕКЦИОННЫЕ РАБОТЫ, ДИАГНОСТИКА, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ, СУДНО, НЕОБИТАЕМЫЙ ПОДВОДНЫЙ АППАРАТ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Одним из главных стратегических направлений развития нефтегазодобывающей отрасли является освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа. С каждым годом количество вводимых в эксплуатацию скважин на континентальном шельфе Российской Федерации увеличивается. Текущие и перспективные проекты освоения морских месторождений добычи углеводородов, расположенных на континентальном шельфе в акватории замерзающих морей, предполагают применение комплекса оборудования подводной добычи без строительства каких-либо надводных объектов. Подобные комплексы включают площадные объекты, например, сборные и кустовые манифольды, фонтанные арматуры, защитные конструкции и линейные объекты, такие как промысловые и технологические трубопроводы с оконечными устройствами и тройниковыми соединениями, шлангокабели с распределительными блоками, электрические и гидравлические перемычки. Учитывая полностью подводное расположение оборудования, а также отсутствие доступа к нему в ледовый период и период ледостава, одним из важнейших условий обеспечения надежной работы оборудования опасного производственного объекта и выполнения утвержденных планов по добыче углеводородов становится проведение регулярной диагностики, сервисного обслуживания и ремонтных работ [1, 2].

Периодичность и виды операций по диагностическим обследованиям и обслуживанию таких объектов регламентируются проектной документацией, инструкциями заводов-изготовителей оборудования и нормативно-технической документацией с учетом накопленного опыта эксплуатации. Для выполнения этих операций используются специализированные суда, оснащенные телеуправляемыми необитаемыми подводными аппаратами (ТНПА), водолазными комплексами, гидрографическим

и прочим специализированным диагностическим оборудованием и приборами. При этом такие суда, обладая возможностью расширения функционального назначения за счет своих технических характеристик, могут оснащаться дополнительным узкоспециализированным оборудованием для выполнения ремонтных работ или определенных технологических операций на устьевом оборудовании скважин [3, 4].

При эксплуатации подводных объектов добычи углеводородов выполняются следующие основные виды работ [1, 2]:

– диагностика, в том числе визуальный и инструментальный контроль с применением ТНПА в целях мониторинга технического состояния оборудования;

– внутритрубная техническая диагностика промысловых трубопроводов системы сбора продуктов добычи;

– техническое обслуживание, а именно очистка от биологического обрастания критически важных узлов и элементов, регламентная замена отдельных модулей, проверка с помощью ТНПА работоспособности элементов управления запорно-регулирующей арматуры;

– плановые и аварийно-восстановительные ремонтные работы, в том числе при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.

В настоящее время в мире принята практика привлечения для сервисного обслуживания объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений специализированных компаний, которых насчитывается более 60. Часть из них оказывает полный комплекс услуг по обследованию, обслуживанию и ремонту морских объектов и подводных трубопроводов, включая ликвидацию аварий и ремонтно-восстановительные работы, а другие специализируются только на выполнении отдельных операций. Сервисное обслуживание выполняется преимущественно по долгосрочным контрактам, но существует практика привлечения сервисных компаний на разовые работы. Долгосрочные контракты заключаются на работы, проводимые с определенной периодичностью на протяжении всего срока эксплуатации месторождения, а разовые – на редко выполняемые операции, на ремонтно-восстановительные работы, на ликвидацию аварий и прочее. Однако мировая статистика по эксплуатации подводных объектов добычи в ледовых условиях, достаточная для всестороннего анализа, отсутствует. При освоении арктического шельфа главные проблемы – это сложная ледовая обстановка, отсутствие круглогодичного доступа к объектам обустройства и удаленность месторождений от существующей инфраструктуры. Поэтому использование имеющихся судов для подводно-технических работ и традиционных технологий затруднено.



Рис. 1. Современное типовое специализированное судно для подводно-технических работ [5]

ОСОБЕННОСТИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СУДОВ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Компании, осуществляющие обслуживание подводных объектов добычи углеводородов, владеют специализированными судами подводно-технических работ (СПТР), оснащенными подводными аппаратами различных типов, системами динамического позиционирования, грузовыми устройствами и пр. Характерными архитектурными особенностями СПТР (рис. 1) являются высокий бак и сдвинутые в нос надстройка (у большинства современных СПТР бак переходит в надстройку) и машинное отделение. Рабочая палуба располагается в кормовой части судна, заканчивающейся транцем. Вблизи рабочей палубы размещаются разнообразные спуско-подъемные устройства (краны, балки и рамы). Такая архитектура обеспечивает удобное проведение работ со спускаемым и буксируемым оборудованием. Суда преимущественно оснащаются единой дизель-электрической установкой, которая в сочетании с гребными электродвигателями позволяет наиболее рационально использовать мощность установленных агрегатов для движения на различных скоростях хода и в режиме динамического позиционирования, а также для обеспечения палубных механизмов и судового электрооборудования. Высокая маневренность таких судов достигается за счет применения двухвинтовой схемы, а также оснащением различными подруливающими устройствами. При этом в качестве кормовых движителей обычно применяются азимутальные винторулевые колонки (ВРК). Большинство

Таблица 1. Основные характеристики судов для подводно-технических работ на объектах подводной добычи углеводородов [6–19]

Характеристики судна	Название судна											
	Seven Viking	MMA Pinnacle	Edda Fauna	Edda Sun	Havila Subsea	Grant Candies	Pacific Supporter	Atlantis Dweller	Stril Explorer	Fugro Aquarius	Fugro Symphony	Siem Stingray
Длина, м	106,5	87,8	108,7	85,3	98,0	89,0	89,9	69,2	76,4	82,6	130,2	120,8
Ширина, м	24,5	22,0	23,0	18,0	19,8	18,0	16,5	16,2	16,2	18,0	24,0	23,0
Осадка, м	6,5	5,5	7,8	6,8	6,8	6,0	5,1	4,7	4,7	5,5	7,5	6,6
Скорость, уз максимальная эксплуатационная	17,0 14,0	12,0 10,5	16,5 12,0	15,0 10,0	15,5 11,0	12,0 10,0	14,0 12,0	– 13,0	12,0 10,0	13,0 11,0	16,0 –	14,5 –
Площадь рабочей палубы, м²	600	1000	610	625	600	820	755	400	270	520	1400	1300
Количество и тип ТНПА на судне*	2 P + 1 O	2 P	2 P + 1 O	1 P + 2 O	2 P + 1 O	2 P	1 P + 1 O	2 P + 1 O	2 P + 1 O	2 P + 1 O	2 P	1 P + 1 O

* *Примечание.* O – ТНПА осмотрового класса, P – ТНПА рабочего класса

судов оснащены высокоэффективными системами динамического позиционирования, основанными на комплексной обработке данных от информационных систем и автоматическом управлении развитым комплексом подруливающих устройств. Для умерения бортовой качки на многих судах предусмотрены активные или пассивные успокоительные системы, позволяющие снизить риск повреждения спускаемого оборудования и негативное воздействие качки на экипаж и персонал.

Длина рабочей палубы обычно составляет порядка 30 % наибольшей длины судна, при этом расчетная нагрузка на палубу принимается не ниже 5 т/м². В настиле рабочей палубы располагаются штатные крепления для установки модульного оборудования в контейнерном исполнении. В некоторых случаях предусматривается кормовой слип с закрывающимся съемным настилом для спуска погружаемого или буксируемого обследовательского оборудования. Практически все суда оборудованы вертолетной площадкой, что обеспечивает возможность смены персонала в море, оперативной доставки специалистов, запасных частей и оборудования. На судах, как правило, устанавливается минимум один тяжеловесный грузовой кран, на некоторых 2–3. Место их расположения выбирается из условия перемещения технологического оборудования с учетом зоны работы грузовых балок и рам. Кран также используется для перемещения по палубе контейнеров, агрегатов подводных объектов и прочих грузов. Конструкция крана предусматривает возможность подъема и спуска агрегатов подводных объектов до морского дна. Для работы с ТНПА, забортным обследовательским и ремонтным оборудованием используются специальные спуско-подъемные устройства. При этом краны и спуско-подъемные устройства оснащаются компенсаторами качки. Для повышения эффективности использования судов их оборудуют сквозными шахтами (от днища судна до верхней палубы), позволяющими расширить возможности выполнения работ с опускным оборудованием в штормовых и ледовых условиях.

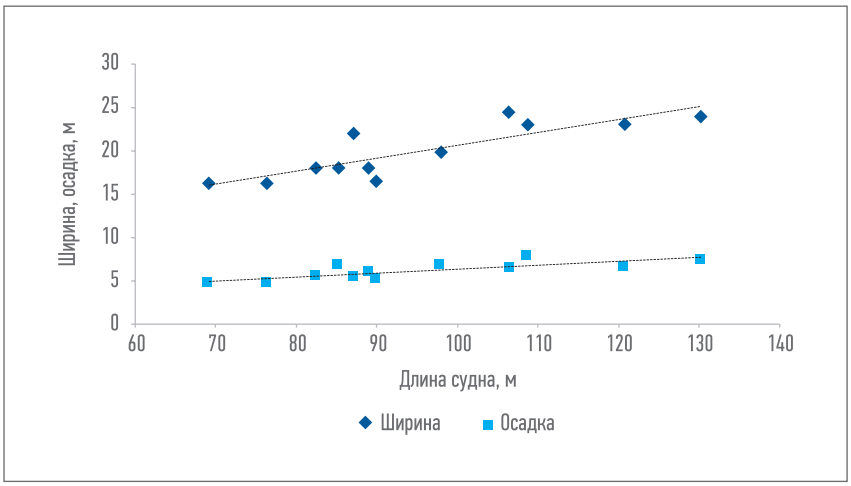


Рис. 2. Зависимость ширины и осадки от длины судна

Основные данные по современным судам для выполнения подводно-технических работ на подводных объектах добычи углеводородов приведены в табл. 1. О главных размерениях судов этого класса можно судить по графику, приведенному на рис. 2.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО СУДНА ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ (ДИАГНОСТИКИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА) ПОДВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

В настоящее время в Российской Федерации для выполнения инспекционных работ на морских магистральных газопроводах и подводных объектах добычи углеводородов используются научно-исследовательские суда, оснащенные подводными аппаратами и системой динамического позиционирования. Привлекаются также подходящие по характеристикам суда обеспечивающего флота с необходимым оборудованием, установленным по временной схеме. Однако имеющиеся суда российских компаний по многим показателям не соответствуют международным требованиям, предъявляемым к объектам данного назначения, и уступают зарубежным аналогам как по оснащенности, так и по жилищно-бытовым условиям. Кроме того, они не могут выполнить в полной мере весь необходимый спектр и объем подводно-технических работ, и это является дополнительным ограничением.

