Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский информационно-технический журнал

4/2023 '91

СДЕЛАНО В РОССИИ

АБАК ПЛК™

ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОНТРОЛЛЕР

АБАК PLC

СТО Газпром 9001

СОВРЕМЕННОЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЕ ПРОИЗВОДСТВО В КАЗАНИ

- собственная разработка схемотехники и программного обеспечения
- 10 миллисекунд – цикл опроса всех модулей
- резервирование и «горячая» замена модулей

☎ 8 (917) 930-94-39 sales.abak@incomsystem.ru

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

АО Научно-исследовательский и проектный институт

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ **БОЛЕЕ 20 ЛЕТ**

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ ИНСТИТУТА:

- ООО «Иркутская нефтяная компания»
- ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»
- ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»
- ОАО «ТАИФ НК»
- ПАО «Татнефть»
- ООО «УК «Шешмаойл»
- ОАО «Саратовнефтегаз»
- ПАО «БелкамНефть»
- ОАО «Удмуртнефть»

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА:

- проектирование комплексного обустройства нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений;
- проектирование установок подготовки нефти;
- проектирование установок очистки нефти и газа от меркаптанов и сероводорода;
- проектирование установок переработки нефти;
- проектирование установок получения битумов;
- проектирование систем сбора, транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа;
- проектирование установок производства химической и нефтехимической продукции;
- проектирование инженерных сетей и систем;
- проектирование объектов гражданского назначения;
- разработка специальных разделов проектной документации;
- сопровождение проектно-сметной документации в органах экспертизы;
- осуществление авторского надзора.

www.niisngp.ru

СНГП

420111, Республика Татарстан
г. Казань, ул. Большая Красная, д. 13а
e-mail: main@niisngp.ru

☎ (843) 264-28-62

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ
АО Научно-исследовательский и проектный институт

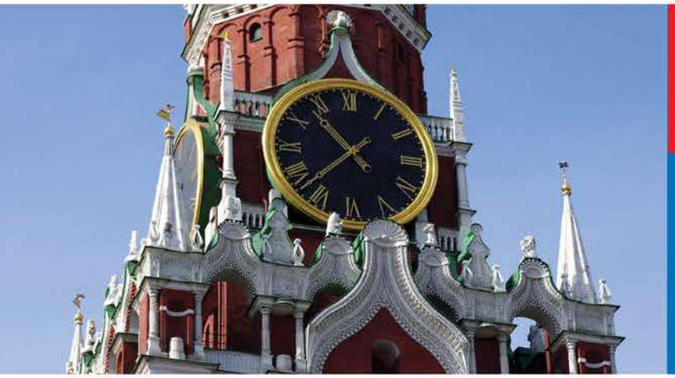
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

www.tdmhz.ru

- **ПОКУПАЯ МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, ВЫ ПОЛУЧАЕТЕ** квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия.
- **МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА РЕШАЮТ ЗАДАЧУ** по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.



УСПЕХ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

БОЛЕЕ 50 лет

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

АРМОКОТ	
Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газовоздушных средах.
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах.
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газовоздушных средах.
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу.
Армокот® V500SV	Защита поверхности металлических и бетонных свай.
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие.
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие.
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие.
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды.
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С.
Армокот® TERMO	Температура до 700°С.

АРМОФАЙЕР	
Состав огнезащитный полисилоксановый, модифицированный эпоксидными смолами: **Армофайер® NE71M**	
Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армоизол® + Армофайер® NE71M**	
Состав огнезащитный, модифицированный эпоксидными смолами для углеводородного типа горения: **Армофайер ИН**	
Состав огнезащитный полимерный для огнезащиты электрических кабелей: **Армофайер КБ**	

АРМОТАНК	
Армотанк® 07	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере.
Армотанк® Цинк	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла.
Армотанк® K06	Эпоксидный грунт для цветных металов.
Армотанк® ОЙЛ Армотанк® ОЙЛ AS	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуаров под нефть, темные и светлые нефтепродукты.
Армотанк® N700	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере.
Армотанк NL Армотанк NL AS	Двухкомпонентная грунт-эмаль на основе эпоксид-новолачных смол с высоким сухим остатком для защиты внутренней поверхности резервуаров под темные и светлые нефтепродукты.

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД – наследник традиций завода им. Морозова, одного из старейших предприятий советского ВПК.

Более 50 лет назад специалистами завода им. Морозова было организовано производство органосиликатных композиций – уникальной разработки советских ученых.

Созданный в 50-х годах композитный материал объединил в себе свойства различных ЛКМ, был прост в применении и долговечен в эксплуатации.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов – полисилоксановые покрытия Армокот®. Материалы обладают рядом свойств:

- долговечность более 20–25 лет;
- стойкость к ультрафиолету (покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации);
- эксплуатация от -196 до 700°С;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30°С.

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru
188679, Ленинградская область, г. Гатчина, ул. Хохлова, д. 16, пом. 10-Н

САМАРСКИЙ ГИПСОВЫЙ КОМБИНАТ

ЛИДЕР РОССИЙСКОГО РЫНКА ПО ВЫПУСКУ ТАМПОНАЖНОГО ГИПСА

Компания ЗАО “Самарский гипсовый комбинат” - крупнейшее предприятие гипсовой отрасли России, лидер российского рынка по выпуску специализированных гипсовых вяжущих для нефтесервисного направления (Тампонажный и Буровой гипс), а также готовых гипсоцементных смесей для крепления скважин (Тампонажные смеси ArcCem) и ликвидации зон повышенных поглощений (БСС). Гипсовый комбинат является активным участником международных выставок и конференций с опытом работы в области производства специализированных материалов для строительства скважин более 10 лет.

УЧАСТНИК ПРОЕКТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ.РФ

УЧАСТНИК НАЦИОНАЛЬНОГО ПРОЕКТА “ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА”

ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ

ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА СКВАЖИН

Основные особенности материалов:

- широкая линейка растворов по плотности (1,5 – 1,9 г/см^3)
- быстрый набор начальной прочности (1450 Psi за 6 – 8 ч)
- регулируемые сроки схватывания и время загустевания до 70 Вс (от 60 мин)
- лучшая текучесть тампонажной смеси (не менее 220 мм)
- низкая водоотдача (при + 20 °С не более 150 мл/30 мин)

+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24

medvedev.y@samaragips.ru

www.samaragips.ru

SAMARAGIPS
СПЕЦИАЛИСТ ВЫСОКОЙ ПРОЧНОСТИ

ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ARCCEM

Область применения:
цементирование скважин с забойными температурами от – 5 до + 25 °С (интервалы многолетнемерзлых пород)

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ И РИР

Область применения:
установка изоляционных мостов в скважинах с забойными температурами до + 60 °С

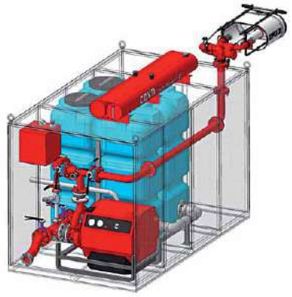
ремонтно-изоляционные работы по ликвидации межколонных перетоков

Центр технологий применения продуктов TM SAMARAGIPS

ООО НПО «СОПОТ» представляет полную модернизацию и рестайлинг установок пенотушения для получения гибридной пены на основе отечественных пенообразователей свободных от фтора.

Автономный пожарный модуль контейнерного типа твердопенного тушения АПМ-12000 ТПТ

Гусеничный транспортер ПТС-2 твердопенного пожаротушения



Автономный пожарный модуль твердопенного пожаротушения

Технология тушения крупномасштабных пожаров горючих жидкостей, сжиженных природных и углеводородных газов (СПГ и СУГ) на основе отечественных пенообразователей свободных от фтора, а также быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезема.

АПМКТ с УКТП Пурга-100 на ж-д платформе

Подача пенных струй кратностью 30–40.
Высота струи 40–45 м. Дальность струи 100 м

Испытание УПАТ с БТП

Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100

Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100 в действии

Устройство подачи пены для тушения СПГ УКТП Пурга 5х4 нл ДУ

Проектирование и поставка «под ключ» комплексов для защиты объектов ТЭК

СОПОТ
СОВРЕМЕННЫЕ ПОЖАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модернизированная технология реализована в установках комбинированного тушения пожаров УКТП Пурга, производительностью от 2 до 350 л/с с дальностью подачи пены повышенной кратности (Кп = 30–40) от 20 до 120 м (параметры ближайших мировых аналогов 10–12 м).

Установки позволяют обеспечивать самую высокую в мире скорость пожаротушения (10–20 м^2/с) при использовании отечественных экологически чистых и относительно дешевых пенообразователей.

Отличительной особенностью (суть идеи) данных установок состоит в том, что конструкция разработана с возможностью одновременной подачи огнетушащих пен низкой кратности, обладающих хорошей охлаждающей способностью, и пен средней кратности, обладающих высокой изолирующей способностью.

Новые физико-химические процессы, реализуемые с помощью данных установок, позволяют тушить пожары на площадях 1000 м^2 и более (в условиях, при которых штатные средства пожаротушения не справляются с поставленными задачами) за время от 1 до 5 мин.

Доклад Президенту России Владимиру Владимировичу ПУТИНУ

Разработаны новые системы пожаровзрывопредотвращения с помощью быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезема. Данная технология позволяет обеспечить пожаротушение на аварийно химически опасных производствах, тушить пожары в лесах, сельскохозяйственных угодьях, на производствах взрывчатых веществ, материалов и боеприпасов, в том числе фосфорсодержащих.

Использование технологии комбинированной подачи пен низкой и средней кратности позволяет применять данную технологию практически на всех объектах топливно-энергетического комплекса (ТЭК), при тушении ЛВЖ и ГЖ, твердых горючих материалов.

Уникальность технологии также доказана при тушении пожаров СПГ и СУГ, где, в отличие от рекомендованных ранее устройств и огнетушащих веществ, связанных с применением пленкообразующих, фторсодержащих пенообразователей (основной разработчик фирма 3М, США), проявилась более высокая эффективность предлагаемого ЗАО НПО «СОПОТ» метода и средств, использующих российские экологически чистые пенообразователи.

sopot@sopot.ru
WWW. SOPOT.RU
+7 (812) 464-61-41

СОДЕРЖАНИЕ

10 **Проект «Техэксперт: WikiOil» – внедрение, эксплуатация, опыт**

16 **Разработка и использование инновационных технологий для создания экологически безопасных объектов нефтегазовой промышленности**

18 **Сертификация оборудования для работы во взрывоопасных средах**

22 **Factory5 передает Ctrl2GO Solutions разработку ПО для управления производственными активами и ТОиР**

24 **Промышленные контроллеры АБАК ПЛК: импортозамещение и поддержка проверенных решений**

28 **Отечественные решения по автоматизации добычи природного газа и нефти**

34 **Российский программно-технический комплекс КРУГ-2000 и его применение при построении АСУ ТП нефтебаз и складов ГСМ**

40 **Роль АПГО в оптимизации и создании новых технических решений АКСИТЕХ**

44 **Turbo Flow UFG-H – расходомер-счетчик газа ультразвуковой**

48 **«Ирга» – расходомеры нового поколения для криогенных и агрессивных сред**

52 **Наши ротационные счетчики аналогичны оборудованию, к которому привык рынок газоснабжения и газораспределения**

56 **Промышленные датчики температуры и давления НПО «Вакууммаш» на замену импортным аналогам**

СФЕРА. Нефть и Газ №4/2023 (91)

Учредитель: ООО «ИД «СФЕРА»
Издатель: ООО «ИД «СФЕРА»

Заявленный тираж 8 000 экз.
Дата выхода 09.10.2023 г.
Цена свободная.

16+

Адрес редакции (Издателя):
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 271
тел. 8 (800) 555-63-65
info@сферанефтьигаз.рф
сферанефтьигаз.рф
Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел. +7 (812) 603-25-25
lubavich.spb.ru

Журнал зарегистрирован в управлении Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-52571 от 25.01.2013г.
Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.
Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций.
Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.

ПромМаш Тест

— Лидер в области оформления разрешительной документации и сопутствующих работ для бизнеса любого масштаба и направления.

19 офисов в России

11 офисов за рубежом

35 испытательных лабораторий

Для предприятий нефтегазовой промышленности России и СНГ «ПромМаш Тест» предлагает услуги по комплексному экспертному сопровождению на всех этапах жизненного цикла предприятия.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- промышленная безопасность
- сертификация и испытания
- негосударственная экспертиза
- метрология
- пожарная безопасность
- охрана труда, соут
- специальные технические условия
- энергетический комплекс
- экология
- разработка технической документации
- технический надзор
- системы менеджмента
- учебный центр

prommash-test.ru

СОДЕРЖАНИЕ

60 Распространенный метод повышения нефтеотдачи может «испортить» сланцевую скважину

62 Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоемкости газового промысла

68 06ХН28МДТ и 904L для агрессивных сред. База знаний ОНИКС

70 Азотные компрессорные станции ТГА для повышения нефтеотдачи пласта и других нефтесервисных операций

72 Инновационный поход к обслуживанию объектов горно-нефтяного профиля в различных климатических зонах России

74 Портальные автоматизированные комплексы ультразвукового контроля тела и концов бесшовных труб

78 Математическое моделирование геометрии тыльных (калибрующих) конусов шарошек

84 Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

90 Автоматические и роботизированные системы пожаротушения как альтернатива оперативным подразделениям на автономных и малообслуживаемых объектах топливно-энергетического комплекса

96 Обзор эпоксидных антикоррозионных материалов ВМП

102 Комплексные решения мониторинга и управления оборудованием удаленных объектов

Генеральный директор и главный редактор: Андрей Назаров info@сферанефтьигаз.рф

Выпускающий редактор: Евгений Шолохов pr@сферанефтьигаз.рф

Научный консультант: Дмитрий Сериков dr.serikov@rambler.ru

Спец. корреспондент: Владимир Медведев

Директор по маркетингу: Светлана Кривошеева sk@сферанефтьигаз.рф

Руководитель отдела по работе с клиентами: Алексей Смирнов as@сферанефтьигаз.рф

Менеджеры отдела по работе с клиентами: Ирина Назарова, Юлия Аксеновская, Сергей Бандурко

Офис-менеджер: Маргарита Иванова

Дизайн и верстка: Наталья Ананьева

Корректура: Ольга Николаева

Отдел подписки: Елена Головина

Выставочная деятельность: Кристина Глинкина, Ирина Еганова

www.rute.ru

РУТЕНИЙ

В ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ с 1994 года

СДЕЛАНО В РОССИИ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

СИГНАЛИЗАТОР ПОГАСАНИЯ ПЛАМЕНИ СПП1.01-04 «ФЛАМИНГО»
(линейка датчиков в УФ диапазоне, ИК диапазоне, в видимой области спектра)

В 2022 году корпус блока сигнализации немецкого производства заменен на корпус российского производителя

EAC Ex ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

ООО «Рутений» | 390023, г. Рязань, проезд Яблочкова, д. 6 | тел. (4912) 24-38-71 | e-mail: support@rute.ru

Проект «Техэксперт: WikiOil» – внедрение, эксплуатация, опыт

Эксперты Консорциума «Кодекс» знакомят читателей с реальным опытом внедрения и эксплуатации системы управления нормативной и технической документацией «Техэксперт» на предприятиях Иркутской нефтяной компании в рамках проекта WikiOil.

Иркутская нефтяная компания (ИНК) – один из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России, чья история начинается с 2000 года. Компания ведет геологическое изучение, разведку и разработку 53 участков недр на территории Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия). За последние 13 лет ИНК открыла четырнадцать месторождений углеводородного сырья. В настоящее время в группе компаний работают более 15 тысяч человек.

В 2017 году стало очевидно, что дальнейшее развитие компании по всем направлениям невозможно без качественного управления внешними и внутренними нормативными документами.

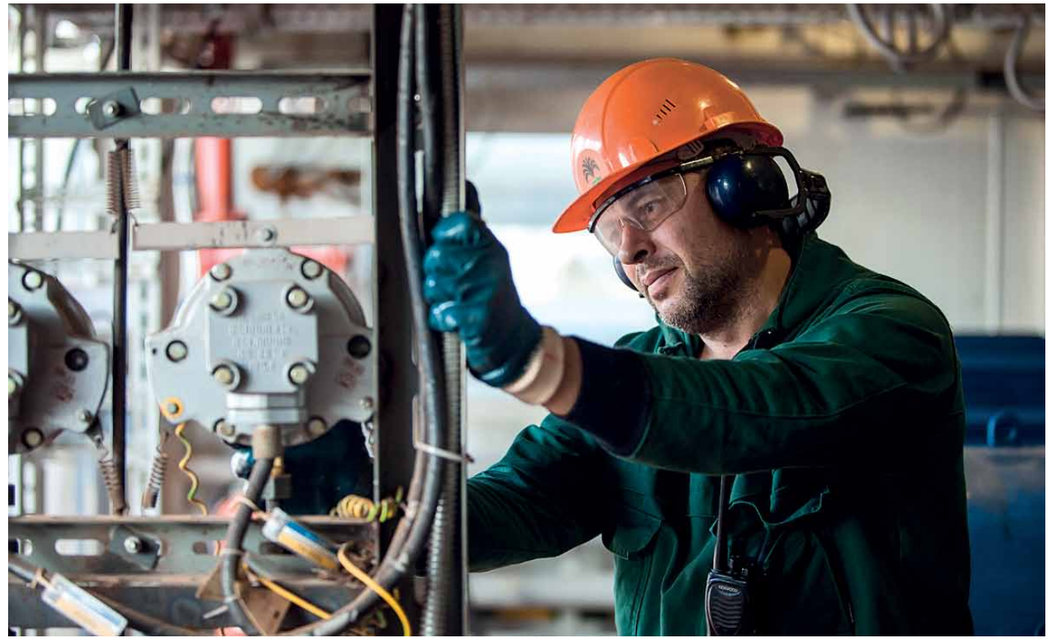
В том же году нефтяная компания познакомилась с разработками Консорциума «Кодекс», чей опыт в области цифровизации работы с документами насчитывал на тот момент уже 26 лет. Специалистов ИНК заинтересовала платформа «Техэксперт» и, в частности, Система управления нормативной и технической документацией (СУ НТД).

В структуре заместителя генерального директора ИНК по повышению эффективности был создан отдел оптимизации бизнес-процессов и стандартизации (позднее он влился в департамент развития системы управления). В задачи подразделения входили сбор, анализ и систематизация всех внутренних нормативно-методических документов (ВНМД) компании, а также поиск оптимальной единой площадки для их размещения. Так возникла концепция системы WikiOil на базе платформы «Техэксперт».

Предпосылки появления системы WikiOil

Одной из главных причин создания WikiOil стала разрозненность хранилищ ВНМД: сетевой диск на корпоративном сервере, внутренний корпоративный портал, система электронного документооборота и официальный сайт компании. Кроме того, у ИНК давно существовала необходимость собрать в одном месте всю нормативную базу, применяемую в головной компании и дочерних обществах.

К этому прибавилось и отсутствие установленных механизмов распространения ВНМД и внешних документов среди сотрудников холдинга.



Поиск документов, регулирующих определенные сферы, бизнес-процессы и задачи, тоже был долгим и трудоемким. Также не стоит забывать о важности соблюдать требования постоянно меняющегося законодательства и условий договоров с контрагентами. Такой крупной и разветвленной компании, как ИНК, необходимо оперативно отслеживать изменения во внешней нормативной базе и должным образом реагировать на них, а также имплементировать требования договоров с контрагентами во внутреннюю документацию. На момент начала работы над системой WikiOil механизмы фиксации внешних требований в ВНМД и их своевременной актуализации в компании существовали, но не были совершенными.

Задачи WikiOil

В первую очередь перед отделом оптимизации бизнес-процессов и стандартизации ИНК стояла задача создать единую электронную базу знаний компании и ее дочерних структур. Она должна была объединить инструменты управления документами, базу ВНМД и внешний фонд нормативной документации. Также был необходим единый стандарт фиксации и распространения ВНМД среди сотрудников холдинга и удобные инструменты для своевременной актуализации действующих ВНМД в соответствии с законодательными изменениями.

Все это значительно сократило бы трудозатраты на поиск и проверку актуальности как внутренних, так и внешних документов. Единый актуальный источник нормативных данных вместо отдельных файлов в разрозненных местах – такова была основная задача разработки WikiOil.

Специалисты Информационной сети «Техэксперт» и ИНК пришли к выводу, что компании также требуется единая база терминов и определений, которая бы позволила унифицировать их употребление в рамках фонда внутренних документов, а также обеспечить единство и преемственность трактовок, которые бы исключали разночтение в толковании терминов.

Большой массив ВНДМ также нуждался в программных инструментах для эффективного и автоматизированного анализа с возможностью формирования отчетов результата проверки. Все это, разумеется, нужно было связать с реестрами требований к бизнес-процессам компании, а также «цифровыми кабинетами», содержащими актуальную и исчерпывающую подборку информации для разных подразделений, должностей или бизнес-задач, включая ссылки на внешние источники и системы.

Развитие системы WikiOil

■ **Формирование единого фонда документов**

Все вышеописанные задачи требовали не только сбора и концентрации на едином ресурсе действующих документов, но и создания полноценной системы управления нормативно-техническим контентом предприятия.

В результате были определены: объект управления – внутренний нормативно-методический документ (ВНМД), порядок сбора и размещения в едином фонде новых документов, а также распространения, группирования и проверки на актуальность уже действующих ВНМД.

Как говорилось ранее, до начала работы отдела оптимизации бизнес-процессов и стандартизации необходимые в работе ИНК документы были распределены по четырем разрозненным источникам: отдельный диск на корпоративном сервере, внутренний корпоративный портал, система электронного документооборота и официальный сайт компании. Кроме того, сотрудники предприятия могли скачать документ на свой компьютер и пользоваться им локально, а это в случае изменения документа на корпоративном уровне влечет риск работы по неактуальным требованиям.

>>>

Для того чтобы решить вопрос и с единым хранением, и с актуализацией, требовалось новое системное решение.

На начальном этапе специалисты подразделения собирали все актуальные версии ВНМД из четырех источников в одном месте. Параллельно шел поиск программной платформы, которая могла бы не просто стать централизованным хранилищем документов, но и дать дополнительные инструменты для управления ВНМД: каталогизации, поиска, сортировки, анализа, группирования по темам, создания сервисов для доступа к документам в «едином окне» и т. д.

В итоге выбор был сделан в пользу отечественной цифровой платформы «Техэксперт», разработанной специалистами Консорциума «Кодекс». Главным достоинством платформы является возможность объединения в едином цифровом пространстве внешних и внутренних документов предприятий, связи их перекрестными гиперссылками и использования для работы с ними единых SMART-сервисов программного комплекса. Так появился тандем «Техэксперт: WikiOil».

SMART-сервисы платформы позволяют не только оперативно реагировать на изменения во внешних нормативных документах, но и анализировать массивы документов и принимать взвешенные бизнес-решения.

Кроме того, специалисты подразделения ИНК, ответственного за повышение качества управления ВНМД, отмечают качество техподдержки программного решения и постоянную готовность разработчиков услышать потребности клиентов и работать над их закрытием.

После выбора платформы для будущей системы WikiOil специалисты начали постепенно внедрять на предприятии ее программные модули. За необходимый ИНК функционал теперь отвечают Система управления нормативной и технической документацией (СУ НТД) «Техэксперт» и ее разнообразные подсистемы, каждая из которых оптимизирует тот или иной этап управления ВНМД.

Работа началась с развертывания подсистемы «Банк документов», которая позволяет загружать и систематизированно хранить документы внутреннего фонда предприятия. Каждый документ в таком фонде представляет собой контейнер данных, в котором, помимо текста документа в PDF-формате и других вложений, есть атрибуты этого документа. Присвоенные документу атрибуты позволяют не только быстрее и точнее находить документ, но и эффективнее его применять. Подсистема «Банк документов» позволяет как использовать встроенные атрибуты, так и создавать собственные атрибуты различных типов, отражающие особенности бизнес-процессов компании.

Специалисты подразделения ИНК совместно с экспертами Консорциума «Кодекс» начали активно загружать уже существующие документы в единый фонд WikiOil. Параллельно создавались и совершенствовались требования к передаче вновь разработанных или обновленных ВНМД от ответственных подразделений, размещению документов в фонде, их проверке и актуализации. Отдельная работа велась по выработке механизма внедрения и использования ВНМД на предприятии: система «Техэксперт: WikiOil» была зафиксирована на уровне руководящих документов как единственный источник актуальной нормативно-технической информации холдинга, введено обучение сотрудников работе с системой и ее сервисами.

На 2023 год в фонде внутренних документов компании хранятся порядка 4000 ВНМД, 4100 терминов, 5700 определений. За 6 лет развития проекта система внедрена во всей группе компаний ИНК и участвует в автоматизации бизнес-процессов планирования, разработки и актуализации ВНМД. Она информирует работников предприятий об изменениях и появлении новых ВНДМ, а также утрате актуальности внешней и внутренней нормативной документации.

Сотрудники группы компаний активно используют систему при решении рабочих задач, а также формируют запросы к ответственному за развитие системы подразделению на создание новых сервисов.

■ Дополнительные сервисы

Сформированной в 2019 году группе ИНК по стандартизации (ранее – отдел оптимизации бизнес-процессов и стандартизации) и специалистам Информационной сети «Техэксперт» удалось создать ряд ценных сервисов для сотрудников нефтяной компании, используя возможности подсистемы «Банк документов», модуля «Контроль актуальности ссылочных документов» и интеграционного модуля «кАссист». Речь идет о разнообразных реестрах требований, которые составляются как из внутренних документов группы компаний, так и из внешних нормативных источников.

В системе WikiOil была создана специальная вкладка, где сотрудники ИНК могут найти реестры нормативных документов для каждого юридического лица, входящего в группу компаний, реестр обязательных для разработки в рамках юридического лица ВНМД в соответствии с нормами трудового права, налогового законодательства, федеральных норм промышленной безопасности и т. д. В рамках внедренной в группе компаний ИНК интегрированной системы менеджмента одним из обязательных условий является наличие у юридического лица Реестра законодательных требований в области охраны окружающей среды либо безопасности труда и охраны здоровья.

Каждый документ в таком реестре размечен гиперссылкой, которая ведет на текст этого документа внутри системы WikiOil. Реестры регулярно проверяются с помощью модуля платформы «Техэксперт» – «Контроль актуальности ссылочных документов» и интеграционного модуля «кАссист» на актуальность и корректируются в соответствии с внешними или внутренними нормативными изменениями. Таким образом, специалисты ИНК всегда имеют доступ к самому актуальному набору документов, регулирующему их деятельность, и не тратят время на их поиск и проверку.

В планах у группы компаний разработка еще многих реестров для сотрудников ИНК, в том числе реестра принятых на предприятиях группы сокращений в документации – для обеспечения единства интерпретаций тех или иных аббревиатур по всему холдингу.

Еще один важный тип сервисов в рамках «Техэксперт: WikiOil» – это цифровые кабинеты. Если реестры требований позволяют ссылаться только на документы внутри системы, то цифровой кабинет – это виртуальная область с готовой подборкой документов, списков управляющих документов по процессам, ссылок на внешние/внутренние сервисы и инструменты, необходимые в работе сотрудника, задействованного в конкретном бизнес-процессе предприятия. В частности, созданный в WikiOil цифровой кабинет направления «Проектирование объектов капитального строительства» содержит ссылки не только на внутренние и внешние нормативные документы цифровой платформы, но и на внешнее программное обеспечение (AutoCAD, Appius и др.). Это бесценный инструмент для экономии времени специалиста с одной стороны и погружения новых сотрудников в бизнес-процессы компании – с другой.

Кроме того, для сотрудников ИНК специалистами Информационной сети «Техэксперт» был разработан цифровой кабинет «Альбомы форм», призванный сократить время на внутренние бюрократические процессы. В первом добавленном в кабинет альбоме содержатся все стандартные формы, необходимые для кадрового администрирования: каждый сотрудник, которому нужно подать заявление, заявку, служебную записку, может скачать шаблон

>>>

ТЕХЭКСПЕРТ: WIKIOIL

и быстро его заполнить. Планируется создание альбомов форм и по другим направлениям деятельности – по крайней мере, группа стандартизации получает такие запросы от пользователей системы WikiOil.

Еще одна подсистема СУ НТД, которая используется в ИНК, – это «Пользовательский словарь». С его помощью был создан справочник всех терминов и их определений, используемый в ВНМД холдинга. Теперь любой пользователь WikiOil может посмотреть, как трактуется тот или иной термин в разных документах компании, и сослаться на наиболее подходящий источник термина во вновь разрабатываемых ВНМД. Как и перспективный реестр сокращений, этот сервис работает на унификацию терминологии и повышение связности и непротиворечивости внутренних документов компании.

Наконец, есть системы и сервисы, которыми пользуется сама группа стандартизации. В частности, речь идет о вышеупомянутой подсистеме «Контроль актуальности ссылочных документов», которую специалисты группы стандартизации используют в процессе плановой и внеплановой актуализации документов фонда. Информация об устаревших ссылочных документах доносится до ответственных за разработку ВНМД подразделений, которые самостоятельно оценивают влияние тех или иных изменений во внешней нормативной документации на внутренние процессы предприятия и соответственно актуализируют действующие ВНМД.

Надежный источник внешних нормативных документов

Ни одна компания не обходится в своей деятельности без внешних нормативных документов, а также справочной и аналитической информации по их применению. Эту потребность предприятиям помогают закрыть профессиональные справочные системы (ПСС) «Кодекс»/«Техэксперт» для специалистов разных отраслей экономики. Чаще всего новые пользователи начинают свое знакомство с решениями Консорциума «Кодекс» именно с ПСС, а уже потом подключают другие системы. Однако случай Иркутской нефтяной компании оказался необычным, поскольку сначала на предприятиях ИНК была внедрена СУ НТД «Техэксперт», а уже после профессиональные справочные системы. С 2019 года и по настоящее время ИНК использует не только основную профильную для отрасли систему «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс», но и полный комплект систем для топливно-энергетического комплекса. Кроме этого, специалисты ИНК используют большой набор юридических систем, в том числе посвященных судебной практике и региональному законодательству, и системы для обеспечения охраны труда и производственной безопасности.

Также Иркутская нефтяная компания ответственно подходит к возведению своих объектов и всей сопутствующей инфраструктуры: в ее распоряжении находится солидный набор систем для строительства, в т. ч. дорожного.

Узнать больше о решениях цифровой платформы «Техэксперт» для управления нормативными и техническими документами можно:

- по электронной почте spp@kodeks.ru
- по телефону 8-800-505-78-25

Материал подготовлен Информационной сетью «Техэксперт»

КОДЕКС ТЕХЭКСПЕРТ

ОНИКС
РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

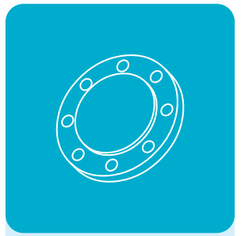
ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

Поворотные и фланцевые заглушки

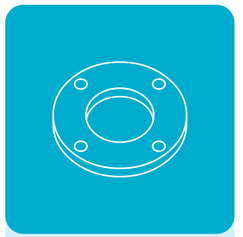
Т-ММ 25-01-06

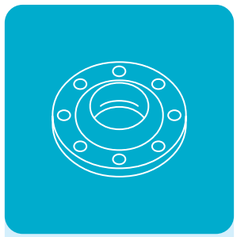
Т-ММ 25-01-06 с рукояткой

АТК 26-18-5-93

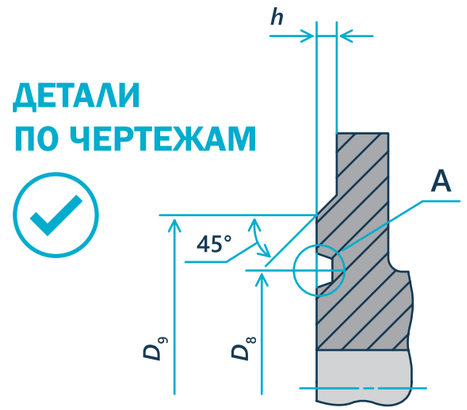

АТК 24.200.02-90 ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15


Плоские тип 01


Воротниковые тип 11

ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



Москва 8 499 673-3838
Санкт-Петербург 8 812 328-3838
Екатеринбург 8 343 384-3838

info@onyxspb.ru

onyxspb.ru

Разработка и использование
инновационных технологий для создания экологически безопасных объектов нефтегазовой промышленности

Нефтегазовая промышленность является важной частью мировой экономики, но ее влияние на окружающую среду долгое время было источником обеспокоенности из-за выбросов и загрязнения. Однако, как считает Георгий Гутенко, эксперт в области проектирования объектов нефтяной и газовой промышленности и член национального объединения изыскателей и проектировщиков России, следует отметить значительный сдвиг в сторону экологической безопасности при планировании и возведении современных объектов нефте- и газодобычи.

***Георгий ГУТЕНКО** –*
эксперт в области проектирования объектов нефтяной и газовой промышленности

Именно о значении разработки и применения инновационных технологий для создания экологически безопасных объектов в нефтегазовой промышленности и существующих перспективных решениях мы поговорили с экспертом, и он поделился своим мнением.

Значение экологической составляющей

Экологическая составляющая имеет критическое значение для нефтегазовой промышленности. Экологические проблемы, такие как утечки нефти, выбросы парниковых газов и загрязнение водных ресурсов, доказано наносят серьезный ущерб окружающей среде и обществу в целом. Кроме того, строгие нормативы и регулирование в области экологии могут оказать давление на деятельность компаний нефтегазовой отрасли. Именно поэтому разработка инновационных, экологически безопасных технологий становится сегодня ключевой задачей.

Технологические решения по экологической безопасности

Существует множество инновационных методов, направленных на повышение экологической безопасности в нефтегазовой промышленности. Например, использование передовых методов очистки газов и жидкостей на месторождении позволяет минимизировать выбросы и отходы. Энергосберегающие технологии, а также переход к возобновляемым источникам энергии снижают негативное воздействие на окружающую среду. Все чаще применяются усовершенствованные буровые системы, работающие по методу гидравлического разрыва пласта. И нельзя не отметить применения искусственного интеллекта для оптимизации процессов.

В мире уже существует ряд успешных проектов, включая использование сжиженного природного газа (СПГ) как экологически чистого топлива для промышленного автотранспорта. В России также наблюдается рост интереса к инновационным технологиям, таким как эффективная очистка сточных вод и внедрение современных систем мониторинга выбросов.

Инновации в процессе бурения и добычи

Инновацией в процессе бурения сегодня можно назвать возможность выполнения бурения ERD-скважин (Extended Reach Drilling). ERD-скважины представляют собой метод добычи нефти и газа, который использует специальные буры и оборудование для увеличения горизонтальной протяженности скважин. По международной классификации, коэффициент ERD для таких скважин достигает 3,46, что является рекордом для сеноманских залежей в России. Ранее рекорд был установлен в 2015 году на Юрхаровском месторождении, где ERD составил 2,28 (длина ствола – 3168 м, вертикальная глубина – 1090 м, горизонтальное отклонение – 2483 м).

Скважины с высоким ERD-коэффициентом позволяют производить добычу нефти и газа на шельфах с суши. Кроме того, такие скважины позволяют достичь большего дебита по сравнению с традиционными вертикальными скважинами.

ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИФТОВЫЕ ТРУБЫ

Эффективный инструмент для эксплуатации скважин:

- Осложненных газогидратными отложениями / АСПО
- При добыче высоковязкой нефти
- В условиях вечной мерзлоты

ЗАКАЧКА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СРЕД В ПЛАСТ

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ ПОРОД

TMK-GROUP.RU

TMK UP Magna

РАБОТАЕТ НА СКОРОСТЬ

Быстросборное премиальное соединение для труб большого диаметра.

Высокая конусность соединения обеспечивает легкую и глубокую посадку ниппеля в муфту, а увеличенный шаг сокращает время полной сборки.

Узнай больше на:
TMK-GROUP.RU

В рамках первой фазы разработки Семаковского месторождения до 2023 года планируется введение в эксплуатацию 19 ERD-скважин с максимальной горизонтальной протяженностью до 4200 м для разработки подводных газовых месторождений. Также в настоящее время готовится уникальный для нашей страны проект с горизонтальной протяженностью более 8000 м.

Данная технология позволяет добывать больше полезных ископаемых и повышает вероятность обнаружения новых месторождений, что может привести к увеличению добычи ресурсов на длительный период времени. С точки зрения экологии, эта технология сокращает негативное воздействие на окружающую среду, поскольку уменьшает сроки бурения и не требует строительства добывающих платформ в море, что способствует защите водной фауны и снижению экологического ущерба, включая воздействие на краснокнижных рыб.

Еще одной важной инновацией в процессе добычи нефти является технология бинарных смесей. Это жидкие растворы химических реагентов, которые вводятся последовательно, при помощи инертной жидкости, и реагируют в зоне продуктивного пласта под пакером, выделяя газ и тепло, которые проникают в пласт под давлением.

Такая методика позволяет повысить процент добычи нефти, который ранее оставался неизвлеченным. В России существует множество месторождений, находящихся на заключительных стадиях разработки. И это порядка 60% неизвлеченной нефти, добывать которую дорого и сложно. При этом, большая часть неизвлеченной нефти приходится на высоковязкие нефти, чья добыча невозможна без теплового воздействия на пласт. При традиционной добыче получаемый продукт имеет порядка 50% обводненности и требует последующей обработки, удорожая тем самым готовый продукт. Применение же бинарных смесей позволяет получать менее обводненную нефть и сократить воздействие на окружающую среду вследствие увеличения добычи объема нефти и нефтепродуктов на уже изученных месторождениях и уменьшения необходимости исследования новых месторождений.

Таким образом, инновации в нефтедобыче содействуют увеличению добычи ресурсов и снижению воздействия на окружающую среду, что способствует более устойчивой и эффективной промышленности.

Преимущества и перспективы

Использование инновационных технологий в нефтегазовой промышленности приносит не только экологические, но и экономические выгоды. Снижение выбросов и оптимизация производства уменьшают расходы и риски устранения загрязняющих природу утечек или неполадок. Более того, такие компании увеличивают свой инвестиционный статус за счет соответствия современным экологическим нормам и требованиям инвесторов.

В целом, с появлением новых материалов, более точных мониторинговых систем и смешанных энергетических решений, индустрия готовится к углублению в экологическую безопасность, что не только снизит негативное влияние нефтегазовой добычи на окружающую среду, но и способствует усовершенствованию процессов и технологий.

Да, сегодня экологическая безопасность нефтегазовой отрасли в России ориентирована скорее на устранение последствий техногенного воздействия, чем на их предупреждение. Однако современные технологии и методы добычи приближают индустрию к пониманию выгоды и с точки зрения экологии. Можно сказать, что те единичные решения, которые внедряются сейчас, дают старт общему развитию планирования экологической безопасности на предприятиях добычи. ●

Сертификация оборудования
для работы во взрывоопасных средах

Применение взрывозащищенного оборудования на предприятиях нефтегазового сектора – базовая необходимость. Это позволяет предотвратить возможную аварию или негативные последствия от взрыва. Для того, чтобы законно выпускать такое оборудование, импортировать и реализовывать, в обязательном порядке требуется подтверждение его соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Об особенностях сертификации оборудования, которое относится к группе взрывозащищенного, рассказал эксперт по сертификации оборудования для работы во взрывоопасных средах компании «ПромМаш Тест» Артем Илюхин.