Таким образом, в условиях нынешних мировых трендов в области экономики и нестабильных внешнеполитических обстоятельств, затрагивающих промышленную сторону развития отечественных компаний и в особенности шельфовые проекты, а также с учетом существующего порядка привлечения судов под иностранным флагом для работ в территориальных водах и исключительной экономической зоне Российской Федерации, ограничивающего привлечение таких судов при наличии российских аналогов, возникает острая потребность в создании отечественного специализированного многофункционального судна для диагностики, технического обслуживания и ремонта (ДТОиР) подводных объектов добычи углеводородов с характеристиками и возможностями, не уступающими современным зарубежным судам-аналогам.

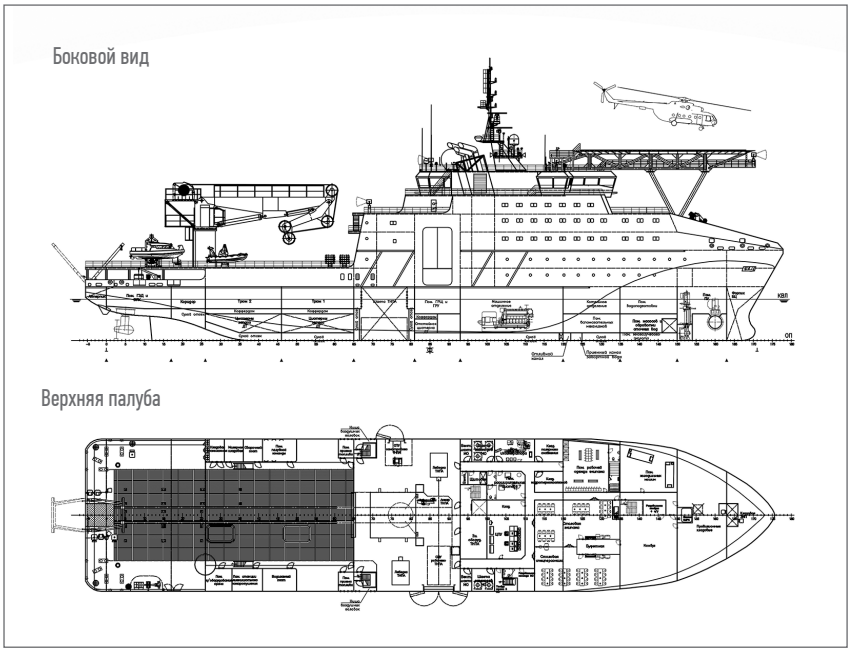


Рис. 3. Архитектурно-компоновочная схема судна ДТОиР

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО СОЗДАНИЮ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО СУДНА ДТОиР

На основании анализа опыта морской нефтегазодобычи и эксплуатации существующих специализированных судов, а также условий на осваиваемых и перспективных нефтегазовых месторождениях специалистами ПАО «Газпром» и ФГУП «Крыловский государственный научный центр» были сформулированы исходные технические требования к судну ДТОиР, на базе которых выполнялись предварительные проектные проработки в целях определения архитектурно-технического облика судна и его основных характеристик. Эта информация также была использована для оценки экономической эффективности проекта.

Основные задачи, которые должно решать судно ДТОиР:

– визуальное обследование и фиксирование состояния подводного оборудования с использованием видеоаппаратуры ТНПА;
– трассирование линейных объектов, в том числе заглубленных;
– визуальное и инструментальное обследование на предмет обнаружения возможных утечек газа и флюидов из соединений подводного оборудования и по трассам трубопроводов с использованием видеоаппаратуры, гидроакустических приборов и пр., установленных на ТНПА;
– инструментальное обследование донной поверхности с применением гидрографического оборудования;
– подводное позиционирование объектов;
– очистка оборудования от обрастания морскими организмами с использованием гидромониторов, установок кавитационной очистки, вращающихся щеток и скребков;
– обслуживание и ремонт подводного оборудования, замена съемных модулей;
– монтаж и управление оборудованием при ликвидации газонефтеводопроявления и открытых фонтанов;
– контроль состояния и замена протекторов катодной защиты;
– работы по ликвидации свободных пролетов линейных объектов,

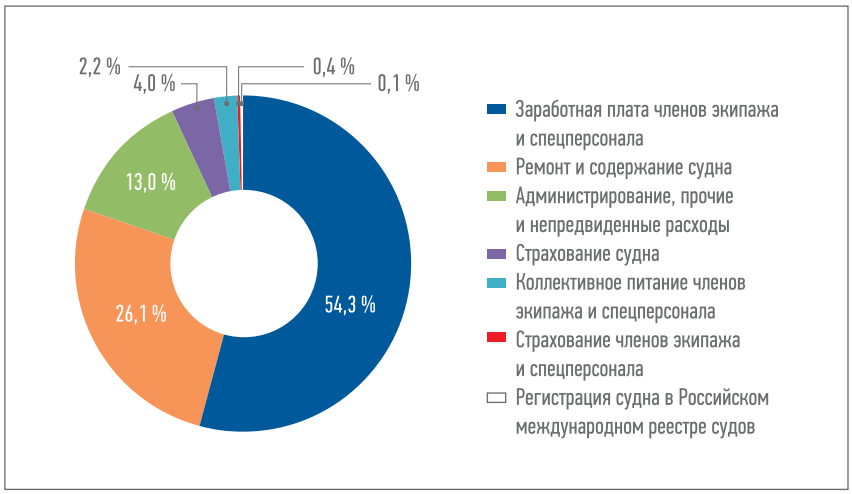


Рис. 4. Структура годовых расходов по содержанию отечественного судна ДТОиР

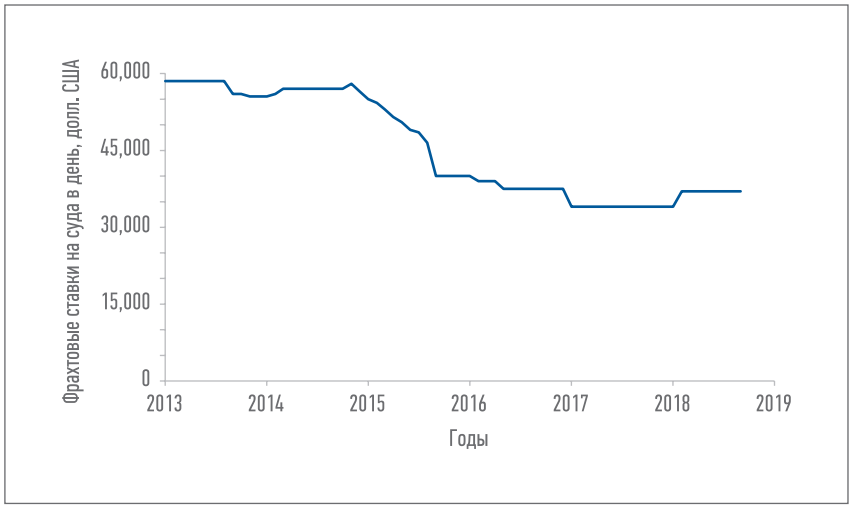


Рис. 5. Динамика фрахтовых ставок на суда для выполнения работ по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту подводных объектов добычи [21]

восстановление защитного слоя грунта, перемещение грунта у подводных объектов добычи;

– удаление посторонних предметов, представляющих опасность для подводных объектов добычи;

– подключение камер запуска средства очистки и диагностики к оконечным устройствам для очистки и диагностики подводных трубопроводов;

– ремонт подводных трубопроводов и других объектов подводной добычи;

– управление фонтанной арматурой с помощью WOCS (WorkOver Control Systems);

– взятие проб грунта, воды, газа и биологического обрастания;

– измерение параметров внешней среды (температуры и солености морской воды, скорости течений и др.).

Предлагаемый архитектурно-конструктивный тип судна (рис. 3) – однопалубное с усиленным ледовым классом, с единой дизель-электрической энергоустановкой, удлиненным баком, со смещенной в нос надстройкой, с ходовым мостиком закрытого типа с панорамным обзором, с взлетно-посадочной площадкой для вертолета, расположенной выше уровня ходовой рубки в нос от нее, с кормовой рабочей палубой, со средним расположением машинного отделения и двумя ВРК в корме, с одним подруливающим устройством типа «винт в трубе» и выдвижной ВРК в носу. Класс судна в соответствии с требованиями Российского морского регистра судоходства – КМ⍟ Arc5 AUT1–ICS OMBO DYNPOS–2 EPP ECO–S Special purpose ship, Research vessel, HELIDECK. Район эксплуатации – акватории дальневосточных и арктических морей в соответствии с классом ледовых усилений Arc5.

В результате проработки общего расположения, распределения объемов, обеспечивающих размещение энергетической установки, запасов топлива, перевозимых грузов, жилых, общественно-бытовых и прочих помещений, определены главные размерения судна:

– наибольшая длина судна – 110,0 м;

– ширина корпуса – 24,0 м;

– осадка по конструктивной ватерлинии – 6,5 м;

– высота борта – 8,5 м;

Основные характеристики судна:

– площадь рабочей палубы – около 700 м²;

– скорость экономического хода – 12 уз;

– максимальная скорость – 15 уз;

– экипаж – 25 чел.;

– спецперсонал – 90 чел.;

– дальность плавания – 5000 миль;

– автономность по запасам провизии – 60 сут.

Главная энергетическая установка представляет собой единую дизель-электрическую установку с четырьмя главными дизель-генераторами мощностью около 3400 кВт каждый, одним стояночным дизель-генератором электрической мощностью около 1500 кВт и одним аварийным дизель-генератором электрической мощностью около 400 кВт. Судно оснащено двумя ВРК мощностью около 4200 кВт каждая. В качестве средств активного управления на судне предусмотрены подруливающее устройство типа «винт в трубе» мощностью около 1000 кВт с гребным винтом фиксированного шага и выдвижная ВРК мощностью около 1500 кВт.

Таблица 2. Исходные данные для расчета экономического эффекта

Показатель	Значение	Примечание
1. Затраты на создание отечественного головного специализированного судна для выполнения работ по ДТОиР, всего, млн руб., в том числе: – НИР и ОКР в обеспечение разработки проектной документации по судну ДТОиР – ОКР «Создание основного технологического оборудования» – Строительство судна	8146,0 574,0 322,0 7250,0	
2. Затраты на создание отечественного судна ДТОиР с учетом принятой схемы финансирования, млн руб.	10 203,1	Схема финансирования предполагает задействование заемных средств в размере 80 % от общих затрат под 5,4 % годовых с учетом субсидирования процентной ставки в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.05.2008 г. № 383 (редакция от 02.02.2021 г.) [20]. Возврат тела кредита осуществляется в течение 7 лет с начала эксплуатации судна
3. Годовой эффективный фонд использования судна, сут	300	5 рейсов в год, длительность рейса 60 сут
4. Затраты на содержание одного разрабатываемого судна для выполнения работ по ДТОиР, млн руб./год	639,3	Структура затрат на содержание судна приведена на рис. 4
5. Затраты на аренду одного зарубежного судна для выполнения работ по ДТОиР, млн руб./год	2229,6	Расчетная оценка исходя из фрахтовой ставки 45 тыс. долл. США/сут (2019 г., см. рис. 5) с учетом инфляции доллара США в размере 3,481 % за период 2019–2021 гг. и курса 1 долл. = 76 руб., а также повышения фрахтовой ставки в 3,5 раза для заинтересованности зарубежного судовладельца в сотрудничестве с российскими компаниями в случае наложения США санкций, вероятность введения которых оценена в 60 %: 45 × 1,03481 × 76 × 3,5 × 60 % × 300 / 1000
6. Затраты на мобилизацию и демобилизацию судна, млн руб./год	143,3	Учтены затраты на топливо для перегона судна и на оплату аренды судна в течение его мобилизации/демобилизации
7. Экономия затрат при эксплуатации отечественного судна, млн руб.	1733,6	п. 5 + п. 6 – п. 4
8. Норма дисконта, % (принята в соответствии с СТО Газпром РД 1.12-096–2004)	12	

Движительно-рулевой комплекс совместно со средствами активного управления обеспечивает режим динамического позиционирования по классу DYNPOS-2 при следующих условиях: порывы ветра до 30 м/с, высота волны 3 %-ной обеспеченности до 4,5 м. В корпусе судна имеется вертикальная сквозная шахта от днища до верхней палубы размерами 7,2 × 7,2 м для работы с ТНПА и другим спускаемым оборудованием. Конструкция шахты позволяет снизить колебания уровня воды в ней, возникающие при качке судна. Шахта оснащена днищевым и палубным закрытиями.

Верхняя палуба судна в кормовой части имеет открытый грузовой рабочий участок площадью около 700 м² с расчетной нагрузкой 10 т/м². Рабочая палуба имеет деревянное покрытие и конструктивные элементы для крепления грузов, в том числе до семи двадцатифутовых контейнеров с грузом или сменным оборудованием. В кормовой части судна расположен слип со съемным настилом шириной 4 м и длиной 4,5 м для работы с буксируемым оборудованием. На судне имеется трюм объемом более 100 м³, доступ в который осуществляется как из внутренних судовых помещений, так и с главной палубы.

Для выполнения работы по назначению на судне размещены специальные технические средства:

– два ТНПА рабочего класса и один ТНПА осмотрового класса в отапливаемых ангарах в надстройке в средней части судна;

– один рабочий катер;

– исследовательские эхолоты: многолучевой, глубоководный и параметрический типа «ПАРАСАУНД»;

– штатный буксируемый гидролокатор бокового обзора высокого разрешения с синтезируемой апертурой для картографирования дна.

Кроме того, при необходимости дополнительно может быть уста-

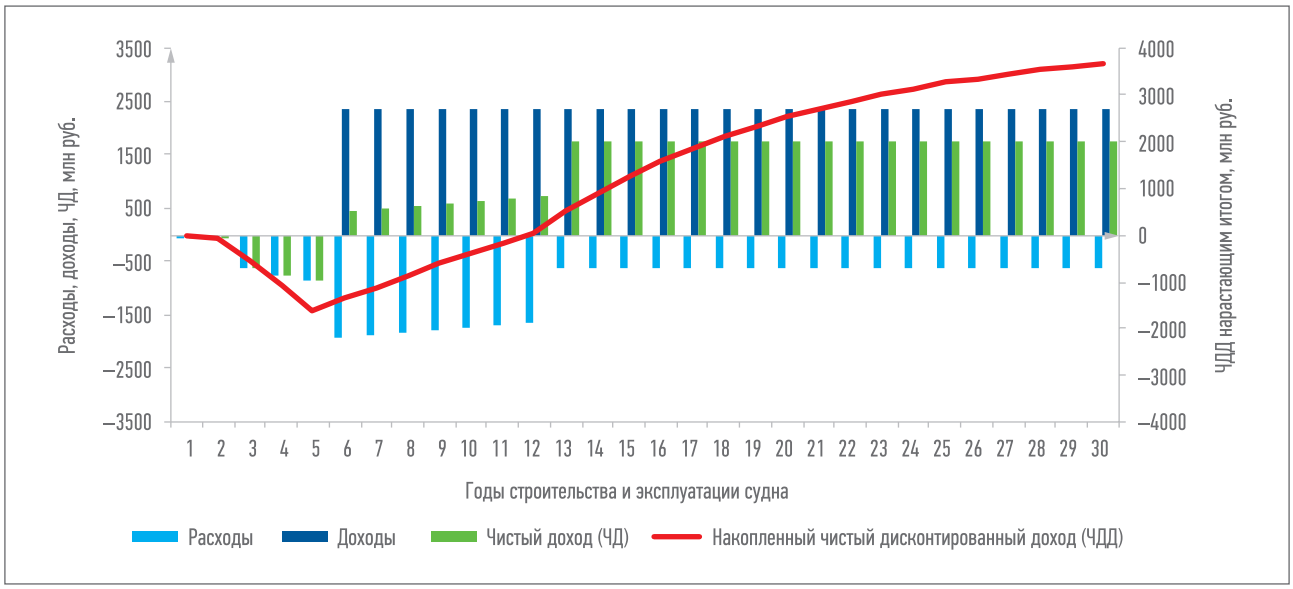


Рис. 6. График денежных потоков проекта

новлен мобильный контейнерный водолазный комплекс.

На судне размещается следующее грузоподъемное оборудование:

– кран для надводных и подводных операций грузоподъемностью не менее 130 т с возможностью заглубления гака под воду до 1000 м, вспомогательный гак грузоподъемностью не менее 30 т с системой активной компенсации вертикальных перемещений на обеих лебедках, рассчитанной на перемещение гака не менее чем на 2,5 м;

– в районе кормового слипа П-образное спуско-подъемное устройство высотой 10 м и шириной 5 м грузоподъемностью 30 т для спуска оборудования за корму;

– кран с изменением вылета грузоподъемностью 50 т с вылетом за борт 4 м, с вылетом от оси около 12 м, с системой компенсации вертикальных перемещений для работы с обследовательским оборудованием с борта;

– кран-манипулятор грузоподъемностью 1 т для обеспечения работы с тросами и для погрузки провизии.

Для выполнения глубоководных грузовых операций предусмотрены две лебедки с тяговым усилием 20 т и емкостью барабана 3500 м, обеспечивающие работу ТНПА на глубинах до 2,5 км. Вертолетная площадка должна быть выполнена из алюминиевого сплава и обеспечивать взлет и посадку вертолетов семейства Ми-8, Ка-32, Ми-171А2.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРУЕМОГО СУДНА ДТОиР

Приведенная ниже оценка экономической эффективности создаваемого судна ДТОиР выполнялась путем сопоставления с судном-аналогом ММА Pinnacle (Норвегия).

Использованные для расчета исходные данные приведены в табл. 2. В расчетах при сравнении величины расходов на фрахтование судна ММА Pinnacle с расходами на содержание создаваемого отечественного судна ДТОиР не учитывается топливо, поскольку предполагается, что суда имеют близкие затраты по этой статье. Мобилизация и демобилизация фрахтуемого судна рассматриваются для Азиатско-Тихоокеанского региона, т. к. предполагается, что создаваемое судно базируется в порту Холмск на Сахалине.

Согласно данным, приведенным на рис. 5, величина ставки фрахта на суда для выполнения подводно-технических и сервисных работ в последние годы снижается и составляет в среднем за 7 лет 45 000 долл. США/сут. Колебания ставки фрахта на суда зависят от соотношения между спросом и предложением на их услуги и в данной сопоставительной оценке не учитываются.