Когда горючие вещества: газ, пар, туман, пыли волокон или летучих частиц – смешиваются с воздухом при атмосферных условиях, образуется взрывоопасная среда. Она может воспламениться, и тогда огонь в ней будет самоподдерживаться и распространяться. Для работы в такой среде используется специальное оборудование – взрывозащищенное.

Взрывозащищенное оборудование – оно же «оборудование для работы во взрывоопасных средах» – техническое устройство (машина, аппарат, стационарная или передвижная установка, элемент их систем управления, защиты, устройство, обеспечивающее защиту, контрольно-измерительный прибор), которое предназначено для работы во взрывоопасных средах и может содержать собственные потенциальные источники воспламенения окружающей взрывоопасной среды, но его конструкцией предусмотрены меры по исключению недопустимого риска воспламенения этой среды.

Взрывозащищенное оборудование идентифицируется по двум признакам:

1) *Средства обеспечения взрывозащиты*. Это меры, которые обеспечивают взрывобезопасность оборудования. Производитель указывает их в технической документации;

2) *Маркировка взрывозащиты*. Она наносится на оборудование и Ex-компонент и проставляется в технической документации к ним.

В маркировку входят:

- Специальный знак, который указывает на то, что это взрывобезопасное оборудование;
- Условные обозначения показателей, которые определяют взрывобезопасность.

Уровень взрывозащиты присваивается в зависимости от того, где именно будет использоваться оборудование, и от того, насколько велика вероятность, что оно станет причиной воспламенения: «особовзрывобезопасный», «взрывобезопасный» и «повышенная надежность против взрыва».

Вид взрывозащиты – это меры, которые принял производитель, чтобы можно было не бояться, что оборудование станет источником воспламенения.

Этих мер довольно много, например, взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасность, герметизация компаундом, защита жидкостным погружением, масляное заполнение оболочки и т.д. Каждая такая мера указывается в маркировке в виде специальных букв: «d», «i», «ma», «k», «o» и т. д.

Все взрывозащищенное оборудование подпадает под действие технического регламента ТР ТС 012/2011. Он регулирует неэлектрическое и электрическое оборудование, в том числе и его Ex-компоненты.

Это самые разные технические устройства для работы во взрывоопасных средах: машины, аппараты, стационарные и мобильные установки, элементы их систем, управления и защиты, КИП и защитные устройства. Стоит отметить, что на неэлектрическое оборудование, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах, распространяются отдельные ГОСТ и виды взрывозащиты. Ему присваивается отдельная маркировка взрывозащиты.

Есть и исключения. Например, ТР ТС 012/2011 не применяется к ядерному оружию, транспортным средствам общего пользования, медицинским изделиям, СИЗ, бытовому оборудованию, если взрывоопасную среду может создать утечка газа, и т.д.

Согласно техническому регламенту, все взрывозащищенное оборудование требует обязательной сертификации.

Как проводится сертификация оборудования

Сертификацией оборудования занимаются органы по сертификации с соответствующей областью аккредитации. Испытания оборудования в целях его сертификации проводят лаборатории, аккредитованные на определенные методы испытаний. Выбрать подходящих исполнителей заявитель может в едином реестре аккредитованных лиц ЕАЭС, который опубликован на сайте Федеральной службы по аккредитации (Россаккредитации).

Для получения сертификата заявитель подает в выбранный орган по сертификации следующие документы:

- Технические условия (если есть);
- Эксплуатационные документы;
- Стандарты, которые производитель применял на добровольной основе. Применение этих стандартов позволяет обеспечить соответствие оборудования требованиям технического регламента. Перечень этих стандартов установлен решением коллегии Решением Коллегии ЕЭК №158 от 01.12.2020;
- Если производитель не применял стандарты, установленные Решением №158, то необходимо приложить описание технических решений, с помощью которых он смог обеспечить соответствие оборудования требованиям ТР ТС 012/2011;
- Сертификат на систему менеджмента качества производителя;
- Если сертифицируется партия оборудования, то на нее нужно предоставить договор на поставку или товаросопроводительные документы;
- Пояснительная записка;
- Оценка опасностей воспламенения.

>>>

Сертификация оборудования проводится по схемам, содержание которых определено Решением Комиссии Таможенного союза от 07.04.2011 №621. Для оборудования и Ex-компонентов процедура одна и та же.

Технический регламент устанавливает для сертификации оборудования три схемы: для оборудования серийного производства, партии ограниченного объема и единичного экземпляра. Все они включают испытания образцов. Испытания проходят в аккредитованной лаборатории, но при определенных обстоятельствах их можно провести прямо на месте производства и монтажа оборудования.

Сертификат на серийное оборудование выдается на срок до 5 лет. Срок действия для сертификата на партию оборудования или единичный экземпляр не устанавливается. В течение срока действия сертификата заявитель маркирует оборудование знаком «ЕАС», единым знаком обращения продукции на рынке стран-участниц ЕАЭС.

Внесение изменений в конструкцию оборудования

Есть вероятность, что уже после сертификации производитель захочет внести изменения в конструкцию оборудования, Ex-компонента либо в техническую документацию на них. Если эти изменения повлияют на показатели взрывобезопасности, то производитель обязан поставить в известность орган по сертификации, который выдал ему сертификат.

В этом случае он представляет в орган по сертификации описание изменений, техническую документацию (чертежи средств взрывозащиты) с внесенными изменениями и образец модифицированного (доработанного) оборудования.

Орган по сертификации проводит экспертизу измененной технической документации (чертежей). Если по результатам экспертизы он не сможет оценить соответствие измененного оборудования требованиям технического регламента, то дополнительно он проведет испытания образца.

Если орган по сертификации принимает решение, что оборудование с внесенными изменениями по-прежнему соответствует ТР ТС 012/2011, он подтверждает действие сертификата.

Возможно, что внесенные изменения настолько существенны, что доработанное оборудование можно считать другим изделием. В таком случае на него выдают новый сертификат как на другую продукцию.

Сведения о выданных сертификатах орган по сертификации вносит в единый реестр сертификатов соответствия. Реестр находится в открытом доступе на сайте Росаккредитации, поэтому все заинтересованные лица имеют возможность убедиться, является ли действующим сертификат, выданный на оборудование.

ПромМаш Тест

ООО «ПромМаш Тест»
119415, Москва, Большой Строченовский пер., 22/25с1
тел. (495) 481-33-80
e-mail: info@prommashtest.ru
prommash-test.ru

КРАНЫ ШАРОВЫЕ
GAS PRO
для трубопроводов систем газоснабжения
и технологических трубопроводов
с газообраными средами

АНТИСТАТИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ
МАРШАЛ
НАДЕЖНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ
Сертифицированы ГАЗСЕРТ

40 лет срок службы
3 года гарантийный срок
A класс герметичности

Приглашаем на стенд ЛЗТА «МАРШАЛ»
на выставке «РОС-ГАЗ-ЭКСПО»
31.10 - 03.11.2023, Санкт-Петербург
КВЦ «ЭКСПОФОРУМ», пав. G, стенд. E6.2

- ТИПОРАЗМЕРЫ DN10–700 PN16–40
- АНТИСТАТИЧЕСКОЕ ИСПОЛНЕНИЕ
- ДУБЛИРУЮЩЕЕ УПЛОТНЕНИЕ ШПИНДЕЛЯ
- ПРИСОЕДИНЕНИЯ ФЛАНЦЕВОЕ, ПРИВАРНОЕ, МУФТОВОЕ, ШТУЦЕРНОЕ
- ИСПОЛНЕНИЕ С ПОЛИЭТИЛЕНОВЫМИ ПАТРУБКАМИ
- ПОДЗЕМНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ С УДЛИНЕННЫМ ШПИНДЕЛЕМ

Подробную информацию о шаровых кранах GAS PRO можно уточнить у менеджеров или на сайте компании

ООО «АРМАТУРА М»
Москва, Тихвинский пер., 11, стр. 2
т.: 7 (495) 223-74-04, 8 (800) 301-20-50
E-mail: info@lztamarshal.ru

lztamarshal.ru

ООО «ЛЗТА «МАРШАЛ»
Луганск, ул. Монтажная, д. 13
т.: +7 (8572) 500-900
E-mail: info@marshal.su

Factory5 передает Ctrl2GO Solutions разработку ПО для управления производственными активами и ТОиР

Российский разработчик аналитических решений для промышленности Factory5 объявил об изменениях корпоративной структуры и разделении компании. Основная часть бизнеса, которая занимается созданием программного обеспечения для управления производственными активами и ремонтами, передана Ctrl2GO Solutions (входит в ГК Ctrl2GO). Новая же структура займется созданием цифровых решений для транспортно-логистической отрасли России и сохранит бренд Factory5.

Для обеих компаний это исторический этап, который открывает широкие возможности индустриального взаимодействия. Совместный бизнес Ctrl2GO Solutions и нового подразделения от Factory5 останется продуктовым, нацеленным на сотрудничество, развитие и продажи совместно с партнерами.

***«Мы заинтересованы в динамичном формировании функциональных возможностей программных продуктов в области эффективного управления производством и сервисами и создании нового подхода к продажам комплексных решений клиентам рынка. При этом мы рассчитываем сохранить статус надежного вендора для всех участников партнерской программы. Этого точно можно достигнуть благодаря объединению отраслевой и проектной экспертизы с мощным потенциалом инновационных программных продуктов»**, – отмечает генеральный директор Ctrl2GO Solutions Константин Лобачев.*

В свою очередь Factory5 сфокусируется на цифровой трансформации логистического бизнеса. Отголоски событий прошлого года показали, что отрасль нуждается в цифровых решениях, позволяющих оперативно адаптироваться к новым условиям, выстраивать оптимальные маршруты и доставлять грузы вовремя. Возглавит компанию Резеда Несынова, ранее занимавшая должность исполнительного директора Factory5.

***«Мы видим рост потребности и потенциала цифровых услуг в транспортно-логистическом бизнесе, поэтому концентрируем свои усилия на предоставлении этих сервисов. У нас уже есть опыт создания подобных решений, поэтому в ближайших планах компании – развивать существующие алгоритмы и создавать новые, чтобы максимизировать эффект для клиентов в объемно-календарном планировании, автоматизации технологии 4PL, маршрутизации и консолидации грузов, а также построении логистических цепочек и в других областях»**, – говорит генеральный директор Factory5 Резеда Несынова.*

Ctrl2GO Solutions – российский разработчик индустриальных цифровых решений. Компания создает и внедряет цифровые комплексы с применением технологий AI, IIoT и Big Data для повышения эффективности персонала, процессов и эксплуатации оборудования. Ctrl2GO Solutions входит в группу компаний Ctrl2GO, которая занимает лидирующие позиции в рейтингах отечественных поставщиков решений для анализа данных и включена CNews в список ТОП-100 крупнейших IT-компаний России.

Factory5 – российский разработчик цифровых решений для оптимизации стратегической и операционной деятельности логистических и промышленных компаний.

ctrl2go.solutions

КРУГ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

30 лет на рынке промышленной автоматизации
1000+ проектов автоматизации
100+ проектов автоматизации парков и баз нефтепродуктов

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ
- АСУ ТП нефтебазы/нефтяного терминала
- АСУ ТП аэродромного склада ГСМ/ТЗК
- АСУ ТП товарно-сырьевого парка
- АСУ ТП склада нефтепродуктов порта
- АСУ ТП парка смешения топлив

АСУ ТП на базе ПТК КРУГ-2000 – в реестре Минпромторга РФ
SCADA КРУГ-2000
- поддержка отечественных ОС
- в реестре ПО Минцифры РФ

УСЛУГИ
Полный комплекс услуг от разработки ПСД до обучения персонала

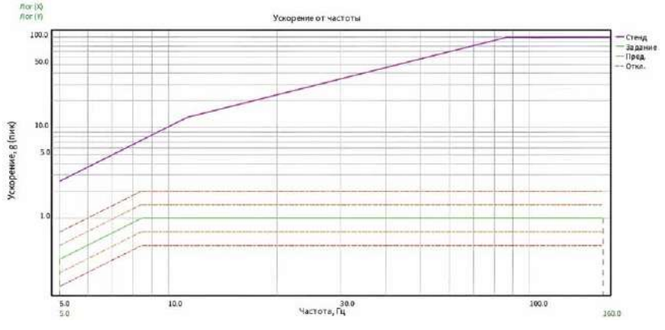
ЗАКАЗЧИКИ
Газпром · Газпром нефть · Роснефть · СНГ Сургутнефтегаз · Сибур · ЛУКОЙЛ · Татнефть · ПНХЗ · РуссНефть · КазМунайГаз · Транснефть · БелкамНефть · PERN Przyjaźń S.A. · ЯНПЗ им. Д.И. Менделеева · SOCAR

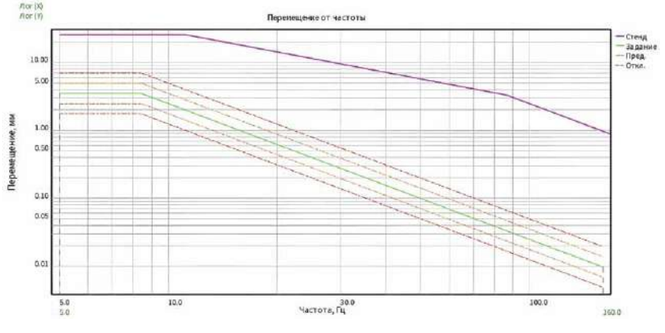
«КРУГ» НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
440028 г. Пенза ул. Германа Титова, 1
Тел. +7 (8412) 499-775
krug@krug2000.ru
www.krug2000.ru

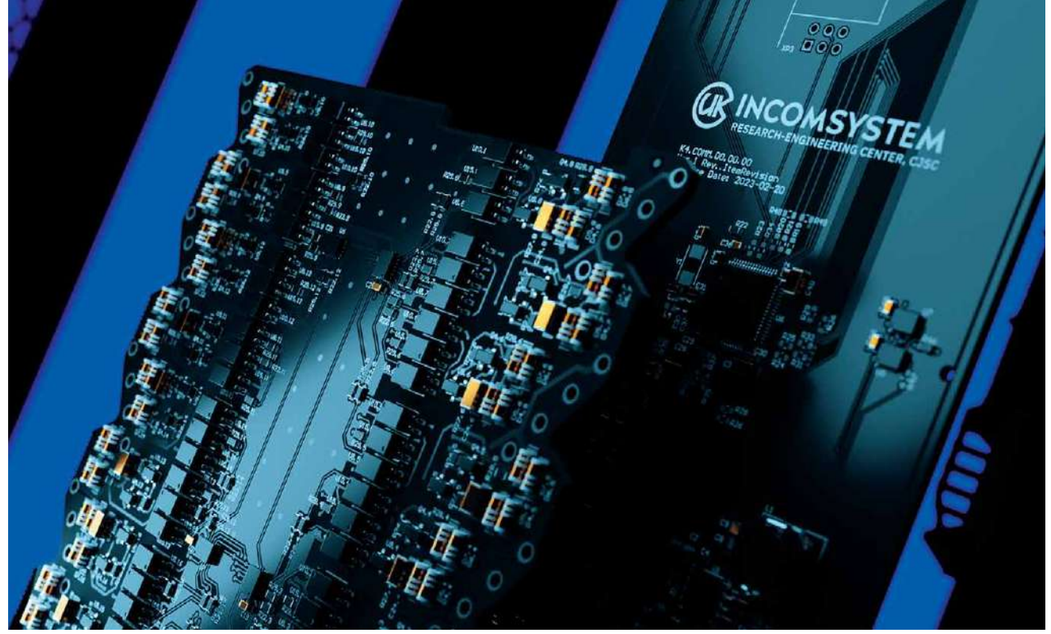
Промышленные контроллеры **АБАК ПЛК:** импортозамещение и поддержка проверенных решений

Российский системный интегратор и производитель промышленных контроллеров Научно-инженерный центр «Инкомсистем» разработал усовершенствованную модель корпуса АБАК ПЛК. Всего за семь месяцев специалистами департамента программно-технических комплексов были проведены проектно-изыскательные, дизайнерские работы и промышленное прототипирование.

По итогам симуляционных испытаний прототипов были отобраны варианты исполнения корпуса для тестирования мелкосерийной партии. В мае 2023 года успешно завершились испытания корпуса на виброустойчивость, ударостойкость и определение резонансных частот. Они проводились на аттестованном оборудовании Испытательной лаборатории прочности и надежности конструкций Казанского национального исследовательского технического университета им. А. Н. Туполева-КАИ (КНИТУ-КАИ). Согласно протоколу испытаний №12796, программируемый логический контроллер АБАК ПЛК устойчив к воздействию синусоидальных вибраций по группе N1 ГОСТ Р 52931-2008 и ГОСТ IEC 61131-2-2012 в диапазоне частот от 5 до 160 ГЦ, функциональная и конструктивная целостность сохраняются.

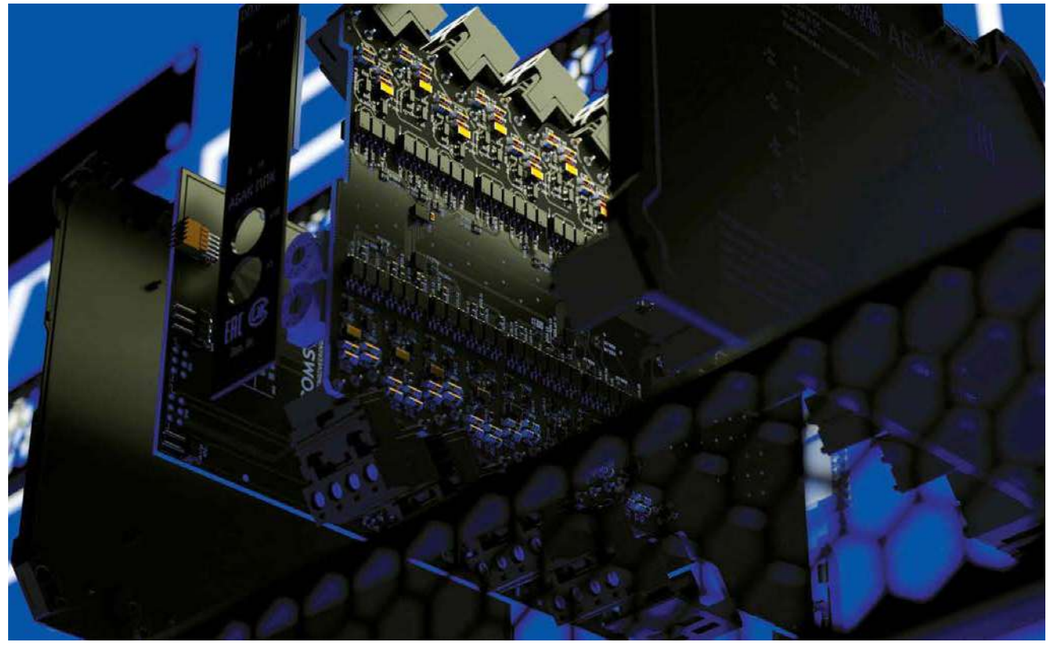






Модель пресс-формы нового корпуса АБАК ПЛК выполнена из высококачественных дорогостоящих материалов, что способствует существенному увеличению срока эксплуатации. В производстве используется только российское сырье. Полностью отсутствует зависимость от импортных компонентов.

Преимущества усовершенствованной модели корпуса: увеличено число используемых выводных разъемов, улучшено пассивное охлаждение электронных компонентов. Теперь удобно располагать разъемы в заглушках. Унифицированное исполнение корпуса позволяет использовать совместимые изделия. Заглушки можно отломить с необходимым количеством секций, сделать вырезы с любой геометрией. Это позволит разместить разъемы и декоративно скрыть внутренние элементы платы. Материал корпуса не горюч, его габариты позволяют нанести больше читаемой информации методом лазерной гравировки.

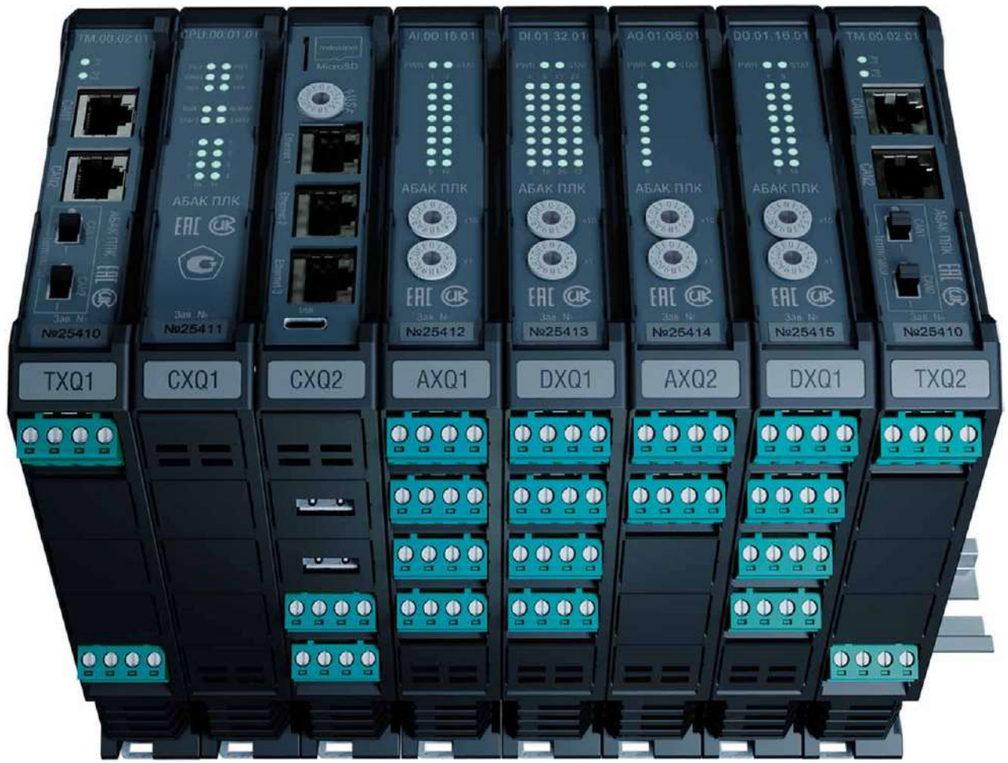


Благодаря изготовлению корпусных частей контроллера в России на собственном производстве НИЦ «Инкомсистем» в Казани, срок поставки составляет шесть – десять недель.

Промышленные контроллеры АБАК ПЛК являются российским аналогом приборов SIEMENS, Yokogawa Electric, Schneider Electric, Emerson Process Management. С 2015 года они активно используются предприятиями нефтегазовой и энергетической промышленности, имеют сертификацию Интергазсерт, внесены в Реестр отечественных производителей, имеют Свидетельство о типовом одобрении от Российского Морского Регистра судоходства. Активно применяются судостроительными компаниями и морскими танкерами, обслуживающими отраслевые шельфовые и арктические объекты.

Ключевое преимущество контроллеров АБАК – это срок изготовления, который сейчас составляет всего шесть - десять недель. Такая высокая скорость производства появилась благодаря пуску дополнительной линии автоматизированного монтажа электронных компонентов. Это позволяет своевременно обеспечивать надежными контроллерами АБАК ПЛК объекты энергообеспечения, нефтегазовой, химической отрасли. Специалисты департамента программно-технических комплексов гарантируют контроль качества на каждом этапе производства и соблюдение сроков изготовления, оказывают техническое и постпродажное сопровождение, консультационную и сервисную поддержку, в том числе дистанционно.

Преимущества АБАК ПЛК: собственная разработка схемотехники и программного обеспечения, 10 миллисекунд – цикл опроса всех модулей; резервирование и «горячая» замена модулей CPU, питания, шины данных и модулей ввода-вывода, дублирование шин питания и данных; программирование на пяти языках стандарта МЭК 61131; встроенная поддержка HART прозрачного протокола.



Полный перечень продукции и услуг НИЦ «Инкомсистем» представлен на следующих интернет-ресурсах:

- Главный информационный портал: www.incomsystem.ru
- Измерительно-вычислительный комплекс АБАК+, ПЛК АБАК: www.abakplus.com

Фотоматериалы: Камиль Раянов

ЗАО Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»
420095, Казань, ул. Восстания, 104 «И»
техническая поддержка: support.abak@incomsystem.ru, 8-800-234-5519
по вопросам приобретения: sales.abak@incomsystem.ru, 8-917-930-9439

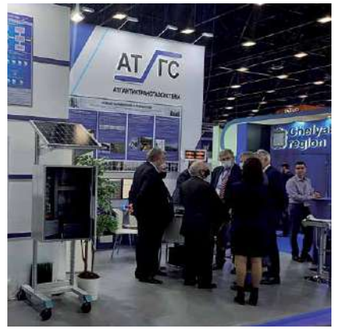
АтлантикТрансгазСистема

МИРОВОЙ УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

На рынке автоматизации с 1992 года

АТ/ГС www.atgs.ru

Решения на базе российских компонентов



Программно-технический комплекс диспетчерских пунктов СПУРТ/СПУРТ-Р

- Программные комплексы диспетчерского управления.
- Многоуровневые СОДУ/АСДУ.
- Решения по выявлению нештатных ситуаций и поддержки принятия решений.
- Тренажерные комплексы подготовки диспетчеров.
- Программные системы обнаружения утечек углеводородов.

Система телемеханики СТН-3000/СТН-3000-Р

- Магистральные трубопроводы и трубопроводы-отводы.
- Газовые и нефтяные промыслы.
- Газораспределительные и газоизмерительные станции.
- Тепловые сети и другие распределенные объекты.
- Функционал обнаружение утечек углеводородов.

Другие решения. Новые направления деятельности

- Проактивное управление газопроводными системами на основе нестационарных моделей и прогнозирования газопотребления.
- Автоматизированный контроль выбросов и сбросов вредных веществ (АСКВ), автоматизированные системы экологического мониторинга.
- Системы управления заправкой воздушных судов; отпуск топлива по массе; централизованный контроль и управление заправками.
- САИДИС/САИС – управление инженерными сетями и коммуникациями.
- Система пожарной сигнализации для применения на морских платформах и других опасных объектах.

АО «АтлантикТрансгазСистема» (АО «АТГС»)
Россия, 109388, Москва, ул. Полбина, д. 11

тел./факс (495) 660-0802 (многоканальный)
e-mail: atgs@atgs.ru

Отечественные решения
по автоматизации добычи природного газа и нефти

Л. И. БЕРНЕР *– д.т.н., профессор, генеральный директор АО «АТГС»*
А. А. КОВАЛЕВ *– к.т.н., заместитель генерального директора по развитию АО «АТГС»*
С. А. ЛАВРОВ *– заведующий отделом АСУТП АО «АТГС»*
А. В. РОЩИН *– к.т.н., Первый заместитель генерального директора по производству АО «АТГС»*

В статье представлены решения по автоматизации процессов добычи природного газа, конденсата и нефти, в том числе вновь разработанные или модернизированные АО «АТГС» в период 2017-2022 гг. Рассмотрен перевод решений по телемеханизации скважин на полностью импортозамещенную платформу СТН-3000-Р и внедрение различных инновационных разработок для повышения эффективности и надежности эксплуатации промыслов.

Ключевые слова: процессы добычи природного газа, конденсата и нефти; АСУТП, контролируемый пункт, импортозамещение, системы телемеханики

Решения по автоматизации добычи газа и нефти

Автоматизация процессов добычи природного газа, нефти, газового конденсата является одной из важнейших задач для предприятий группы «Газпром» и независимых компаний.
АО «АтлантикТрансгазСистема» (АО «АТГС»), специализируясь практически с момента создания на решениях по телемеханизации территориально-распределенных объектов, создало систему телемеханики скважин и кустов газовых скважин (КГС) на базе комплекса СТН-3000 собственного производства [1]. Контролируемые пункты на базе СТН-3000 применяются в составе систем телемеханики кустов газовых скважин на промыслах дочерних обществ ПАО «Газпром»:

- Заполярном месторождении (ГП-1С, ГП-2С, ГП-3С) ООО «Газпром добыча Ямбург»;
- Таб-Яхинском (ГП-10), Ен-Яхинском (ГП-11), Северо-Уренгойском (ГП-15) и Песцовом (ГП-16) месторождениях ООО «Газпром добыча Уренгой»;
- промысловых трубопроводах и кустах скважин Оренбургского НГКМ (ООО «Газпром добыча Оренбург»);
- ООО «Газпромнефть-Оренбург», ОАО «Севернефтегазпром» (Южно-Русское месторождение), АО «Сибнефтегаз» (Береговое месторождение) и др.

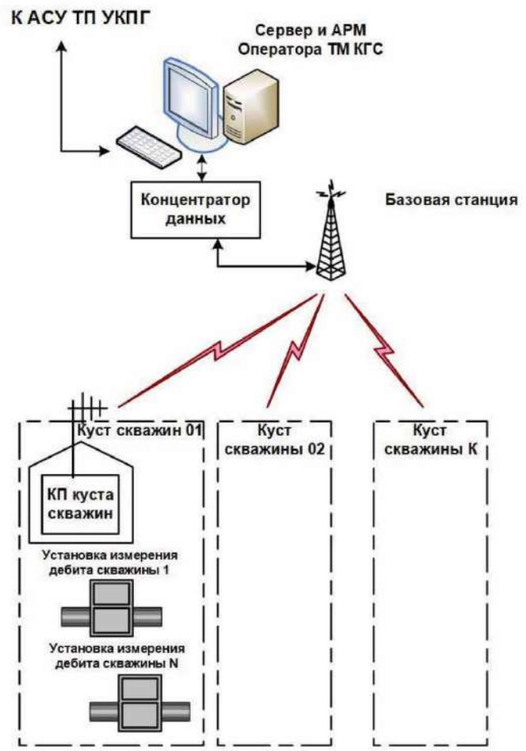


Рис. 1. Структура унифицированного «классического» решения ТМ КГС на базе СТН-3000

В 2005 году на объектах Заполярного месторождения предприятия «Ямбургаздобыча» телемеханика газовых скважин СТН-3000 успешно прошла приемочные (межведомственные) испытания ПАО «Газпром» (на момент испытаний – ОАО «Газпром»).

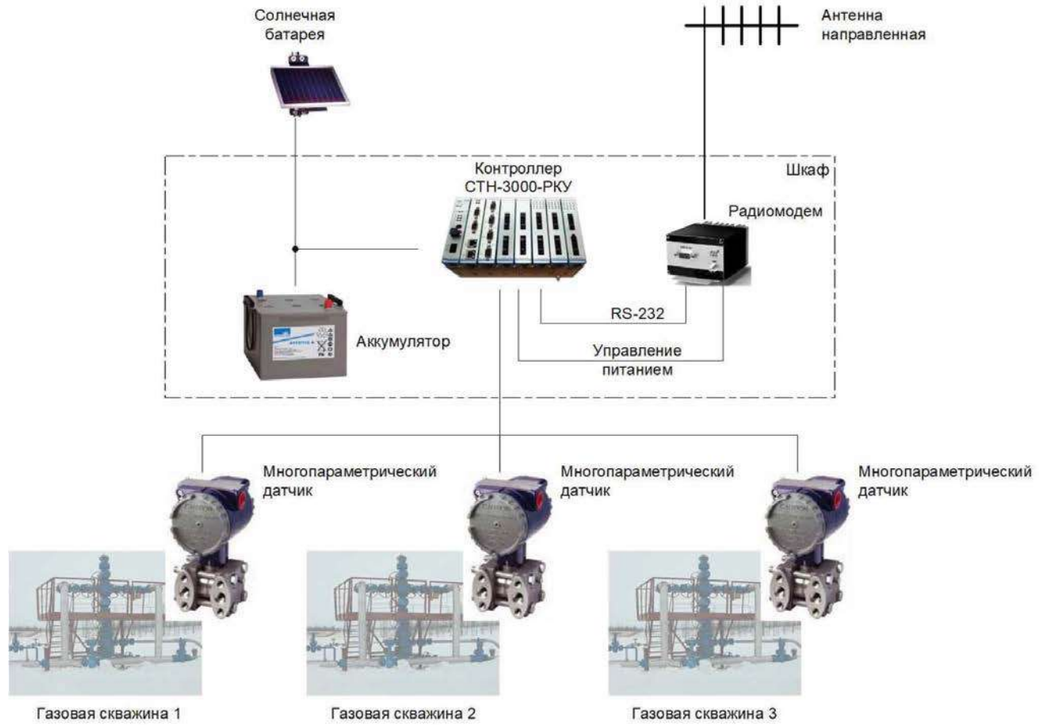


Рис. 2. Решение для неэлектрофицированных скважин на базе СТН-3000

Практически все внедренные системы продолжают работать и сегодня, демонстрируя надежность технических решений СТН-3000 и их устойчивость к суровым условиям эксплуатации. Среди внедрений – ряд контролируемых пунктов с возобновляемыми источниками электропитания (КП с ВИЭ) на базе солнечных батарей [2]. Находящиеся в эксплуатации с 1999 года КП Северного купола Уренгойского месторождения продолжают использовать солнечные батареи как источник, подтверждая возможность применения ВИЭ за Полярным кругом.

Структура унифицированного решения на базе СТН-3000 для телемеханизации кустов газовых скважин показано на рис. 1, решение с ВИЭ для неэлектрофицированных кустов скважин – на рис. 2.

Системы телемеханики промысловых объектов обеспечивают сбор и передачу в реальном времени достоверной информации о параметрах работы скважин на уровень диспетчерских систем. Это позволяет организовать эксплуатацию месторождения оптимальным с точки зрения геолого-технологических показателей образом, а также своевременно выявить нештатные и аварийные ситуации и принять меры по их предотвращению. При наличии клапана-регулятора возможно дистанционное управление дебитом скважины на основе выданных геологом рекомендаций. Дистанционное управление запорной арматурой позволяет быстро остановить скважину в аварийной ситуации. Современный уровень автоматизации предполагает нормирование подачи метанола (для предотвращения образования гидрата) и выполнение других регулирующих функций. Телемеханика промысловых трубопроводов нацелена на выявление и локализацию нештатных ситуаций. Дистанционно измеряемые параметры работы трубопровода также используются при планировании режимов работы промысла.

Телемеханизация не была единственным решением, разработанным и развиваемым АО «АТГС» для газодобывающих предприятий. В 2000-х гг. одновременно с телемеханизацией межпромыслового коллектора (МПК) – уникального объекта общей длиной трубопроводной системы более 500 км – была создана и внедрена в эксплуатацию система поддержки принятия решений (СППР) [3], помогающая диспетчеру при аварийных ситуациях на коллекторе.

Интеллектуальное решение, использующее экспертную систему, модель трубопроводной сети и другие технологии, в 2010 году было удостоено премии ПАО «Газпром» в области науки и техники. Спустя 15 лет система работоспособна, сопровождается службами эксплуатации и разработчиками, база знаний экспертной системы и настройки модели находятся в актуальном состоянии.

Отметим также автоматизацию скважин сборных (или газораспределительных, ГРП) пунктов подземных хранилищ газа (ПХГ). Во многом эксплуатация ПХГ схожа с газовыми промыслами, при этом режимы подземных хранилищ газа более сложны с точки зрения геологии. Контроль работы каждой скважины в реальном масштабе времени, анализ ретроспективы работы скважины при различных условиях важны для специалистов, определяющих оптимальные по геолого-технологическим показателям режимы закачки и отбора газа.
АО «АТГС» выполнено два больших проекта автоматизации – ИУС Карашурской ПХГ, в рамках которой реализовано АСУТП ГРП объемом

>>>

25 скважин и САУ двух сборных пунктов Ленинградского ПХГ. Кроме того, специалисты АО «АТГС» приняли участие в проектировании и вводе в эксплуатацию диспетчерской системы ООО «Газпром ПХГ», контролирующей, в том числе параметры работы более чем 3000 скважин всех российских подземных хранилищ газа.

Новые методы и алгоритмы

Для реализации усовершенствованных методов управления добычей нефти и газа были разработаны и внедрены на промысловых объектах различные инновационные решения. Большая часть новых разработок в 2017–2020 гг. проводилась на промыслах ООО «Газпром добыча Оренбург», отличающихся сложными условиями эксплуатации, исчерпанием и обводнением определенного числа скважин, и высоким содержанием серы в газе.

Среди реализованных проектов – контролируемые пункты (КП) с функциями автоматизированного управления двумя скважинами с разным пластовым давлением, работающие в один шлейф, а также система автоматизированного управления нефтяными скважинами с контролируемым газлифтным способом эксплуатации.

Контролируемые пункты системы телемеханики (СТМ) осуществляют контроль параметров газовых скважин с передачей параметров на пункт управления, а также управление кранами-регуляторами по заданному алгоритму в автоматическом режиме. При этом отработано решение по питанию КП СТМ от солнечной батареи, включая питание крана-регулятора (380 В).

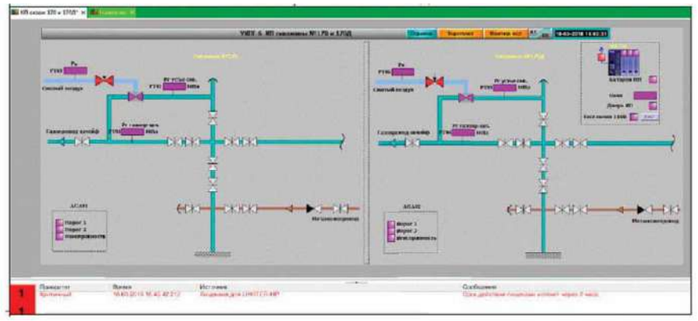


Рис. 3. КП двух скважин, работающих на один шлейф

Экранная форма для контроля и управления двумя скважинами, работающими на один шлейф, показана на рис. 3. Целью внедрения СТМ является оптимизация технологического режима работы скважин за счет управления запорно-регулирующим клапаном для поддержания оптимального режима эксплуатации каждой из скважин – давления газа и дебита (объема добываемого газа).

На рис. 4 представлены экранная форма управления обводненной скважиной, а также фотография варианта исполнения КП. Особенностью исполнения первого образца КП стала реализация подвижной конструкции, которую предполагалось перемещать по мере необходимости от одной скважины к другой. По мере эксплуатации от подвижной конструкции было решено отказаться, реализация алгоритма для последующих внедрений возлагается на «обычный» стационарный КП.

Алгоритм работы – скважина отличается заводнением по мере добычи газа и нуждается в «отдыхе». Газ отбирается из скважины в определенном диапазоне давления. При снижении устьевого давления скважины ниже заданного геологом порога автоматика закрывает регулятор, и скважина переходит в режим «накопления» давления газа. При превышении заданного порога давления ситуация рассматривается как аварийная, отбор газа также прекращается.

На промысловых объектах ООО «Газпром добыча Оренбург», отличающихся высоким содержанием серы в добываемом газе, были внедрены пилотные образцы разработанного специалистами АО «АТГС» электронного автомата аварийного закрытия крана (ААЗК) СТН-3000-Р-ААЗК [4]. Устройство обеспечивает автоматическое закрытие крана при превышении заданной скорости падения давления газа в газопроводе до/после крана. Тем самым предотвращается потенциальная утечка сероводородосодержащих газов, представляющих огромную опасность для окружающей среды и жизни людей и животных. В 2020 году была проведена необходимая сертификация СТН-3000-Р-ААЗК, в том числе в СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ.