Следует отметить, что в условиях усиливающегося санкционного давления со стороны США возможно введение запрета на фрахт зарубежных судов для обслуживания российских объектов нефтегазодобычи. В этом случае, с учетом возникающего риска, привлечение зарубежного судовладельца для сотрудничества с российскими предприятиями возможно только за счет существенного увеличения суточной фрахтовой ставки на аренду судна. На основании выполненных расчетов было определено, что для увеличения рентабельности зарубежного судна с 3 % (обычный уровень рентабельности для зарубежных судовладельцев) до 50 % (при которой судовладелец может решиться на долгосрочное сотрудничество с российскими предприятиями, невзирая на угрозу попадания под санкции) фрахтовая ставка должна вырасти в 3,5 раза. Вероятность риска введения санкций против судовладельца в нынешних условиях оценивается

выше среднего, то есть порядка 60 %, в этом случае повышающий коэффициент значения фрахтовой ставки с учетом вероятности введения санкций составит 3,5 × 0,6 = 2,1, а сама фрахтовая ставка – 97 790 долл. США/сут.

Выполненные расчеты показывают, что при рассматриваемых исходных данных проект создания отечественного судна ДТОиР является эффективным, поскольку величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД) положительна (3670,3 млн руб.), простой срок окупаемости проекта составит 4 года при суммарном чистом доходе (ЧД) за 25 лет эксплуатации судна порядка 33 138 млн руб., а дисконтированный – 6 лет (рис. 6), при этом уровень внутренней нормы доходности может составить порядка 27 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Невозможность выполнения необходимых подводно-технических работ по диагностике, техническому обслуживанию и ремонту подводных объектов добычи, а также отсутствие регулярных внешних инспекций увеличивает риски их эксплуатации, что нарушает нормы российского законодательства в области промышленной безопасности и приводит к удорожанию страхования объектов инфраструктуры. Создание современного отечественного многофункционального судна для решения этих задач позволит снизить зависимость от возможных санкций и других угроз национальным интересам и безопасности нашей страны со стороны иностранных государств и, соответственно, позволит исключить возможный срыв запланированного развития морской нефтегазодобычи. Строительство подобного судна предполагает тесное взаимодействие с разработчиками судового и специального оборудования, что, в свою очередь, послужит стимулом решения задач импортозамещения в этой сфере.

Выполненные расчеты показывают, что проект создания судна ДТОиР является актуальным и эффективным в современных политических и экономических условиях. Кроме того, при необходимости производственная загрузка судна может быть значительно расширена за счет привлечения его к работам по обследованию, инспекции и ремонту магистральных трубопроводов, а также для обследования акваторий при подготовке строительства и поиске затонувших объектов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Могутин Ю.Б., Гусева О.А., Веселова А.В., Власьев М.В. Организация подводных сервисных работ на морских нефтегазовых месторождениях // Судостроение. 2017. № 3 (832). С. 25–31.
2. Могутин Ю.Б., Гусева О.А., Веселова А.В., Власьев М.В. Организация подводных сервисных работ на морских нефтегазовых месторождениях // Судостроение. 2017. № 4 (833). С. 27–33.
3. Могутин Ю.Б., Власьев М.В., Веселова А.В. и др. Участие специализированных судов в инспекциях морских магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2020. № 3 (798). С. 104–110.
4. Могутин Ю.Б., Власьев М.В., Веселова А.В. и др. Участие специализированных судов в инспекциях морских магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2020. № 4 (799). С. 94–100.
5. Fincantieri S.p.A. Siem Stingray [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fincantieri.com/globalassets/common/galleries/07.media/archivio/offshore/siemstingray.jpg (дата обращения: 19.02.2021).
6. Subsea 7 S.A. Seven Viking [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.subsea7.com/content/dam/subsea7-corporate2018/Datasheets/Vessel/life-of-field/Seven%20Viking.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
7. Subsea 7 S.A. MMA Pinnacle [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.subsea7.com/content/dam/subsea7-corporate2018/Datasheets/Vessel/life-of-field/MMA%20Pinnacle.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
8. MMA Offshore Ltd. MMA Pinnacle [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.mmaoffshore.com/theme/mmaoffshorecomau/assets/public/File/vessel-specs/MMA_PINNACLE.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
9. DeepOcean Group Holding BV. Edda Fauna. Vessel specification sheet [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://deepoceangroup.com/wp-content/uploads/2015/11/Edda-Fauna.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
10. Fugro N.V. Fugro Edda Sun [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fugro.com/docs/default-source/about-fugro-doc/vessels/edda-sun-flyer.pdf?sfvrsn=147c091a_14 (дата обращения: 19.02.2021).
11. Reach Subsea AS. Havila Subsea [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://reachsubsea.no/wp-content/uploads/2021/01/Havila-Subsea-data-sheet.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
12. Subsea 7 S.A. Grant Candies [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.subsea7.com/content/dam/subsea7-corporate2018/Datasheets/Vessel/life-of-field/Grant_Candies.pdf.downloadasset.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
13. Swire Pacific Offshore Operations (Pte) Ltd. Pacific Supporter [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.swirespo.com/getmedia/f51e8a57-7852-4dec-a88a-836fc72d5649/Datasheet_Pacific_Supporter-060520.pdf.aspx (дата обращения: 19.02.2021).
14. Fugro N.V. MPSV Atlantis Dweller [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fugro.com/docs/default-source/about-fugro-doc/Vessels/atlantis-dweller-brochure.pdf?sfvrsn=10 (дата обращения: 19.02.2021).
15. Reach Subsea AS. Stril Explorer [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://reachsubsea.no/wp-content/uploads/2021/01/Stril-Explorer-data-sheet.pdf (дата обращения: 19.02.2021).
16. Fugro N.V. Fugro Aquarius [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fugro.com/docs/default-source/about-fugro-doc/Vessels/fugro-aquarius-brochure.pdf?sfvrsn=c411161a_12 (дата обращения: 19.02.2021).
17. Fugro N.V. Fugro Symphony [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fugro.com/docs/default-source/about-fugro-doc/Vessels/fugro-symphony.pdf?sfvrsn=e8ee3a1a_14 (дата обращения: 19.02.2021).
18. Siem Offshore Inc. Siem Stingray [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://siemoffshore.com/Default.aspx?ID=206 (дата обращения: 19.02.2021).
19. Корабельный портал Korabley.net. Инновационное судно Siem Stingrey [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://korabley.net/news/innovacionnoe_sudno_siem_stingrey/2017-05-06-1847 (дата обращения: 19.02.2021).
20. Правительство РФ. Постановление № 383 от 22.05.2008. Об утверждении Правил предоставления субсидий российским организациям на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях и в государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ» в 2009–2023 годах, а также на уплату лизинговых платежей по договорам лизинга, заключенным в 2009–2023 годах с российскими лизинговыми компаниями на приобретение гражданских судов (ред. от 03.02.2021 г.). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_77224/ (дата обращения: 04.02.2021).
21. Danish Ship Finance. Shipping market review November 2018 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.shipfinance.dk/media/1851/shipping-market-review-november-2018.pdf (дата обращения: 19.02.2021).

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ЭТАПЕ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ, ПРИ ФОРМИРОВАНИИ КЛАСТЕРОВ

Н.А. Соколова, к.т.н., ООО «НИИгазэкономика» (Москва, Россия), n.isaeva@econom.gazprom.ru

Ю.В. Литвин, к.э.н., ООО «НИИгазэкономика», Yu.Litvin@econom.gazprom.ru

А.А. Ахапкин, к.г.-м.н., ООО «НИИгазэкономика», A.Ahapkin@econom.gazprom.ru

Р.В. Щекалев, к.б.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), R.Shchekalev@adm.gazprom.ru

Л.А. Николайчук, к.э.н., ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» (Санкт-Петербург, Россия), nikolajchuk_la@pers.spmi.ru

В работе рассмотрен подход экспресс-оценки эффективности проведения геолого-разведочных работ на ранних стадиях изученности лицензионных участков недр при формировании кластеров в целях повышения оценок экономической эффективности их освоения, а также снижения рисков инвестиций в нерентабельные проекты. Приведены принципы формирования кластеров при принятии управленческих решений по планированию мероприятий геолого-разведочных работ на действующей ресурсной базе, а также при ее расширении за счет приобретения лицензионных участков. Представлены подходы к поиску оптимального варианта кластера региона и приведен пример его формирования с учетом возможности расширения ресурсной базы региона.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ, ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК НЕДР, КЛАСТЕР, РЕСУРСНАЯ БАЗА.

Современное состояние минерально-сырьевой базы России характеризуется ухудшением качества и структуры текущих разведанных запасов, существенным снижением объема высокоэффективных запасов углеводородов, сложностью в связи с удаленностью ряда месторождений от магистральных нефте- и газопроводов, разбросанностью действующих и планируемых центров добычи по огромной территории страны, невозможностью оперативной замены одного центра другим в случае изменения условий функционирования нефтегазового сектора или форс-мажорных обстоятельств и пр. [1].

По словам заместителя министра энергетики РФ П.Ю. Сорокина, выступавшего с докладом на Московском финансовом форуме в 2019 г., «все крупные месторождения практически уже распределены, а мелкие часто нерентабельно разрабатывать» [2]. По данным государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2020 в нераспределенном фонде числятся 238 месторождений природного газа и 419 месторождений нефти. Суммарные запасы месторождений нераспределенного фонда по категориям АВ1С1 составляют 6,6 млрд м^3 газа и 628 млн т нефти. Большинство месторождений относится к средним и мелким по запасам углеводородов (УВ) [3].