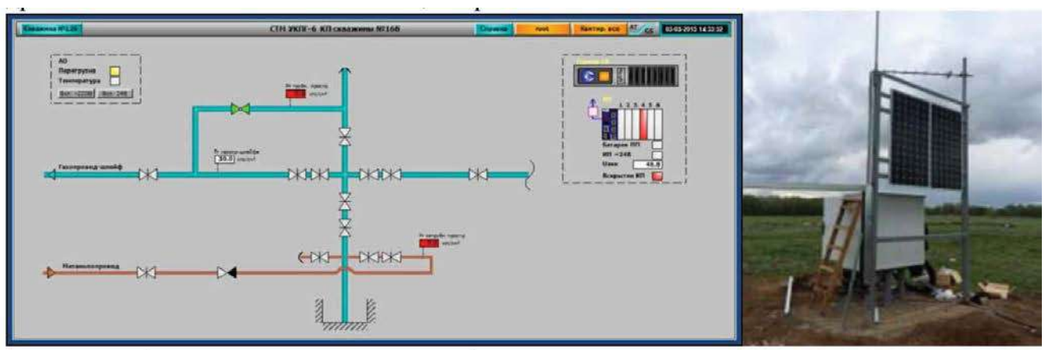


Рис. 4. КП обводненной скважины и экран АРМа диспетчера

Новое решение: СТМ КГС на базе СТН-3000-Р

Новое время поставило новые задачи и потребовало современных решений. В 2014–2016 гг. была разработана новая система телемеханики СТН-3000-Р, полностью базирующаяся на российских компонентах. Аналогичная система СПУРТ-Р была создана для реализации пунктов управления и диспетчерских систем [5]. После успешных приемочных испытаний согласно Регламенту ПАО «Газпром» и получения сертификатов в СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ решения на базе СНТ-3000-Р и СПУРТ-Р стали поставляться заказчикам, в том числе на предприятия по добыче углеводородов. С целью включения СТН-3000-Р в реестр оборудования, разрешенного к применению на объектах ПАО «Газпром» (раздел «АСУ технологического комплекса газового промысла») в качестве системы телемеханики кустов газовых скважин (СТМ КГС) АО «АТГС» по согласованию с ПАО «Газпром» в настоящее время проводятся приемочные испытания на объектах Оренбургского газоконденсатного месторождения (ОГКМ, эксплуатирующая организация ООО «Газпром добыча Оренбург»).

В ходе испытаний проверяется решение СТМ КГС для контроля и управления различными объектами газового промысла, а именно:

- газовыми скважинами (кустами газовых скважин);
- газоконденсатными скважинами;
- нефтяными скважинами;
- пунктами (площадками) переключающей аппаратуры (ППА);
- установками электрохимзащиты от коррозии (ЭХЗ);
- системами энергоснабжения линейных потребителей.

Для комплексной проверки возможностей СТН-3000-Р было принято решение испытать КП КГС с использованием как «традиционных», так и современных методов организации связи и электропитания. Для выполнения перечисленных условий в состав опытного образца СТМ КГС включены два контролируемых пункта:

- на нефтяной скважине №558н УКПГ-10 со стационарным питанием и спутниковой системой связи с вышестоящим пунктом управления;
- на газовой скважине №168 УКПГ-6 с УКВ-связью и возобновляемым источником электропитания (ВИЭ) на базе солнечной батареи.

Структурные схемы опытных образцов КП КГС представлены на рис. 5 и 6.

Схема организации связи через спутник, проработанная и реализуемая совместно с ООО «Газпром космические системы», показа на рис. 7.

Функциональность КП СТМ КГС СТН-3000-Р соответствует современным требованиям ПАО «Газпром» и определяется техническим оснащением и общим уровнем автоматизации скважины (куста скважин). В «минимальном» варианте КП обеспечивает контроль основных параметров потока газа и их передачу на уровень диспетчерского пункта. В расширенном варианте реализуется не только комплексный контроль установленного на скважине оборудования, но и регулирование дебита скважины, управление системой катодной защиты, запорной арматуры и другими устройствами как в штатном, так и в аварийном режимах.

КП СТМ во взаимодействии с пунктом управления реализует полный контроль всех параметров работы скважины или куста скважины, при наличии технической возможности осуществляет регулирование дебита скважины, подачу метанола для предотвращения гидратообразования, управляет работой электрохимзащиты, дистанционно производит отключение скважины в аварийных ситуациях.

В целом объем автоматизации и реализуемые алгоритмы определяются на этапе проектирования исходя из технических возможностей, уровня оснащенности скважины или куста скважин, наличия потребности в специальных методах управления (как то управления скважиной с высоким уровнем заводнения и т.п.).

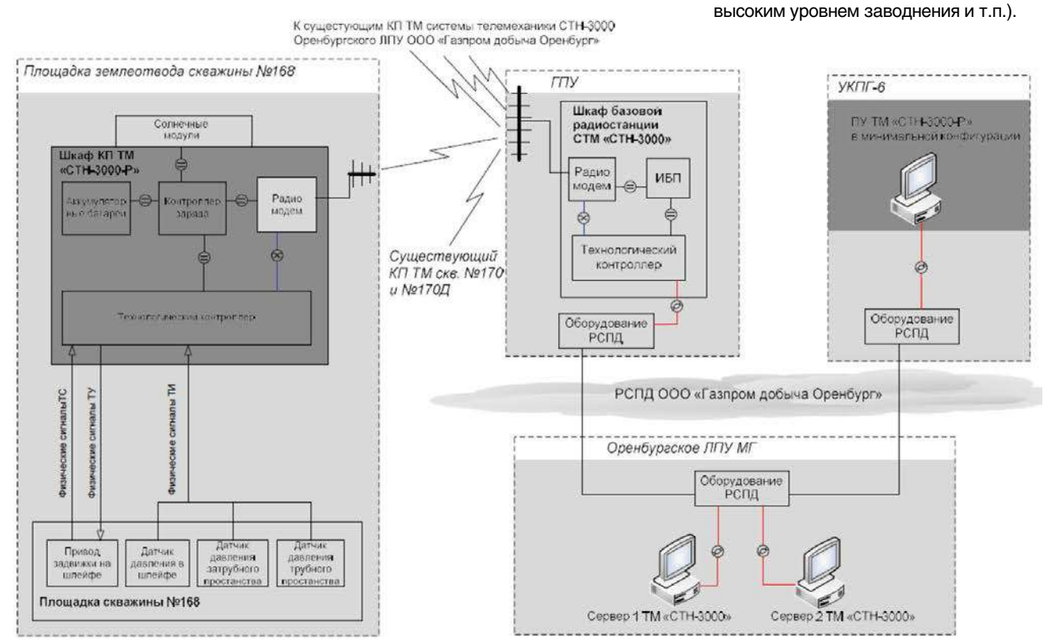


Рис. 5. Схема автоматизации и подключения КП скважины 168 (газовая)

>>>

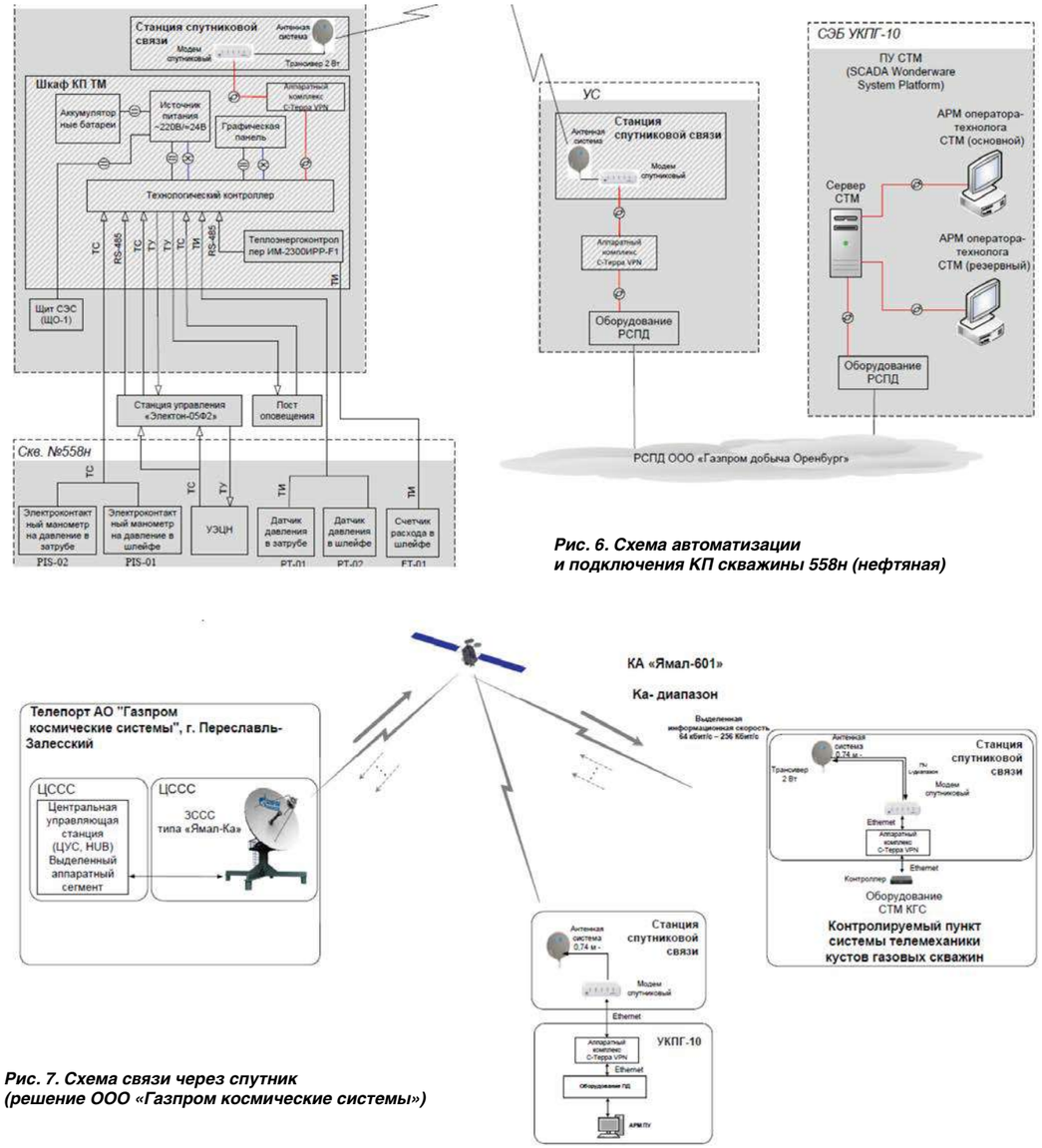


Рис. 6. Схема автоматизации и подключения КП скважины 558н (нефтяная)

Рис. 7. Схема связи через спутник (решение ООО «Газпром космические системы»)

Автоматизация установок комплексной подготовки газа

Телемеханизация скважин и других территориально-распределенных объектов промыслов – одно из основных направлений работы АО «АТГС» в области добычи нефти, газа и газового конденсата. В последние годы специалисты компании перешли на более «высокий» уровень в иерархической системе автоматизации промысла, начав выполнять работы по АСУТП установок комплексной подготовки газа (УКПГ) – сложных технологических комплексов (фактически мини-заводов), осуществляющих первичную очистку и подготовку природного газа к транспортировке и потреблению. Для автоматизации УКПГ применяются распределенные системы управления (DCS). АО «АТГС» освоена партнерская система Дельта-В, являющаяся функциональным аналогом распространенного комплекса зарубежного производства, программное обеспечение которого включено в единый Реестр российских программ и баз данных.

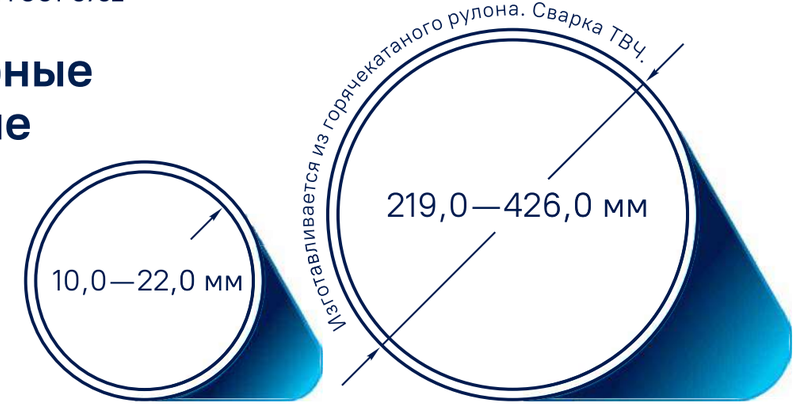
В 2020–2021 гг. АО «АТГС» совместно с партнерами выполнило работы по модернизации АСУТП УКПГ-31 путем замены устаревшей версии системы Delta-V на современную локализованную версию. Специалисты АО «АТГС» осуществили проработку технических решений по модернизации системы, выполнили работы на объекте по установке, настройке, наладке и внедрению новой версии программного обеспечения.

СМЕЛОСТЬ В НОВАТОРСТВЕ
ГАРАНТИИ В МАСТЕРСТВЕ
УРАЛТРУБПРОМ
ОАО «УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»
8 (3439) 297-539, 297-540
market@trubprom.com
www.trubprom.com

АЛЬТЕРНАТИВА
горячекатаным бесшовным трубам
ОАО «Уралтрубпром» предлагает альтернативу горячекатаным бесшовным трубам D 219-426 мм, ст. 10-22 мм ГОСТ 8732

Электросварные прямошовные трубы

по
ГОСТ 20295-85
ГОСТ 10704-91
ГОСТ 10705-80
и различным ТУ



Требования к трубам по ГОСТ 10704 и 20295 выше требований ГОСТ 8732 и иных ТУ

- Повышенная геометрическая точность готовой продукции (диаметр, разностенность, длина)
- Повышенные требования к прямолинейности труб
- Повышенное качество наружной и внутренней поверхности труб, исключающее дефекты, возникающие при прокатке бесшовных труб (плены, закаты, вмятины и пр.);
- Повышенное внутреннее испытательное гидравлическое давление (0,95% от предела текучести на сварных трубах, вместо 0,8% на трубах бесшовных)
- Высокие значения испытаний на ударный изгиб KCV и KCU сварного шва, околошовной зоны и основного металла (при температуре до – 80°С).
- 24 м — Производство труб мерной длины (до 24 метров)

Проектные институты ПАО «НК Лукойл», ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» подтверждают возможность использования электросварных труб производства ОАО «Уралтрубпром» со стенками от 10 мм и выше в тех сферах, где ранее использовались только горячекатаные трубы по ГОСТ 8732 и иным ТУ.

Равнозначность свойств основного металла и сварного соединения доказана квалификационными испытаниями, проведенными ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», ООО «Самарский ИТЦ», ООО «НИИ Транснефть».

Между электросварными и горячекатаными трубами РАЗНИЦА В СТОИМОСТИ не менее 10%

НАМ ДОВЕРЯЮТ: РОСНЕФТЬ ГАЗПРОМ ГАЗПРОМ НЕФТЬ ЛУКОЙЛ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ НОВАТЭК

СОРТАМЕНТ ТРУБ

СМЕЛОСТЬ В НОВАТОРСТВЕ
ГАРАНТИИ В МАСТЕРСТВЕ

КВАДРАТНЫЕ ТРУБЫ ММ	ПРЯМОУГОЛЬНЫЕ ТРУБЫ ММ	КРУГЛЫЕ ТРУБЫ ММ/ДЮЙМ		ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ ММ/ДЮЙМ
ГОСТ 30245, ГОСТ 25577, ГОСТ 13663, ГОСТ 8639, ГОСТ 8645, ГОСТ 32931, EN 10219-1, EN 10219-2		ГОСТ 10704, ГОСТ 10705, ГОСТ 20295, ГОСТ 31447, ГОСТ 56403, ГОСТ 32931, ГОСТ Р 58064, API 5L, API 5CT, EN 10217, EN 10219		ГОСТ 31446 группа прочности H40, J55, K55 N80 тип 1, N80 тип Q, R95–P110
80 x 80 x 3…8 90 x 90 x 3…8 100 x 100 x 3…8 120 x 120 x 3…8 140 x 140 x 4…8 150 x 150 x 4…10 160 x 160 x 4…9 180 x 180 x 5…16 200 x 200 x 5…14 250 x 250 x 6…12 300 x 300 x 6…22 350 x 350 x 6…22 400 x 400 x 6…22 450 x 450 x 7…22 500 x 500 x 7…22	100 x 50 x 3…5 100 x 60 x 3…6 100 x 80 x 3…6 120 x 60 x 6 120 x 80 x 3…7 120 x 100 x 3…6 140 x 60 x 3…7 140 x 80 x 3…6 140 x 100 x 4…7 140 x 110 x 4…7 140 x 120 x 4…8 150 x 50 x 4…7 150 x 100 x 4…8 150 x 130 x 4…8 160 x 60 x 3…6 160 x 80 x 4…7 160 x 100 x 4…8 160 x 120 x 4…8 160 x 140 x 4…8 180 x 60 x 4…7 180 x 100 x 4…8 180 x 120 x 4…8 180 x 140 x 4…8 200 x 80 x 6; 8 200 x 100 x 4…8 200 x 120 x 4…8 200 x 150 x 6 200 x 160 x 5…16 220 x 140 x 6…12,5 240 x 110 x 8 240 x 120 x 5…16 240 x 150 x 5…8 240 x 160 x 5…12 250 x 100 x 5…6 250 x 140 x 5…8 250 x 150 x 5…12 260 x 130 x 8…12 260 x 140 x 5…12 260 x 240 x 6…12 300 x 100 x 5…12 300 x 140 x 6…9 300 x 200 x 6…14 340 x 160 x 12 350 x 150 x 6…12 350 x 250 x 6…22 400 x 200 x 6…22 400 x 300 x 6…22 450 x 250 x 12,5 450 x 350 x 6…22 500 x 300 x 6…22 500 x 400 x 7…22	114 x 3…7,5 146 (146,1) x 4…8 159 x 4…9 168 (168,3) x 4…9 178 (177,8) x 5…9 219 (219,1) x 5…16 244,5 (244,48) x 5…16 273 (273,1) x 5…22 325 (323,8) x 5…22 355,6 x 6…22 377 x 6…22 406,4 x 6…22 426 x 5…22 457 x 6…22 508 x 6…22 530 x 5…22 559 x 7…22 610 x 7…22 630 x 7…22	$4^{1/2}$ x 0.120 – 0.237 $6^{1/4}$ x 0.158 – 0.315 $6^{5/8}$ x 0.158 – 0.315 7 x 0.197 – 0.394 $8^{5/8}$ x 0.197 – 0.630 $9^{5/8}$ x 0.197 – 0.630 $10^{3/4}$ x 0.197 – 0.787 $12^{3/4}$ x 0.197 – 0.866 14 x 0.248 – 0.866 16 x 0.248 – 0.866 18 x 0.248 – 0.866 20 x 0.248 – 0.866 22 x 0.248 – 0.866 24 x 0.248 – 0.866	мм — Тип отделки концов 146,05 x 6,5…8,5 168,28 x 7,32…8,94 177,8 x 5,87…9,19 219,08 x 6,71…12,7 244,48 x 7,00…13,84 — SC, LC, BC, OTTM, OTTГ 273,05 x 7,09…16,5 323,85 x 7,7…14,0 — SC, BC, OTTM, OTTГ
				API 5CT ISO 11960, PSL 1 группа прочности H40, J55, K55
				Дюймы — Тип отделки концов $6^{5/8}$ (6.625) x 0.288; 0.352 7 (7.000) x 0.231…0.362 $8^{5/8}$ (8.625) x 0.264…0.400 $9^{5/8}$ (9.625) x 312…0.395 — SC, LC, BC $10^{3/4}$ (10.750) x 0.279…0.450 — SC, BC мм 168,28 x 7,32; 8,94 177,8 x 5,87…9,19 219,08 x 6,71…10,16 244,48 x 7…10,03 — OTTГ SC, LC, BC 273,05 x 7,09…11,43 — SC, BC
				ГОСТ 632 группа прочности Д, Е мм — Тип отделки концов 146,05 x 6,5…8,5 168,28 x 7,32…8,94 177,8 x 5,87…9,19 219,08 x 6,71…12,7 244,48 x 7,00…13,84 273,05 x 7,09…16,5 323,85 x 7,7…14,0 — SC, LC, OTTM, OTTГ
Длина труб от 6,0 до 24,0 м				Длина труб 7,62 – 12,8 м (25 – 41 футов)

УРАЛТРУБПРОМ
ОАО «УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
тел.: (3439) 297-539, 297-540, 297-541
mail: market@trubprom.com
www.trubprom.com

Рис. 8. КП скважины в ходе испытаний

Работы проводились без остановки основного технологического процесса добычи газа и газового конденсата. Выполнив данный проект, специалисты АО «АТГС» получили дополнительный опыт по современному подходу к автоматизации газовых промыслов. Диспетчерская УКПГ показана на примере диспетчерской АО «Ачимгаз» на рис. 9.

Заключение

АО «АТГС» продолжает активно развивать решения для автоматизации добычи углеводородов, основываясь на программно-техническом комплексе собственного производства СТН-3000-Р. Данный комплекс, построенный на российских компонентах, продолжает «традиции» СТН-3000, в том числе в области создания систем телемеханики кустов скважин и других промысловых объектов. СТН-3000-Р устойчива при работе в сложных климатических условиях (рабочие температуры: -50°С…+70°С без обогрева и принудительной вентиляции), обладает хорошими коммуникационными возможностями и высокими вычислительными способностями при низком энергопотреблении. Комплекс позволяет реализовать системы телемеханики с возобновляемыми источниками электроэнергии, применять различные средства связи, реализовывать сложные алгоритмы обработки информации и автоматического регулирования промыслового оборудования.

Специалисты АО «АТГС» осваивают инновационные направления в развитии систем телемеханики, разрабатывают решения на уровне комплексных АСУТП установок промысловой подготовки газа, а также реализуют функциональность управления процессами добычи газа, нефти и газового конденсата в составе диспетчерских систем. В планах работ на ближайшие годы – активное включение систем моделирования и искусственного интеллекта в процесс управлением добычей, реализация систем поддержки принятия диспетчерских решений для добывающих компаний и многие другие разработки.

Рис. 9. Диспетчерская УКПГ АО «Ачимгаз»

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бернер Л. И. Системы АО «АТГС» для телемеханизации и диспетчеризации добычи и транспорта газа. Опыт эксплуатации и перспективы развития // Газовая промышленность. – 2019. – №4.
2. Бернер Л. И., Горбунов В. Г., Лавров С. А., Рощин А. В. Применение возобновляемых источников энергии в АСУТП добычи и транспорта нефти и газа // Информационные технологии в науке, образовании и управлении: труды межд. конф. IT + S&E`16
3. Никаноров В. В., Омельянцев М. А., Марченко С. Г., Бернер Л. И., Зельдин Ю. М. Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности диспетчерского контроля и управления газотранспортной системой // Газовая промышленность. – 2021. – Спецвыпуск №2.
4. Лавров С. А., Рощин А. В., Зиновьев В. В. Применение автомата аварийного закрытия крана электронного типа на базе СТН-3000-Р на объектах повышенной опасности // Автоматизация в промышленности. – 2017. – №4.
5. Рощин А. В., Тимофеев Р. Ю. СТН-3000-Р – реализация программы импортозамещения компонентов системы телемеханики СТН-3000 производства АО «АтлантикТрансгазСистема» // Автоматизация в промышленности. – 2017. – №4.

Российский программно-технический комплекс КРУГ-2000

и его применение при построении АСУ ТП нефтебаз и складов ГСМ

А. В. БОДЫРЕВ *– начальник Департамента АСУ ТП НПФ «КРУГ»*
А. Ю. ЗЕНОВ *– к.т.н., ГИП Департамента АСУ ТП НПФ «КРУГ»*

В статье представлен российский сертифицированный программно-аппаратный (программно-технический) комплекс КРУГ-2000 – основа для построения импортозамещающих систем автоматизации. Освещается опыт построения АСУ ТП нефтебаз и складов ГСМ на базе ПАК ПТК КРУГ-2000® и преимущества его использования.

Программно-аппаратный комплекс (программно-технический) КРУГ-2000® позволяет создать на своей базе различные автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) практически во всех отраслях промышленности. Главным преимуществом построения автоматизированных систем на базе ПАК ПТК КРУГ-2000® является тесная взаимосвязь и «бесшовность» принятых при проектировании решений.

Программно-аппаратный (программно-технический) комплекс КРУГ-2000® представляет собой единый комплекс программных и технических средств для разработки систем автоматизации технологических процессов. Основой этого комплекса является российское специализированное программное обеспечение – SCADA-система КРУГ-2000® либо (альтернативно) цифровая платформа StreamDat, глубоко интегрированные с системой реального времени контроллеров (СРВК). Контроллеры TREI-5B, DevLink-C1000®, ОВЕН ПЛК-200/210-KR и другие, входящие в состав ПАК ПТК, – также российского производства.

Ключевые преимущества ПАК ПТК КРУГ-2000

- Полное соответствие стандартам России, МЭК и другим действующим нормативным документам.
- Открытость, обеспеченная поддержкой международных стандартов OPC DA/HDA/UA, COM, DCOM, ODBC, общепринятых протоколов обмена ModBus RTU, ModBus TCP, МЭК60870-5-101, МЭК60870-5-104, а также наличием обширной библиотеки драйверов для связи с приборами различных производителей.
- Легкая масштабируемость с возможностью наращивать автоматизированные комплексы как по информационной мощности, так и по функциональным возможностям.
- Глубокая интеграция SCADA КРУГ-2000® и Среды программирования контроллеров в рамках программно-аппаратного комплекса:
  – единая среда разработки программ пользователя для контроллеров и серверов БД на технологическом языке программирования КРУГОЛ, соответствующем международным стандартам МЭК61131-3;
  – единая, непротиворечивая, однократно набираемая база данных системы;
  – наличие собственных высокоскоростных протоколов обмена между контроллерами и серверами БД и т.д.
- Наличие имитатора системы реального времени контроллера, который позволяет заменить реальный контроллер в процессе разработки и отладки пользовательского программного обеспечения.
- Встроенные и настраиваемые высокоэффективные алгоблоки (алгоритмы автоматического регулирования, алгоритмы управления задвижками и т.д.), снижающие трудоемкость инжиниринговых работ.
- Интегрированные средства обеспечения единого времени.
- Удобные инструменты среды исполнения/разработки/тестирования.
- Низкий порог входа (от персонала не требуется навыков программирования).
- Поддержка различных схем 100%-го резервирования с безударным переходом как для контроллерного оборудования, так и для серверов и станций оператора.
- Разграничение доступа к функциям системы.
- Модульная структура ПО (оплата только за необходимые модули).
- Широкий выбор вариантов архитектуры (локальная, клиент-сервер, сервер-сервер, многосерверная, многосерверный доступ, межсерверный обмен, многомониторный режим).
- Готовые библиотеки изображений и шаблонов.
- Интерфейс и документация полностью на русском языке.

Архитектура ПАК ПТК КРУГ-2000

Гибкость архитектуры ПАК ПТК КРУГ-2000® позволяет создавать на его базе автоматизированные системы любой сложности и конфигурации (рис. 1). Клиент-серверная модель взаимодействия (поддерживаются как «толстые», так и «тонкие» клиенты) позволяет распределить вычислительные задачи между компонентами ПАК ПТК, тем самым повысив надежность и живучесть комплекса.

Для крупных АСУ ТП, состоящих из нескольких независимых систем, предоставляется возможность создания распределенной базы данных.

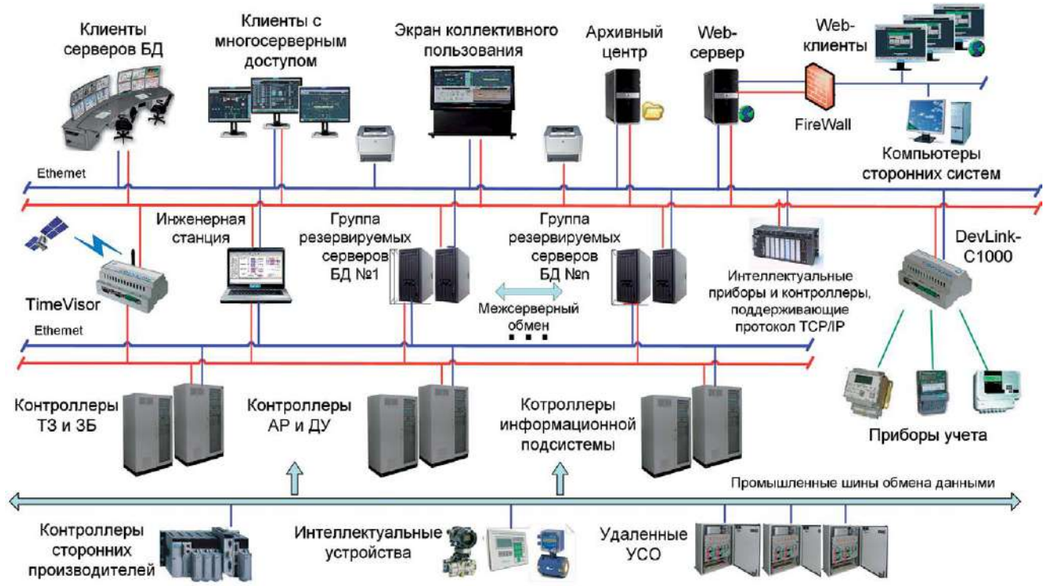


Рис. 1. Типовая сетевая архитектура ПАК ПТК КРУГ-2000®

Преимуществом такого подхода является:

- снижение требований к вычислительной мощности серверов;
- возможность проведения поэтапного внедрения АСУ ТП;
- ремонтопригодность системы и простота локализации отказов;
- простота внесения изменений и т.д.

При этом клиентские станции (станции оператора) имеют доступ ко всем локальным базам распределенной системы в реальном времени.

ПАК ПТК КРУГ-2000 для автоматизации нефтебаз, складов ГСМ и топливозаправочных комплексов

Рассмотрим применение ПАК ПТК КРУГ-2000® на примере автоматизации складов горюче-смазочных материалов (ГСМ), нефтебаз и топливозаправочных комплексов (ТЗК).

Основные функции объектов топливообеспечения:

- хранение нефтепродуктов в резервуарах;
- прием нефтепродуктов, доставляемых на склад ГСМ в железнодорожных вагонах, нефтеналивных судах, по магистральным нефтепроводам, автомобильным и воздушным транспортом;
- отгрузка нефтепродуктов и нефти по железной дороге, автомобильным, водным и трубопроводным транспортом;
- компаундирование (смешение) нефтепродуктов.

Таким образом, в упрощенном виде, применительно к нефтебазам и складам ГСМ (ТЗК), типовая архитектура АСУ ТП может представлять собой трехуровневую структуру (рис. 2).

Нижний уровень системы представлен контрольно-измерительными приборами и запорно-регулирующей арматурой.

Средний уровень АСУ ТП построен на базе промышленных микропроцессорных контроллеров российского производства со 100%-ным «горячим» резервированием для подсистемы ПАЗ и резервированием процессорной части для подсистемы РСУ.

Особое внимание заслуживают специализированные контроллеры DevLink-C1000® (рис. 3), входящие в состав ПАК ПТК КРУГ-2000®. DevLink-C1000® работают в расширенном диапазоне температур, имеют модификации со встроенными GSM-модулями (до 2 шт. с поддержкой двух SIM-карт в каждом), обеспечивают поддержку «горячего» резервирования нескольких каналов связи, имеют встроенные алгоритмы шифрования передаваемого контроллером трафика по алгоритму IPSec, поддержку программного firewall и многими другими полезными функциями.

В состав ПАК ПТК могут также входить контроллеры TREI-5B, ОВЕН ПЛК-200/210-KR, преимущественно собранные из комплектующих тех стран, которые не поддерживают санкции. Все контроллеры работают под управлением операционной системы Linux.

На данном уровне может присутствовать еще одно инновационное изделие компании «КРУГ» – вычислитель расхода нефти и нефтепродуктов ЦифрОйл®, также входящий в состав ПАК ПТК КРУГ-2000®. Он предназначен для обеспечения коммерческого и технического учета нефти и нефтепродуктов, в т.ч. в составе системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) и нефтепродуктов (СИКНП) (рис. 4).

Верхний уровень системы представлен двумя резервируемыми серверами базы данных, совмещенными с автоматизированными рабочими местами операторов, под управлением российской SCADA-системы КРУГ-2000®. Данные сервера развернуты на базе персональных компьютеров промышленного исполнения и расположены в специализированных пультах оператора серии КонсЭрго или Техноконсоль.

Синхронизацию времени абонентов сети, входящих в состав системы, обеспечивает Сервер единого времени TimeVisor®.

>>>

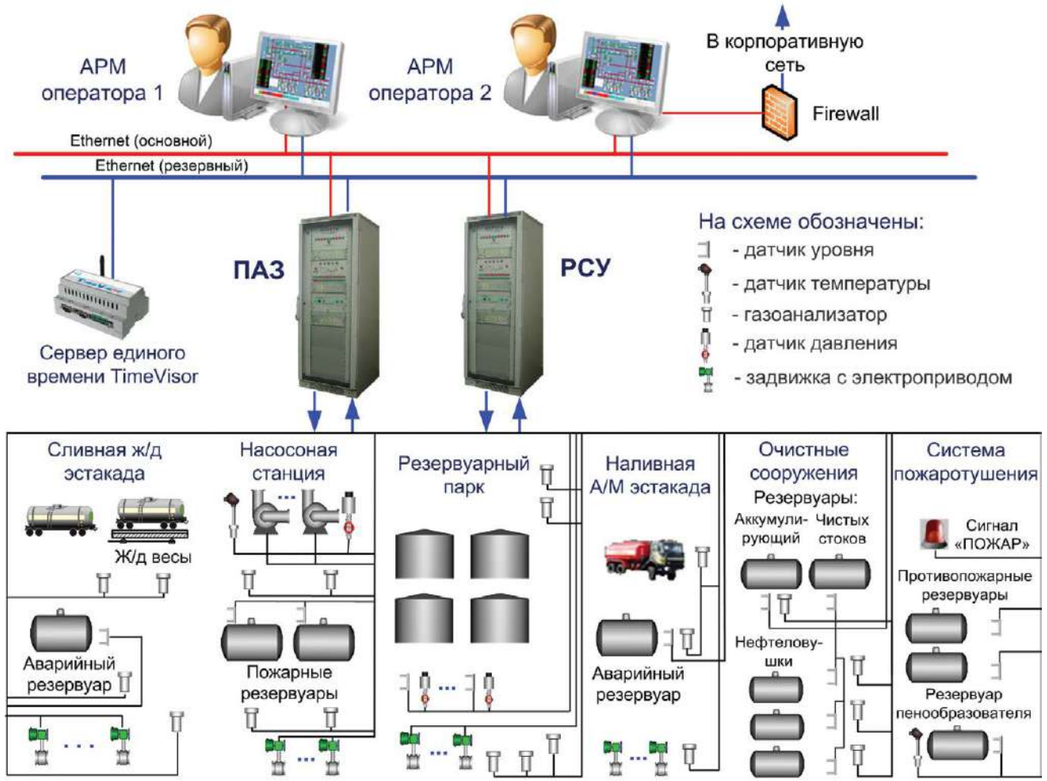


Рис. 2. Структурная схема АСУ ТП склада ГСМ (ТЗК)

Рис. 3. Промышленный контроллер DevLink-C1000®

Рис. 4. Вычислитель расхода нефти и нефтепродуктов ЦифрОйл®

Технические решения по автоматизации нефтебаз, нефтехранилищ, складов ГСМ, топливозаправочных комплексов

Многолетний опыт работы по автоматизации нефтебаз, нефтехранилищ, складов ГСМ, топливозаправочных комплексов (в т.ч. аэродромных) позволил компании «КРУГ» сформировать ряд типовых решений по автоматизации складов ГСМ и нефтепродуктов для организации оперативно-диспетчерского контроля и управления процессами хранения, слива/налива нефтепродуктов, обеспечения требуемых противоаварийных защит и технологических блокировок. Внедренные проекты успешно эксплуатируются, модернизируются и расширяются.

При разработке системы автоматизации такого технологического объекта (АСУ ТП) применение типового решения дает ряд преимуществ:

- уменьшение времени, а значит, и стоимости проектирования;
- использование опробованных на аналогичных объектах программных и технических средств;
- снижение затрат на инжиниринговые и наладочные работы благодаря наличию готовых типовых видеокадров, алгоблоков, отчетных документов и т.д.;
- применение готовых методик по техническому обслуживанию и сопровождению данных систем.

Цели создания современных АСУ ТП для складов ГСМ (ТЗК):

- обеспечение требуемого уровня безопасности и надежности функционирования складов ГСМ/ТЗК в соответствии с действующими нормативными документами;
- получение данных о материальном балансе склада ГСМ/ТЗК;
- ведение коммерческого и технического учета принятых/отгруженных нефтепродуктов;
- повышение экологической безопасности;
- снижение уровня трудоемкости технологических операций;
- минимизация влияния человеческого фактора.

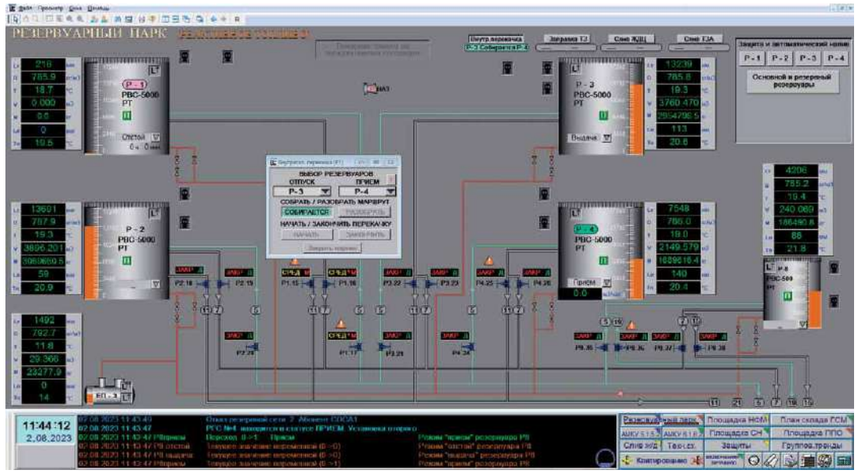


Рис. 5. Резервуарный парк

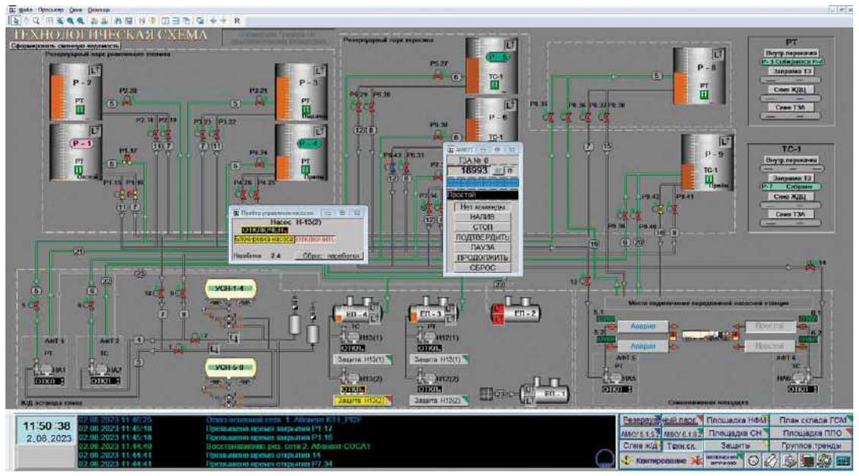


Рис. 6. Технологическая схема резервуарного парка с отображением собранного маршрута

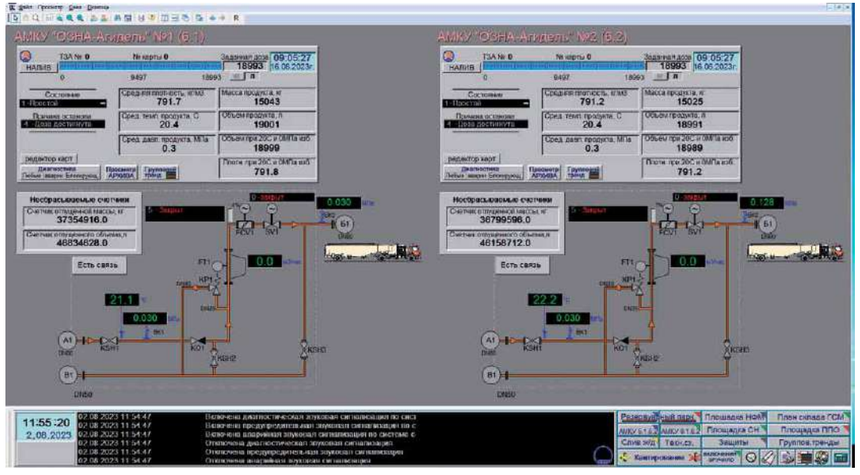


Рис. 7. Автоматизированные модули коммерческого учета

Автоматизированные технологические объекты и оборудование:

- резервуарные парки (рис. 5 и 6) и технологические трубопроводы;
- сливные и наливные железнодорожные и автомобильные эстакады;
- насосно-фильтровальные станции с модулями коммерческого учета (рис. 7);
- дренажные емкости, емкости сбора и откачки утечек;
- дизельные электростанции;
- оборудование пожаротушения;
- котельная.