Участки недр, характеризующиеся небольшой по объемам УВ ресурсной базой, в текущих макроэкономических условиях, как правило, оказываются не привлекательными для приобретения в целях проведения поисково-оценочных работ и дальнейшего освоения месторождений. Такая же тенденция наблюдается и для участков недр с высокими прогнозными ресурсами в новых регионах, удаленных от действующей инфраструктуры. В связи с этим необходимо повышение обоснованности расширения ресурсной базы компании и включения в портфель проектов геолого-разведочных работ (ГРР) по участкам недр, характеризующимся невысокими показателями экономической эффективности (чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), ожидаемый денежный результат (EMV, expected monetary value), индекс доходности (ИД) и др.) [4, 5].

Данная работа направлена на разработку метода экспресс-

N.A. Sokolova, PhD in Engineering, NIIgazekonomika LLC (Moscow, Russia), n.isaeva@econom.gazprom.ru
Yu.V. Litvin, PhD in Economics, NIIgazekonomika LLC, Yu.Litvin@econom.gazprom.ru
A.A. Akhapkin, PhD in Geology and Mineralogy, NIIgazekonomika LLC, A.Ahapkin@econom.gazprom.ru
R.V. Shchekalev, PhD in Biology, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russia), R.Shchekalev@adm.gazprom.ru
L.A. Nikolaichuk, PhD in Economics, Saint Petersburg Mining University (Saint Petersburg, Russia), nikolajchuk_la@pers.spmi.ru

Efficiency evaluation under clasters formation for projects at prospecting and exploration stage

In this work the rapid assessment of the efficiency for geological-prospecting at the early stages of licensed blocks exploration under clasters formation is considered. This approach was elaborated to increase the economic efficiency rates for licensed blocks development, as well as to reduce the risks of unprofitable projects investments. The principles of clusters formation while making administrative decisions on geological-prospecting activities planning at the existing resource base, as well as under its extention by the licensed blocks acquisition, are described. The ways of finding the region cluster optimal option are presented and an example of its formation is given, taking into account the possibility of the region resource base extention.

KEYWORDS: PROJECTS ECONOMICAL EFFICIENCY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF HYDROCARBON FIELDS, DECISION MAKING, LICENSED BLOCK, CLASTER, RESOURCE BASE.

оценки эффективности изучения и последующего освоения низкорентабельных участков при объединении территориально сближенных лицензионных участков недр (ЛУ) в кластер, а также на разработку сценариев проведения ГРР в рамках кластера в целях снижения рисков неэффективного финансирования.

В настоящей работе под кластером понимается группа территориально сближенных ЛУ, для которых оптимизируются сроки проведения ГРР, имеется или будет создана единая инфраструктурная база для освоения, и промышленная разработка которых более экономически целесообразна, чем их раздельное освоение при данном уровне развития экономики, техники и технологий. Таким образом, ЛУ объединяются в кластер, в связи с чем повышается эффективность их освоения и снижаются риски инвестиций в нерентабельные проекты.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ КЛАСТЕРОВ

Идея формирования кластеров заключается в наличии синергетического эффекта за счет общности решаемых задач [6]. Его достижение обеспечивается за счет соблюдения геологических, технологических и экономических принципов формирования кластеров:

1) геологические принципы:

– принцип территориальной близости ЛУ, рассматриваемых для объединения в кластер;

– принцип общности фазового состава УВ залежей рассматриваемых ЛУ – объединяются ЛУ с преобладающим типом УВ: газовые и газоконденсатные, нефтяные и нефтегазовые и т.д.;

– принцип рациональных сроков проведения ГРР;

2) технологические принципы:

– принцип формирования общих элементов производственной инфраструктуры и их рационального совместного использования при разработке месторождений ЛУ кластера;

– принцип рациональной последовательности, сроков ввода в разработку и согласованных уровней добычи УВ на ЛУ, формирующих кластер;

– принцип единых каналов поставки УВ на рынки сбыта;

3) экономические принципы:

– принцип оценки эффективности месторождений, входящих в кластер, как единого объекта оценки;

– принцип оценки экономической эффективности кластера методом сопоставления дисконтированных денежных потоков «с проектом» и «без проекта»;

– принцип оптимальности формирования кластера при максимизации показателей экономической эффективности.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ГРР НА ЛУ КЛАСТЕРА

В данной работе предлагается подход, согласно которому для планирования ГРР формируется кластер из нескольких территориально сближенных ЛУ. В дальнейшем в пределах кластера выделяется опорный участок и участки-спутники. Опорный ЛУ кластера – это участок недр, от освоения которого прогнозируется первый максимальный экономический эффект, на нем ГРР начинаются в первую очередь. Участок-спутник – это ЛУ в пределах кластера, для которого решение о начале работ принимается по результатам проведения ГРР на опорном участке, а в фазе его освоения могут использоваться общие объекты производственной инфраструктуры кластера.

Наличие опорного участка определяет долговременную стратегию поисково-разведочных работ всего кластера, т.к. именно с него начинаются работы, предусмотренные утвержденными проектами ГРР

для каждого ЛУ. Опорный участок из числа ЛУ, формирующих кластер, выбирается на основе следующих принципов:

– в качестве опорного принимается тот участок, от освоения которого ожидается первый максимальный экономический эффект. Как правило, на опорном участке прогнозируются наибольшие запасы УВ, но могут быть исключения, например, когда прогнозируются большие запасы, но они относятся к трудноизвлекаемым;

– в случае если на нескольких ЛУ прогнозируются сопоставимые по объемам и качеству запасы и ресурсы УВ, то приоритет отдается ЛУ с запасами и ресурсами, наиболее подготовленными к промышленной разработке;

– если в кластер объединяются участки, сопоставимые по запасам и степени геолого-геофизической изученности, то опорным признается участок с наиболее высокими прогнозируемыми показателями эффективности (например, ЧДД) при индивидуальном освоении.

График проведения ГРР в пределах кластера составляется таким образом, чтобы снизить риски при инвестировании в объекты, находящиеся на ранней стадии изучения. В связи с этим ГРР начинаются на опорном ЛУ, а работы на участках-спутниках ставятся в зависимость от результатов ГРР на опорном ЛУ. На выбранном опорном ЛУ проводится весь комплекс ГРР, предусмотренный актуальным проектом, включая площадные сейсморазведочные работы, а также поисковое и разведочное бурение. В случае если по результатам выполненного комплекса ГРР на опорном ЛУ экономически эффективные извлекаемые запасы УВ не обнаружены, проводится технико-экономический анализ, по результатам которого принимается решение о приостановке или прекращении дальнейших работ на кластере. Если по итогам перечисленных выше работ на опорном ЛУ установлены экономически эффективные объемы извлекаемых запасов УВ, принимается решение о проведении полного комплекса ГРР на участках-спутниках.

Выполнение комплекса ГРР на участках-спутниках – это масштабная задача, при реализации которой необходимо учитывать количество ЛУ, объемы заложенных в проектах ГРР сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения, удаленность ЛУ друг от друга, а также природно-климатические условия и возможности мобилизации необходимого количества геофизических и буровых бригад. Геолого-разведочные работы на участках-спутниках проводятся по согласованному календарному плану, позволяющему избегать необоснованного увеличения сроков проведения работ. Если в ходе исследования на участках-спутниках экономически эффективные извлекаемые запасы УВ не обнаружены, проводится технико-экономический анализ, по итогам которого принимается решение о приостановке или прекращении дальнейших работ на кластере. В случае если по результатам перечисленных выше работ на участках-спутниках установлены экономически эффективные извлекаемые запасы УВ, принимается решение о дальнейшем освоении запасов УВ кластера.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВАРИАНТОВ ОСВОЕНИЯ ЛУ КЛАСТЕРА

В целях проведения экспресс-оценки показателей эффективности освоения кластера рассматриваются следующие варианты объединения ЛУ при совместном использовании объектов инфраструктуры для подготовки добываемой продукции к транспорту и дальнейшей транспортировке: по количеству ЛУ рассматриваемого кластера; по очередности и срокам ввода месторождений ЛУ кластера в разработку.

Для повышения синергетического эффекта проводится оценка варианта, предусматривающего возможное совместное использование объектов производственной инфраструктуры (установка комплексной подготовки газа, установка подготовки нефти, установка стабилизации конденсата, дожимная компрессорная станция, дожимная насосная станция, морские стационарные сооружения, трубопроводы подключения к магистральному газопроводу и прочие объекты) при освоении месторождений кластера. При проведении экспресс-оценки вариантов рассматривается возможность сокращения затрат за счет использования объектов инфраструктуры при наличии технологической возможности их объединения.

Варианты продления «полки» по добыче газа или нефти формируются за счет согласованных сроков ввода в разработку и темпов отбора на всех участках кластера. Экспресс-оценка подразумевает построение вариантов с изменением профилей добычи УВ без использования моделей истощения пласта по месторождениям ЛУ, подключаемых для поддержания «полки» по добыче газа или нефти. При этом за базовый принимается профиль добычи УВ по утвержденному проекту при индивидуальном освоении ЛУ. На основе базового профиля добычи рассчитывается новый профиль при допущении, что годовой уровень добычи зависит от накопленного с начала разработки отбора из залежи. При этом максимальный уровень добычи УВ ограничивается максимальным значением, принятым в базовом варианте. Число эксплуатационных скважин и темпы их бурения принимаются по базовому варианту проекта. При необходимости изменения пропускной способности или максимальной производительности мощностей, необходимых для подготовки и транспортировки УВ, производится пересчет стоимости строительства и эксплуатации на основе регрессионных зависимостей, построенных на основе статистических данных компании.