Помимо типовых функций, применительно ко всем АСУ ТП стоит выделить специфичные складам ГСМ/ТЗК:

- контроль статуса резервуаров (прием, выдача, отстой топлива) с защитой от ошибочных действий персонала при сборке маршрута;
- автоматическое переключение резервуаров – основной/резервный при осуществлении сливо-наливных операций;
- автоматическая сборка и разборка маршрутов движения топлива с учетом наличия паспорта топлива;
- автоматический расчет времени отстоя топлива в резервуаре с блокировкой дальнейшего движения.

Внедрение данного технического решения обеспечивает:

- снижение затрат на техническое обслуживание оборудования и эксплуатацию склада ГСМ;
- сокращение числа обслуживающего персонала;
- повышение надежности эксплуатации технологического оборудования;
- защиту оборудования и окружающей среды;
- обеспечение «прозрачности» складских операций и учета нефтепродуктов на складах;
- контроль доступа к функциям АСУ ТП;
- возможность бесшовного расширения системы: поэтапное подключение дополнительных датчиков и исполнительных механизмов к контроллеру, увеличение количества АРМ и т.д.

Сертификация ПАК ПТК КРУГ-2000® и информационная безопасность

ПАК ПТК КРУГ-2000® включен в Реестры российской промышленной продукции (ПП РФ №719) и российской радиоэлектронной продукции (ПП РФ №878) Минпромторга РФ.

SCADA КРУГ-2000® внесена в Реестр отечественного ПО Минцифры РФ под номером 541. Может работать под управлением как операционной системы Windows, так и под управлением отечественных ОС (Astra Linux, РЕД ОС).

Среда исполнения контроллеров (СРВК) внесена в Реестр отечественного ПО Минцифры РФ под номером 5769.

Контроллер DevLink-C1000® включен в Реестры российской промышленной продукции (ПП РФ №719) и российской радиоэлектронной продукции (ПП РФ №878) Минпромторга РФ, внесен в Госреестры средств измерений РФ и Республики Казахстан.

ЦифрОйл внесен в Реестр российской промышленной продукции Минпромторга РФ (ПП РФ №719) и в Реестр средств измерений РФ (регистрационный №75827-19). Соответствует требованиям ТР Таможенного союза (декларация ЕАЭС № RU Д-RU.АК01.В.08766/19). Защищен патентом Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ (№2723773).

Вследствие этого ПАК ПТК КРУГ-2000® может смело рассматриваться как реальная замена импортных аналогов систем промышленной автоматизации.

Особое внимание мы уделяем вопросам информационной безопасности.

Если объект автоматизации категорирован как объект КИИ и требуется использование сертифицированных СЗИ, то системным интеграторам при проектировании АСУ ТП на базе ПАК ПТК КРУГ-2000® мы рекомендуем привлекать компании-партнеры: АО «Лаборатория Касперского», ООО «Инфовотч АРМА» и АО «ИнфоТеКС». Данные компании обладают всеми необходимыми разрешениями и лицензиями в области информационной безопасности, а СЗИ их производства успешно прошли испытания на совместимость с ПАК ПТК КРУГ-2000®.

Сравнение свойств и функционала ПАК ПТК КРУГ-2000® с его зарубежными аналогами показывает, что по многим своим характеристикам он не уступает им. Некоторые специфические функции, которые требуются Заказчикам, дорабатываются в короткие сроки, т.е. гибкость и возможность кастомизации под требования Заказчика у ПАК ПТК КРУГ-2000® даже выше, чем у зарубежных аналогов. Все эти преимущества приводят к достижению одной из основных целей – снижению совокупной стоимости владения автоматизируемым технологическим объектом в целом.

Примеры внедрений

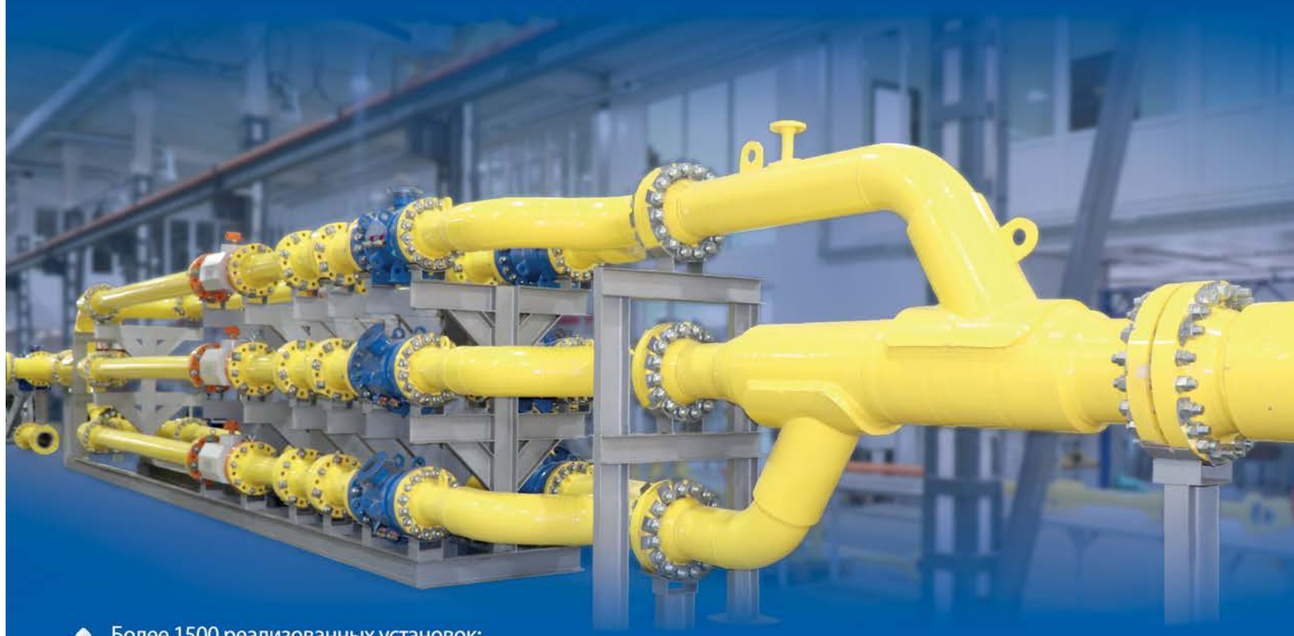
- АСУ ТП склада нефтепродуктов судового сервисного центра «База Технического Обслуживания Флота – Терминал» – крупнейший объект в Новороссийске с проектным грузооборотом 540 тысяч тонн в год;
- АСУ ТП приема, хранения и отпуска нефтепродуктов на нефтебазе в Тихорецке (ПАО «НК «Роснефть» – Кубаньнефтепродукт»);
- АСУ ТП парков нефтезаводов Киришинефтеоргсинтез, Туапсинского НПЗ, Сургутского ЗСК, Ярославского НПЗ, Павлодарского НХЗ (Республика Казахстан);
- АСУ ТП аэродромных ТЗК семнадцати объектов на всей территории России.

ООО НПФ «КРУГ»
440028, Россия, г. Пенза,
ул. Германа Титова, 1
тел. (8412) 499-775
e-mail: krug@krug2000.ru
https://krug2000.ru

ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН ГРУППА КОМПАНИЙ

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИИ С ГОРДОСТЬЮ

20 ЛЕТ РАЗРАБОТКИ И ПРОИЗВОДСТВА ЭТАЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ



- Более 1500 реализованных установок;
- Широкая линейка модификаций поверочных установок: переносного и стационарного типов;
- Передовой опыт создания и эксплуатации поверочных стендов на базе собственной метрологической службы;
- Реализация совместного инновационного проекта с ПАО «Газпром» и Росстандаром по созданию Государственного первичного специального эталона единицы объемного расхода газа высокого давления и изготовлению кольцевой газоизмерительной системы на природном газе СПУ ПГ-018 в диапазоне давлений 0,1-10 МПа в рамках строительства Уральского регионального метрологического центра.

СПУ-3М

СПУ-3М 100

СПУ-5

СПУ-7

Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
Россия, г. Ростов-на-Дону,
1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел.: 8 (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86,
e-mail: info@turbo-don.ru

www.turbo-don.ru

Роль АПГО в оптимизации
и создании новых технических решений АКСИТЕХ

АКСИТЕХ ежегодно принимает участие в **Петербургском международном газовом форуме (ПМГФ)**. Выставка является масштабным и важным мероприятием для производителей газового оборудования, так как здесь объединяются ведущие представители индустрии, для решения вопросов, связанных с мировыми тенденциями в газовой промышленности и развитием российского газового рынка. Решения, принятые по итогам форума, напрямую влияют на формирование глобального газового рынка.

Одной наиболее значимой организацией, которая играет весомую роль в объединении промышленного потенциала крупнейших российских производственных предприятий, обеспечивает взаимосвязи потребителей, разработчиков, производителей и поставщиков продукции с целью улучшения потребительских свойств, а также создания и внедрения перспективных технических решений, является **Ассоциация производителей газового оборудования (АПГО)**.

Уже много лет АКСИТЕХ является активным членом АПГО, а с 2018 года представляет свои перспективные разработки на специализированной площадке, которую АПГО разворачивает в рамках ежегодного ПМГФ. Такое сотрудничество позволяет производителям обмениваться опытом, синхронизировать задачи, отвечая на запросы отрасли, упрощает внедрение новых оптимальных технических решений.

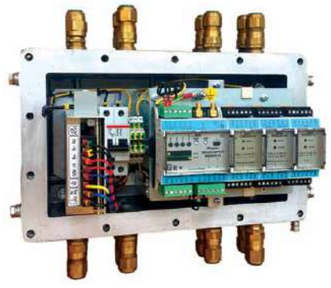
АКТЕЛ в составе ПРГ

Сотрудничество АКСИТЕХ и поставщика пунктов редуцирования газового оборудования АВИТОН является отличной иллюстрацией объединения специалистов отрасли для поставки высококачественных технологических решений. Анализируя обратную связь от эксплуатирующих организаций, обе компании в ходе совместной работы делятся идеями и реализуют совместные эффективные решения.

Пример реализации совместной работы АКСИТЕХ и АВИТОН

АКТЕЛ-ГИБРИД

При взаимодействии со специалистами службы АСУ ТП АО «Газпром газораспределение Владимир» АКСИТЕХ была определена задача по разработке и внедрению системы, предназначенной для применения на автономных объектах, которые в ближайшее время планируется электрифицировать. Так специалистами компании был разработан АКТЕЛ-ГИБРИД, обеспечивающий переход с автономного режима эксплуатации на режим 220 В, не требующий при этом замену комплекса телеметрии и датчикового оборудования, что позволяет исключить расходы на проектирование, затраты на экспертизу промышленной безопасности, а также, оптимизировать процесс монтажных и пусконаладочных работ. Техническое решение было активно принято в отрасли и эксплуатируется во многих регионах РФ.



АКТЕЛ-ГИБРИД

Разработка датчика контроля предохранительного сбросного клапана (ДК ПСК) по поручению Газпром межрегионгаз

С ростом развития газификации регионов Российской Федерации появилась потребность в расширении существующей автоматизации и интеграции дополнительных датчиков в системы управления технологическими процессами.

ДКПСК

АСДУК-ПГП на выставке Рос-Газ-Экспо 2022

По поручению главного инженера ООО «Газпром межрегионгаз» Рогачева Александра Григорьевича, в целях предотвращения экологических проблем и финансовых потерь газораспределительных компаний, специалистами АКСИТЕХ было предложено решение по усилению контроля выбросов газа в точках редуцирования. В рамках этой инициативы компания разработала датчик контроля предохранительного сбросного клапана ДКПСК, который играет решающую роль в обеспечении безопасной эксплуатации газораспределительных сетей.

Предоставляя информацию о положениях сбросных клапанов в режиме реального времени, ДКПСК обеспечивает быстрое обнаружение и реагирование на потенциальную утечку газа. Сокращение потерь газа приведет к существенной экономии средств, что делает установку датчика экономически разумной инвестицией.

Система телемеханики АСДУК-ПГП

В процессе эксплуатации систем АСДУК различных модификаций, газораспределительными организациями передавалась обратная связь, на основании которой АКСИТЕХ был выявлен запрос на новое техническое решение АСДУК-ПГП.

Данная разработка предназначена для дистанционного аварийного закрытия шарового крана с пневмогидроприводом по команде оператора с пульта управления эксплуатирующей организации, а также для телеметрического контроля технологических параметров крановых узлов, мониторинга работоспособности приводной запорной арматуры и охраны крановой площадки с помощью КИП по беспроводным каналам связи стандарта GSM/GPRS.

Основные преимущества АСДУК-ПГП:

- автономное взрывозащищенное исполнение, что позволяет расширить количество объектов телемеханизации, не прибегая к подводу сети электроснабжения;
- возможность установки на любой крановый узел.

В рамках АПГО было выстроено взаимодействие с различными производителями запорной арматуры для крановых узлов газопровода.

К примеру, компания **Торговый дом АДЛ** на собственном заводе, при производстве запорной арматур, осуществляет необходимые для установки системы мероприятия – подготовку под установку пневмогидропривода, а также отборов давления до и после запорной арматуры.

Таким образом, для реализации проекта АСДУГ-ПГП производитель стал изготавливать запорную арматуру специального исполнения, что обеспечило простоту установки системы и поспособствовало скорейшему внедрению технического решения в промышленную эксплуатацию.

>>>

АСКЗП-АКТЕЛ. Автономная система контроля загазованности

Еще одна разработка компании – полностью автономная система контроля загазованности переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия АСКЗП-АКТЕЛ. Система позволяет оперативно информировать персонал о техническом состоянии переходов за счет постоянного измерения концентрации газа в межтрубном пространстве. В случае достижения предаварийного и аварийного порога загазованности комплекс в автоматическом режиме отправляет сигнал на пульт контроля, который располагается в диспетчерском пункте организации, эксплуатирующей газопровод.

Автономное исполнение системы АСКЗП-АКТЕЛ не требует организации внешнего энергоснабжения, а использование взрывозащищенного исполнения оборудования и его монтаж внутри вытяжной свечи не нуждаются в дополнительных работах по землеустройству.

В процессе транспортировки на место установки систем АСКЗП-АКТЕЛ специалисты АКСИТЕХ обратили внимание на большой вес системы, а в процессе строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, столкнулись с затруднением доступа внутрь оболочки системы для монтажа и расключения модулей системы и оборудования. Благодаря активной позиции представителей АО «Газпром газораспределение Ленинградская область», после двухсторонней консультации, был принят ряд доработок существующей оболочки системы. Новый формат оболочки успешно прошел испытания, был принят как техническое решение и утвержден для дальнейшего использования на объектах газораспределения.

Пример установки АСКЗП-АКТЕЛ на объекте

Комплексы телеметрии АКТЕЛ для УИРГ промышленных потребителей. Реализация проекта «СТМ90»

В рамках реализации плана мероприятий по дальнейшему развитию функциональности Единого информационного пространства поставок газа, утвержденного заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В. А. Маркеловым начиная с 2021 года реализуется программа «СТМ90», направленная на оснащение системами телеметрии узлов измерения расхода газа промышленных потребителей и повышение уровня телеметрического (диспетчерского) контроля коммерческого учета и режимов отбора газа.

АКСИТЕХ, как российский разработчик оборудования для автоматизации, учета потребления, отслеживания технологических параметров и цифровизации цепочек поставок газа, выступила одним из основных реализаторов программы «СТМ90».

Перед АКСИТЕХ была поставлена задача по созданию компактной и универсальной системы передачи данных с возможностью интеграции со всеми расходомерами и электронными корректорами, представленными в региональных компаниях по реализации газа, для передачи данных с узлов учета в информационно-отчетные системы ООО «Газпром межрегионгаз». Для ее решения, техническим советом АКСИТЕХ было предложено решение СТМ УИРГ АКТЕЛ на базе контроллеров КАМ25 и КАМ25А.

Сотрудничество в рамках АПГО и синергии между российскими производителями позволило АКСИТЕХ организовать продуктивное взаимодействие с производителями расходомеров-счетчиков и корректоров объема газа ЭЗОТ «Сигнал» и Турбулентность-ДОН при разработке драйверов для интеграции оборудования указанных выше производителей в единый пульт управления ООО «Газпром межрегионгаз» «ИУСЦИФРА».

Результатом проведенной работы стала реализация проекта «СТМ90» и установка около 1000 СТМ УИРГ в 27 региональных газовых компаниях на объектах промышленных потребителей газа оснащенных недорогим, функциональным и качественным техническим решением, интегрированным в единый пульт управления «ИУСЦИФРА», что обеспечило удобство взаимодействия потребителя и газоснабжающих организаций, повысило качество и надежность диспетчерского контроля режимов газоснабжения, благодаря чему головная компания ПАО «Газпром» и ООО «Газпром межрегионгаз» смогут получать более четкую картину в режиме реального времени по газопотреблению и увеличить уровень цифровизации газовой отрасли России.

Подробнее познакомиться с разработками АКСИТЕХ можно посетив ПМГФ-2023, который состоится в период с 31 октября по 3 ноября на территории КВЦ «Экспофорум», Санкт-Петербург.

Пример установки оборудования АКСИТЕХ на УИРГ

Приглашаем партнеров, коллег и гостей посетить стенды АКСИТЕХ и АПГО на Петербургском газовом Форуме (ПМГФ-2023):

Координаты АКСИТЕХ:
КВЦ «Экспофорум»
Павильон G, Стенд №E4.2
Координаты АПГО:
КВЦ «Экспофорум»
Павильон G, Стенд №F5

АКСИТЕХ
ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ООО «АКСИТЕХ»
117246, Москва,
Научный проезд, д. 19, этаж 5
тел. (499) 700-02-22
e-mail: contact@axitech.ru
axitech.ru

РЕКЛАМА 18+

XII Петербургский международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

31 октября — 3 ноября 2023

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

GAS-FORUM.RU

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕРЫ
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК БАНК ГПБ (АО)
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
БАНК РОССИЯ АО «АБ «РОССИЯ»
Концерн ВКО Алмаз – Антей
ГМС ГРУППА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ОМК
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
Салаватский Катализаторный Завод
ГАЗПРОМ ТЕХНИЧЕСКИЙ СЕРВИС
ОДК
РУМО
ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА
Bunter group 10 лет

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Ростелеком Бизнес

Turbo Flow UFG-H –
расходомер-счетчик газа ультразвуковой

Р. И. СОЛОМИЧЕВ *– к.т.н., ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_solomichev@turbo-don.ru*
С. В. СОЛОМИЧЕВА *– ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_razvitie2@turbo-don.ru*
С. В. ЗУЕВА *– ООО НПО «Турбулентность-ДОН», npo_razvitie2@turbo-don.ru*

С 2014 года началась программа импортозамещения и ГК «Турбулентность-ДОН» занялась разработкой УЗ-расходомеров газа. Собрав свой 10-летний опыт, было принято решение приступить к разработке 1-го в РФ коммунально-бытового УЗ-счетчика газа Turbo Flow UFG-H со встроенной системой телеметрии по каналам связи GSM, NBiOT, LoRa. При этом, все преимущества УЗ-расходомера серии UFG сохранены в полном объеме: запись часовых, суточных архивов, журналов событий и изменений параметров, поверка имитационным методом.

Назначение

Расходомеры-счетчики ультразвуковые Turbo Flow UFG-H предназначены для измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, а также для вычислений массового расхода и массы как природного газа по ГОСТ 5542, так и других газов, не агрессивных к материалу первичного преобразователя.

Рис. 1. Внешний вид расходомера-счетчика ультразвукового UFG-H

Основные сферы применения UFG-H газопроводы низкого давления

Газорегуляторные пункты
(линии малых расходов / байпасные линии)

Объекты коммунального хозяйства
(на вводе газа перед объектом или котлом)

В составе систем АСКУД
(многоквартирные дома/садовые товарищества/предприятия общепита)

Принцип действия

Принцип работы расходомеров основан на методе измерения разности между временем прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока газа. Измеренная разность времени, пропорциональная скорости потока, преобразуется в значение объемного расхода газа.

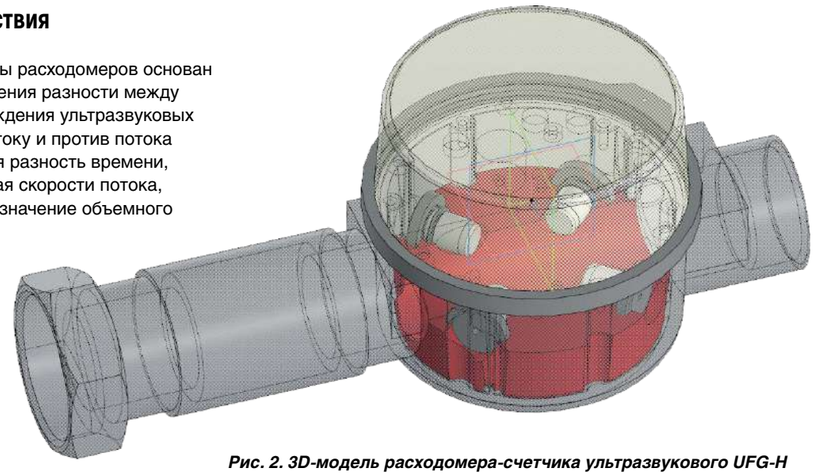


Рис. 2. 3D-модель расходомера-счетчика ультразвукового UFG-H

Основные преимущества расходомеров газа Turbo Flow UFG-H

- Высокая стабильность и точность измерений.
- Непрерывное ведение часовых / суточных независимых архивов измеренных параметров, событий и изменений настроек.
- Отсутствие движущихся частей = надежность конструкции.
- Нечувствительность к дестабилизирующим факторам различной природы:
  – вибрациям;
  – смолистым и парафиновым отложениям на чувствительных элементах;
  – механическим частицам в потоке.
- Интеллектуальная система самодиагностики и простота настройки.
- Автономное питание.
- Горизонтальная и вертикальная установка на трубопроводе.
- Межповерочный интервал 4 года.
- Местные сопротивления трубопроводов и запорной арматуры не влияют на погрешность измерения счетчика при наличии прямых участков 5DN/3DN без устройства формирования потока и 2DN/1DN с устройством формирования потока.
- Устойчив к резким перепадам давления в трубопроводе.
- Широкий динамический диапазон измерения до 1:2500.
- Имитационная поверка на месте эксплуатации.

Метрологические характеристики

Характеристика	Значение
Класс точности: при 1 паре приемопередатчиков при 2 парах приемопередатчиков	 ±3,0/1,5 ±2,0/1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях в диапазоне расходов $Q_{min} \le Q < 0{,}01Q_{max}$: при 1 паре приемопередатчиков при 2 парах приемопередатчиков	 ±3,0 ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях в диапазоне расходов $0{,}01Q_{max} \le Q < Q_{max}$: при 1 паре приемопередатчиков при 2 парах приемопередатчиков	 ±1,5 ±1,0

Получена оценка метрологических характеристик УЗ-расходомеров газа UFG-H методом проливки на поверочной установке СПУ-6 (класс точности ±0,2%) в заводских условиях (рис. 3). Для 2-х лучевого расходомера с условным диаметром 50 мм максимальное значение относительной погрешности измерения расхода составило не более ±1,86% при расходах до 2,5 м³/ч (0,01Q_{max}). При расходах от 2,5 до 250 м³/ч, значение относительной погрешности не превышает ±0,43%. Среднеквадратичное отклонение (σ) в диапазоне расходов от 0,01Q_{max} до Q_{max} не превышает ±0,2%.

>>>

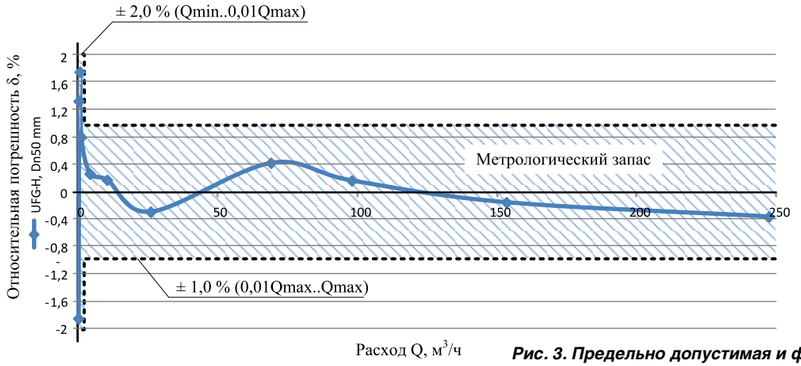


Рис. 3. Предельно допустимая и фактическая относительная погрешность УЗ-расходомера серии UFG-H

Имеющиеся сертификаты:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений;
- ТР ТС 020 (электромагнитная совместимость);
- ТР ТС 012 (взрывозащита).

Технические характеристики

Характеристика	Значение
Диаметр условный, мм	50
Параметры измеряемой среды: диапазон температур, °С абсолютное давление, не более, МПа	 от -50 до +70 0,4
Максимальный динамический диапазон, Qmin/Qmax	1:2500
Объемный расход газа в зависимости от модификации: минимальный, м³/ч, не менее максимальный, м³/ч, не более	 0,016 250
Скорость потока газа в обоих направлениях в зависимости от условного диаметра: минимальная, м/с, не менее максимальная, м/с, не более	 0,008 60
Выходные сигналы: импульсный масштабируемый, м³/имп. цифровой	 от 0,001 до 1 RS-485 (опционально), RS-232
Напряжение питания: – от встроенной батареи, В – от внешнего питания	 3,6 от 12 до 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	6,0
Масса, кг	6,0
Габаритные размеры, мм, не более высота ширина длина	 135 135 350
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65

Эксплуатационные характеристики

Характеристика	Значение
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С – для исполнения М – для исполнения Х относительная влажность воздуха, %, атмосферное давление, кПа	 от -30 до +70 от -40 до +70 до 95 от 84,0 до 106,7

ГК «Турбулентность-ДОН»
346815, Ростов-на-Дону,
1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел. (863) 203-7780, 203-7785, 203-7786
e-mail: info@turbo-don.ru
turbo-don.ru

ЭМИС 20 ЛЕТ

РОТАЦИОННЫЕ СЧЁТЧИКИ ГАЗА

и комплексы коммерческого учета

ЭМИС-РГС 245

4 ДНЯ СРОК ОТГРУЗКИ

6 лет
Межповерочный интервал

СОВМЕСТИМ
По монтажным размерам

G10-G1000
Диапазоны измерений

±0,6%
Высокая точность измерений объема газа

25...200 мм
Широкий модельный ряд

УЗЕЛ УЧЕТА
Входит в состав комплекса учета газа ЭМИС-ЭСКО 2230

EMIS-KIP.RU

+7 (800) 500-22-81

«Ирга» – расходомеры
нового поколения для криогенных и агрессивных сред

В условиях резкого обострения политики санкций со стороны США и ряда других стран наиболее уверенно на рынке чувствуют себя компании, способные не только обеспечить импортозамещение особо важных промышленных продуктов, но и разработать и запустить в серийное производство аналоги, обладающие лучшим, чем у конкурентов, соотношением цены и качества. Одной из таких компаний является белгородское ООО «ГЛОБУС», занимающееся разработкой и производством приборов для измерения и учета расходов и объемов различных сред (жидкостей, газов, пара, тепловой энергии) с 1989 года.

Рис. 1. Струйный расходомер «Ирга-РС» с блоком питания

Высококвалифицированные конструкторы, технологи, инженеры, приборостроители и программисты предприятия создают специализированные электронные измерительные устройства – удобные и эффективные в эксплуатации, а также недорогие, в том числе семейство приборов под фирменным брендом «Ирга». Среди них большой популярностью пользуются расходомеры нового поколения, использующиеся в криогенных и агрессивных средах (сжиженные газы, кислоты, щелочи, хлор, фтор и их соединения, нефтепродукты и растворители и т. п.): струйные расходомеры серии «Ирга-РС», ультразвуковые – серии «Ирга-РУ» и вихревые – серии «Ирга-РВ». Их модели постоянно совершенствуются, новые исполнения имеют улучшенные качественные характеристики и сделаны с учетом более сложных условий эксплуатации.

Одним из определяющих этапов разработки расходомеров является правильный подбор материалов, используемых для конструктивных элементов, контактирующих с измеряемой средой. Для расходомеров «Ирга» применяются нержавеющие стали и сплавы, в том числе сплав хастелой на основе никеля с очень высокой стойкостью к коррозии (как правило, в составе такого сплава присутствуют железо, молибден, медь, хром и другие добавки). Для защиты внутренней поверхности деталей от разного рода внешних воздействий используется футеровка – нанесение слоя химически устойчивого к измеряемой среде фторопласта. Кроме того, прокладки, датчики и фланцы расходомеров также производятся из специальных, устойчивых к воздействию среды материалов. Рассмотрим подробней указанные серии.

Струйный расходомер «Ирга-РС» (рис. 1) позволяет измерять небольшие величины расходов на трубопроводах малых диаметров (от 10 мм), причем его исполнение может предусматривать измерение сколь угодно малой величины расхода. У наиболее популярных модификаций расходомера нижний предел измерения составляет 1 л/ч для жидких и 30 л/ч для газообразных сред.

Принцип работы струйного расходомера заключается в измерении величины расхода измеряемой среды и ее количества с помощью метода переменного перепада давления. При этом расходомер выполняет преобразование объемного расхода в частотный, числоимпульсный или токовый выходной сигнал (его конкретный тип определяется заказчиком).

СПЕЦЭНЕРГО

МОБИЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

электроснабжение месторождений в любой точке России

Более **550** реализованных проектов

Производство до **10** ММПС в год

+7 (812) 245-07-60
specenergo.com
info@specenergo.com

СПЕЦЭНЕРГО

Полная заводская готовность

Сокращение продолжительности работ по вводу в эксплуатацию

Сокращение занимаемой площади

Мобильность и удобство транспортировки автомобильным транспортом

Эксплуатация в любых климатических условиях

+7 (812) 245-07-60
specenergo.com
info@specenergo.com

Рис. 2. Ультразвуковой расходомер «Ирга-РУ»

Исполнения расходомера «Ирга-РС» различаются материалом рабочего участка, блоком питания, давлением измеряемой среды и типом выходного сигнала (цифровой, частотный или унифицированный токовый с разными диапазонами, числоимпульсный, выходной HART-сигнал). Информация, передающаяся с расходомера на внешнее устройство, включает мгновенный объемный расход измеряемой среды в рабочих условиях, а также ее температуру и давление. Диапазоны измерений объемного расхода носителя в рабочих условиях составляют от 0,001 до 3 м^3/ч для жидких сред и от 0,01 до 100 м^3/ч для газообразных сред. При этом конкретные значения нижнего и верхнего пределов измерений зависят от числа Рейнольдса (Re), поэтому они устанавливаются с учетом таких параметров измеряемой среды, как температурный диапазон, давление, вязкость, плотность и расход. Предел основной относительной погрешности измерения расхода составляет величину до ±1,0%, межповерочный интервал – 36 мес.

Основная функция ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» (рис. 2) – измерение объема и объемного расхода таких газов, как природный, воздух, азот, кислород, водород, попутный нефтяной газ, коксовый газ и т.п.

Рис. 3. Расходомер-датчик вихревой «Ирга-РВ»

Конструктивно расходомер состоит из двух блоков – первичного преобразователя расхода «Ирга-РУП» и электронного блока «ВР-100 РУ», который управляет ультразвуковыми приемопередатчиками, принимает, обрабатывает, преобразует сигналы, содержащие в т.ч. информацию о времени распространения УЗ-сигналов, необходимую для вычисления объемного расхода газа в рабочих условиях, и передает все данные в вычислительное устройство. Функция первичного преобразователя – преобразование объемного расхода измеряемой среды в частотный, числоимпульсный или токовый выходной сигнал.

В основе действия расходомера «Ирга-РУ» лежит времяимпульсный метод определения расхода газа, заключающийся в измерении времени прохождения импульсов по направлению потока газа в трубопроводе и против него. Возбуждение и прием УЗ-импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями на частоте около 100 кГц. Преобразователи устанавливаются в цельнометаллический корпус расходомера под углом к направлению потока (от 30° до 45° в зависимости от исполнения).

Исполнения расходомера различаются используемыми блоками питания, давлением измеряемой среды и типом выходного сигнала. Диапазоны измерений расходов в рабочих условиях составляют величину от 0,03 до 50 000 м^3/ч; диаметр условного прохода (Ду) – от 25 до 800 мм; допустимая температура окружающей среды – от -55°С до +80°С; измеряемой среды – от -55°С до +170°С при давлении до 32,0 МПа (320 атм.). Межповерочный интервал расходомера – 48 мес. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (Q) в рабочих условиях:

- в диапазоне 0,025 Qmax ≤ Q ≤ Q_{max}: ±1,0% для Ду от 25 до 500 мм; ±2,0% для Ду = 700 и 800 мм;
- в диапазоне Q_{min} ≤ Q ≤ 0,025 Q_{max}: ±(1,0…1,5)% для Ду от 25 до 500 мм; ±5,0% для Ду = 700 и 800 мм.

Средняя наработка устройства на отказ составляет 75 тыс. часов, полный срок службы – 15 лет. Вихревой расходомер «Ирга-РВ» (рис. 3) используется при измерении расхода газов и жидкостей (в т.ч. агрессивных и криогенных сред), а также насыщенного и перегретого пара. >>>

Причем, что часто бывает очень важно, у изготовителя имеется возможность осуществлять поставки под конкретный состав измеряемой среды. Расходомер определяет объем и расход носителя в рабочих условиях, расход и количество газа, приведенные к стандартным условиям (760 мм рт. ст. и 20°С), а также расход, количество и другие параметры носителя.

Принцип действия расходомера «Ирга-РВ» основан на явлении периодического формирования и отрыва вихрей, которые при обтекании вихреобразующего тела потоком газа или пара образуются на его кромках. Возникающая таким образом вихревая дорожка («дорожка Кармана») является упорядоченной структурой для каждого вихревого расходомера, где частота срыва вихрей в определенном диапазоне пропорциональна расходу.

Вихреобразующее тело монтируется в проточной части вихревого расходомера перпендикулярно потоку. За телом по направлению потока устанавливается пьезоэлектрический датчик, который преобразует вызванные вихреобразованием пульсации давления в электрический сигнал. Затем этот сигнал преобразуется, усиливается и переносит данные о величине объемного расхода в вычислитель.

Расходомеры «Ирга-РВ» могут выпускаться в полнопроходном и погружном исполнениях. Другие исполнения расходомеров этого типа различаются конструкцией корпуса (фланцевый, бесфланцевый, с резьбовым соединением и соединением под сварку), максимальными температурой и давлением окружающей среды, выходным сигналом. В отличие от расходомеров «Ирга-РУ» и «Ирга-РС» одна из модификаций «Ирга-РВ» имеет различные исполнения по пределу основной относительной погрешности: ±1% и ±0,5% для воздуха или другого газа; при этом величина избыточного давления носителя не должна превышать 1,6 МПа. Отличительными особенностями расходомеров «Ирга-РВ» являются способность вихреобразующего тела к самоочищению своих рабочих кромок и независимость метрологических характеристик расходомера от различных загрязнений, в числе которых могут быть твердые частицы в потоке газа – окалина, песок и другие включения, а также тяжелые углеводороды.

Рис. 4. Установка поверочная «Краб-УМ»

Диапазоны измерения прибором расхода (Q_{min}/Q_{max}) составляют величину от 1,5 до 80000 м³/ч (не менее 1:40) для газов и от 0,16 до 1400 м³/ч (не менее 1:80) для жидкостей. Типоразмер (Ду) расходомера в проходном исполнении – от 20 до 800 мм, в погружном – от 400 до 3000 мм. Диапазоны рабочих температур окружающей среды – от -55°С до +80°С, измеряемой среды – от -196°С до +460°С. Степень защиты оболочки от пыли и влаги – IP65 для «Ирга-РВП» и «ВР-100», IP54 для «Ирга-РП».

Все модификации расходомеров «Ирга-РС», «Ирга-РУ» и «Ирга-РВ» могут применяться вместе с другими приборами как автономно, так и в составе счетчиков, узлов учета и измерительных комплексов. Конструкция всех расходомеров обеспечивает отсутствие утечек и выбросов носителя в окружающую среду.

Также компанией выпускается мобильная эталонная установка «Краб-УМ» (рис. 4). Установка поверочная «Краб-УМ» предназначена для измерения и воспроизведения объема и объемного расхода газа. В основу эталонной поверочной установки лег принцип действия ультразвукового расходомера «Ирга-РУ». Установка поверочная «Краб-УМ» осуществляет мониторинг показаний датчиков температуры и давления, входящих в состав установки и расположенных в ее корпусе, сравнивает объемы газа, прошедшего через бытовой счетчик и через высокоточную ультразвуковую эталонную систему, анализирует результаты проведенных измерений и выдает заключение об успешной поверке.

Специалисты ООО «ГЛОБУС» гордятся тем, что среди их клиентов – предприятия крупнейших холдингов и компаний нефтегазовой отрасли России: ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, СИБУР, Туркменнефть, Сургутнефтегаз. Также заказчиками продукции белгородской компании являются предприятия и других отраслей – это Росатом, Роскосмос, Ракетно-космический завод ГКНПЦ им. М. В. Хруничева, ГНЦ РФ-ФЭИ (г. Обнинск), Конструкторское бюро химавтоматики (г. Воронеж), НПЦ газотурбостроения «Салют» и другие компании.

В сложных современных условиях коллектив компании «ГЛОБУС» готов использовать весь свой потенциал интегратора самых современных решений, а также разработчика и изготовителя инновационной продукции для обеспечения бесперебойной работы не только государственных производственных объединений, но и предприятий малого и среднего бизнеса, нуждающихся в равноценных аналогах лучшим рыночным образцам современных КИПиА.

ООО «ГЛОБУС»
308023, г. Белгород, ул. Садовая, 45-а
тел. (4722) 31-3376
e-mail: globus@irga.ru
irga.ru

ISO HART COMMUNICATION FOUNDATION

НПО ВАКУУММАШ

Производство импортных аналогов КИПиА

Наша компания

Ведущий российский производитель датчиков температуры и давления

28 ЛЕТ на рынке КИП

10 ЛЕТ в сфере импортозамещения

1570+ реализованных проектов

Выпускаемые изделия

Датчики температуры

Преобразователи измерительные, в том числе с HART-протоколом

Датчики давления и клапанные блоки

Нагреватели иммерсионные для плавки алюминия

Узлы и детали для монтажа и ремонта

Скачать полный каталог изделий

Преимущества НПО «Вакууммаш»

- 2100+ модификаций: российские аналоги Yokogawa, ABB, Honeywell, Endress Hauser, WIKA, Emerson, Danfoss, Siemens, APLISENS, PIEZUS, Keller,ec Gaesko, Ametek, Fluke, Krohne, Watlow, Gefran.
- Изделия высокого качества с экономией в цене.
- Изготовление по спецзаказам, поставка от 1 штуки.
- Техническая поддержка проекта с выездом специалистов на объект, быстрые замена и ремонт.

Начнем сотрудничество по программе импортозамещения?

+ 7 (3412) 918-650 www.vakuummash.ru info@vakuummash.ru vk.com/vakuummash18

Наши ротационные счетчики

аналогичны оборудованию, к которому привык рынок газоснабжения и газораспределения

Интервью с техническим директором ЗАО «ЭМИС» Евгением Костаревым

Ротационные счетчики газа ЭМИС-РГС 245 вошли в список рекомендованного оборудования и на сегодняшний день имеют опыт эксплуатации на сотнях объектов газоснабжения и газораспределения нашей страны. Счетчики имеют всю разрешительную документацию и необходимые сертификаты, а также успешно прошли испытания по системе добровольной сертификации «Интергазсерт».

***Евгений Владимирович КОСТАРЕВ** – технический директор ЗАО «ЭМИС»*

Склад ротационных счетчиков газа «ЭМИС-РГС 245»

Об особенностях и преимуществах данного типа оборудования рассказал технический директор ЗАО «ЭМИС» Костарев Евгений Владимирович

Евгений Владимирович, расскажите, в чем отличие ротационных счетчиков ЭМИС от конкурентных аналогов?

– Когда в 2013 году мы разрабатывали ротационный счетчик газа, мы не стремились придумать какой-то новый стандарт данного оборудования. Нам было важно, чтобы ЭМИС-РГС 245 имел совместимость по техническим и функциональным характеристикам, а также габаритам и присоединительным размерам с тем оборудованием, к которому привык российский рынок газоснабжения и газораспределения. Таким образом, мы вывели на рынок продукт, идентичный применяемым на тот момент импортным аналогам, в том числе по диапазону расходов, классу точности, сроку эксплуатации и прочим параметрам.

Пожалуй, единственным отличием и конкурентным преимуществом счетчиков торговой марки «ЭМИС» стал 6-летний межповерочный интервал, что позволяет нашим заказчикам экономить на метрологическом обслуживании прибора. Для сравнения, у конкурентов МПИ ротационных счетчиков составляет 4-5 лет.

Ну и, конечно же, отличительной особенностью является тот факт, что счетчики ЭМИС-РГС 245 – это отечественный прибор от ведущего производителя КИПиА в России с 20-летним опытом, что дает заказчику массу выгод, начиная от сроков поставки и заканчивая сервисной поддержкой.

Почему сотрудничать с «ЭМИС» выгодно? Что именно компания-производитель может предложить заказчикам ротационных счетчиков ЭМИС-РГС 245?

– На самом деле преимуществ при заказе нашего оборудования сразу несколько. Во-первых – это короткие сроки отгрузки. Мы сформировали складской запас всей линейки ротационных счетчиков ЭМИС-РГС 245 и отгружаем оборудование за рекордные 4 рабочих дня! Например, если у заказчика этап подведения газа уже в текущем месяце, то он может обратиться в компанию ЭМИС и завершить монтаж в кратчайшие сроки.

Второе – при переходе с ранее заложенного оборудования на счетчики нашей торговой марки мы оказываем всестороннюю помощь при внесении изменений в проектную документацию. Кроме того, мы предоставляем готовые типовые проекты, что с учетом полной технической совместимости с конкурентными аналогами, делает переход на ротационные счетчики газа ЭМИС-РГС 245 абсолютно безболезненным.

Третье – это сервисная поддержка. На сегодняшний день более 25 компаний по всей России являются сертифицированными партнерами по оказанию сервисных услуг компании ЭМИС в части ротационных счетчиков ЭМИС-РГС 245. Это компании с огромным опытом работы на рынке, с собственными метрологическими лабораториями для которых компания ЭМИС предоставляет ремкомплекты и проводит ежегодное обучение специалистов на своей площадке в Челябинске.

>>>

Ротационный счетчик газа ЭМИС-РГС 245 в составе комплекса учета на объекте ООО «Газпром межрегионгаз»

Нашим заказчикам из любых регионов России мы даем уверенность в том, что покупая оборудование «ЭМИС» они всегда будут на связи с заводом-изготовителем и будут обеспечены сервисным сопровождением и постпродажным обслуживанием, и производитель исполнит в любой момент свои гарантийные обязательства.

Еще один важный момент, на который хотелось бы обратить внимание, это возможность приобретения комплексов коммерческого учета на базе ротационных счетчиков ЭМИС-РГС 245. Комплексы учета «ЭМИС» имеют описание типа СИ, в связи с чем эксплуатирующей организации не требуется разработка методики выполнения измерений и ее утверждение. То есть клиент получает готовое решение под ключ для коммерческого учета природного газа.

Как известно, применение оборудования для коммерческого учета должно быть одобрено и согласовано поставщиком газа. Имеют ли такое одобрение ротационные счетчики «ЭМИС»?

– Оборудование «ЭМИС» является согласованным техническим решением для коммерческого учета природного газа во всех регионах нашей страны. Поставщики газа, будь то такие операторы, как Газпром Межрегионгаз, либо НОВАТЭК, либо небольшие частные компании, признают и согласовывают в проектах коммерческого учета газа счетчики ЭМИС-РГС 245 и комплексы на их основе.

При этом надежность наших счетчиков газа подтверждена многолетним опытом эксплуатации и всесторонними испытаниями. Например, в рамках эксплуатационных испытаний ротационные счетчики газа «ЭМИС» типоразмера G100 в составе комплексов ЭМИС-Эско 2230 были установлены на объекте ООО «Газпром Межрегионгаз Самара» для измерения природного газа. По результатам испытаний счетчик ЭМИС-РГС 245 в составе комплекса учета газа подтвердил заявленные метрологические характеристики и был рекомендован для дальнейшей эксплуатации на объектах распределения газа.

По вопросам заказа оборудования у завода-изготовителя ЗАО «ЭМИС» Вы можете обращаться по телефону 8 800 500-22-81 либо электронной почте sales@emis-kip.ru

ЭМИС 20 ЛЕТ

ЗАО «ЭМИС»
456518, Челябинская обл., Сосновский р-н, д. Казанцево, ул. Производственная, 7/1
тел. 8-800-500-22-81
e-mail: sales@emis-kip.ru
emis-kip.ru

Русь Турбо

КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

комплексный ремонт, восстановление и техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования предприятий нефтяной и газовой промышленности, тепловых электростанций

Лучшее предприятие отрасли 2019

Больше информации об услугах ООО «Русь-Турбо»

info@russturbo.ru

8 (800) 201-90-46

www.russturbo.ru

Промышленные датчики
температуры и давления НПО «Вакууммаш» на замену импортным аналогам

Промышленные преобразователи температуры и давления «Вакууммаш» отличаются высоким качеством и функциональностью, а также играют важную роль в поддержке бесперебойной работы промышленных объектов, поскольку идеально заменяют продукцию известных зарубежных брендов. В статье приведены примеры, показывающие, как по спецзаказам были успешно разработаны модели для замены импортных датчиков.

Научно-производственное объединение «Вакууммаш» – известный российский разработчик и производитель на рынке КИПиА с 28-летней историей. Продукция предприятия заслужила популярность в первую очередь благодаря своим потребительским свойствам: высокому качеству, надежности, техническим характеристикам, удобству и простоте в эксплуатации. Однако сегодня очень важна и другая составляющая успеха: компания может изготовить по спецзаказу отличные датчики температуры и давления, не уступающие импортным аналогам по качеству при значительном выигрыше в цене. НПО «Вакууммаш» заменяет изделия таких производителей, как Danfoss, Emerson, Yokogawa, ABB, WIKA, Honeywell, Endress+Hauser, Siemens, APLISENS, PIEZUS, Keller, Gaesko, Ametek, Fluke, Krohne, Watlow, Gefran. Датчики изготавливаются с такими же или улучшенными характеристиками, с учетом особенностей эксплуатации. При этом зачастую разработчику по заданию заказчика необходимо устранить проблемы, возникшие при эксплуатации импортного аналога.

Промышленные датчики температуры

Термометрические датчики НПО «Вакууммаш» находят применение в металлургии, машиностроении, энергетике, нефтегазовой, химической, пищевой и других отраслях промышленности. Эту линейку можно разделить на три основных направления: термопары и термосопротивления, измерительные преобразователи, многозонные датчики температуры. Рассмотрим их подробнее.

■ **Первое направление – термопары и термосопротивления.**

Принцип действия термопар основан на зависимости термоэлектродвижущей силы термопары от температуры. В основе работы термопреобразователей сопротивления лежит изменение электрического сопротивления в случае изменения их собственной температуры. Термопары и термосопротивления могут измерять температуру как химически неагрессивных, так и агрессивных сред: газообразных, жидких, твердых поверхностей и расплавов. Измерительный диапазон датчиков зависит от исполнения, но в целом линейка изделий НПО «Вакууммаш» охватывает диапазон от -196°С до +1700°С.

Термоэлектрические преобразователи НПО «Вакууммаш» изготавливаются с проволочными или кабельными чувствительными элементами и в соответствии с ГОСТ Р 8.585 имеют следующие номинальные статические характеристики (НСХ): ТХА (K), ТХК (L), ТНН (N), ТЖК (J), ТПП (S), ТПП (R) и ТПР (B).

Чувствительный элемент термопреобразователей сопротивления может быть медным проволочным (модификации 50М, 53М, 100М), платиновым проволочным (модификации 46П, 50П, 100П, Pt100) или платиновым тонкопленочным, изготовленным по технологии напыления (Pt100, Pt500, Pt1000). Внешний вид различных исполнений термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления показан на рис. 1.

а *б* *в* *г*

***Рис. 1. Внешний вид датчиков температуры НОП «Вакууммаш»**: а – термоэлектрический преобразователь ТПП-233, ТПР-233 для высокотемпературных сред; б – кабельный термопреобразователь ТХА-К, ТХК-К, ТЖК, ТНН.301; в – термоэлектрический преобразователь ТПП-234, ТПР-234; г – термопреобразователь сопротивления ТПС 303 Exi*

■ **Второе направление промышленной термометрии НПО «Вакууммаш» – измерительные преобразователи (ПИ).**

Они служат для преобразования термоэлектродвижущей силы термопар и термосопротивлений в унифицированные выходные сигналы. Номенклатурная линейка включает аналоговые устройства типа ПИ С и ПИ Т (рис. 2а) с заданными измерительными диапазонами, а также цифровые типа VME (рис. 2б), для которых измерительный температурный диапазон и НСХ задаются программно. Цифровые измерительные преобразователи VME могут выпускаться с унифицированным выходным сигналом 4…20 мА или с поддержкой HART-протокола.

а *б*

***Рис. 2. Измерительные преобразователи:** а – аналоговые ПИ; б – цифровые VME*

Многозонные датчики температуры (рис. 3) – отдельное направление линейки промышленной термометрии компании. Они представляют собой сборку термопар или термосопротивлений, которые применяются для измерения температуры в нескольких точках объекта одновременно: вдоль оси печей термообработки или в реакторах, колоннах и резервуарах каталитического синтеза/крекинга, гидроочистки, изомеризации нефтепродуктов. Линейка промышленных датчиков температуры НПО «Вакууммаш» включает многозонные датчики ТПМ.301 (с видами взрывозащиты Ex i или Ex d) на основе кабельных термопар с различными НСХ, а также многозонные преобразователи сопротивления ТПС 401, 402, 403, 404 на основе нагревостойкого кабеля КНМСН (ТПС 402, 403) или гибкой сильфонной трубы (ТПС 404).

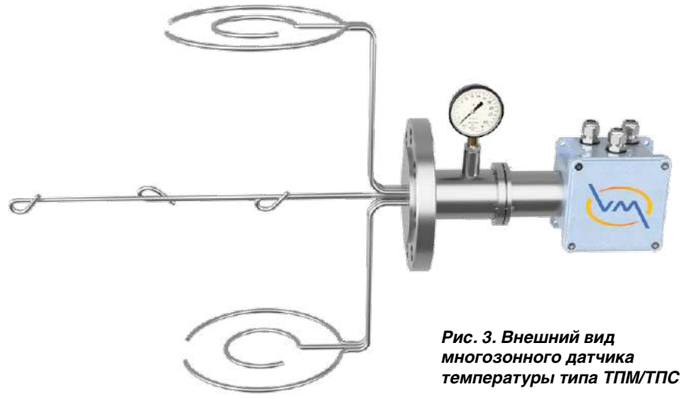


Рис. 3. Внешний вид многозонного датчика температуры типа ТПМ/ТПС

Устанавливаются многозонные преобразователи температуры в специальных термокарманах или, например, непосредственно в реакторе. Конструктивно они состоят из нескольких датчиков (в соответствии с количеством зон измерения) с разной монтажной длиной. По стандартам DIN EN1092, ASME 16.5, ГОСТ 33259, ГОСТ 12815 монтаж может быть выполнен на общем монтажном фланце. Коммутация со вторичными устройствами реализуется с помощью компенсационных проводов или коммутационной коробки, в которую установлены измерительные преобразователи.

Все термометрические датчики НПО «Вакууммаш» изготавливаются в общепромышленном и взрывозащищенных исполнениях «искробезопасная цепь» (Ex ia) или «взрывонепроницаемая оболочка» (Ex d). Межповерочный интервал устройств 5 лет. Срок службы зависит от условий эксплуатации и достигает 10 лет.

Импортозамещение датчиков температуры: примеры из практики

Приведем несколько примеров, показывающих, как специалисты НПО «Вакууммаш» разработали не только стандартные изделия для замещения импортных аналогов, но и датчики с улучшенными характеристиками для устранения возникших производственных проблем заказчика.

Проект №1. Для АО «МХК «ЕвроХим» был изготовлен аналог датчика температуры Minco, способный работать в местах повышенной вибрации, в то время как импортное изделие при аналогичных условиях выходило из строя. Заменой стал датчик модели ТПС 301 (рис. 4а) в вибростойком исполнении.

Проект №2. ПАО «КАМАЗ» также поставило задачу разработать аналоги импортных датчиков «Дозаматик» для измерения температуры расплава алюминия в печи, но при этом необходимо было доработать КИП так, чтобы рабочий на производственном объекте не мог достать датчики из печи и вмешаться в процесс измерения температуры. В результате была изготовлена специальная конструкция модели ТХА-К.232 (рис. 4б). Отработав около месяца в печи, то есть выработав положенный ресурс, изделие продемонстрировало полное соответствие поставленным целям.

Проект №3. Пермская ГРЭС столкнулась с прекращением поставок немецких датчиков температуры для измерения горячих газов в камере сгорания. По индивидуальному техзаданию для ГРЭС был разработан аналог с такими же характеристиками, как у немецких приборов, – датчик ТХА-К.301 (рис. 4в).

Проект №4. ОАО «Амкодор» потребовался аналог Danfoss для измерения температуры гидравлического оборудования, АКПП и масла. Специалисты «Вакууммаш» изготовили датчик модели ТПС 311 (рис. 4г), полностью соответствующий по всем техническим параметрам импортному изделию. >>>

Еще больше проектов в сфере промышленной термометрии, выполненных по программе импортозамещения, вы можете посмотреть на сайте компании, перейдя по ссылке: www.vakuummash.ru.

Промышленные датчики давления

Большой ассортимент датчиков для измерения давления серии VMP (рис. 5) разрабатывает и изготавливает дочернее предприятие НПО «Вакууммаш» – ООО «ВакууммашЭлектро». В линейку входят датчики для измерения абсолютного и избыточного давления, вакуумметрического давления, или разрежения, избыточно-вакуумметрического давления, гидростатического давления, избыточного давления для систем коммунального энергоснабжения и ЖКХ.

Датчики предназначены для непрерывного преобразования значений давления в выходные токовые сигналы 4…20 мА либо цифровые сигналы HART и RS-485 Modbus RTU. В качестве чувствительных элементов используются тензорезистивные преобразователи давления трех типов:

- изготовленные по технологии «кремний на сапфире», где чувствительным элементом является двухслойная сапфиро-титановая мембрана с монокристаллическими кремниевыми тензорезисторами. Уникальные изолирующие свойства и радиационная стойкость сапфира позволяют эксплуатировать чувствительный элемент в температурном диапазоне от -200°С до +350°С, при высоких электромагнитных помехах и под воздействием радиации;
- тензопреобразователи давления из кремниевых деталей в металлостеклянном корпусе, состоящие из кристалла, работающего на тензорезистивном эффекте, и кремниевого основания для снижения механических напряжений, воздействующих на кристалл при изменении температур. Так как в данной конструкции воздействие давления производится практически на тензомост, эти тензопреобразователи предназначены только для неагрессивных газов низкого давления;

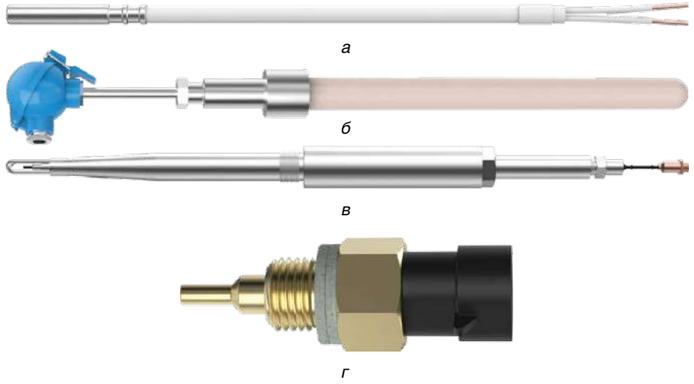


Рис. 4. Преобразователи температуры, разработанные НПО «Вакууммаш» в рамках импортозамещения: *а – вибростойкое исполнение ТПС 301; б – ТХА-К.232; в – ТХА-К.301; г – ТПС 311*

Рис. 5. Датчики давления серии VMP: *а – взрывозащищенного исполнения Exd («взрывонепроницаемая оболочка»); б – взрывозащищенного исполнения Exia («искробезопасная электрическая цепь»); в – общепромышленного исполнения*

- изготовленные на базе второго типа, где давление среды воздействует на мембрану, исполненную из нержавеющей стали, и затем передается через масло на кремниевый чувствительный элемент давления, что позволяет ему иметь повышенную чувствительность по сравнению с преобразователем первого типа и измерять давление агрессивных жидкостей и газов.

В случае прямого подключения к процессу датчики давления VMP выдерживают температуру измеряемой среды -40°С…+80°С в стандартном исполнении и -55°С…+125°С опционально. Для расширения температурного диапазона до +350°С может применяться отвод-охладитель собственного производства «ВакууммашЭлектро». Давление перегретого пара измеряется с применением стандартной схемы, предусматривающей наличие разделительных сосудов с импульсными линиями.

Существенно повысить точность выполняемых измерений и улучшить метрологические характеристики датчиков позволяют встроенные микропроцессоры, выполняющие математическую коррекцию погрешностей разного типа, которые возникают под воздействием внешних факторов. Схемотехника датчиков давления VMP построена на основе микропроцессоров, работающих под управлением собственного задекларированного программного обеспечения «ВакууммашЭлектро».

Импортозамещение датчиков давления: разработка новых модификаций

Только за первый квартал 2023 года специалисты ООО «ВакууммашЭлектро» осуществили по спецзаказам уже более 30 проектов импортозамещения, обеспечив бесперебойное функционирование промышленных объектов.

Так, были разработаны аналоги датчиков Keller 23-й серии в стандартном (рис. 6) и угловом (рис. 7) исполнениях. Это датчики избыточного, абсолютного, вакуумметрического и дифференциального давления с высокой полосой пропускания обрабатываемого сигнала – до 3000 Гц (0,33 с), что позволяет измерять быстрые переменные давления при лабораторных изучениях скоротечных процессов. С помощью датчиков с высокой полосой пропускания сигнала можно зафиксировать амплитуду и длительность взрыва молекул топлива при воспламенении.

Рис. 6. Стандартное исполнение высокочастотных датчиков давления VMP во взрывонепроницаемой оболочке

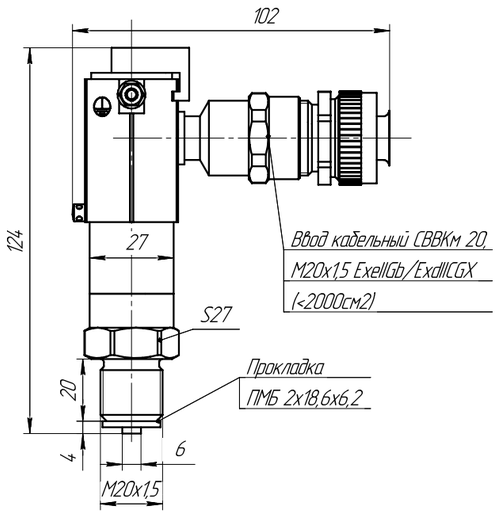


Рис. 7. Высокоточный датчик давления VMP с угловым кабельным вводом для стесненных условий

■ **Особенности и преимущества:**
- модели имеют аналоговое исполнение в части электроники с высокочастотным фильтром, что позволяет получить практически сквозную передачу данных изменения давления по токовой петле;
- частота измерения датчиков устанавливается при калибровке на заводе-изготовителе согласно заказу и может составлять 1, 2 или 3 кГц.

■ **Технические характеристики новых датчиков:**
- диапазон измерений: -0,1…0…100 МПа;
- выходной сигнал: 4…20 мА;
- температура окружающей среды: -40°С…+80°С или -55°С…+105°С (опция);
- степень защиты от воздействия пыли и влаги: IP65, IP66, IP67, IP68.

В целом в настоящее время специалисты компании производят свыше 100 модификаций датчиков давления в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях Exd, Exia, которые являются аналогами продукции Danfoss моделей MBS 1200, 1250, 1700, 1750, 3000 и других, WIKA моделей S-11, S-20, OT-1, R-1, O-10, A-10, E-10, E-11 и других, APLISENS моделей APC2000PD, PC28 различных исполнений, PIEZUS моделей APZ 3420, 3421, 3420m, 3420s, 3410, 3440, 1110, 1120, а также других зарубежных брендов и их номенклатуры. Как и в случае с преобразователями температуры, датчики давления могут выпускаться не только со стандартными, но и с улучшенными характеристиками. Например, разработана линейка датчиков давления OEM-серии с выходными сигналами 0…5 В (0,5…4,5 В) и 0…10 В для автомобильной промышленности, а также с цифровым выходным сигналом RS-485 Modbus RTU в малогабаритном корпусе.

Заключение

Программа импортозамещения «Вакууммаш» является гарантией импортонезависимости от зарубежных поставок и обеспечивает заказчикам целый ряд преимуществ:

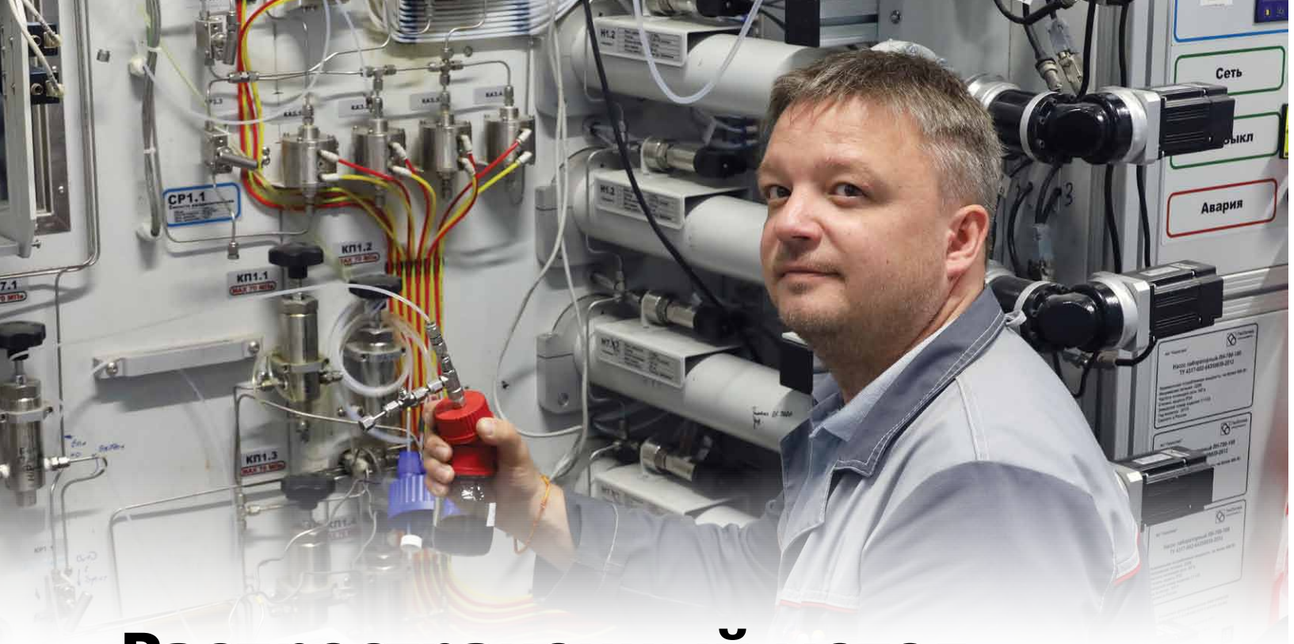
- стабильность и безопасность производственных процессов без риска простоев;
- европейское качество изделий с экономией в цене;
- разработку спецпроектов и выпуск изделий от 1 штуки;
- предоставление бесплатной опытной партии образцов для тестирования на производстве.

НПО «Вакууммаш» доверяют свои проекты такие крупнейшие российские предприятия, как СИБУР, ЛУКОЙЛ, РУСАЛ, АЗОТТЕХ, ЕвроХим.

Для заказа и подбора оборудования свяжитесь со специалистами «Вакууммаш» по ниже указанным контактам.

НПО ВАКУУММАШ

НПО «Вакууммаш»
426006, г. Ижевск,
проезд Дерябина, 2/52
тел. (3412) 918-650
e-mail: info@vakuummash.ru
vakuummash.ru
vmelectro.ru



Распространенный метод

повышения нефтеотдачи может «испортить» сланцевую скважину

Научная группа из Сколтеха изучила эффект от закачки в нефтеносный сланец двух химических составов для повышения нефтеотдачи. Оказалось, что обе испытанные жидкости – водный раствор промышленного поверхностно-активного вещества и взвесь наночастиц диоксида кремния – не подходят для разработки сланцевых месторождений. Вместо того чтобы облегчать добычу, эти химические агенты могут, наоборот, «запереть» нефть в пласте. По этой причине ученые рекомендуют исследовать альтернативные варианты повышения нефтеотдачи на сланцевых месторождениях.

По мере разработки скважины давление в нефтеносном пласте падает, и в какой-то момент продолжать извлекать нефть становится нерентабельно или даже невозможно без закачки в скважину разного рода веществ для увеличения нефтеотдачи. Причём на сланцевых месторождениях этот момент наступает раньше – на многих из них добыча вовсе не ведётся без повышения нефтеотдачи.

Методы повышения нефтеотдачи делятся на три категории. **Термические методы** подразумевают нагрев пласта с целью снижения вязкости нефти и повышения мобильности – для этого используют, например, пар, горячую воду или воздух для реализации внутрипластового горения нефти. Мобильность также можно увеличить закачкой углекислого, природного газа и др. – **газовые методы** основаны на эффекте расширения, «набухания» нефти и снижения вязкости за счёт растворения более легких компонентов. Наконец, в **химических методах** может использоваться вода с самыми разными добавками, и механизмы повышения нефтеотдачи у них отличаются.

Сланцевые месторождения – ценный ресурс, который расширяет возможности нефтедобывающих компаний и стран. Это источник углеводородов там, где раньше их с коммерческой точки зрения не было. Однако извлекать сланцевую нефть труднее, чем обычную, а проверенные временем методы повышения нефтеотдачи здесь могут иметь иной эффект, чем на традиционных месторождениях. Понять, какая часть привычного арсенала работает, какая нет и от чего это зависит – ключевая задача научных работников в нефтяной отрасли.

Этот вопрос отчасти прояснила научная группа из Центра науки и технологий добычи углеводородов Сколтеха. Младший научный сотрудник Александра Щербакова, старший научный сотрудник Елена Мухина и их коллеги выполнили численное моделирование и провели два уникальных и технически сложных эксперимента на образцах нефтеносного сланца в рамках долгосрочного проекта по изучению способов увеличения нефтеотдачи Баженовской свиты под руководством профессора Алексея Черемисина.

Фото. Денис Бакулин, руководитель фильтрационного эксперимента в Центре науки и технологий добычи углеводородов

Цель экспериментов – проверить, целесообразно ли применять для повышения нефтеотдачи на сланцевых месторождениях закачку воды с наночастицами диоксида кремния, либо раствор поверхностно-активного вещества – этот класс соединений известен в быту как основной компонент моющих средств и мыла.

«Мы рассмотрели 13 флюидов и выбрали два из них для испытаний на насыщенных нефтью цилиндрических образцах породы из Баженовской свиты – группы месторождений в Западной Сибири, где сконцентрирована большая часть горючих сланцев в России, – рассказала первый автор научной публикации, младший научный сотрудник Александра Щербакова. – ***Сначала в образец закачали воду, и коэффициент вытеснения нефти составил 53%. В полевых условиях было бы меньше, но, грубо говоря, смысл этого показателя такой, что примерно половину нефти в коллекторе удалось бы извлечь. Этот показатель послужил ориентиром для оценки эффективности двух агентов, действие которых мы исследовали»***.

Первый агент – поверхностно-активное вещество под названием сульфонат эфира натриевой кислоты. Хотя он действительно повысил коэффициент нефтеотдачи, в итоге показатель составил всё те же 53%, что и при закачке обычной солёной воды, а значит, тратить деньги на этот промышленный химикат нет смысла.

Закачку первого агента не только выполнили экспериментально, но и смоделировали. Оказалось, что компьютерная модель верно предсказывает коэффициент нефтеотдачи, но упускает существенный побочный эффект. А именно, эксперимент показал, что поверхностно-активное вещество значительно снизило проницаемость породы, блокировав часть каналов в ней. Так что полагаться только на модели при подборе агента явно преждевременно.

В эксперименте со вторым агентом, взвесью наночастиц в воде, проблема снижения проницаемости породы проявилась ещё сильнее. ***«Из-за небольшого размера пор и каналов в породе, которые не превышают размер наночастиц, фильтрация флюидов с наночастицами может в конечном итоге привести к критическому повреждению сланцевой породы»,*** – предостерегают в своей статье авторы исследования.

«Мы показали, что закачка воды и поверхностно-активного вещества – сравнительно недорогой и успешно используемый на традиционных месторождениях метод повышения нефтеотдачи – хуже подходит для добычи из сланцевых залежей, в частности Баженовской свиты, и несёт в себе существенные риски. Чтобы узнать, сработает ли на сланцах другое поверхностно-активное вещество или иные методы повышения нефтеотдачи, закачка газа, например, нужны дополнительные исследования», – подытожила старший научный сотрудник Елена Мухина, руководившая организацией и выполнением исследования.

Описанное исследование является частью долгосрочного проекта Сколтеха и Газпром нефти. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках соглашения № 075-10-2022-011.

Копирайтер: Николай Посунько

skoltech.ru

ПЗФ-300 ИЗМЕРИТЕЛЬ ПАРАМЕТРОВ УЗО И СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ

ОСОБЕННОСТИ:
- измерение напряжения прикосновения при протекании номинального дифференциального тока УЗО;
- проведение испытаний в автоматическом режиме по заранее выбранной программе;
- магнитный держатель;
- беспроводная связь с компьютером (Bluetooth), память на 10000 измерений;
- гарантия 3 года, межповерочный интервал 2 года.

НОВИНКА!

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:
- проверка параметров общих и селективных УЗО типов А, АС с номинальными дифференциальными токами 10, 30, 100, 300 и 500 мА при протекании синусоидального и пульсирующего постоянного тока с углом задержки фазы 0, 90 и 135°;
- измерение полного сопротивления петли фаза-нуль и фаза-фаза от 0,01 до 300 Ом с вычислением активного, реактивного сопротивления и прогнозируемого тока КЗ от 0,001 до 24 (41) кА;
- измерение сопротивления металлосвязи от 0,01 до 20 Ом;
- измерение напряжения переменного тока L-N от 10 до 450 В, L-PE и N-PE от 10 до 300 В;
- рабочие условия эксплуатации прибора -15 до +55 °С.

«СТАЛКЕР ВЛ» ДЕФЕКТОПОИСКОВЫЙ КОМПЛЕКС

ОСОБЕННОСТИ:
- предназначен для определения в сетях 6–10 кВ воздушных (кабельных) линий однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и локализации места без отключения линии.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:
- нахождение мест повреждения без дополнительных кабельных вставок и искусственного увеличения рабочего тока на землю;
- применение одного генератора на 2 секции;
- работа выполняется с применением генератора при токах ОЗЗ от 0,1 А, так и без него (аналогично работе с прибором типа «Квант», «Волна», «Зонт»).

ПН-20 УСТРОЙСТВО ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ

ОСОБЕННОСТИ:
- предназначено для проведения предварительных испытаний постоянным напряжением высоковольтных кабельных линий, изоляторов, муфт, двигателей.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:
- установка испытательного напряжения постоянного тока на объекте от 0,5 до 20 кВ;
- измерение тока утечки от 0,05 до 800 мкА и сопротивление до 20 ГОм;
- измерение напряжения пробоя разрядников от 0,5 до 20 кВ;
- измерение переменного напряжения относительно земли от 10 до 700 В;
- индикация уровня остаточного напряжения на объекте после окончания измерения;
- установка продолжительности испытания от 1 до 60 мин;
- габаритные размеры: 275х250х180 мм;
- масса: не более 4,9 кг.

РАДИО-СЕРВИС
426000, г. Ижевск, а/я 10047; ул. Пушкинская, 268
тел.: (3412) 43-91-44, факс: (3412) 43-92-63
e-mail: office@radio-service.ru, www.radio-service.ru

на правах рекламы

Энергоэффективность
технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоемкости газового промысла

С. Е. СТЕПАНОВ *– к.т.н., ведущий инженер отдела технологического проектирования ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород*
О. В. КРЮКОВ *– д.т.н., заместитель директора по науке ООО «ТСН-электро», г. Нижний Новгород*

В статье рассмотрены основные технологические процессы в производственной деятельности современных газодобывающих организаций. Обосновано, что оценка причин изменения энергоемкости и результатов внедрения энергосберегающих мероприятий является многофакторной задачей. Показано, что в структуре потенциала энергосбережения топливно-энергетических ресурсов основную долю составляет природный газ, на который приходится более 90% от суммарного потенциала энергосбережения. В результате повышенный расход электроэнергии в период падающей добычи ГП обусловлен снижением давления газа из-за снижения пластового давления, протяженностью трасс между скважинами и технологическими схемами подготовки газа.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, энергосбережение, топливно-энергетические ресурсы, газодобывающая организация, дожимная компрессорная станция

Снижение энергоемкости промышленности (энергосбережение) является важнейшей задачей всех отраслей и объектов ТЭК, которая определена Энергетической стратегией России до 2030 года и рядом отраслевых документов [1-3]. Наша страна богата полезными ископаемыми, однако доступное и дешевое топливо и электроэнергия на внутреннем рынке являются объективной причиной высокой энергоемкости валового внутреннего продукта России, а также главным сдерживающим фактором энергосбережения [4,5].

В этой связи потребление энергоресурсов в технологиях добычи газа сегодня составляет порядка 13% от суммарных затрат топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), что является характерным примером и объектом применения энергосберегающих средств и методов на объектах ТЭК.

По мере разработки месторождений происходит снижение пластового давления газа, возникает потребность в компримировании газа, приводя к уменьшению объемов добычи газа и росту энергоемкости месторождения. Для сложного комплекса объектов и систем газового промысла (ГП) расход ТЭР зависит от многих факторов, включая внешние условия эксплуатации, которые определяют загрузку оборудования. Поэтому, снижение расхода ТЭР не всегда означает повышение энергетической эффективности производства [6-8], и в условиях снижения пластового давления газа улучшить показатели удельного энергопотребления ТЭР не всегда представляется возможным из-за физических особенностей процесса добычи, возможно снижение темпов роста затрат ТЭР на добычу газа [6,9-11].

Корректная оценка причин изменения энергоемкости и оценки результатов внедрения энергосберегающих мероприятий является многофакторной задачей. Внедрение энергосберегающих технологий и оборудования на этапе эксплуатации ГП в условиях падающей добычи чаще всего экономически не эффективно. Это было неоднократно подтверждено в рамках рассмотрения и согласования вариантов проектов реконструкции технологических объектов ГП.

Оценка энергетической эффективности технологических объектов ГП с падающей добычей в условиях снижения пластового давления газа заслуживает особого внимания в связи с наибольшей энергоемкостью добычи на данном этапе разработки месторождений. Для оперативного регулирования режимов работы технологических объектов ГП необходима система поддержки принятия решения. Важнейшей составляющей обеспечения инновационных решений является современное и бесперебойное электроснабжение объектов ГП с использованием цифровых трансформаторных подстанций (рис. 1) с полным комплектом сервисных возможностей оперативного мониторинга [12-14].

Основные теоретические аспекты проблемы оценки энергетической эффективности газодобывающих организаций (ГДО) нашли отражение в работах [6,15-18]. Авторами предлагается нормирование энергопотребления, как отдельных единиц оборудования, так и объектов на более высоких уровнях иерархии, от компрессорного цеха дожимной компрессорной станции (ДКС) и установки комплексной подготовки газа (УКПГ) до месторождения и газодобывающей организации в целом.

Однако следует отметить, что в отсутствии системы показателей энергетической эффективности технологического оборудования и технологических процессов добычи газа, а также теоретически обоснованной методики оценки энергетической эффективности, нормирование энергопотребления с целью контроля рационального использования ТЭР не представляется корректным. В связи с этим, возникает необходимость разработки системы показателей, характеризующих энергетическую эффективность технологических процессов и оборудования ГП, и оценки их энергетической эффективности.