Таблица 1. Основные характеристики ЛУ
Table 1. Main characteristics of licensed blocks (LB)

Название ЛУ LB name	Тип УВ Hydrocarbons type	Стадия ГРР Stage of geological-prospecting activities (GPA)	Относительные запасы газа*, отн. д. ед. Relative gas reserves, rel. m. units.
ЛУ-1 LB -1	ГК GC	разведка prospecting	1
ЛУ-2 LB-2	Г G	разведка prospecting	0,85
ЛУ-3 LB-3	ГК GC	поиск и оценка exploration and estimation	0,8
ЛУ-4 LB-4	ГК GC	поиск и оценка exploration and estimation	0,5
ЛУ-5 LB-5	ГК GC	поиск и оценка exploration and estimation	0,2

* *Примечание.* Запасы газа даны относительно ЛУ-1. ГК – газоконденсатное, Г – газовое.
* *Note.* Gas reserves are given relatively to LB-1. GC – gas-condensate, G – gas.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ И ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КЛАСТЕРА

Оценка целесообразности объединения ЛУ проводится на основе сопоставления экономических эффектов при формировании кластера и раздельного освоения месторождений ЛУ. Лицензионные участки недр целесообразно объединять в кластер, если экономический эффект от его освоения выше, чем суммарный экономический эффект от раздельного освоения всех ЛУ, входящих в кластер.

Постановка оптимизационной задачи заключается в следующем. Рассматривается N участков региона, перспективных для объединения в кластер, включая ЛУ компании и возможные для приобретения. По каждому участку определяются количественные и стоимостные показатели проведения ГРР и последующей разработки залежей. Требуется выбрать такой вариант объединения в кластер ЛУ, при котором часть из них объединяется в кластер, а оставшиеся или осваиваются индивидуально, или не приобретаются.

Задача выбора рекомендуемого варианта кластера сводится к перебору возможных комбинаций объединения территориально близко расположенных ЛУ существующей ресурсной базы компании, а также участков, перспективных для ее расширения (за счет приобретения). Сначала рассматривается вариант, когда все участки региона объединены в один кластер. Затем рассматриваются варианты, когда каждый из этих участков не включается в кластер (если ЛУ принадлежит компании, то он осваивается индивидуально, а если не принадлежит – он не осваивается). Рекомендуемым признается тот вариант кластера, который характеризуется максимумом ЧДД. Другие показатели, такие как ВНД, EMV, ИД, используются в качестве информационных.

Обоснование выбора оптимального (рекомендуемого) варианта освоения нескольких ЛУ в регионе с объединением части из них в кластер осуществляется на основе критериев формирования кластера с учетом максимизации ЧДД. В качестве оптимального выбирается вариант с максимальной стоимостью всего портфеля N лицензий, т.е. суммарный ЧДД от освоения всех рассматриваемых ЛУ:

$$S_j + \sum_{i=1}^{N} R_i(1 - x_{ij}) \rightarrow \max_j, \qquad (1)$$

где x_{ij} – дискретная управляемая переменная i-го ЛУ по j-му варианту кластера, $i = 1...N$; $x_{ij} = 1$ в случае, если при j-м варианте кластера i-й ЛУ включается в состав кластера, в противном случае $x_{ij} = 0$; $i = 1$ соответствует опорному участку, в связи с этим для любого j-го варианта $x_{1j} = 1$; N – число ЛУ, входящих в кластер, $N \geq 2$; R_i – ЧДД при раздельном освоении i-го ЛУ; S_j – ЧДД при реализации j-го варианта освоения, $j = 1...M$; M – число рассмотренных вариантов формирования портфеля ЛУ региона.

Из рассмотренных подвариантов освоения кластера выбирается тот, который характеризуется максимальным ЧДД:

$$S_j \rightarrow \max_j\{S_j\}. \qquad (2)$$

Обязательным условием выбора j-го варианта кластера из рассмотренных M вариантов является превышение ЧДД от кластера над ЧДД от раздельного освоения участков, входящих в кластер:

$$S_j > \sum_{i=1}^{N} R_i x_{ij}. \qquad (3)$$

В случае если при решении задачи предусматривается возможность сдачи не более K лицензий без их освоения или принятия отрицательного решения по их приобретению, то оптимизационная задача принимает вид:

$$S_j + \sum_{i=1}^{N} R_i(1 - x_{ij})(1 - k_{ij}) \rightarrow \max_j, \qquad (4)$$

Таблица 2. ЧДД по возможным вариантам освоения ЛУ (усл. д. ед.)
Table 2. Net present value (NPV) for possible options of licensed blocks development

	Варианты с раздельным освоением Options with separate development			Варианты с формированием кластера Options with claster formation					
	В-1.1	В-1.2	В-1.3	В-2.1	В-2.2	В-2.3	В-2.4	В-2.5	В-2.6
ЛУ-1 LB-1	5016	5016	5016	13 087	14 062	12 242	13 087	14 062	13 087
ЛУ-2 LB-2	3952	3952	3952						
ЛУ-3 LB-3	1084	1084	1084						
ЛУ-4 LB-4	-96	-96	–	-96			-96		–
ЛУ-5 LB-5	-2120	–	–	-2120	-2120		–	–	–
Суммарный ЧДД: Total NPV:	**7836**	**9956**	**10 052**	**10 871**	**11 942**	**12 242**	**12 991**	**14 062**	**13 087**

* *Примечание.* «–» означает, что ЛУ не осваивается в рассматриваемом варианте.
* *Note.* «–» mean, that licensed block is not being developed in the considered option.

где k_{ij} – дополнительная дискретная управляемая переменная по i-му ЛУ при j-м варианте формирования кластера: $k_{ij} = 1$ в случае, если при j-м варианте формирования кластера i-й ЛУ не осваивается, в противном случае $k_{ij} = 0$.

При этом должно выполняться ограничение:

$$\sum_{i=1}^{N} k_{ij} \le K. \qquad (5)$$

Обоснование выбора оптимального варианта кластера выполняется на основе (1) – (5) методом полного перебора сформированных вариантов кластера. Результатом является выбор единственного варианта формирования кластера.

ПРИМЕР ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ

Данная оптимизационная схема была апробирована на регионе, перспективном для поиска новых месторождений. В регионе у компании имеется два разведанных ЛУ, запасы на которых подготовлены к промышленному освоению, а также один ЛУ на поисковой стадии ГРР. Компания рассматривает возможность приобретения дополнительных лицензий на право пользования недрами в дополнение к имеющимся ЛУ для расширения ресурсной базы региона.

В целях предварительной экспресс-оценки эффективности приобретения лицензий и проведения ГРР был применен описанный выше подход формирования кластера для данного региона. Основные характеристики ЛУ приведены в табл. 1. В качестве опорного участка по критериям, указанным ранее, был принят ЛУ-1, характеризующийся наибольшим объемом запасов газа и максимальной величиной ЧДД. Запасы газа приведены в условных единицах относительно запасов ЛУ-1. По ЛУ-3, 4, 5 необходимо проведение комплекса ГРР, включающего 3D сейсморазведку, а также бурение поисковых и разведочных скважин. По каждому ЛУ проведена оценка технико-экономической эффективности их раздельного освоения и объединенного в кластер комплекса (табл. 2). По ЛУ-4 и ЛУ-5, рассматриваемым с точки зрения приобретения на них лицензий, расчеты показали нерентабельность их освоения, поскольку значение ЧДД при их индивидуальном освоении оказалось отрицательным.

По некоторым из рассмотренных вариантов формирования кластера в регионе в табл. 2 приведена величина ЧДД. Формирование кластера позволяет повысить технико-экономическую эффективность освоения ЛУ (варианты В-2.3, В-2.5, В-2.6), при этом суммарный ЧДД оказывается выше, чем при раздельном освоении рассматриваемых ЛУ (варианты В-1.1, 1.2, 1.3). Критерию максимума ЧДД соответствует вариант В-2.5, в котором четыре ЛУ объединяются в кластер. Согласно выбранному варианту, по ЛУ-5 принимается отрицательное решение о приобретении лицензии на недропользование. Данное решение базируется на расчетах, которые показали, что вовлечение в разработку ЛУ-5 даже в составе кластера приводит к снижению показателей экономической эффективности.

На основе проведенных экспресс-оценок было рекомендовано приобрести ЛУ-4 и не приобретать ЛУ-5. Такая стратегия позволит повысить экономическую эффективность освоения имеющихся у компании ЛУ рассматриваемого региона нефтегазодобычи.

ВЫВОДЫ

Применение рассмотренного подхода экспресс-оценки эффективности в рамках кластера

проектов на ранней стадии геологической изученности направлено на ускорение процесса выработки управленческих решений в области проведения ГРР и освоения ресурсной базы, характеризующейся невысокими показателями экономической эффективности. Внедрение разработанных оптимизационных подходов позволяет при небольшом объеме исходной информации и в короткие сроки проводить предварительные расчеты по выбору ЛУ для формирования кластера с учетом возможности расширения ресурсной базы компании в действующих и новых регионах нефтегазодобычи. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Хабибуллин Д.Я. Условия формирования и закономерности развития минерально-сырьевой базы газодобычи: дисс. к.г.-м.н. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019.
2. «Ведомости». Государство будет терять на льготах нефтяникам до 2,3 трлн рублей в год [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/09/15/811275-teryat-lgotah-neftyanikam (дата обращения: 11.03.2021).
3. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации: сводные данные по Российской Федерации. Вып. 81: Газы горючие. М.: Минприроды РФ, РОСНЕДРА, ФГБУ «РОСГЕОЛФОНД», 2020.
4. Кисленко Н.А., Ахмедсафин С.К., Щекалев Р.В., Литвин Ю.В. Единая система управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ // Газовая промышленность. 2020. № 1 (795). С. 98–103.
5. Литвин Ю.В., Исаева Н.А., Кулик В.С., Шрейдер А.А. Управление шельфовыми активами нефтегазодобывающей компании // Газовый бизнес. 2019. № 3. С. 56–59.
6. Шашель В.А., Жуков В.В., Ошмарин Р.А. и др. Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива // Pronefть. 2019. № 1 (11). С. 68–73.