Рис. 1. Общий вид распределительного устройства КТП на базе КРУ Каскад

Из-за недостаточной изученности вопроса оценки энергетической эффективности ГП в условиях снижения пластового давления газа, в этих работах сделан вывод о неэффективности реализации большинства программ энергосбережения ГДО.

При анализе показателей энергетической эффективности технологических объектов ГДО и их оценки было установлено, что существующие показатели энергоэффективности являются интегральными, которые характеризуют изменение общего плана в потреблении энергии.

В существующих методиках оценки энергетической эффективности газодобывающих организаций не учитывается специфика технологических процессов ГДО, не принимается во внимание, что жизненный цикл месторождений разделяется на этапы с характерными для каждого этапа особенностями потребления ТЭР. Анализ работ показал, что проблема энергетической эффективности производственных процессов для ГП не изучена.

Влияние различных факторов на энергопотребление в добыче газа

Добыча газа по энергоемкости занимает второе место после магистрального транспорта газа (табл. 1).

Таблица 1. Расход ТЭР по видам деятельности ПАО «Газпром»

Виды деятельности	%
Добыча газа	12,77
Магистральный транспорт газа	76,01
Подземное хранение газа	0,81
Переработка газа, конденсата и нефти	8,59
Распределение газа	1,81
Всего	100

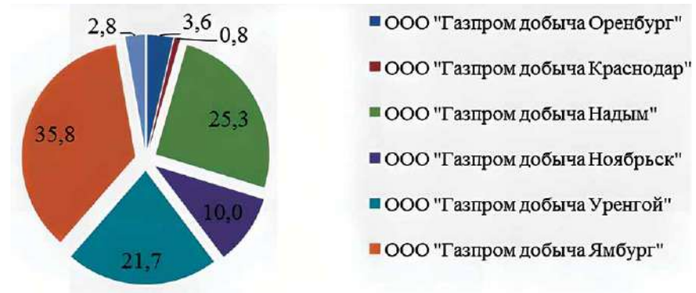


Рис. 2. Распределение объема добычи газа по ГДО ПАО «Газпром»

Газодобывающая организация является звеном Единой системы газоснабжения ПАО «Газпром», включающая сложный территориально-распределенный комплекс объектов и систем: газоносный пласт, сеть добывающих скважин, трубопроводную систему газосборных сетей (ГСС), установки предварительной подготовки газа (УППГ), трубопроводный межпромысловый коллектор (МПК), установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимные компрессорные станции (ДКС), малогабаритные компрессорные установки (МКУ).

Основными технологическими процессами в производственной деятельности ГДО являются:

- добыча и первичная подготовка газа;
- комплексная подготовка газа и газового конденсата на технологических установках комплексной подготовки газа с получением сухого природного газа и газового конденсата;
- транспорт газа (промысловый и межпромысловый);
- компримирование газа.

Выпускаемой продукцией для ГДО является товарный газ. Распределение объема добычи газа по ГДО в % приведено на рис. 2.

Основной объем добываемого газа приходится на ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой»,

ООО «Газпром добыча Ноябрьск». На добычу газа расходуется природный газ, электроэнергия, тепловая энергия. Распределение расхода ТЭР по ГДО ПАО «Газпром» в % приведено на рис. 3.

Анализ приведенного распределение расхода ТЭР на добычу газа показывает, что, несмотря на самый большой вклад в добычу газа компании, самый большой расход ТЭР приходится на ООО «Газпром добыча Уренгой». Это объясняется различными факторами, влияющими на энергопотребление. В соответствии с Концепцией [4] технически возможный потенциал энергосбережения ПАО «Газпром» составляет 28,2 млн т у.т., в том числе в основных видах деятельности – 27,3 млн т у.т. (табл. 2).

На рис. 4 представлена структура потенциала энергосбережения ТЭР в ПАО «Газпром» по видам энергоресурсов [4].

>>>

Таблица 2. Потенциал энергосбережения в основных видах деятельности ПАО «Газпром» [4]

Виды деятельности	Природный газ, млн м3	Электроэнергия, млн кВт·Ч	Тепловая энергия, тыс. Гкал	Всего, тыс. т у.т.
Добыча газа, конденсата и нефти	4557	302	484	5358
Магистральный транспорт газа	17131	3446	1300	20835
Переработка газа, конденсата и нефти	62	883	4500	1001
Подземное хранение газа	334	65	50	55

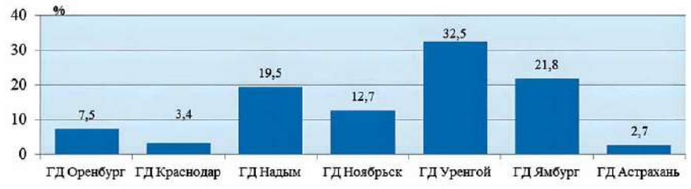


Рис. 3. Распределение расхода ТЭР по ГДО ПАО «Газпром», 2016 г.

Рис. 4. Структура потенциала энергосбережения ТЭР в ПАО «Газпром» по видам энергоресурсов

Анализ данных, представленных на диаграмме, свидетельствует о том, что *в структуре потенциала энергосбережения ТЭР основную долю составляет природный газ, на который приходится более 90% от суммарного потенциала энергосбережения ТЭР.*

Для сложных технических систем, каким является добычной комплекс, эффективность расхода ТЭР анализируют с использованием показателей энергоемкости, представляемых в удельной форме.

Рис. 5. Показатели потребления ТЭР и удельного расхода газа на СН и технологические потери в добыче газа ПАО «Газпром»

На графике (рис. 5) приведено суммарное потребление энергоресурсов в добыче газа ПАО «Газпром», показатель удельного расхода ТЭР и удельного расхода газа на собственные нужды (СН). Из рис. 5 видно, что в 2014 году наблюдается сокращение расхода ТЭР, однако, показатель удельного расхода газа на собственные нужды при этом увеличивается, а показатель удельного расхода ТЭР остается практически на том же уровне. В 2015 году при сокращении расхода ТЭР увеличивается показатель удельного расхода ТЭР, а показатель удельного расхода газа на собственные нужды снижается, а в 2016 году наблюдается сокращение расхода ТЭР, но при этом происходит увеличение показателя удельного расхода газа на собственные нужды, а показатель удельного расхода ТЭР снижается.

В 2011 году, при практически одинаковом расходе ТЭР в сравнении с 2010 годом, отмечается снижение удельных расходов ТЭР и газа на собственные нужды.

Анализ графика свидетельствует о том, что сокращение расхода ТЭР не всегда означает улучшение показателей энергоемкости (в данном случае – снижение удельного расхода ТЭР и удельного расхода газа на СН). И наоборот, расход ТЭР не всегда является индикатором улучшения или ухудшения показателей энергоемкости.

Обычно используют в качестве показателей (индикаторов), характеризующих энергетическую эффективность газодобывающих организаций, показатели удельного энергопотребления (энергоемкости) на выполнение технологического процесса и/или выпускаемой продукции. Однако не всегда рост или снижение удельного энергопотребления является доказательством ухудшения или повышения энергетической эффективности производства вследствие выполнения энергосберегающих мероприятий. Например, при вводе новых месторождений в безкомпрессорный период уменьшение энергоемкости ГДО будет очевидным даже без проведения энергосберегающих мероприятий [6]. Но данный факт не обязательно будет свидетельствовать об улучшении энергоэффективности.

В ГДО ежегодно внедряются программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, но в большинстве случаев их результаты не приводят к снижению энергоемкости производства.

Проблема эффективности реализации программы энергосбережения и повышению энергетической эффективности в газовом секторе ПАО «Газпром» из-за недостаточной изученности оценки энергетической эффективности ГДО в условиях снижения пластового давления газа привела к тому, что сделан вывод о неэффективности реализации большинства программ энергосбережения ГДО.

ДАЙ КАЧЕСТВО!
БИПРОН

ПРО ЭТО
ИННОВАЦИИ БИПРОН

Рис. 6. Динамика удельного расхода ТЭР и индекса изменения объема добычи газа в ПАО «Газпром»

На графике (рис. 6) приведено изменение показателя удельного расхода ТЭР и индекса изменения объема добычи газа в газодобывающем секторе ПАО «Газпром».

Анализ данных, приведенных на графике, свидетельствует о снижении объемов добычи газа и росте удельных расходов ТЭР.

В Концепции энергосбережения [4] установлено снижение удельного расхода природного газа на собственные нужды на период 2011–2020 годах не менее чем на 11,4%. Для выполнения этих темпов снижения установлен минимальный уровень ежегодной экономии природного газа на собственные нужды не менее чем на 1,2% от годового расхода.

Для газодобывающих организаций, газовые месторождения которых находятся на этапе падающей добычи газа, такой темп снижения удельного расхода газа практически невыполним.

Анализ показателей удельного энергопотребления ГДО за последние семь лет позволил сделать заключение о тенденции их увеличения. Это объясняется тем, что большинство месторождений Западной Сибири, на долю которых приходится более 90% добычи ПАО «Газпром», вступило в стадию падающей добычи газа.

Структура энергопотребления газодобывающих организаций, на долю которых приходится основной объем добываемого газа, представлена на рис. 7. При сопоставлении расходы ресурсов переведены в условное топливо.

Анализ структуры энергопотребления ГДО ПАО «Газпром», на которые приходится основной объем добываемого газа (рис. 7), показывает, что:

- удельный расход газа на собственные нужды ГДО составляет от 80 до 92% в суммарном энергопотреблении;
- на компримирование газа при этом расходуется от 70 до 99% газа собственных нужд, что является самой расходной статьей для всех ГДО;
- на удельные технологические потери газа приходится от 4 до 15%, на удельный расход электроэнергии – от 4 до 7%.

Учитывая невозобновляемость углеводородных ресурсов и тенденции, представленные на графике (рис. 5), следует вывод о том, что *для газодобывающих организаций ПАО «Газпром», находящимся на этапе жизненного цикла месторождения «падающая добыча», программа энергосбережения должна быть направлена на сокращение роста удельного расхода энергоресурсов*.

Рис. 7. Влияние удельных показателей на интегральный показатель энергоемкости газодобывающих организаций ПАО «Газпром»

Потенциал энергосбережения

На основании анализа структуры энергопотребления, представленной на графике рис. 7, в качестве основного потенциала энергосбережения определен топливный газ для технологического процесса компримирования газа. Это заключение не противоречит понятиям и методам определения потенциала энергосбережения.

Источниками потенциала энергосбережения являются [19-22]:

- реконструкция и модернизации технологического оборудования, имеющие сопутствующий эффект повышения энергоэффективности;
- оптимизация технологических режимов работы оборудования, направленная на сокращение затрат ТЭР;
- проведение различного вида ремонтов технологического оборудования, имеющих сопутствующий эффект поддержания энергоэффективности;
- внедрение энергосберегающих технологий, направленных на сокращение потерь ТЭР;
- внедрение энергосберегающих технологий, направленных на использование ВЭР.

Сокращение расхода газа на компримирование при обнаружении и устранении факторов, влияющих на необоснованно повышенный расход топливного газа, имеет отношение к оптимизации технологических процессов. Работы по повышению энергетической эффективности технологических объектов добычи газа и магистрального транспорта газа путем их оперативного регулирования проводятся широким фронтом.

При этом следует учесть существующую на сегодняшний день проблему оценки энергетической эффективности ГДО и влиянии на нее результативности энергосберегающих мероприятий.

Следует отметить, что большая часть существующих исследований посвящена оценке показателей энергоэффективности технологических объектов в составе газотранспортных систем. Однако эти методики не могут быть полностью использованы для газодобывающих организаций, так как в них не учитывается специфика технологических процессов добычи газа в период падающей добычи.

>>>

Рис. 8. Динамика расхода ТЭР на добычу газа в ПАО «Газпром»

На рис. 8 приведена динамика расхода ТЭР на добычу газа в ПАО «Газпром» за период с 2010 по 2016 год.

Из графика видно, что расход энергоресурсов определяется, в основном, уровнем добычи газа, что характерно видно по 2014 году, когда уровень добычи значительно снизился из-за кризиса в мировой экономике, и это отразилось на величине расхода ТЭР – при сокращении добычи газа расход ТЭР сократился. Но в то же время в 2012 году, при снижении уровня добычи, отмечается рост энергопотребления.

ВЫВОДЫ

Таким образом, проведенный анализ показал, что повышенный расход топливного газа на компримирование и электроэнергии в период падающей добычи ГП обусловлен рядом факторов:

- снижением давления газа на входе в ДКС из-за снижения пластового давления;
- проектными решениями ГСС и протяженностью ГСС между скважинами и УКПГ;
- принятыми технологическими схемами подготовки газа.

Кроме того, на энергоэффективность влияют факторы, обусловленные сезонными изменениями условий добычи газа:

- изменение объемов газа, компримируемого ДКС;
- изменение давления газа на входе ДКС (не связанное с геологическим фактором снижения пластового давления, а зависящее от изменения отбора газа);
- изменение отношения давлений газа в ДКС;
- изменение температуры газа на входе в ДКС;
- изменением температуры воздуха.

Для анализа влияния указанных факторов используют энергетические профили, представляющие собой изменение на длительном временном интервале времени основных эксплуатационных и энергетических характеристик ГП.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026.
2. Серебряков А. В., Васенин А. Б., Титов В. Г. Как повысить энергоэффективность энергетической установки // Главный энергетик. 2015. №1. С. 58–64.
3. Крюков О. В., Серебряков А. В. Экологические направления электроснабжения и задачи энергосбережения при реконструкции объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015. №8. С. 23–33.
4. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» на период 2021–2030 гг. // М., ПАО «Газпром», 2021. – 30 с.
5. Васенин А. Б., Крюков О. В., Серебряков А. В. Энергетический комплекс // Патент на полезную модель RU 113085 U1, 27.01.2012. Заявка № 2011140276/07 от 04.10.2011.
6. Хворов Г. А, Воронцов М. А, Нурдинова С. А. Оценка энергоэффективности работы газодобывающей организации ПАО «Газпром» в условиях падающей добычи газа // Газовая промышленность. 2016. № 7–8. С. 78–82.
7. Крюков О. В. Оптимизация работы технологически связанных электроприводов ГПА КС // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2014. Т. 1. №2. С. 26–31.
8. Крюков О. В., Степанов С. Е., Серебряков А. В. Современный подход к организации ремонта по данным прогноза технического состояния и ресурса электрооборудования // Газовая промышленность. 2017. №8 (756). С. 84–89.
9. Крюков О. В., Степанов С. Е., Васенин А. Б. Поддержка диспетчерских решений газотранспортных систем на базе оценки их энергоэффективности // Наука и техника в газовой промышленности. 2019. №4. С. 71–81.
10. Крюков О. В. Оптимальное управление технологическим процессом магистрального транспорта газа // В сборнике: XII Всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014. Ин-т проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН. 2014. С. 4602–4613.
11. Kryukov O. V., Serebryakov A. V. Modern systems of outdoor illumination for compressor stations // Light & Engineering. 2016. Т. 24. №2. С. 128–131.
12. Груздев В. В., Волков А. С., Крюков О. В. Методологический подход к прогнозированию технического состояния трансформаторов распределительных устройств // Автоматизация и IT в энергетике. 2021. №1 (138). С. 14–19.
13. Крюков О. В. Коммуникационная среда передачи данных сети ETHERNET на полевом уровне различных объектов // Автоматизация в промышленности. 2012. №12. С. 26–30.
14. Крюков О. В. Принципы малолюдных технологий в организации работы электроприводных компрессорных станций // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. №4. С. 10–13.
15. Репин Д. Г., Крюков О. В. Концепты системы мониторинга технического состояния компрессорных станций // Контроль. Диагностика. 2017. №12. С. 30–35.
16. Воеков В. Н., Мещеряков В. Н., Крюков О. В. Вентильный электропривод для погружных нефтяных насосов с импульсным повышающим преобразователем напряжения в звене постоянного тока ПЧ и релейным управлением инвертором напряжения // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2020. Т. 20. №2. С. 110–119.
17. Крюков О. В. Моделирование и микропроцессорная реализация электромеханических систем // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2015. №3. С. 55–61.
18. Крюков О. В. Научные основы создания интеллектуальных электроприводов технологических установок нефтегазового комплекса // В сборнике: Труды IX международной (XX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2016. 2016. С. 423–427.
19. Пужайло А. Ф., Крюков О. В., Рубцова И. Е. Энергосбережение в агрегатах компрессорных станций средствами частотно-регулируемого электропривода // Наука и техника в газовой промышленности. 2012. №2. С. 98–106.
20. Крюков О. В. Идентификация параметров приводных электродвигателей газовых турбокомпрессоров // В сборнике: Идентификация систем и задачи управления: Труды X Международной конференции. ИПУ им. В. А. Трапезникова. 2015. С. 348–367.
21. Крюков О. В., Степанов С. Е. Организация диспетчерского управления подстанциями компрессорных цехов с экспертной оценкой проектных решений // Промышленная энергетика. 2021. №1. С. 27–34.
22. Васенин А. Б., Крюков О. В. Вопросы электропитания вдольтрассовых объектов Единой системы газоснабжения России // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2020. №2 (44). С. 181–192.

06ХН28МДТ и 904L для агрессивных сред.
База знаний ОНИКС

А. ОСКОЛКОВА *– контент-маркетолог ООО «ОНИКС»*

Российская сталь 06ХН28МДТ и американский сплав AISI 904L являются аналогами. В рамках этой статьи мы познакомимся с их особенностями и характеристиками, сравним химический состав, разберем легирующие элементы и определим их влияние на механические свойства. Описывая ряд особенностей и уникальных характеристик аналоговых сплавов 904L и 06ХН28МДТ, будем указывать два понятия «сплав» или «сталь» для удобства восприятия. В местах, где требуется четкое разделение, полноценное написание сохранится.

06ХН28МДТ или 904L – это супераустенитные высоколегированные нержавеющие стали для работы в суровых условиях агрессивных сред. Высоколегированный химический состав на основе никеля, молибдена и меди обеспечивает хорошую стойкость к агрессивным хлорсодержащим средам, точечной (питтинговой) коррозии, коррозионному растрескиванию под напряжением и обеспечивает общую коррозионную стойкость, жаропрочность и жаростойкость соединениям. Сплавы устойчивы к воздействию хлоридов и морской воде.

Нормативные документы:

- **06ХН28МДТ.** Для производства сварных конструкций, работающих при температуре до 80°С в агрессивных средах предполагают соответствие химического состава для 06ХН28МДТ по нормам **ГОСТ 5632-2014** или трубы, предназначенные для изготовления трубопроводов и различных конструкций по **ГОСТ 11068-81**.
- **904L.** Имеет широкое разделение: листовой прокат по ASTM A240, поковки для фланцев и фитингов по ASTM A182, кованые фитинги для сварки встык по ASTM A403, бесшовные и сварные трубы по ASTM A312, A358, A213, A249, A269, A270.

В основном, аналоговые сплавы используются при производстве и транспортировке фосфорной кислоты, а также в среде с высокой концентрацией кислоты или газа. Чаще всего сталь используется в химической промышленности в условиях возникновения сильной коррозии.

Среди прочих отраслей можно выделить:

- Нефтяная и нефтехимическая промышленность. Компоненты для устройств нефтеперерабатывающих заводов (например, реакторы).
- Атомная промышленность.
- Электроэнергетика.
- Газовая отрасль (например, для очистки газов).
- Морская отрасль (например, устройства для охлаждения морской воды, конденсаторы, компоненты морских нефтепроводов).
- Целлюлозно-бумажная промышленность.
- Химическая переработка. Заводы по переработке уксусной, фосфорной и серной кислот. Оборудование для хранения и транспортировки серной кислоты (например, теплообменники).
- Сталь 904L также применяют для изготовления наручных часов Rolex.

Химический состав

Наличие подобных химических элементов указывает, что сталь относится к сплаву на железоникелевой основе. Постоянные примеси в стали: марганец, кремний, сера и фосфор. Марганец с кремнием относятся к полезным примесям. А показатели серы и фосфора сведены к минимуму.

Благодаря добавлению **меди** сплав повышает устойчивость к сильным восстановительным кислотам, таким как серная кислота. Имеет повышенную стойкостью к воздействию фосфорной и соляной кислот. На скорость коррозии к серной кислоте существенное влияние оказывает повышенное содержание **никеля** и добавки **молибдена**.

Высокая стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением обусловлена наличием в составе большого количества никеля. Введение в сталь никеля способствует улучшению механических свойств, образуя супераустенитную структуру.

Нержавеющая сталь **904L** и **06ХН28МДТ** имеет повышенное содержание **хрома**, который вступает в реакцию с кислородом воздуха, образуя тонкий защитный слой оксида хрома на поверхности сплава. Это качество высоко ценят в морской промышленности, поскольку морская вода непредсказуема (могут произойти резкие колебания температуры, уровня хлоридов, присутствия микроорганизмов или мусора).

Таблица 1.
Сравнение химического состава для российского сплава 06ХН28МДТ (ЭИ943, 0Х23Н28М3Д3Т) по ГОСТ 5632-2014 и AISI 904L (UNS N08904, 1.4539)

Стандарт	Углерод	Кремний	Марганец	Фосфор	Сера	Хром	Молибден	Никель	Титан	Медь
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Ti	Cu
06ХН29МДТ	До 0,8%	до 0,8%	До 0,8%	До 0,035%	До 0,020%	22,0–25,0%	2,5–3%	26,0–29,0%	0,5–0,9%	2,5–3,5%
904L	До 0,02%	До 0,7%	До 0,2%	До 0,03%	До 0,01%	19,0–21,0%	4,0–5,0%	24,0–26,0%	–	1,2–2,0%

Таблица 2.
Механические свойства 06ХН28МДТ и 904L при +20°С

Сталь	Предел текучести σ0,2, МПа (кгс/см²)	Предел прочности σв, МПа (кгс/см²)	Относительное удлинение δ5, %	Относительное сужение ψ, %	Твердость по Бринеллю (НВ)	Твердость по Роквеллу (HRB)
06ХН28МДТ (поковки ГОСТ 25054-81)	216 (22)	510 (52)	36/30	40/30	200	–
904L	220	490	35/30	–	150	70-90

Механические свойства

Исследование физико-механических и технологических свойств этой стали показало, что сталь 06ХН28МДТ (AISI 904L) отличается высокой пластичностью, хорошей технологичностью и удовлетворительной свариваемостью при повышенной коррозионной стойкости в некоторых средах по сравнению с 08Х18Н10Т (AISI 321) и 08Х17Н13М2Т (AISI 316Ti) [1].

Чтобы лучше понять преимущество рассматриваемых нержавеющих сплавов, необходимо изучить показатель твердости по Бринеллю (НВ). Металлы с высокими баллами по шкале Бриннеля тверже, а это означает, что они будут более прочными и смогут выдержать любые удары в процессе эксплуатации. Низкое содержание углерода обеспечивает хорошую ударную вязкость и прочность как при комнатной температуре, так и при повышенных температурах. Сталь отличается высокой пластичностью, технологичностью и свариваемостью в условиях агрессивных сред.

■ Коррозионная стойкость

Самой важной особенностью нержавеющего сплава является его способность выдерживать постоянное воздействие агрессивных веществ. Рассмотрим подробнее стойкость сплава к некоторым кислотам. Сплав Fe - Cr - Ni показывает отличные механические свойства к муравьиной, соляной, плавиковой и щавелевой кислоте. Не боится воздействий серной кислоты в любой концентрации и может эксплуатироваться при ее постоянном воздействии. Сплав имеет высокие показатели стойкости к азотной кислоте. Обратите внимание, нельзя эксплуатировать при 55% уксусной и фосфорной кислот.

Таблица 3.
Коррозионная стойкость супераустенитной стали 06ХН28МДТ в кислотах [2]

Кислота	Концентрация, %	Т, °С	Скорость коррозии, мм/г
Муравьиная	10	Т кип.	0,1
Соляная	1–2	20	0,1
	5	20	1,0
Плавиковая	5	20	1,0
Щавелевая	10–50	Т кип.	1,0

Таблица 4.
Скорость коррозии коррозионностойкой в смеси серной кислоты H_2SO_4 и азотной кислоты HNO_3 для 06ХН28МДТ [2]

Сталь	Т, °С	S, мм/г при соотношении % H_2SO_4 / HNO_3					
		10/1	10/5	30/1	30/5	50/1	50/5
06ХН28МДТ	22	0,20	0,003	0,001	0,001	0,004	0,001
	25	0,01	0,005	0,006	0,006	0,003	0,002

Подведем итог и еще раз зафиксируем ключевые преимущества стали 06ХН28МДТ и 904L:

- Высокая стойкость к коррозионным процессам в агрессивных средах. Сплав является кислотостойким и работает при высоких температурах до 80°С, исключая 55%-ю уксусную и фосфорную кислоту;
- Сплав жаропрочный. Рекомендуемая температура применения для фланцев от -196°С до 400°С;
- Отличается высокой пластичностью;
- Обладает свариваемостью без ограничений.

Нержавеющие стали 904L и 06ХН28МДТ обладают большей долговечностью, что делает их более эффективными и менее затратными с течением времени (несмотря на более высокую начальную стоимость). Если вы ищете вариант из нержавеющей стали, который будет выдерживать суровые условия и при этом обеспечивать превосходную долговечность, вам прекрасно подойдут 904L и 06ХН28МДТ.

ЛИТЕРАТУРА:

[1] Коррозионностойкие стали и сплавы: учебное пособие / В. В. Березовская, А. В. Березовский. – Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2019. 122 с.
[2] Томашов, Н. Д. Теория коррозии и коррозионностойкие конструкционные сплавы: учебное пособие для вузов / Н. Д. Томашов, Г. П. Чернова. Москва: Металлургия, 1993. 416 с.

База знаний ОНИКС

Как разобраться в механических свойствах?

Твердость определяют через пластическую деформацию металла путем вдавливания в испытуемый образец индентора благодаря трем методам: Бринелля, Роквелла или Виккерса. Наведите ваш мобильный телефон на QR-код и перейдите к тематическому видео из рубрики «Анатомия стали», чтобы изучить оставшиеся механические свойства.

ООО «ОНИКС»
199004, Санкт-Петербург, Средний пр. В. О., д. 4, корп. Б
тел. 8 800 555-38-83
e-mail: info@onyxspb.ru
onyxspb.ru

Азотные компрессорные станции ТГА
для повышения нефтеотдачи пласта и других нефтесервисных операций

Наиболее результативным решением проблемы повышения нефтеотдачи пластов является применение третичных газовых методов, к которым относится метод вытеснения азотом. Азот – один из самых распространенных газов на планете Земля. Основным его свойством, используемым в технологических процессах, является инертность. В концентрациях начиная с 90% азот предотвращает возгорание. Именно благодаря этому своему свойству он получил широкое распространение для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности в различных технологических процессах.

Повышение продуктивности скважин достигается путем подачи газообразного азота под высоким давлением. Азот поднимается вверх по трещинам и за счет увеличения пластовой энергии оттесняет вниз заблокировавшую ствол скважины воду. Обеспечивается заполнение освобождающихся от воды коллекторов нефтью, и снова открывается доступ нефти к стволу скважины. Добыча возобновляется, нефтеотдача пласта повышается в пределах от 35% до 75% (рис. 1).

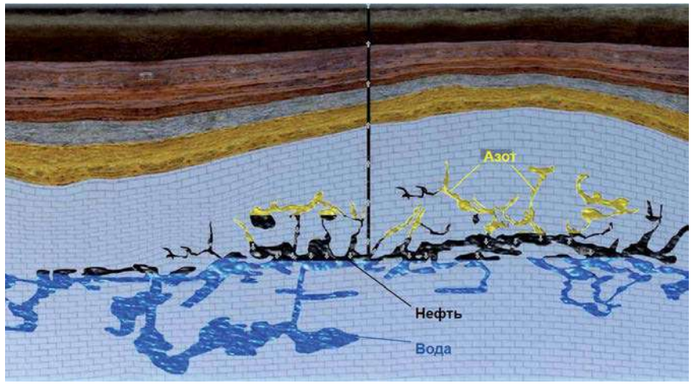


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

Газообразный азот применяется также при выполнении таких операций, как капитальный ремонт скважин, опрессовка скважин, бурение на депрессии, освоение скважин после ГРП, консервация и расконсервация скважин и др. Оптимальное мобильное решение задачи получения газообразного азота из атмосферного воздуха непосредственно на нефтяных скважинах и других объектах, требующих подачи азота высокого давления, – азотные станции серии ТГА. Передвижная азотная компрессорная станция доставляется к объекту и запускается в работу (рис. 2).

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

При этом заказчик имеет возможность приобрести новую азотную компрессорную станцию в собственность для постоянного использования или взять в аренду вместе с профессиональным экипажем для решения оперативных задач.

Краснодарский компрессорный завод производит широкую линию моделей передвижных азотных станций серии ТГА, способных обеспечивать на выходе высококонцентрированный азот (до 99%) под давлением до 630 атмосфер с производительностью до 30 нм³/мин. Максимальная концентрация азота на выходе зависит от модификации станции и колеблется в диапазоне от 90% до 99%. Подходящая модель и модификация азотной станции подбираются под задачи, которые требуется решать.

Рис. 3. Инновационная азотная станция модели ТГА-10/251

Для удобства перемещения станций ТГА предусмотрено несколько типов их исполнения: на салазках, на прицепе, на шасси. Тип подбирается в зависимости от расположения объектов, сроков эксплуатации станции на каждом из них и других факторов.

На сегодняшний день самой востребованной в нефтедобыче является инновационная азотная станция модели ТГА-10/251 с концентрацией азота на выходе 95% (рис. 3).

kkzav.ru

ООО НПФ «ТеплоЭнергоПром»

ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Агрегаты воздушного отопления на газовом (АВГМ) и жидком (АВЖМ) топливе, тепловой мощностью от 40 кВт до 30 МВт стационарные и мобильные, взрывобезопасного исполнения.
- Калориферные установки для подачи теплого воздуха в стволы шахт и рудников.
- Горелочные устройства на газообразном и жидком видах топлива.
- Пункты нагрева приточного воздуха для поддержания климата в промышленных зданиях.

ТЭП

TEPGAZ.RU

16 лет нам доверяет ПАО «Газпром»

ВЫПОЛНЕНО БОЛЕЕ 500 ПРОЕКТОВ ДЛЯ:

- ПАО «Газпром»
- ПАО «НК «Роснефть»
- АО «ОДК-ГТ»
- ПАО «НОВАТЭК»
- ПАО «Сургутнефтегаз»
- ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Снижение на 10% капитальных затрат при обустройстве площадок.
- Экономия до 25% на эксплуатационных издержках за счет высокого КПД (>90%) и автономности. Агрегаты выполнены в северном исполнении (от -60°С до +45°С).
- Модульная конструкция калориферной установки.
- Подбор компоновочных решений для пунктов нагрева приточного воздуха под потребности Заказчика.

КОМПЕТЕНЦИИ:

- Система качества сертифицирована по ИСО 9001-2015.
- Сертификат Таможенного союза (ТС ЕАЭС).
- Внесены в реестр инновационной продукции ПАО «Газпром».
- Пройдена сертификация в системе «Интергазсерт».
- Внесены в Реестр Минпромторга о производстве продукции на территории РФ.
- Компания внесена в Реестр надежных поставщиков.
- Ряд изделий не имеет аналогов, защищены патентами.

ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ «ПОД КЛЮЧ»:

- Выполнение НИОКР.
- Разработка конструкторской документации.
- Разработка и изготовление опытного образца, проведение испытаний.
- Серийное производство на собственной производственной площадке.
- ШМР и ПНР.
- Обучение персонала.
- Гарантийное и постгарантийное обслуживание.

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ

ОТ НАУКИ ДО СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

ООО НПФ «ТеплоЭнергоПром»
тел. (34265) 94-007, e-mail: office@tepgaz.ru

Инновационный поход

к обслуживанию объектов горно-нефтяного профиля в различных климатических зонах России

Стратегической ресурсной базой Российской Федерации, обеспечивающей социально-экономическое развитие страны, являются Северо-Восточные регионы. Известно, что российская экономика несет серьезные издержки из-за холодного климата, в особенности в Сибири и на Дальнем Востоке. На основе расчета средних январских температур, взвешенных относительно распределения населения по территории той или иной страны, Россия имеет самый низкий в мире показатель температуры на душу населения (ТДН). ТДН для России равен -12,6°С, ниже, чем у Канады (-8,9°С) и других северных стран. Это обусловливает огромные затраты на отопление жилых и производственных помещений, ускоренный износ техники и т.д.

В этой связи у предприятий возрос интерес к технологическому оборудованию многофункционального назначения и способного работать в сложных климатических условиях. В этом направлении с 2007 года успешно работает научно-производственная фирма «ТеплоЭнергоПром» (г. Пермь).

Одной из последних разработок организации является *многофункциональная* технологическая машина на газомоторном топливе для круглогодичного обслуживания опасных и общепромышленных объектов.

В соответствии с политикой ПАО «Газпром» по инновационному развитию предусматривается комплексный подход к внедрению технологий, не имеющих аналогов в ПАО «Газпром» и снижающих затраты на приобретение и организационно-техническое содержание объектов и оборудования.

По результатам совместной работы специалистов НПФ «ТеплоЭнергоПром» и ПАО «Газпром» разработан функционал, позволяющий заменить ряд узкоспециализированных машины и оборудования, таких как: краны-манипуляторы, самосвалы, погрузчики, мобильные воздухонагреватели, коммунальные (дорожные) машины, маслозаправочные прицепы, тракторы для минерализации полосы, газонокосилки и другое оборудование.

Многофункциональная машина обеспечивает оперативное обслуживание объекта, доставку на место служебного персонала, обеспечивает дополнительную организацию контрольных и диспетчерских функций.

Базовая комплектация представляет собой самоходную машину грузоподъемностью до 2 тонн (фото 1), включающую в себя:

- колесную платформу 4х4 с поворотом всех четырех колес;
- самосвальный или бортовой кузов, фаркоп;
- крано-манипуляторную установку с вылетом стрелы до 4 метров и грузоподъемностью до 1 тонны;
- топливо – метан/бензин (фото 2);
- систему ГЛОНАСС и радиостанции;
- адаптеры для подключения переднего навесного оборудования;
- блок контроля загазованности по метану.

Заправка машины метаном осуществляется на АГНКС или точках заправки на объекте.

В зависимости от потребности Заказчика опционально возможна комплектация кабиной на 2 или 3 человека, включая водителя.

Фото. 1. Самоходная машина

Машина позволяет выполнять большой спектр задач по круглогодичному обслуживанию опасных и общепромышленных объектов, в частности:

- противопыльную обработку территорий, стрижку и полив газонов, посыпку дорог противогололедными материалами;
- замену масел/гидравлических жидкостей по «бочковой» технологии блоком из трех насосов взрывозащищенного исполнения с давлением подачи жидкости до 30–35 кг/см² (рис. 1);
- противопожарную обработку территории ротационном плугом;
- техническую помощь: генерацию электроэнергии 220/380 В, 6.0 кВт, погрузочно-разгрузочные работы, подключение ручного инструмента и вспомогательного оборудования, накачку герметизирующих уплотнений, откачку воды, транспортировку баллонов сварщика-резчика, обслуживание узлов подключения;
- мобильный воздухонагреватель (АВГМ) на 40 кВт с подключением топливного газа до 7.5 МПа (рис. 2).

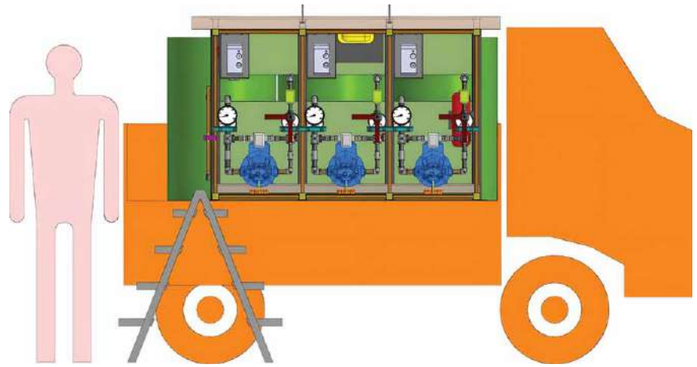


Рис. 1. Блок маслозаправочный

Фото 2. Блок баллонов КПГ/метан

В составе машины используются комплектующие российского производства от автомобиля УАЗ. Машина сертифицирована на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011.

Реализация такого комплексного подхода к внедрению новых технологий, особенно для северных территорий, позволит значительно сократить затраты на приобретение парка узкоспециализированных машин и их обслуживание, затраты на содержание объекта.

Использование машин многофункционального назначения в специальном исполнении в условиях ограниченности технологического и человеческого потенциала является важным инновационным подходом в разработке месторождений полезных ископаемых и бытовом обслуживании мест проживания трудящихся. Это особенно важно для объектов горно-нефтяного профиля, учитывая, что до 80% ВВП России обеспечивается освоением своих недр.

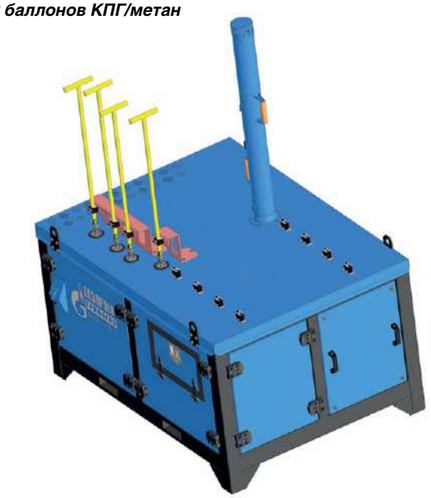


Рис. 2. Воздухонагреватель АВГМ-40 7,5 МП

ООО НПФ «ТеплоЭнергоПром»
618703, Пермский край,
г. Добрянка, рабочий пос. Полазна
тел. (34265) 94-007
e-mail: office@tepgaz.ru
tepgaz.ru

Портальные автоматизированные комплексы ультразвукового контроля тела и концов бесшовных труб

В настоящее время актуально создание портальных автоматизированных комплексов ультразвукового контроля, обеспечивающих совмещенный контроль тела и концов насосно-компрессорных, нефтегазовых и обсадных труб. Это обусловлено не только резким повышением современных требований к качеству неразрушающего контроля труб, но и острой необходимостью экономии металла, за счет сокращения физического минимума не контролируемой зоны на торцах трубы.

Портальные установки ультразвукового контроля бесшовных труб на базе системы ДЭКОТ, созданные в ЦНТУ «Экоцентр», предназначены для автоматизированного контроля толщины стенки, расслоений, несплошности продольной, поперечной ориентации тела и концов металлических бесшовных труб в технологическом потоке металлургического производства труб.

■ **1. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ООО «ТД «ТАТОЙЛПРОМ», г. Альметьевск, Россия.**

Во 2-м квартале 2021 года сдана в эксплуатацию портальная установка автоматизированного ультразвукового совмещенного контроля тела и концов насосно-компрессорных, нефтегазовых труб Д (48–114) мм.