REFERENCES

(1) Khabibullin DY. *Conditions for the formation and patterns of development of the mineral resource base of gas production.* PhD thesis. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC; 2019. (In Russian)
(2) Vedomosti. *The state will lose up to 2.3 trillion rubles a year on benefits for oil workers.* Available from: https://sahalin-shelf-dobycha.gazprom.ru/about/technologies/pdk/ [Accessed: 11 March 2021]. (In Russian)
(3) *State balance of mineral reserves of the Russian Federation: summary data for the Russian Federation. Issue 81:* Combustible gases. Moscow: Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, ROSNEDRA, ROSGEOLFOND, 2020.
(4) Kislenko NA, Akhmedsafin SK, Shchekalev RV, Litvin YuV. Unified system for project and portfolio management in geological prospecting. 2020; 1(795): 98–103. (In Russian)
(5) Litvin YuV, Isaeva NA, Kulik VS, Shreider AA. Management of offshore assets of oil and gas company. *Gas business* [Gazovyy biznes]. 2019; (3): 56–59. (In Russian)
(6) Shashel VA, Zhukov VV, Oshmarin RA, et al. A systematic approach to the formation of a strategy for the development of an asset's resource base // Proneft. 2019; 1 (11): 68–73. (In Russian)

10–12 НОЯБРЯ 2021

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ 2021

24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ АППАРАТУРЫ:

ДЕМОНСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКАМ:
- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества
- техническое обслуживание и ремонт

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ»

CORROSION.EXPOFORUM.RU

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

12+

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2207)

на правах рекламы

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ОРЕНБУРГСКОГО ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

УДК 502.3

П.Н. Ларев, ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, Россия),
p.laryov@gdo.gazprom.ru
В.А. Дрошнев, ООО «Газпром добыча Оренбург»,
v.droshnev@gdo.gazprom.ru
Т.В. Лебедянцева, ООО «Газпром добыча Оренбург»,
t.lebedjanceva@gdo.gazprom.ru
Н.А. Васильев, ООО «Газпром добыча Оренбург»,
vch_centr@gdo.gazprom.ru

Статья посвящена системе производственного экологического мониторинга ООО «Газпром добыча Оренбург», с помощью которой в зоне возможного влияния объектов Оренбургского газового комплекса в режиме реального времени проводится круглосуточная фиксация состояния атмосферного воздуха.
Актуальность темы связана с высокой социальной значимостью качества окружающей среды в населенных пунктах, расположенных в зоне влияния производственных объектов ООО «Газпром добыча Оренбург», а также необходимостью получения достоверной информации для анализа в целях своевременного выявления изменений состояния окружающей среды.
В статье уделено внимание истории создания системы экологического мониторинга, основным принципам ее функционирования, средствам контроля системы, а также перспективным планам развития. Описано устройство передвижных экологических лабораторий и автоматических постов контроля загазованности с указанием их месторасположения и комплектации.
Представлены основные направления развития системы производственного экологического мониторинга: строительство дополнительных автоматических постов контроля загазованности, замена газоаналитического и вспомогательного оборудования, обновление парка передвижных экологических лабораторий, их модернизация, разработка интерактивной карты, создание и развитие механизмов раннего обнаружения загазованности, оснащение объектов средствами контроля за загазованностью с выводом данных в диспетчерские службы ООО «Газпром добыча Оренбург», разработка средств технологической связи для приема и передачи данных о состоянии атмосферы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПОСТ КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ, ПЕРЕДВИЖНАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ.

ООО «Газпром добыча Оренбург» (Общество) – многопрофильное предприятие, осуществляющее свою деятельность на территории четырех субъектов Российской Федерации.

Производственная деятельность предприятия связана с добычей и транспортировкой сероводородсодержащего углеводородного сырья, требующими особого внимания при организации производственного экологического контроля.

Согласно Федеральному закону №7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» производственный экологический контроль осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством [1].

В рамках производственного экологического контроля проводится производственный экологический мониторинг, включающий долгосрочные наблюдения, оценку и прогноз состояния окружающей среды, ее загрязнения на территориях субъектов хозяйственной и иной деятельности и в пределах их воздействия на окружающую среду [2].

Производственные объекты Общества находятся в зоне, где расположены населенные пункты

и другие объекты жилой инфраструктуры, что определяет необходимость должного функционирования системы производственного экологического мониторинга за компонентами окружающей среды, в том числе за атмосферным воздухом.

ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

История развития системы производственного экологического мониторинга (СПЭМ) Общества началась в 1999 г. с разработки проекта «Система производственного экологического мониторинга Оренбургского газохимического комплекса» АО «Научно-производственная фирма «ДИЭМ» (г. Москва) и ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (г. Донецк).

Согласно проектным решениям лаборатории, автоматические посты контроля, передвижные лаборатории Общества были оснащены современными техническими и программными средствами для выполнения всего комплекса необходимых операций, включая первичные измерения, сбор, передачу, накопление и обработку данных, анализ и прогноз экологической ситуации, поддержку принятия решений по управлению экологической обстановкой, распределение результатов мониторинга между пользователями.

В 2003 г. был введен в эксплуатацию первый автоматический пост контроля загазованности (АПКЗ) в с. Подгородняя Покровка.

Поэтапно, согласно проекту, до 2008 г. были введены в эксплуатацию еще 20 АПКЗ и четыре передвижные экологические лаборатории (ПЭЛ) (рис. 1).

Работа по расширению сети экологических станций была продолжена и в 2008 г. Научно-производственной фирмой «ДИЭМ» был разработан проект «Техническое перевооружение системы производственно-экологического мониторинга с установкой трех автоматических постов контроля загазованности». Дополнительно в целях повышения эффективности управления экологической безопасностью с обеспечением постоянного оперативного контроля на территории Оренбургского газового комплекса и в зонах его влияния на базе военизированной части Общества 28 декабря 2009 г. был создан Центр газовой и экологической безопасности (ЦГиЭБ).



Рис. 1. Автоматический пост контроля загазованности и передвижная экологическая лаборатория

Согласно решениям проекта:

– в 2009 г. введены в эксплуатацию три АПКЗ, установлен аэрологический температурный профилемер;

– в 2010 г. введены в эксплуатацию три дополнительные ПЭЛ;

– в 2011 г. произведена замена морально и физически устаревшего оборудования АПКЗ и ПЭЛ – установлены 39 современных газоанализаторов, произведена замена 23 метеостанций, 14 блоков детектирования гамма-фона, 21 источника бесперебойного питания и многих других вспомогательных систем и устройств;

– в 2012 г. введены в эксплуатацию три сервера СПЭМ, девять автоматизированных рабочих мест, установлено обеспечивающее надежную работу информационной составляющей СПЭМ дополнительное оборудование;

– в 2014 г. завершена масштабная работа по созданию высокоскоростной сети передачи данных СПЭМ на базе широкополосного доступа, позволяющей многократно повысить оперативность поступления информации с АПКЗ;

– в 2015 г. на АПКЗ и администрациях населенных пунктов смонтирована система оповещения при чрезвычайных ситуациях.

СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В настоящее время в Обществе продолжает функционировать СПЭМ, позволяющая проводить круглосуточную фиксацию состояния атмосферного воздуха в режиме реального времени. Производственный экологический мониторинг осуществляется при помощи установленного в АПКЗ и ПЭЛ газоаналитического оборудования, предназначенного для выполнения в автоматическом режиме непрерывных измерений уровней концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. Система производственного экологического мониторинга включает 24 АПКЗ (Нижняя Павловка, Дедуровка, Никольское, Старица, Девятое Января, Оренбург (Карачи), Ивановка, Городище,

Измеряемые автоматическими постами контроля загазованности и передвижными экологическими лабораториями параметры атмосферы

Элемент СПЭМ	Месторасположение	Количество, шт.	Комплектация	Измеряемые параметры
АПКЗ	Подгородняя Покровка, Каргала, Карачи, Дедуровка, Холодные Ключи, Нижняя Павловка, Татищево	7	максимальная	Диоксид серы, сероводород, диоксид азота, оксиды азота, углеводороды, метан, оксид углерода, метеопараметры, гамма-фон
	Никольское, Краснохолм, Черноречье, Родничный Дол, Ивановка, Городище	6	средняя	Диоксид серы, сероводород, углеводороды, метан, метеопараметры, гамма-фон
	Рычковка, Шуваловка, Зауральный	3	средняя	Диоксид серы, сероводород, углеводороды, метан, метеопараметры
	Бродецкое, Горный, Юный, Старица, Девятое Января, Зубочистка-1, Зубочистка-2, Пруды	8	минимальная	Диоксид серы, сероводород, метеопараметры, гамма-фон
ПЭЛ	–	7	максимальная	Диоксид серы, сероводород, диоксид азота, оксиды азота, углеводороды, метан, оксид углерода, метеопараметры



Рис. 2. Схема размещения автоматических постов контроля загазованности и передвижных экологических лабораторий на территории Оренбургского газового комплекса

Краснохолм, Пруды, Татищево, Зубочистка-1, Зубочистка-2, Шуваловка, Рычковка, Подгородняя Покровка, Каргала, Холодный Ключ, Родничный Дол, Черноречье, Горный, Юный, Бродецкое, Зауральный) и семь ПЭЛ (рис. 2) (табл.).

В соответствии с Федеральным законом от 06.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [3] газоанализаторы, используемые в АПКЗ и ПЭЛ (рис. 3), внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят ежегодную аттестацию в ФБУ «Оренбургский ЦСМ» с выдачей свидетельства о поверке.