■ **2. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ООО «ИЖОРСКИЙ ТРУБОПРОКАТНЫЙ ЗАВОД», г. Санкт-Петербург, Россия.**

В 1-м квартале 2020 года сданы в промышленную эксплуатацию две портальные установки автоматизированного УЗК тела и концов насосно-компрессорных, нефтегазовых труб Д (73–178) мм. В зависимости от производственной необходимости за сутки проходят контроль не менее 1300–1500 труб. За время промышленной эксплуатации на данный момент проконтролировано более 2 000 000 труб.

■ **3. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ПАО «ТАГМЕТ», г. Таганрог, Россия.**

ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» начал поставлять средства неразрушающего контроля на ПАО «ТАГМЕТ» с 1998 года. За этот период ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» выполнил следующие работы:

- Оснащение линий УКТ термоучастков трубопрокатных цехов ПАО «ТАГМЕТ» многоканальными системами ультразвукового контроля: 16 каналов дефектоскопа, 8 каналов толщиномера – ДЭКОТ 16х8 – 2004–2006 гг.;
- Оснащение линий УКТ участков отделки трубопрокатных цехов ПАО «ТАГМЕТ» 24-канальными системами ультразвукового контроля ДЭКОТ-24 – 2006–2008 гг.;
- Оснащение линий УКТ участков отделки трубопрокатных цехов ПАО «ТАГМЕТ» 32-канальными системами ультразвукового контроля ДЭКОТ-32 – 2008–2011 гг.;
- На линии УКТ14 участка №3 ТЦ ОАО «ТАГМЕТ» создан участок контроля концов труб, на базе системы ДЭКОТ-32 – 2011–2013 гг.;
- За период 1998–2011 г. системами мод. ДЭКОТ оснащены 15 линий УКТ, ТЦ ПАО «ТАГМЕТ»;
- В 2016 г. сдана в эксплуатацию линия УКТ14 на базе системы ДЭКОТ-96, соответствующая требованиям компаний ExxonMobil и Shell (с контролем наклонных дефектов ±5°, ±22°, ±45°, ±67°);
- В 2017 году проведены испытания линии УКТ14 на базе системы ДЭКОТ-96 на соответствие требованиям фирмы Shell и ExxonMobil;
- В 1-м квартале 2019 года сдана в эксплуатацию линия УКТ7 на базе системы ДЭКОТ-96, соответствующая требованиям компаний ExxonMobil и Shell (без контроля наклонных дефектов ±5°, ±22°, ±45°, ±67°).

■ **4. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ВОЛГАНЕФТЕМАШ, г. Котово, Волгоградская область, Россия.**

В 2015 году на ремонтном участке насосно-компрессорных труб в г. Котово сдана в эксплуатацию стационарная установка автоматизированного ультразвукового контроля НКТ (48-89) на базе системы ДЭКОТ. Дополнительно установка оснащена определителем прочности контролируемых труб (СОРТОСКОП 10).

■ **5. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ПАО «ИНТЕРПАЙП НТЗ», г. Днепропетровск, Украина.**

В 2012 году сдана в эксплуатацию установка автоматизированного ультразвукового контроля концов труб на базе системы ДЭКОТ в ТПЦ №5.

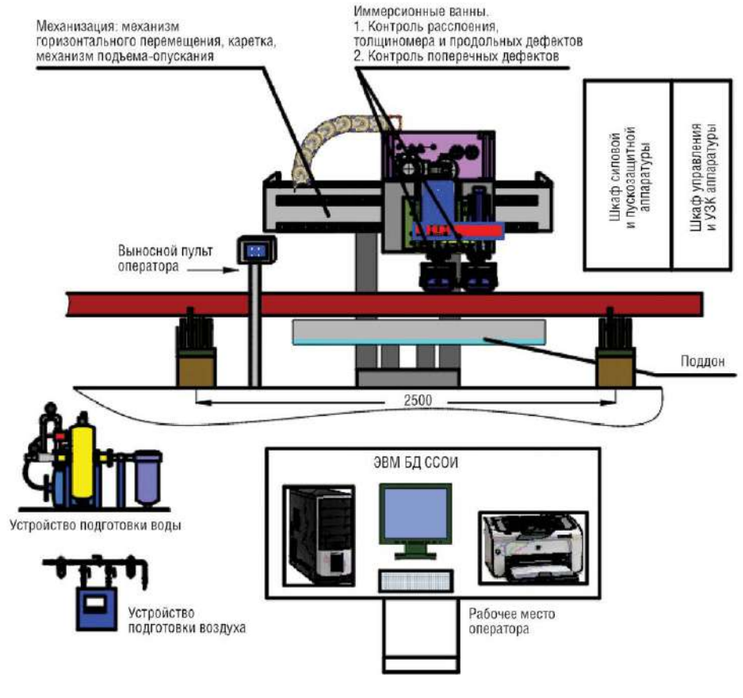
■ **6. ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» на ЗАО «НТК», г. Никополь, Украина.**

В марте 2005 года многоканальным ультразвуковым толщиномером ДЭКОТ 16х8 (Сертификат об утверждении типа средств измерений RU.E.042.A №17281 от 06.04.2004 г.) оснащена линия «Днепр-2» в ЗАО «НТК», г. Никополь.

Автоматизированная установка ультразвукового совмещенного контроля тела и концов бесшовных труб на базе системы ДЭКОТ-64 (портальный вариант)

Основные технические характеристики портальной установки:

- Автоматизированный контроль тела и концов бесшовных труб.
- 128 программируемых каналов.
- Контроль толщины стенки трубы (утонение 25х25 мм).
- Контроль и «расслоения»(плоскодонное отверстие *Ф* 6,4 мм).
- Контроль несплошности продольной и поперечной ориентации (длина эталонного дефекта 25 мм, глубина – 5% от номинальной толщины стенки).
- Диаметр труб 60–426 мм. Стенка 4-50 мм.

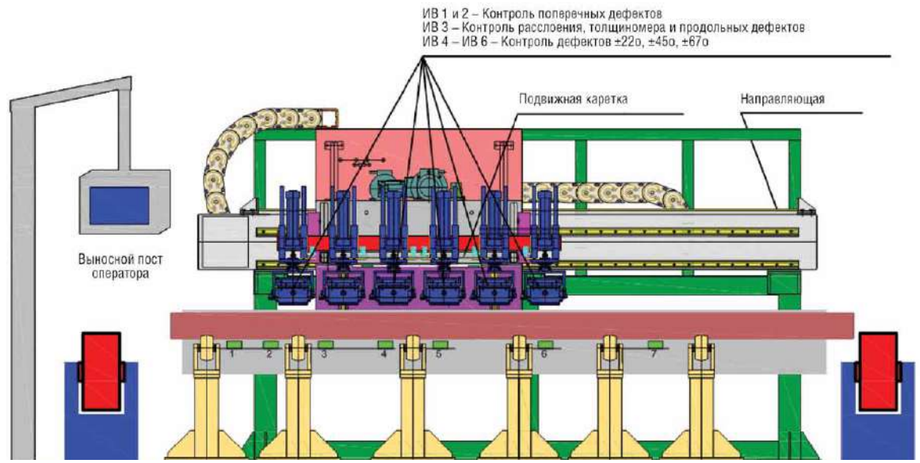


>>>

Автоматизированная установка ультразвукового контроля тела и концов бесшовных труб на базе системы ДЭКОТ-96 (портальный вариант)

Основные технические характеристики портальной установки:

- Автоматизированный совмещенный контроль тела и концов труб.
- 96 программируемых каналов.
- Контроль толщины стенки трубы (утонение 25х25 мм).
- Контроль и «расслоения»(плоскодонное отверстие *Ф* 3,2 мм).
- Контроль несплошности продольной, поперечной и наклонной ориентации (±5°, ±22°, ±45°, ±67°) (длина эталонного дефекта 25 мм, глубина – 5% от номинальной толщины стенки).
- Диаметр труб 73–426 мм. Стенка 4–50 мм.



Экоцентр

ООО ЦНТУ «Экоцентр»
347909, Таганрог, ул. Солодухина, д. 85а
тел. (8634) 67-93-73
e-mail: eco-314@yandex.ru
cntuecocentr.ru

НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчиков.
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений.
- Широкие возможности технических решений.
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов.
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Технический департамент
Аналитический департамент
Департамент обеспечения бизнеса
Финансовый департамент
Цех по подготовке и производству оборудования
Отдел охраны труда и окружающей среды
Испытательный полигон
Полевые работы и ДДК
ЛНК и ЭПБ

Услуги

Россия, Московская обл., г. Коломна, ул. 2 км Малинского шоссе, 10А
+7 (496) 616-70-08
www.neftegazperspektiva.ru
info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

Математическое моделирование
геометрии тыльных (калибрующих) конусов шарошек

Д. Ю. СЕРИКОВ *– член-корреспондент РАЕН, д.т.н., профессор ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина»*
Д. А. БОРЕЙКО *– к.т.н., доцент ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»*

Успешная работа шарошечного бурового долота на забое во многом зависит от эффективности разрушающего воздействия его вооружения на породу, долговечности вооружения и качественной работы системы очистки забоя. Вооружение шарошечного бурового долота – это часть конструкции, непосредственно воздействующая и разрушающая породу забоя, работающая в сложных условиях комплекса разноплановых нагрузок. От совершенства конструкции вооружения напрямую зависят одни из самых важных технических показателей бурового инструмента – механическая скорость бурения и проходка.

Все виды механического воздействия зубьев вооружения шарошек на породу забоя в целом или по отдельным венцам, кратковременно или постоянно могут быть присущи той или иной модификации шарошечного бурового долота. Поэтому решение задачи повышения эффективности шарошечного бурового долота, как правило, связано с уменьшением энергетических затрат при бурении за счет обеспечения соответствия геометрии вооружения условиям работы каждого из венцов шарошек на кольцевых участках забоя и физико-механическим свойствам разбуриваемых горных пород.

Стойкость зубчатого вооружения существенно зависит от величин, направлений и характера воздействия на него, возникающих при бурении нагрузок, а также от целого ряда факторов: физико-механических характеристик материала зубьев, армирующего износостойкого материала, формы зубьев и геометрии армированных зон. Это особенно важно для шарошечного бурового долота больших диаметров, предназначенного для разбуривания мягких и пород средней твердости, где зубья вооружения имеют максимальные вылеты и соответственно подвержены воздействию наибольших изгибающих нагрузок. Несовершенная форма зубьев, а также нерациональное размещение армированных зон на их рабочих поверхностях способствуют преждевременному износу вооружения за счет образования и распространения микротрещин как в наплавочном материале, так и стальной основе вооружения.

Повышению эффективности шарошечного бурового долота в значительной степени способствует улучшение очистки как самого инструмента, так и призабойной зоны в целом от шлама вследствие применения самоочищающихся шарошек и использованию промывочных узлов, оснащенных гидромониторными насадками различной конфигурации.

Анализ износа вооружения шарошечных буровых долот со смещенными осями вращения шарошек, после отработки в реальных условиях бурения нефтяных и газовых скважин, позволил установить некоторые важные особенности этого процесса.

Главной из них является «зализывание» угла, образованного пересечением периферийного основного и калибрующего конусов шарошек (рис. 1.1 и 1.2). В результате этого процесса происходит увеличение площадки притупления зубьев периферийных рядов шарошек (рис. 1.3), что неминуемо приводит к снижению удельного давления на поверхность забоя и как следствие снижению разрушающей способности вооружения инструмента.

С целью выявления причин этого явления, необходимо провести исследования и установить условия и характер взаимодействия калибрующих конусов шарошек со смещенными осями со стенкой скважины в процессе работы бурового долота. Указанные исследования были проведены методом математического моделирования геометрии цилиндра (скважины), наклонного конуса (шарошки) и переходной плоскости θ, проходящей через точку их контакта. Для этого были составлены соответствующие уравнения исследуемых геометрических тел и плоскости в цилиндрической системе координат.

На рис. 2 представлена расчетная схема цилиндра (стенки скважины) и конуса со смещенной центральной осью (основной конус шарошки со смещением оси вращения).

Уравнение цилиндра имеет вид:

$$x^2 + y^2 = R^2 \quad (1)$$

Уравнение конуса в каноническом виде в системе координат записывается следующим образом:

$$x'^2 + y'^2 = z'^2 / c^2 \quad (2)$$

где: c – константа конуса (угловой коэффициент).

Сечение конуса $O'Y'Z'$ задается уравнением $z = \pm c \cdot y$, тогда угловой коэффициент прямой сечения с, равен:

$$c = tg\left(90^0 - \alpha\right) = ctg\alpha \quad (3)$$

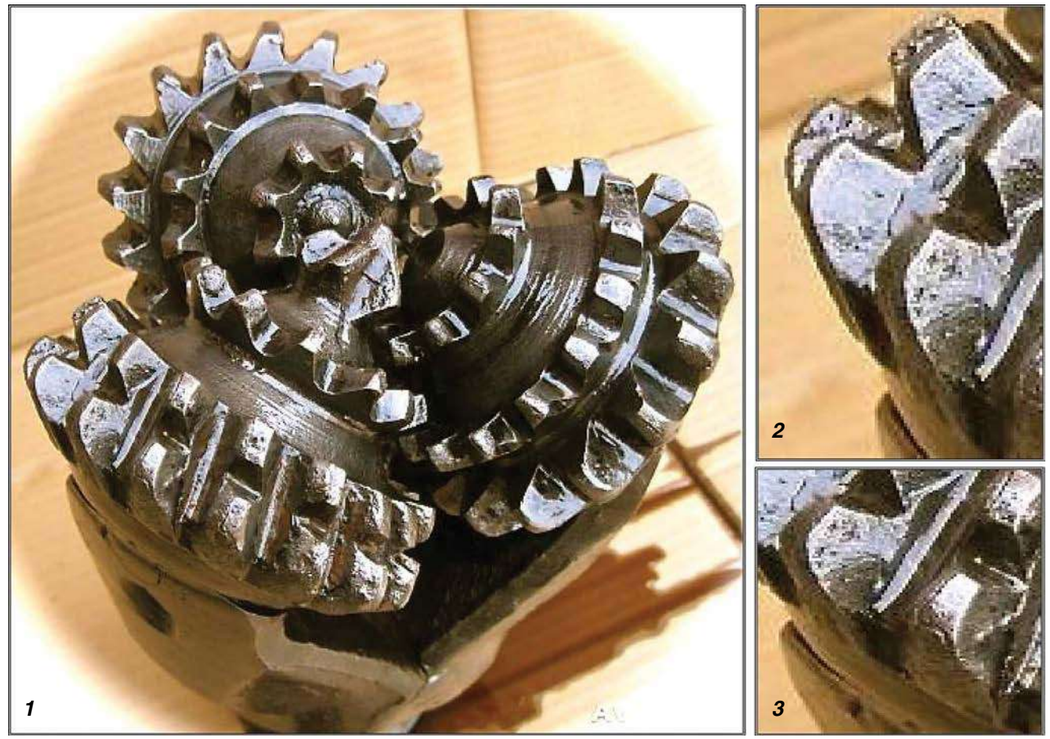


Рис. 1. Шарошечное долото диаметром 393,7 мм со смещенными осями вращения шарошек после отработки

Тогда уравнение (2) принимает следующий вид:

$$x'^2 + y'^2 = z'^2 / ctg^2\alpha \quad (4)$$

Имея в виду, что:

$$\frac{1}{ctg\alpha} = tg\alpha \quad (5)$$

$$\alpha = 90^0 - \beta \Rightarrow tg\left(90^0 - \beta\right) = ctg\beta \quad (6)$$

а также преобразование переноса и поворота получим уравнение конуса в системе $OXYZ$:

$$\left((x - dx)\cdot\cos\beta + z\cdot\sin\beta\right)^2 + \left(y - dy\right)^2 = \left(z\cdot\cos\beta - z\cdot\sin\beta\right)^2 \cdot ctg^2\beta \quad (7)$$

Плоскость θ, проходящая через точку M_0 центра большого основания калибрующего конуса перпендикулярно вектору нормали $\bar{N}\left(A;B;C\right)$ в общем виде задается уравнением:

$$A\cdot\left(x - x_0\right) + B\cdot\left(y - y_0\right) + C\cdot\left(z - z_0\right) = 0 \quad (8)$$

Учитывая то, что нормальным вектором плоскости θ является ось конуса, который получен поворотом относительно оси на угол β получим $\bar{N}\left(\sin\beta;0;\cos\beta\right)$. Тогда уравнение плоскости θ записывается следующим образом:

$$\sin\beta\cdot\left(x - x_0\right) + \cos\beta\cdot\left(z - z_0\right) = 0 \quad (9)$$

Таким образом, для нахождения точки M_1 необходимо решить систему нелинейных уравнений:

$$\begin{cases} x^2 + y^2 = R^2 \\ ((x - dx)\cdot\cos\beta + z\cdot\sin\beta)^2 + (y - dy)^2 = (z\cdot\cos\beta - x\cdot\sin\beta)^2\cdot ctg^2\beta \\ \sin\beta\cdot(x - x_0) + \cos\beta\cdot(z - z_0) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

Для решения задачи поиска обеих точек касания калибрующего конуса шарошки со стенкой скважины (M_1 и M_2) при смещении оси вращения шарошки относительно оси вращения долота рассмотрим проекции этих тел на плоскость XOY (рис. 3).

1. В данном случае уравнение окружности скважины ω имеет тот же вид, что и уравнение цилиндра (1).

2. Проекция большого основания калибрующего конуса шарошки ω_1 представляет собой эллипс, которому соответствует уравнение:

$$\frac{(x - x_c)^2}{a^2} + \frac{(y - y_c)^2}{b^2} = 1 \quad (11)$$

3. Проекция малого основания калибрующего конуса ω_1 представляет собой эллипс, которому соответствует уравнение:

$$\frac{(x - x_c^{/})^2}{a^{/2}} + \frac{(y - y_c^{/})^2}{b^{/2}} = 1 \quad (12)$$

>>>

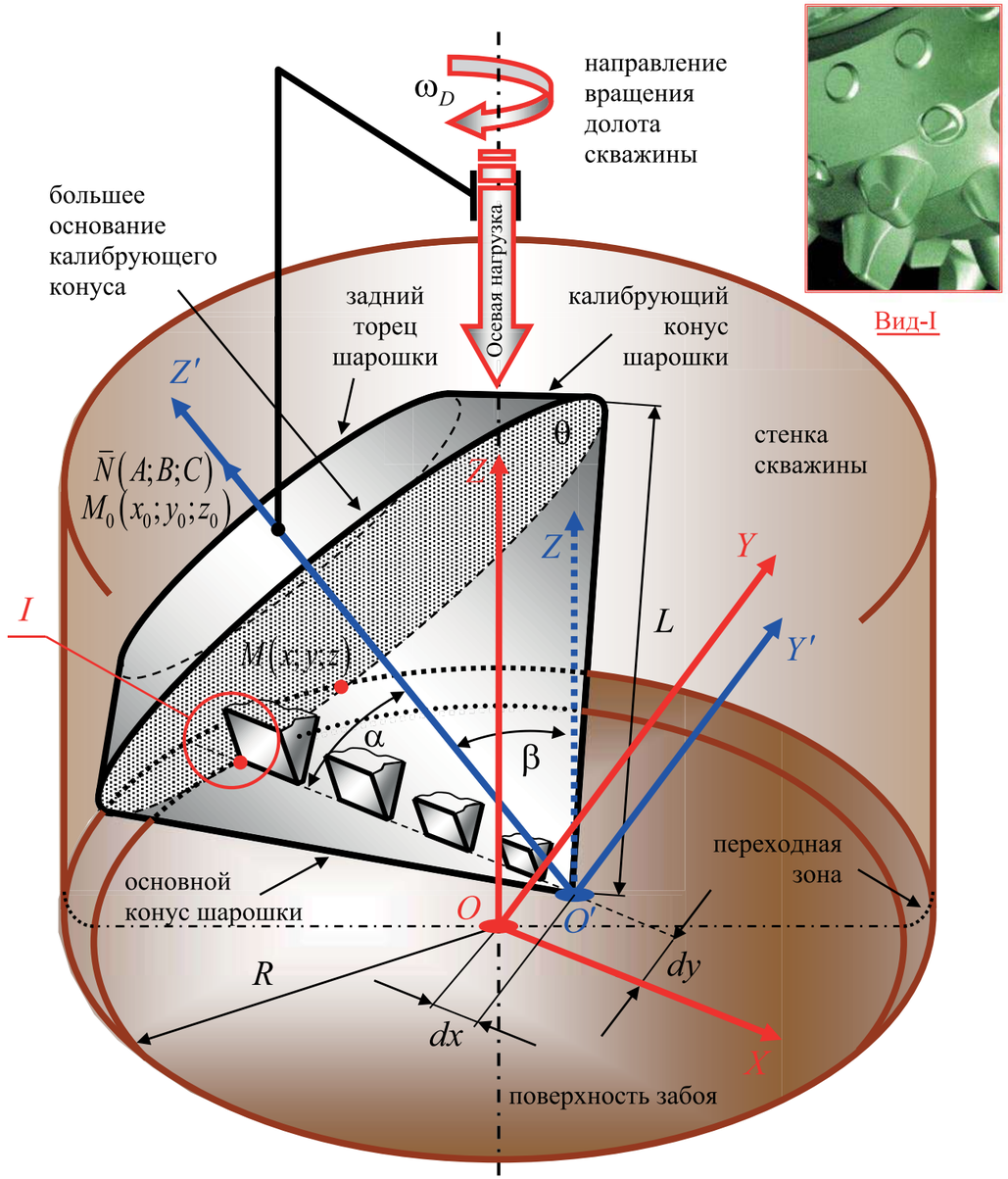


Рис. 2. Расчетная схема для математического моделирования.
α – угол между $O'Z'$ и образующей конуса; β – угол поворота оси конуса относительно OZ;
dx – смещение оси конуса относительно OX; dy – смещение оси конуса относительно OY.

Для поиска проекции $M_1'(x_1, y_1, 0)$ точки касания M_1 составим систему уравнений из условия, что $M_1 = \omega \cap \omega_1$ (см. рис. 3):

$$\begin{cases} \dfrac{(x-x_c)^2}{a^2} + \dfrac{(y-y_c)^2}{b^2} = 1 \\ x^2 + y^2 = R^2 \end{cases} \quad (13)$$

Найдем параметры эллипса ω_1:

$$b = l \cdot \sin\alpha \quad (14)$$

$$a = b \cdot \cos\beta = l \cdot \sin\alpha \cdot \cos(90-\alpha) = l \cdot \sin^2\alpha \quad (15)$$

$$x_c = l \cdot \cos^2\alpha - dx \quad (16)$$

$$y_c = dy \quad (17)$$

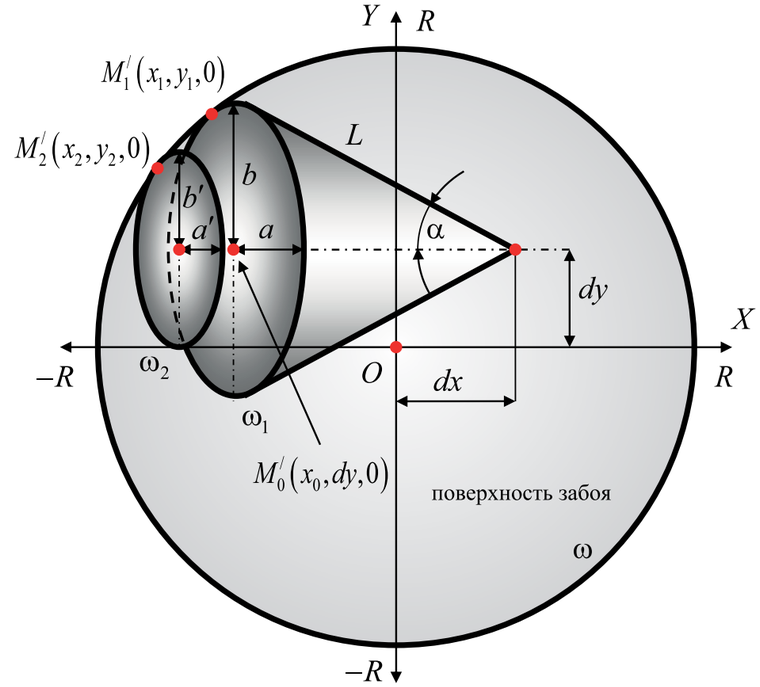


Рис. 3. Исходные данные для математического моделирования.
l – длина образующей основного конуса шарошки, R – радиус скважины, α – угол конуса,
dx – продольное смещение оси шарошки относительно оси вращения долота, dy – поперечное смещение оси шарошки относительно оси скважины, ω – проекция окружности скважины на плоскость XOY,
ω_1 – проекция окружности большого основания калибрующего конуса шарошки на плоскость XOY,
ω_2 – проекция окружности малого основания калибрующего конуса шарошки на плоскость XOY.

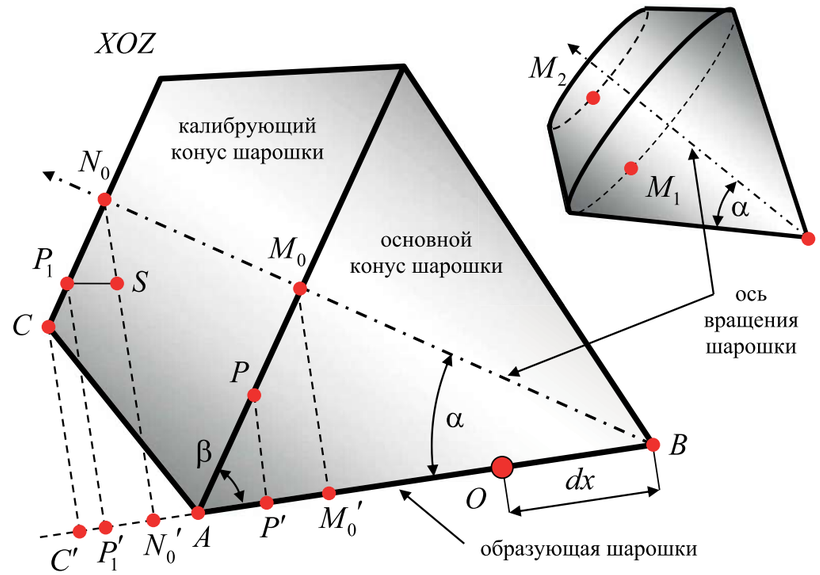


Рис. 4. Проецирование сдвоенного конуса шарошки на плоскость XOZ

Значит система уравнений (13) примет следующий вид:

$$\begin{cases} \dfrac{(x - l\cdot\cos^2\alpha - dx)^2}{l^2\cdot\sin^4\alpha} + \dfrac{y - dy}{l^2\cdot\sin^2\alpha} = 1 \\ x^2 + y^2 = R^2 \end{cases} \quad (18)$$

Точку $M_1^{/}$ находим путем интегрирования по параметру dx.

Найдем проекцию $M_2^{/}(x_2, y_2, 0)$ точки касания M_2 из условия, что $M_2 = \omega \cap \omega_2$.

Если известен радиус малого основания калибрующего конуса r_2, то найдем соответствующие параметры эллипса ω_2:

$$a^{/} = r\cdot\cos\beta = r\cdot\sin\alpha \quad (19)$$

$$b^{/} = r,\ r = l\cdot\sin\alpha \quad (20)$$

Центр эллипса $N_0^{/}(x_c^{/}, y_c^{/}, 0)$ определится по следующей системе уравнений (рис. 4):

$$\begin{cases} x_c^{/} = l\cdot\cos^2\alpha - dx + dp; \\ y_c^{/} = dy. \end{cases} \quad (21)$$

Таким образом получим, что точку $M_2^{/}(x_2, y_2, 0)$ можно найти из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} \dfrac{(x - l\cdot\cos^2\alpha - dx - dp)^2}{r^2\cdot\sin^2\alpha} + \dfrac{(y - dy)^2}{r^2} = 1 \\ x^2 + y^2 = R^2 \end{cases} \quad (22)$$

В результате при найденном значении dx, проводим итерации по поиску точки касания эллипса и окружности по параметру dp:

1. $AB = l$

$$AP^{/} = l - dx - |x_1|$$

$$PP^{/} = AP^{/}\cdot\sin\beta = (l - dx - |x_1|)\cdot\cos\alpha$$

Таким образом, в пространстве точка M_1 имеет координаты:

$$M_1(x_1, y_1, l - dx - |x_1|\cdot\cos\alpha) \quad (23)$$

2. $P_1^{/}N_0^{/} = (|x_2| - (l\cdot\cos^2\alpha - dx - dp) = P_1S$

$$N_0S = P_1S\cdot tg\beta = (|x_2| - l\cdot\cos^2\alpha + dx + dp)\cdot ctg\alpha$$

Таким образом, в пространстве точка M_2 имеет координаты:

$$\begin{cases} x' = (x - dx)\cdot\cos\beta + z\cdot\sin\beta \\ y' = y - dy \\ z' = z\cdot\cos\beta - x\cdot\sin\beta \end{cases} \quad (24)$$

Уравнение (23) и система уравнений (24) в совокупности представляют собой математическую модель, позволяющую определять координаты точек M_1 и M_2 касания со стенкой скважины большого и малого оснований калибрующего конуса соответственно. Практическая ценность данной модели заключается в том, что она позволит разработать рекомендации по оптимальным геометрическим параметрам калибрующей поверхности шарошки со смещенными осями вращения, которые обеспечат наиболее равномерный длительный контакт со стенкой скважины и удельное давление на разрушаемую горную породу, а также сохранение диаметра долота и скважины в процессе бурения.

ВЫВОДЫ:

1. Проведенные исследования позволили установить причины неравномерного износа зубчатого вооружения шарошечного бурового инструмента со смещенными осями вращения шарошек относительно оси вращения инструмента. Главная из них – это несоответствие в полной мере геометрии вооружения (в области перехода образующей основного конуса шарошки к калибрующему) кинематическим особенностям шарошек со смещенными осями вращения относительно оси вращения бурового инструмента.

2. Создана математическая модель, позволяющая определять геометрию калибрующих конусов шарошек, обеспечивающую полноценный по ширине контакт калибрующих поверхностей со стенкой скважины, осуществляющийся вдоль линии, соединяющей крайние точки контакта M_1 и M_2, лежащие на большом и малом основаниях калибрующего конуса соответственно, а также разработана новая геометрия калибрующих поверхностей зубьев периферийных рядов шарошек со смещенными осями вращения (в настоящее время патентуется).

3. Необходимо продолжить совершенствование геометрии калибрующего конуса шарошки с целью обеспечения его полного контакта с поверхностью стенки скважины, что позволит повысить механическую скорость бурения, снизить неравномерный износ зубчатого вооружения периферийных венцов шарошек бурового долота и, в свою очередь, увеличить эксплуатационный ресурс бурового инструмента в целом.

ЛИТЕРАТУРА:

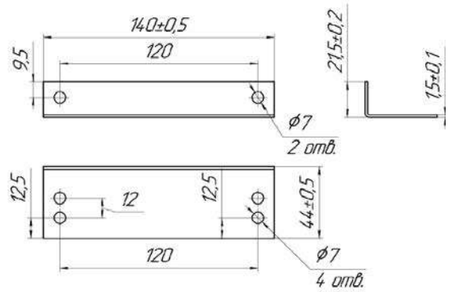
1. Богомолов Р. М. Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении шарошечными долотами: дис. …докт. техн. наук. 25.00.15 / Богомолов Родион Михайлович. – М., 2001. – 434 с.
2. Мавлютов М. Р. Разрушение горных пород при бурении скважин / М. Р. Мавлютов. – М.: Недра, 1979. – 210 с.
3. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений. В 2-х частях, М.: Инновационное машиностроение, 2015. – 826 с.
4. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / П. А. Палий, К.Е. Корнеев. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
5. Мокшин А. С. Шарошечные долота / А. С. Мокшин, Ю. Е. Владиславлев, Э. Л. Комм. – М.: Недра, 1971. – 216 с.

Взрывобезопасное оборудование

ООО НПП «Магнито-Контакт»

ДАТЧИКИ ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ДПМ-1Ex (0Ex ia IIC T6 Ga X/PO Ex ia I Ma X) ПАШК.425119.118 ТУ

Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.АЖ58.В.04059/23 с 18.08.2023 г. по 17.08.2028 г.
Декларация соответствия ЕАЭС № RU Д-RU.БН01.В.03003/19 с 13.12.2019 г. до 12.12.2024 г.
Сертификат соответствия РОСС № RU.АМ05.Н09826. с 04.02.2022 г. по 03.02.2027 г.
Сертификат соответствия РОСС № RU.31588.04ОЦН0.ОС05.00602. с 05.10.2022 г. по 04.10.2027 г.



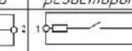
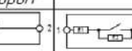
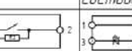
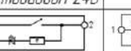
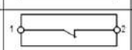
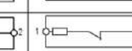
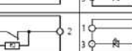
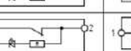
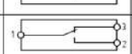
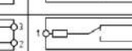
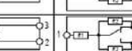
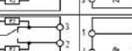
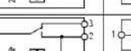
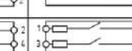
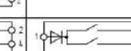
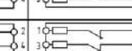
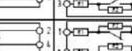
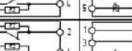
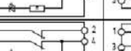
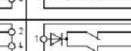
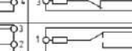
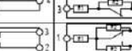
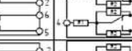
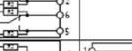
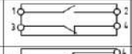
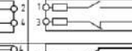
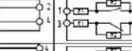
Датчики ДПМ-1Ex соответствуют требованиям ТР ТС 012/2011, ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017), ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) и имеют маркировку взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga X/PO Ex ia I Ma X по ГОСТ 31610.0 2019 (IEC60079-0:2017).

Датчики предназначены для применения во взрывоопасных зонах класса 0, 1, 2 (классификация по ГОСТ IEC 60079-10-1-2013), категорий IIA, IIB и IIC (классификация по ГОСТ 31610.20-1-2016/IEC 60079-20-1/2010), подземных горных выработках шахт и подземных рудников, в том числе опасных по газу и (или) пыли, и их наземные строения согласно маркировки взрывозащиты и температурному диапазону окружающей среды.

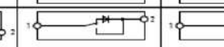
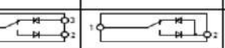
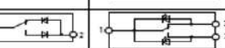
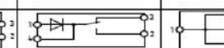
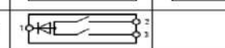
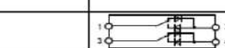
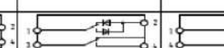
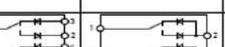
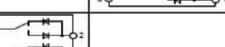
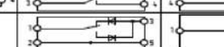
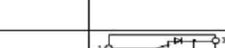
Температура эксплуатации от -50 до +50°С при относительной влажности воздуха до 93% при температуре 40°С. Степень защиты оболочки – IP66/IP68 по ГОСТ 14254. Датчики не содержит драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).

Для крепежа датчика к поверхности, рекомендуется применение кронштейнов К-ДПМ-1 АЯКС, выполненных из нейтральной нержавеющей стали. Кронштейн позволяет изменить положение одного из блоков на 90°, что обеспечивает правильное совмещение блока магнита и датчика и исключает нестабильную работу датчика.

Для NAMUR R1* – резистор 0.4–2кОм; R2* – резистор 10 кОм (номинал и мощность определяет Заказчик).

Конфигурация контактов		Схема подключения 1	2	5	6	7	8
		Без дополнений	С дополнительным резистором	NAMUR*	С дополнительным светодиодом 24В	С диодами	С диодами
A	Один нормально разомкнутый контакт						
B	Один нормально замкнутый контакт						
C	Один переключающий контакт						
D	Два нормально открытых контакта						
E	Два нормально закрытых контакта						
F	Два переключающих контакта						
G	Один нормально разомкнутый и один нормально закрытый контакт (постоянный)						
H	Два переключающих контакта (моностабильный)						

Примечание: *- Сопротивление резисторов от 10 Ом до 100 кОм, номиналы R1 и R2 определяется заказчиком

Схема подключения	9	10	11	12	13	14
	Возможные варианты подключения с диодами					
A						
B						
C						
D						
E						
F						
G						
H						

СЧИТЫВАТЕЛЬ-Ex ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ RD-26 АЯКС PB Ex mb I MB X / 1Ex mb IIC T5 Gb X / Ex mb IIIC T80°C Db X АТФЕ.425728.210ТУ

Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.АЖ58.В.04058/23 с 18.08.2023 г. по 17.08.2028 г.

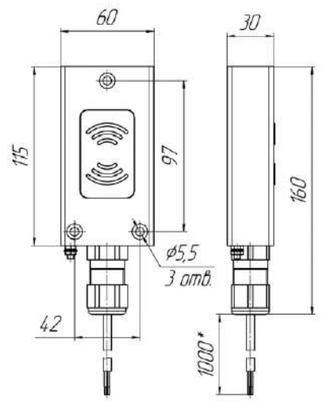
Таблица 1. Технические характеристики считывателя-Ex RD-26 АЯКС

Напряжение питания, В	12 +20/-10%
Потребляемый ток, мА	50
Допустимое значение тока короткого замыкания внешнего источника электропитания $I_{кз}$=1.5 А, номинал встроенного предохранителя $I_{ном}$=0.5 А, время срабатывания 0.2 с	
Рабочая частота	125 кГц (для REH), 13,56 МГц (для RMF)
Чтение идентификаторов	HID ProxCard II, EM-Marine (для REH), Mifare Ultralight, Mifare Standard (Classic) 1K и 4K, Mifare ID (для RMF)
Дальность чтения, см	6-14 (для REH), 3-6 (для RMF)
Выходной интерфейс	Wiegand 26, Dallas Touch Memory (эмуляция DS1990A) – для REH, Wiegand 26/34/42/50/58, Dallas Touch Memory (эмуляция DS1990A) – для RMF
Габаритные размеры, мм	115x60x30
Длина кабеля считывателя в базовой комплектации, м	1* (*- по требованию потребителя считыватели изготавливаются с любой длиной кабеля и в защитном металлорукаве из нержавеющей стали)
Масса считывателя с кабелем 1 м, кг, не более	0,55
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ3.1
Рабочая температура, °С	от -40 до +60
Степень защиты оболочки	IP66/IP67 по ГОСТ 14254
Считыватель не содержит драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78)	

Считыватель-Ex взрывозащищенный RD-26 АЯКС предназначен для применения в системах безопасности объектов и сетевых системах контроля и управления доступом (СКУД), в качестве устройства считывания бесконтактных идентификаторов.

Считыватель имеет маркировку взрывозащиты PB Ex mb I Mb X / 1Ex mb IIC T5 Gb X / Ex mb IIIC T80°C Db X и соответствует требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017), ГОСТ 31610.18-2016/IEC 60079-18:2014.

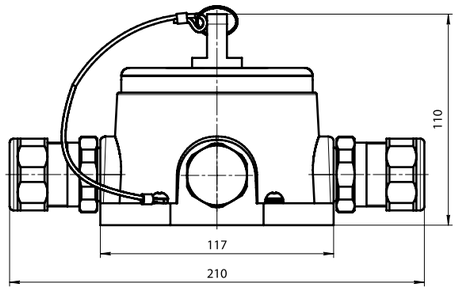
Считыватель укомплектован постоянно присоединенным кабелем с кабельными вводами для различных вариантов прокладки небронированного и бронированного кабеля. По заказу потребителя кабель может поставляться в защитном металлорукаве из нержавеющей стали.