Деятельность СПЭМ Общества также регламентирована лицензией в области гидрометеорологии и в смежных с ней областях (за исключением указанной деятельности, осуществляемой в ходе инженерных изысканий, выполняемых для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства) на выполнение работ по определению

уровня загрязнения атмосферного воздуха, подготовке и предоставлению потребителям аналитической и расчетной информации о состоянии окружающей среды, ее загрязнении.

В целях обеспечения экологической безопасности населения Обществом подписаны Соглашения с органами государственной власти и с организациями нефтегазового сектора. Стороны Соглашения реализуют совместные мероприятия по обеспечению экологической безопасности на территориях, прилегающих к объектам Оренбургского газового комплекса, совершенствованию оперативного взаимодействия при расследовании обращений граждан по вопросам загрязнения атмосферного воздуха и сигналов о превышении предельно допустимой концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе с АПКЗ.

С января 2020 г. сведения СПЭМ передаются в созданную в том же году Правительством Оренбургской области при активном участии Общества Единую систему экологического мониторинга.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Основное направление развития Общества – повышение ресурсного потенциала в целях стабилизации и последующего увеличения добычи углеводородного сырья.

Реализацию данной задачи планируется осуществить за счет выполнения существующих проектных решений:

– ввода реконструированных мощностей по компримированию газа;

– строительства новых газовых и нефтяных скважин;

– открытия и освоения месторождений на новых лицензионных участках;

– внедрения и разработки новых технико-технологических решений на месторождениях на поздней стадии разработки.

Обществом активно проводится политика привлечения независимых недропользователей в целях дополнительной загрузки транспортной инфраструктуры и перерабатывающих мощностей.

В соответствии с принятой руководством Общества стратегией утверждена комплексная программа развития СПЭМ до 2050 г.

Согласно планам (обустройство новых лицензионных участков), а также из-за расширения и приближения границ населенных пунктов к производственным объектам Общества предполагается строительство дополнительных АПКЗ, изменение места их расположения, замена газоаналитического и вспомогательного оборудования АПКЗ и ПЭЛ.

Предусмотрена замена автомобилей ПЭЛ на новые высокопроходимые на базе шасси «КамАЗ» с двигателем, работающим на компримированном природном газе (метан). Это позволит реализовывать контрольные мероприятия

GPTC 2021
ОРГАНИЗАТОР
EPC
Euro Petroleum Consultants
Нефтегазохимия – 2-я технологическая конференция и выставка России и стран СНГ
КОНФЕРЕНЦИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ЧАСТЬЮ НЕДЕЛИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ, ГАЗА И НЕФТЕХИМИИ В МОСКВЕ
13-14 сентября 2021 | Москва
КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:
• Взгляд в будущее. Декарбонизация производства
• Новые пути монетизации нефти и газа
• Подготовка, очистка и переработка сырья
• Рациональное использование ПНГ
• Рынок СПГ, КПГ и СУГ. Вызовы и перспективы
• Синтетические топлива: технологии GTL и MTG
• Газ в аммиак и метанол
• Производство олефинов и полиолефинов, ароматических соединений
• Цифровая трансформация, внедрение инновационных управленческих подходов и методов работы
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ГАЗПРОМБАНК
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ СПГ ТЕХНОЛОГИИ
ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ
gptc.europetro.ru

на правах рекламы

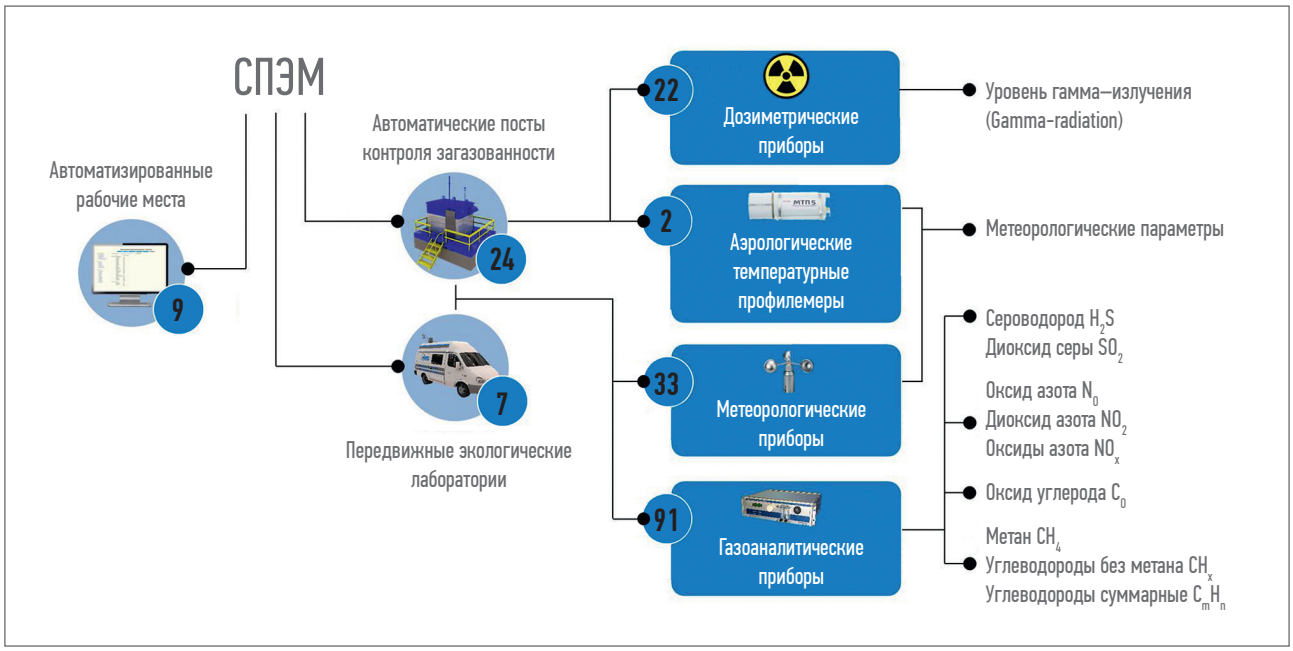


Рис. 3. Система производственного экологического мониторинга Общества, ее характеристики

на больших территориях и практически при любых погодных условиях. Также планируется установка в ПЭЛ промышленных модемных устройств с внешней антенной для улучшения качества связи при выполнении работ.

В рамках модернизации диспетчерской службы ЦГиЭБ намечено создание интерактивной карты с отображением:

– производственных объектов Общества;

– данных о месте нахождения ПЭЛ, оперативного или технологического транспорта;

– населенных пунктов с учетом изменившихся границ, автодорог;

– сторонних организаций и местных источников загрязнения атмосферы.

С начала разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в соответствии с проектными решениями объекты добычи, подготовки, транспорта сырья и продукции в разной степени оснащены системами контроля загазованности. В связи с этим в Обществе планируется создание и развитие механизмов раннего ее обнаружения и оснащение объектов средствами контроля за загазованностью. Вывод данных в диспетчерские службы Общества позволит заблаговременно контролировать ситуацию по всей территории Оренбургского НГКМ, а также на транспортных объектах.

В рамках комплексной программы запланирован ряд мероприятий по цифровому развитию систем контроля загазованности.

Одно из направлений развития СПЭМ – разработка средств технологической связи для приема и передачи данных о загазованности: развертывание высокоскоростных оптоволоконных и беспроводных сетей; применение современных цифровых технологий, обеспечивающих предоставление услуг связи высокого качества.

При тесном сотрудничестве с региональными органами власти намечен план по интеграции систем мониторинга организаций, осуществляющих деятельность на территории Оренбургской обл., предполагающий установку дополнительных АПКЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За годы своего существования СПЭМ неоднократно доказывала свою эффективность в вопросах безопасности населения, проживающего в зоне возможного влияния объектов Общества.

Обеспечение контроля за состоянием атмосферного воздуха населенных пунктов на территории Оренбургского газового комплекса с учетом реализации намеченных планов позволит сохранять благоприятное состояние окружающей среды, что будет способствовать поддержанию высокого уровня здоровья населения Оренбургской обл. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственная дума Федерального собрания Российской Федерации. Федеральный закон № 7-ФЗ от 10.01.2002. Об охране окружающей среды (с изм. и доп. от 01.07.2017) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://base.garant.ru/12125350/ (дата обращения: 04.03.2021).
2. Росстандарт. ГОСТ Р 56059-2014. Производственный экологический мониторинг. Общие положения [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200111617 (дата обращения: 04.03.2021).
3. Государственная дума Федерального собрания Российской Федерации. Федеральный закон № 102-ФЗ от 26.06.2008. Об обеспечении единства измерений (с изм. и доп. от 08.12.2020) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://base.garant.ru/12161093/ (дата обращения: 04.03.2021).

ОРГАНИЗАТОРЫ:

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ЖУРНАЛ «ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ»

Петербургский Международный Газовый Форум

ПМГФ

ГАЗПРОМБАНК

«ГАЗПРОМБАНК» (АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО)

ПРИСОЕДИНЯЙСЯ!



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР ПРОЕКТА

ОМК

Совершенство продуманных решений

ПАРТНЕР ПРОЕКТА

«ГАЗСНАБИНВЕСТ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

на правах рекламы



FAS-W

произведение инженерного искусства

Первый в мире компактный анализатор влажности газа и температуры конденсации углеводородов. В корпусе объемом 0,5 л совмещены технологии: лазерный интерферометр, термоэлектрический холодильник –70 °С, измерительная камера на давление 10 МПа. Разработано и произведено в России. Отмечен премией Red Dot. Поставляется в 30 ведущих нефтегазовых компаний мира.

reddot design award

ВЫМПЕЛ
Научно-производственное объединение

www.vympel.group

143530, РФ, Московская обл., Истринский р-н, г. Дедовск, Школьный пр-д, д. 11
Тел.: +7 (495) 992-38-60; e-mail: dedovsk@npovympel.ru

на правах рекламы