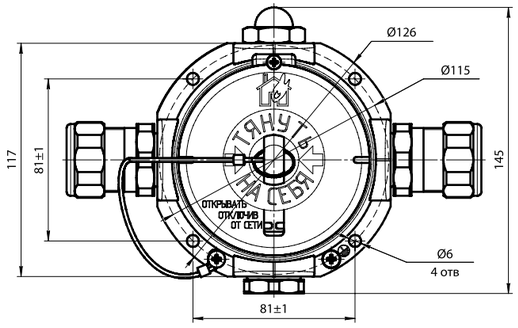


>>>

ИЗВЕЩАТЕЛИ ПОЖАРНЫЕ РУЧНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ИПР535-Exd «МОРОЗ»
1Ex db IIC T6…T5 Db X/Ex tb IIIC T85°C…T100°C Db X, Ex ia IIIC T85°C…T100°C Da X
УСТРОЙСТВО ДИСТАНЦИОННОГО ПУСКА ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ УДП535-Exd «МОРОЗ»
1Ex db IIC T6…T5 Db X/Ex tb IIIC T85°C…T100°C Db X, Ex ia IIIC T85°C…T100°C Da X
АТФЕ.425211.001ТУ

Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.HB77.B.00480/23 с 16.06.2023 г. по 15.06.2028 г.
Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.HA65.B.01853/23 с 14.07.2023 г. по 13.07.2028 г.
Сертификат соответствия ЕАЭС № RU Д-RU. PA01.B.32335/23 с 23.01.2023 г. по 22.01.2028 г.





Извещатели пожарные ручные ИПР535-Exd «МОРОЗ» с маркировкой взрывозащиты 1Ex db IIC T6…T5 Db X/Ex tb IIIC T85°C…T100oC Db X, Ex ia IIIC T85°C…T100°C Da X по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) выпускаемые 2-х классов: ИПР535-Exd-А «МОРОЗ» и ИПР535-Exd-В «МОРОЗ»; устройство дистанционного пуска УДП535-Exd «МОРОЗ» с маркировкой взрывозащиты 1Ex db IIC T6…T5 Db X/Ex tb IIIC T85°C…T100°C Db X, Ex ia IIIC T85°C…T100°C Da X по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) предназначены для ручного включения сигнала тревоги на приемно-контрольном приборе ППКП. Извещатели и устройства рассчитаны на эксплуатацию при температуре окружающей среды от -60°С до +95°С. Климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150, степень защиты IP66/IP68 по ГОСТ 14254. Материал корпуса – алюминиевый сплав.

Извещатели ИПР535-Exd «МОРОЗ» и устройство УДП535-Exd «МОРОЗ» должны применяться с кабельными вводами МКВ или Ex МКВМ (резьба М20 или М25) и Ex-заглушками ВЗ завода-изготовителя или другими кабельными вводами и заглушками, соответствующими требованиям ТР ТС 012/2011. Материал уплотнительных колец должен быть рассчитан на работу при температуре окружающей среды, соответствующей условиям эксплуатации извещателей или устройств.

По заказу потребителя ИПР535-Exd «МОРОЗ» дополнительно может быть оборудован сухим переключающим контактом геркона* (*мощность 1,5 Вт; напряжение 30 В, ток 0,2 А) с выходом на отдельный клеммник. УДП535-Exd «МОРОЗ» оборудовано сухим переключающим контактом геркона по умолчанию.

- Максимальные входные искробезопасные параметры: Ui, 30В; Ii 100 mA; Pi 1Вт; Li 10 мкГн; Ci 50 пф.
- Напряжение питания – 9–30 В; в дежурном режиме индикатор промаргивает в интервале 5–7 сек., в режиме «Пожар» индикатор горит постоянно.
- Средний потребляемый ток в дежурном режиме не более 50 мкА.
- Ток потребления в режиме «Пожар»: не более 20±2 мА (при 30 В).
- Температура окружающей среды: -60°С ... +70°С (Т6); -60°С ... +95°С.
- Степень защиты корпуса: IP66/IP67 по ГОСТ 14254-2015.
- Класс по степени защиты от поражения электрическим током – III по ГОСТ 12.2.007.0.
- Приборы не содержат драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ИП535/В «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga)
ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ИП535Ex «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga)
УСТРОЙСТВО ДИСТАНЦИОННОГО ПУСКА УДП535-50 «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga X)
АТФЕ.425211.001ТУ

Сертификат соответствия RU C-RU.HB77.B.00485/23 с 20.06.2023 г. по 19.06.2028 г.
Сертификат соответствия RU C-RU.ПБ74.B.00041/20 с 31.07.2020 г. по 30.07.2025 г.
Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.АБ03.B.00151/22 с 18.03.2022 г. по 17.03.2027 г.
Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.ВН02.B.00464/20 с 10.06.2020 г. по 09.06.2025 г.
Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.ВН02.B.00141/19 с 03.07.2019 г. по 02.07.2024 г.
Декларация соответствия ЕАЭС № RU Д-RU.PA01.B.32335/23 с 27.01.2023 г. по 27.01.2028 г.

Извещатели пожарные ручные ИП535/В «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga, ИП 535Ex «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga, устройство дистанционного пуска УДП535-50 «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga X предназначены для ручного включения сигналов тревоги или ручного запуска систем автоматики.

По заказу потребителя ИП535/В «СЕВЕР», ИП 535Ex «СЕВЕР» дополнительно оборудуются сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник, УДП535-50 «СЕВЕР» оборудуются дополнительным герконом по умолчанию. Степень защиты оболочкой соответствует IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Корпус извещателей может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 12 мм или от 13 до 18 мм, герметичными вводами МКВ или Ex МКВМ из нержавеющей стали, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием, стали с антикоррозионным покрытием (табл. 1), предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП535/В «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga), ИП 535Ex «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga), УДП535-50 «СЕВЕР» 0Ex ia IIC T6 Ga X через барьеры искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ или АБИ ПАШК.426439.146ТУ, с маркировкой по взрывозащите [Ex ia Ga] IIB/IIC, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или приборы должны применяться с сертифицированными в установленном порядке искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ia», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013.

Основные технические характеристики:
- Напряжение питания – 9–30 В;
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С;
- Коммутируемые параметры дополнительного геркона: мощность 4 Вт; напряжение 30 В, ток 0,2 А.
- Габаритные размеры – 129 х 158 х 72 мм;
- Масса извещателя – не более 0,5 кг;
- Степень защиты оболочки: IP66/IP68 по ГОСТ 14254;
- Приборы не содержат драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78.

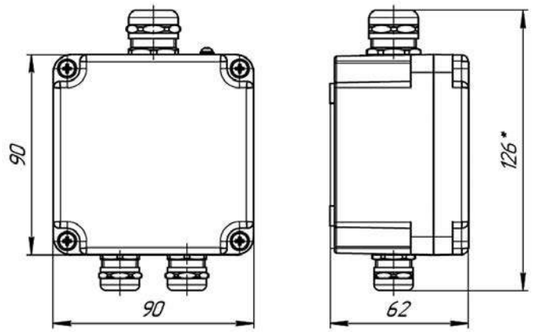
Таблица 2. Типы кабельного ввода МКВ, Ex МКВМ

Тип кабельного ввода МКВ, Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М20К	6–12	Ex МКВМ М25К	6–18
Труба с резьбой G1/2	МКВ М20Т1/2	6–12	Ex МКВМ М25Т1/2	6–18
Труба с резьбой G3/4	МКВ М20Т3/4	6–12	Ex МКВМ М25Т3/4	6–18
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ М20КМ10	6–8	Ex МКВМ М25КМ8	6–8
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ М20КМ12	6–10	Ex МКВМ М25КМ10	6–10
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М20КМ15	6–12	Ex МКВМ М25КМ12	6–12
Металлорукав РЗЦ 20 мм	МКВ М20КМ20	6–12	Ex МКВМ М25КМ15	6–15
Бронированный кабель	МКВ М20В	6–12	Ex МКВМ М25КМ20	6–18
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М20В2	6–12	Ex МКВМ М25В	6–18
Пластиковые кабельные вводы				
Диаметр подключаемого кабеля		от 6 до 12 мм		
Диаметр подключаемого кабеля		от 13 до 18 мм		

>>>

Ex КОРОБКА СОЕДИНИТЕЛЬНАЯ МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ МКС «МОРОЗ»
1Ex eb IIC T6 Gb X/Ex tb IIIC T80°C Db X,
или 1Ex eb IIC T5 Gb X/Ex tb IIIC T95°C Db X,
или 1Ex eb IIC T4 Gb X/Ex tb IIIC 130°C Db X,
или Ex ia IIIC T80°C…T130°C Da X/1Ex ib IIC T6…T4 Gb X
АТФЕ.425119.141ТУ

Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.АЖ58.В.03628/23 с 10.03.2023 г. по 09.03.2028 г.
Сертификат соответствия РОСС № RU.31588.04ОЦН0.ОС05.00602 с 05.10.2022 г. по 04.10.2027 г.



Ex коробка соединительная металлическая МКС «МОРОЗ», маркировка взрывозащиты 1Ex eb IIC T6 Gb X/Ex tb IIIC T80°C Db X, или 1Ex eb IIC T5 Gb X/Ex tb IIIC T95°C Db X, или 1Ex eb IIC T4 Gb X/Ex tb IIIC 130°C Db X, или Ex ia IIIC T80°C…T130°C Da X/1Ex ib IIC T6…T4 Gb X по ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) предназначена для соединения (разветвления) электрических цепей общего и специального назначения, подключения в шлейфы оконечных устройств, например датчиков сигнализации и т.п.

Ex коробка МКС «МОРОЗ» рассчитана на эксплуатацию при температуре окружающей среды от -60°С до +70°С.

Климатическое исполнение УХЛ1.1 по ГОСТ 15150, степень защиты IP66/IP68 по ГОСТ 14254. Стойкость к механическим факторам IK07. Материал корпуса – алюминиевый сплав. Внутренний полезный объем: 300 мм^3. Количество клемных пар, керамических клеммников – 6 (сечение жил 0,5–4 мм^2), пластиковых клеммников – 10 (сечение жил 0,5–2,5 мм^2). Характеристики Ex коробки МКС «МОРОЗ» приведены в табл. 3.

Таблица 3. Технические характеристики Ex коробки МКС «МОРОЗ»

Наименование изделия	Ex коробка МКС «МОРОЗ»		
Климатическое исполнение	УХЛ 1.1 по ГОСТ 15150-69		
Стойкость к механическим факторам	IK07		
Степень защиты от внешних воздействий	IP66/IP68 по ГОСТ 14254		
Возможные кабельные вводы	МВ, МКВ, Ex МКВМ,		
Маркировка взрывозащиты	1Ex eb IIC T6 Gb X, Ex tb IIIC T80°C Db X	1Ex eb IIC T5 Gb X, Ex tb IIIC T95°C Db X	1Ex eb IIC T4 Gb X, Ex tb IIIC T130°C Db X
Максимальная рассеиваемая мощность $P_{рас.макс}$	$P_{рас.макс}$=17,80 Вт	$P_{рас.макс}$=23,38 Вт	$P_{рас.макс}$=31,77 Вт
Электрические характеристики Ex коробок с керамическими клеммниками	U≤400 В, I≤24 А Iкз, не более 24 А		
Электрические характеристики Ex коробок с пластиковыми клеммниками	U≤125 В, I≤22 А Iкз, не более 22 А		
Электрические характеристики искробезопасных цепей, маркировка Ex ia IIIC T80°C…T130°C Da X, 1Ex ib IIC T6…T4 Gb X	Ui ≤30 В Ii ≤100 мА Li ≤10 мкГн Ci≤100 пФ Iкз не более 0,1 А		

ООО НПП «Магнито-Контакт»
г. Рязань, ул. Новая, 51В, пом. Н4
тел. (4912) 45-1694, 45-3788, 21-0215
тел. (495) 320-0997, 8 (800) 350-9627
e-mail: 451694@bk.ru
https://m-kontakt.ru

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ПТС СДЕЛАНО В РОССИИ

Россия 142184, Мос. обл.,
г.о. Подольск, дер. Слащево, д. 1, стр. 1

+7 495 744 000 3
info@pto-pts.ru, www.pto-pts.ru

ПТС «ПРОФИ»-МП
ДЫХАТЕЛЬНЫЙ АППАРАТ СО СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ

ЭЛЕМЕНТЫ ДЫХАТЕЛЬНОГО АППАРАТА АДАПТИРОВАНЫ К УСЛОВИЯМ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА (H_2S – 25%)

ТОК-200-ГАЗОВИК
ЗАЩИТНЫЕ СВОЙСТВА В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ 12.4.103 – ТИ, ТО, ВП

ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОЖАРНЫХ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРОВ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ; ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ФОНТАНОВ

КАЧЕСТВО ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПОДТВЕРЖДЕНО СЕРТИФИКАТАМИ ПО СИСТЕМЕ ГОСТ Р ИСО 9001-2015, ГОСТ РВ 0015-002-2012 И **СТО ГАЗПРОМ** 9001-2018

КОМПРЕССОРЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ПТС «ВЕКТОР»

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ОТ 100 ДО 700 Л/МИН НА РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ ОТ 20 ДО 45 МПА КАК В ПЕРЕНОСНОМ, ТАК И В СТАЦИОНАРНОМ ИСПОЛНЕНИЯХ

УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНЫЕ ПОЖАРНЫЕ ПОЛИГОНЫ ПТС

ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПАСАТЕЛЕЙ И ПОЖАРНЫХ К ДЕЙСТВИЯМ ПО ЛИКВИДАЦИИ ОЧАГОВ ПОЖАРА, ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ И АВАРИЙ НА ТЕХНОГЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ, С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ НА ОБЪЕКТЕ СДЯВ И ДРУГИХ ОТРАВЛЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В СОСТАВ УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНОГО ПОЖАРНОГО ПОЛИГОНА ВХОДИТ:

- УЧЕБНО-ТРЕНАЖЕРНЫЙ МОДЕЛИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС «ОГНЕВОЙ ДОМ» 4-Х МОДУЛЬНЫЙ
- КОМПЛЕКС МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ
- ТРЕНИРОВОЧНЫЙ УЛИЧНЫЕ ОГНЕВЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ «ГОРЯЩАЯ ЦИСТЕРНА» И «УЛИЧНЫЙ ТРУБОПРОВОД»

Автоматические и роботизированные

системы пожаротушения как альтернатива оперативным подразделениям на автономных и малообслуживаемых объектах топливно-энергетического комплекса

Объекты топливо-энергетического комплекса, к которым относятся промышленные объекты, связанные с добычей и производством первичных энергетических ресурсов, их переработкой в другие виды топлива и преобразованием в другие виды энергии (электрическая, тепловая энергия и др.), а также транспортировкой и распределением по потребителям, являются стратегически важными для экономики и безопасности страны.

Важным фактором надежности работы этих объектов является обеспечение их пожарной безопасности. Рассмотрению обеспечения пожарной безопасности таких объектов посвящено достаточно большое количество работ [1–6], в которых рассматриваются вопросы как профилактических мероприятий, так и оперативно-тактические способы предотвращения и борьбы с пожарами. Однако, в основном в этих исследованиях представлены сценарии пожаров и способы борьбы с ними, обусловленные технологическими авариями, связанными с электротехническими повреждениями, разгерметизацией технологического оборудования, взрывов и воспламенения емкостей с горючими жидкостями и газами, которые могут иметь место на крупных электроэнергетических объектах, таких как АЭС, ГРЭС, ТЭЦ и крупных предприятиях добычи и переработки нефти и газа. При этом значительная часть технологического оборудования, предназначенного для транспортировки и распределения электроэнергии (силовые подстанции, трансформаторные блоки), нефтепродуктов и горючего газа (компрессорные и насосные магистральные станции), представляют автономные и малообслуживаемые объекты (рис. 1).

Они находятся на удаленных территориях и для них серьезную опасность представляют как пожары, обусловленные техногенными причинами, так и природными условиями (лесные и ландшафтные пожары) [7–8], что приведет к их повреждению или полному уничтожению.

Проблематика вопроса

Проблема обеспечения противопожарной защитой таких объектов от воздействия природных пожаров заключается в том, что эффективность первичных средств пожаротушения и людских ресурсов технологического персонала объекта для оказания эффективного противодействия развивающемуся природному пожару представляется явно недостаточной, особенно в случае развития верхового лесного пожара, скорость развития которого может достигать более 100 м/мин [9]. Кроме того, отдельные энергетические объекты функционируют автономно, без присутствия обслуживающего персонала. Размещение отдельных постов пожарной охраны, способных оказать эффективное противодействие природным пожарам, оснащенных необходимой техникой пожаротушения, на малообслуживаемых объектах представляется экономически не целесообразным. В этом случае возможным способом противопожарной защиты распределенных объектов ТЭК является привлечение региональных оперативных подразделений противопожарной службы (государственной, ведомственной, добровольной). При этом своевременное прибытие и участие в противопожарной защите объекта может быть существенно затруднено вследствие удаленности или складывающейся оперативной обстановки.

Также необходимо учитывать, что при верховых пожарах тепловое воздействие от очага горения, распространяющегося со скоростью до 100 м/мин., может достигать значительных величин, в результате чего потеря несущей способности стенки трансформатора может наступить на 7–12-й мин., а самовоспламенение трансформаторного масла на 5–7-й мин. [10]. Эффективным, но не всегда реализуемым способом защиты является организация противопожарных разрывов в виде минерализованных полос, величина которых, применительно к отдельным объектам энергетики может достигать 250–270 м [11] и более. В качестве альтернативы рассмотренным выше традиционным способам противопожарной защиты объектов ТЭК от воздействия внешних очагов пожара являются автоматические установки пожаротушения с использованием водопленочных теплозащитных экранов и стационарных роботизированных установок пожаротушения. Предлагаемый способ позволяет своевременно обнаружить опасный уровень теплового воздействия от внешних очагов пожара и обеспечить необходимую и достаточную защиту без привлечения значительных оперативных средств на время, необходимое для ликвидации источников теплового воздействия.

Рис. 1. Автономные и малообслуживаемые объекты ТЭК

Решение проблемы

Предлагаемый подход к решению противопожарной защиты автономных и малообслуживаемых компактных объектов ТЭК предусматривает создание защиты от теплового воздействия внешнего пожара с использованием водопленочных теплозащитных экранов, обеспечивающих тепловую защиту в автоматическом режиме в случае возникновения риска возникновения тепловых потоков, превышающих 5 кВт/м² (рис. 2). Конструктивной особенностью водопленочных экранов является формирование устойчивой водяной пленки на сеточной поверхности, позволяющей обеспечивать кратность ослабления теплового потока – в 50 раз, при величине максимального теплового потока до 60 кВт/м² и расходе воды 0,06–0,10 л/с·м² [12].

Предполагается, применительно к автономным и малообслуживаемым объектам ТЭК, оборудовать технологическое оборудование и строения в направлении потенциально опасного воздействия очага горения наружного пожара. Учитывая незначительные расходы воды и относительно небольшие площади критически важных технологических устройств, подлежащих защите, представляется возможным использовать компактные резервуарные водоисточники, расположенные на самом объекте. Предлагаемый способ позволяет существенно повысить живучесть автономных и малообслуживаемых объектов ТЭК в условиях внешних природных пожаров, если не полностью обеспечить защиту от теплового воздействия на протяжении всего процесса горения, то обеспечить защиту до прибытия оперативных сил и средств. Автоматическая противопожарная система защиты таких объектов с использованием водопленочных теплозащитных экранов позволяет функционировать в автономном режиме активации системы с использованием тепловых извещателей, инсталлированных в стеновые панели или поверхности защищаемого объекта или технологического оборудования, основываясь на результатах исследований [13].

Рис. 2. Общий вид секции водопленочного теплозащитного экрана

В случае необходимости обеспечить противопожарную защиту крупных автономных и малообслуживаемых объектов ТЭК (рис. 3) как от внешнего воздействия природного пожара, так и для локализации и подавления очагов горения технологического оборудования и сооружений, целесообразно применение стационарных роботизированных установок пожаротушения (РУП), представляющих комплекс автоматической системы обнаружения возможного очага горения и системы управления подачей огнетушащего средства непосредственно в очаг пожара (рис. 4). В работе [14] была показана эффективность возможного применения роботизированных установок пожаротушения для защиты морских нефтедобывающих платформ. Особенностью развития таких пожаров является высокая динамика развития, ограниченность человеческих ресурсов, задействованных в тушении, и значительное время прибытия основных сил и средств.

В этих условиях высокую эффективность демонстрируют роботизированные лафетные установки пожаротушения, способные работать как в режиме дистанционного управления, так и автономно, руководствуясь командами управления на основе решения интеллектуальных задач в условиях меняющихся условий недетерминированной обстановки пожара.

Реализация принципа локализации и подавления очага пожара без непосредственного присутствия оперативного персонала в рабочей зоне РУП обеспечивается различными режимами функционирования автономной системой пожаротушения на основе компьютерного зрения с обратной связью в реальном времени о размере пожара и направлении подачи огнетушащего средства.

>>>

В этом плане интересными представляются исследования по применению автономной системы пожаротушения с использованием роботизированных лафетных стволов на основе системы технического зрения с обратной связью в реальном времени о размере пожара и направлении подачи огнетушащего состава [15]. Здесь предлагается использовать обработку стереосигнала для фиксации точек вдоль траектории распыления для корректировки угла рыскания и тангажа.
Поиск оптимального сечения с линейной оптимизацией по методу наименьших квадратов использовался для определения оптимального угла наклона положения подачи огнетушащего вещества в каждый момент выборки. Предлагаемая система может быть реализована на роботизированной пожарной платформе для автономного обнаружения пожара, выбора правильной цели манипулирования и подавления полномасштабных пожаров с учетом помех, вызывающих ошибочное наведение. Аналогичное решение было предложено в работе [16], где в качестве системы технического зрения была разработана комплексированная система, в состав которой входят 3D-лазерный сенсор, цветная видеокамера и тепловизор, что позволяет также оптимизировать режим подачи огнетушащего вещества в недетерминированных внешних условиях, производя корректировку углов наведения лафетного ствола.
В предлагаемом нами решении предполагается возможность обнаружения очага горения или потенциально опасного объекта с повышенным температурным уровнем в диапазоне ИК-спектра наблюдения. В случае превышения допустимого порогового значения осуществляется активация всей системы, заключающаяся в формировании сигнала тревоги, запуске насосов подачи огнетушащих веществ, открытии необходимых трубопроводов и наведении автоматических лафетных стволов на обнаруженный очаг пожара. Аналогичный алгоритм функционирования интеллектуальных систем управления пожаротушением с использованием дистанционно-управляемых мониторов представлен в работе [17].

Рис. 3. Пример использования РУП для защиты трансформаторной подстанции

В случае защиты технологического оборудования и сооружений объектов ТЭК от внешнего теплового воздействия природного или техногенного пожара целесообразно обеспечить подачу воды для охлаждения защищаемой поверхности. Определение зоны орошения и требуемой интенсивности подачи воды определяется на основании результатов мониторинга температурного состояния поверхностей объекта с использованием также аппаратуры тепловизионного контроля. Исследования, проведенные по оценке эффективности и надежности активации различных типов противопожарных робототехнических комплексов [18–19] с последующим наведением на очаг горения и его тушением с использованием ИК-аппаратуры в различных условиях и при наличии помех, показали надежность данного способа.

Управление подачей огнетушащего состава в очаг пожара может осуществляться в различных режимах:
- дистанционное удаленное управление оператором с использованием видеоизображения, получаемого по каналу технического зрения комплекса;
- автоматическая селекция очага горения и наведение лафетных стволов на очаг с последующей подачей огнетушащего состава.

В режиме автоматического управления наведением лафетного ствола необходимо обеспечить подачу огнетушащего состава непосредственно в очаг горения или на защищаемую поверхность. Для этого используется программа расчета баллистики струи (рис. 5), позволяющая управлять процессом тушения с учетом интенсивности подачи. В основу алгоритма расчета траектории осесимметричной струи воды, создаваемой лафетными роботами, могут быть положены теоретические методы расчета, основанные на алгоритмах построения траектории осесимметричной струи воды, создаваемой лафетными роботами, с учетом состояния слоя атмосферного трения на его боковой поверхности [20]. При этом не учитывается диссипация струи на финишной части траектории, где происходит существенное разрушение струи. Предлагаемый здесь алгоритм управления построен с учетом экспериментально полученных данных для всего размерного ряда, производимых компанией «ЭФЭР» лафетных стволов. Полученные результаты были заложены в алгортмы программ расчета и учитывают финишную диссипацию струи, реальную интенсивность подачи огнетушащего вещества в защищаемую зону.

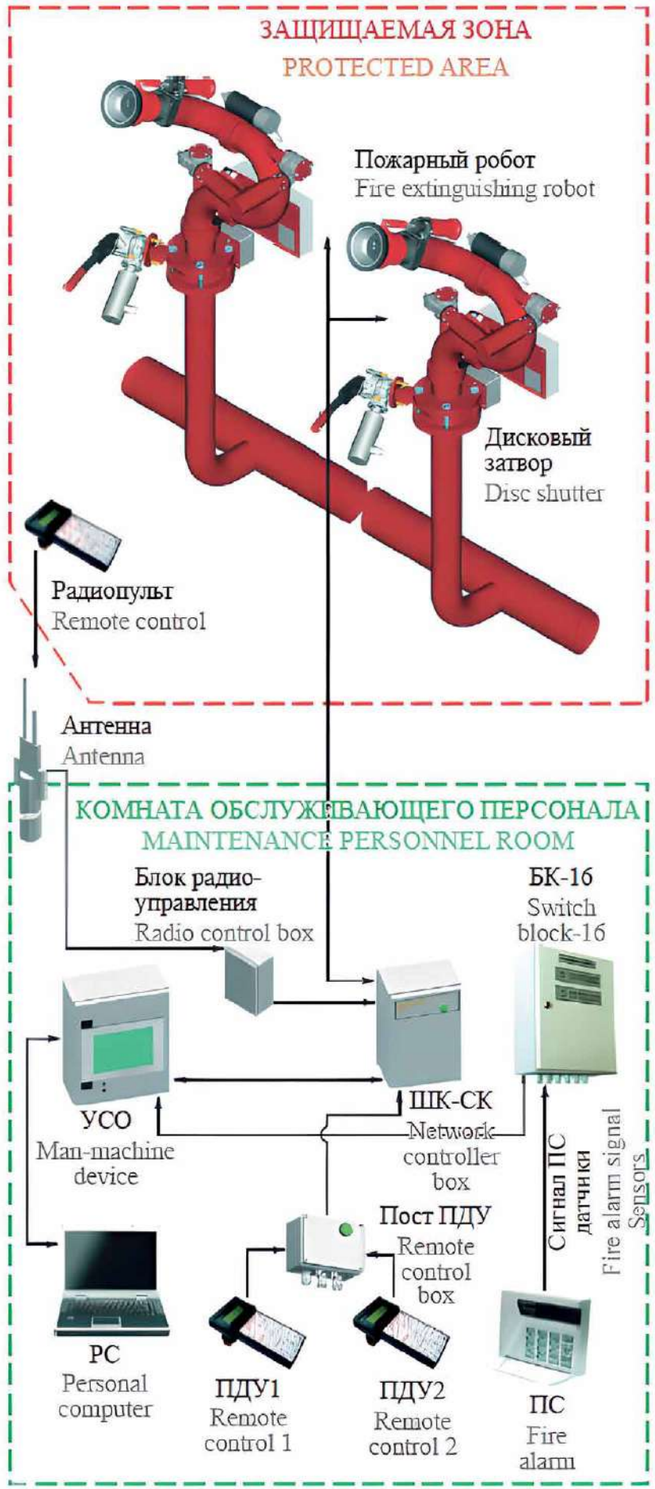
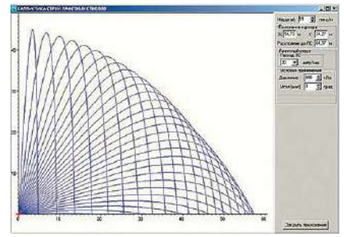


Рис. 4. Принципиальная схема роботизированной установки пожаротушения



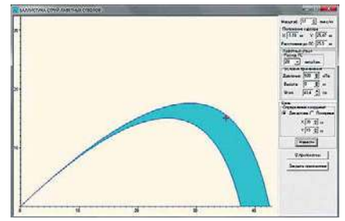


Рис. 5. Расчет траекторий струй и определения угла наведения струи к точке цели

ВЫВОДЫ

Предлагаемая система автоматического пожаротушения с использованием роботизированных лафетных стволов и водопленочных теплозащитных экранов представляется эффективной альтернативой существующим принципам защиты автономных и малообслуживаемых объектов ТЭК, позволяющей существенно сократить затраты на противопожарную защиту от техногенных и природных пожаров. В некоторых случаях для защиты отдельных технологических установок совместно с использованием РУП целесообразно устанавливать водопленочные теплозащитные экраны, позволяющие локализовать отдельные опасные и затененные зоны, труднодоступные для подачи струй огнетушащих составов. При этом система управления функционирования экранов и стволов РУП может быть объединена в общую систему управления.

>>>

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ищенко А. Д. Теория локализации пожаров в зданиях объектов энергетики: дис. … д-ра техн. наук. М.: АГПС МЧС России, 2021. 422 с.
2. Лазаренко Б. С. Обеспечение комплексной безопасности объектов топливно-энергетического комплекса России // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 83–85. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=32808788
3. Дупляков Г. С., Горбунов А. С., Елфимова М. В., Надейкин И. В. Анализ и обобщение статистических данных по опасным техногенным явлениям на объектах нефтяной промышленности РФ // Сибирский пожарно-спасательный вестник. 2019. №3 (14). С. 7–12. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41153420
4. Клубань В. С., Молчанов С. В. Пожарная безопасность особо важных объектов топливно-энергетического комплекса // Технологии техносферной безопасности. 2014. №3 (55). Ст. 13. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=22880831
5. Кобелева И. М., Калач Е. В. Особенности обеспечения пожарной безопасности объектов топливно-энергетического комплекса // Проблемы обеспечения безопасности при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. 2017. Т. 1. С. 846–848. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37158244
6. Клементьев Б. А., Олейников С. Н. Основные направления развития стандартизации: обеспечение пожарной безопасности объектов производства сжиженного природного газа // Современные пожаробезопасные материалы и технологии: сб. мат. Междунар. науч.-практ.конф., посвящ. Году культуры безопасности. Иваново, 2018. С. 233–239. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42307945
7. Охрана окружающей среды в России. 2020: стат. сб. М.: Росстат, 2020. 113 с.
8. Campbell R. Fires in industrial and manufacturing properties. National Fire Protection Association, 2018. 116 p. URL: https://www.nfpa.org/-/media/Files/News-and-Research/Firestatistics-and-reports/Building-and-life-safety/osIndustrial.pdf
9. Ступников Д. С. Классификация лесных пожаров // Современные тенденции развития науки и технологий. 2017. №2–1. С. 119–124. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28784002
10. Ле Ань Туан. Предотвращение воздействия лесного пожара на объекты энергетики Вьетнама: дис. … канд. техн. наук. М.: АГПС МЧС России, 2021. 172 с.
11. Горюшкин С. С. Расчет безопасного расстояния при верховом лесном пожаре от лесного массива до электрической подстанции 110 кВт // Успехи современной науки. 2016. Т. 8. №12. С. 76–83. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=27712527
12. Копылов Н. П., Хасанов И. Р. Эффективность применения теплозащитных экранов для защиты от тепловых потоков при пожарах // Безопасность труда в промышленности. 2016. №11. С. 38–43. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=27215257
13. Лазарев А. А. Наружные стеновые изделия для дистанционной диагностики пожарной безопасности малоэтажных зданий: автореф. дис. … канд. техн. наук. Иваново: Ивановский государственный политехнический университет, 2022. 24 с.
14. Горбань Ю. И., Горбань М. Ю., Немчинов С. Г., Цариченко С. Г. Роботы-пожарные на защите морских добывающих платформ // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2023. – №2. – С. 80–84. URL: https://сферанефтьигаз.рф/firerobots-2023-d1
15. McNeil J.G., Lattimer B.Y. Robotic fire suppression through autonomous feedback control // Fire Technology. 2017. Vol. 53. Issue 3. Pp. 1171–1199. DOI: 10.1007/s10694-016-0623-1
16. Вазаев А. В., Носков В. П., Рубцов И. В., Цариченко С. Г. Комплексированная СТЗ в системе управления пожарного робота // Известия ЮФУ. Технические науки. 2017. №1–2. С. 121–132. DOI: 10.18522/2311-3103-2017-1-121132 URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28948290
17. Jinsong Zhu, Wei Li, Da Lin, Hengyu Cheng, Ge Zhao. Intelligent fire monitor for fire robot based on infrared image feedback control // Fire Technology. 2020. Vol. 56. Issue 5. Pp. 2089–2109. DOI: 10.1007/s10694-020-00964-4
18. Kim J.-H., Starr J.W., Lattimer B.Y. Firefighting robot stereo infrared vision and radar sensor fusion for imaging through smoke // Fire Technology. 2015. Vol. 51. Issue 4. Pp. 823–845. DOI: 10.1007/s10694-014-0413-6
19. McNeil J.G., Starr J., Lattimer B.Y. Autonomous fire suppression using multispectral sensors // 2013 IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics. Wollongong, Austrailia, 2013. Pp. 1504–1509. DOI: 10.1109/AIM.2013.6584308
20. Pozharkova I.N. Modelling the water jet trajectory of a robotic fire monitor in the simintech dynamic modelling environment // Software Engineering Perspectives in Intelligent Systems. 2020. Vol. 1295. Pp. 837–844. DOI: 10.1007/978-3-030-63319-6_77

ООО «Инженерный центр пожарной робототехники «ЭФЭР»
185031, Петрозаводск, ул. Заводская
(рон Северная промзона), д. 4
тел. (8142) 774931
email: marketing@efer.pro
firerobots.ru

кедр

вагон-дома

www.kedrvagon.ru

Заводоуковский машиностроительный завод является надежной опорой для заказчиков, меняющих мир к лучшему

БОЛЕЕ 77 ЛЕТ

ПРОИЗВОДСТВО
это не только
огромные цеха
и дорогое оборудование,
а самое настоящее
ИСКУССТВО,
где важен
каждый штрих

Вагон-дома «Кедр» и другая продукция Заводоуковского машиностроительного завода – это сочетание высоких технологий и заботы о вас. Прочность вагон-домов «Кедр» кроется в жестком ячеистом каркасе из стальных профилей собственного производства.

АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»
627144, Тюменская обл., г. Заводоуковск, ул. Заводская, 1 «А» | e-mail: zmz@kedrvagon.ru
тел. (34542) 2-34-78 – приемная, тел. (34542) 2-12-04, 2-33-36, тел. (34542) 2-43-05 – отдел снабжения

Обзор эпоксидных антикоррозионных материалов ВМП

Все лакокрасочные материалы можно классифицировать по типу пленкообразователя. Таким образом, можно насчитать более 40 групп ЛКМ – это эпоксидные, полиуретановые, поливинилацетальные, битумные, кремнийорганические, фенольные, масляные и другие. В последние годы на рынке особо востребованы эпоксидные ЛКМ. Материалы на основе эпоксидных смол могут использоваться практически в любых условиях и на разных типах поверхностей.

В настоящее время эпоксидные лакокрасочные материалы – это один из самых распространенных классов современных антикоррозионных составов с широким диапазоном защитного действия. Они широко представлены в ассортименте как отечественных, так и зарубежных производителей.

Основой эпоксидных лакокрасочных материалов являются эпоксидные смолы. Также в состав ЛКМ входят отвердители, наполнители, пигменты, модификаторы и дополнительные компоненты, регулирующие вязкость, твердость и текучесть.

Эпоксидные ЛКМ пользуются большой популярностью на рынке благодаря своим свойствам:

- высокой химической стойкости;
- высокой механической прочности;
- высокими показателями адгезии к различным подложкам;
- универсальностью применения;
- возможностью создавать толстослойное покрытие;
- малой усадкой;
- низкой вязкостью;
- легкостью отверждения;
- хорошими диэлектрическими показателями.

С помощью эпоксидных материалов, благодаря их характеристикам, можно решать разнообразные задачи по антикоррозионной защите. Широкая возможность модификации покрытий путем использования специальных наполнителей и добавок позволяет создавать эпоксидные лакокрасочные материалы даже для самых суровых условий эксплуатации, в том числе для защиты металлоконструкций в сильноагрессивной атмосфере и при погружении в морскую воду и грунт.

В ассортименте холдинга ВМП насчитывается 27 видов эпоксидных покрытий – грунтовок, грунт-эмалей и эмалей. Они производятся с применением самых современных высококачественных модификаций смол, отвердителей и антикоррозионных пигментов. Кроме того, в эпоксидных ЛКМ производства ВМП низкое содержание органических растворителей.

Эпоксидные грунтовки

Эпоксидные грунтовки ВМП широко применяются как в системах антикоррозионной защиты бетонных и металлических поверхностей, так и в качестве самостоятельного защитного покрытия. Материалы различаются сферой применения, условиями нанесения и некоторыми другими характеристиками.

Для защиты металлических конструкций, эксплуатируемых в атмосферных условиях, в том числе с высокой коррозионной активностью используется грунтовка **ИЗОЛЭП-primer** с ингибитором коррозии фосфатом цинка и «железной» слюдкой. Также для защиты от коррозии металлоконструкций в атмосфере применяют эпоксидные цинксодержащие материалы **ЦИНЭП** и **ЦИНЭП-80**. Эти покрытия благодаря уникальным свойствам цинка эффективно защищают металлоконструкции в условиях высокой и экстремальной коррозионной активности среды, в том числе при воздействии морской и пресной воды, водных растворов солей, нефти и нефтепродуктов.

Для защиты бетонных и железобетонных поверхностей, эксплуатирующихся в атмосфере и в контакте с жидкими средами рекомендуется грунтовка **ИЗОЛЭП-про**.

Также в ассортименте есть грунтовка **ВИНИКОР-экопрайм-01** предназначенная для антикоррозионной защиты металлоконструкций из углеродистой и нержавеющей стали, стеклопластика и углепластика, алюминия и бетона, подвергающихся воздействию промышленной атмосферы, содержащей агрессивные газы и пары, кратковременному обливу кислотами, щелочами, нефтепродуктами.

В комплексных системах защиты подводной и надводной части корпусов, пояса, переменных ватерлиний и надстроек судов неограниченного района плавания используется грунтовка **ВИНИКОР-марин** в системе с эмалью **ВИНИКОР-марин**.

Таблица 1. Краткие характеристики эпоксидных грунтовок ВМП

Название	Тип и особенности ЛКМ и покрытия	Защищаемая поверхность	Рекомендуемые условия эксплуатации в системах покрытий по ISO 12944-2	Условия нанесения температура, °С; относительная влажность, %; среда нанесения	Термостойкость покрытия в сухой атмосфере, °С
ИЗОЛЭП-primer	С высоким сухим остатком, содержит фосфат цинка и «железную» слюдку, быстросохнущее	Сталь	С2-СХ, Im3	-10…+35; до 85; заводские и полевые условиях	120 (кратковременно до 150)
ЦИНЭП	С высоким сухим остатком, массовая доля цинка не менее 89% в покрытии, быстросохнущее	Сталь	С2-СХ, Im1-Im3; нефть и нефтепродукты	-5…+40; до 85; заводские и полевые условия	120
ЦИНЭП-80	С высоким сухим остатком, массовая доля цинка не менее 80% в покрытии, быстросохнущее	Сталь	С2-СХ, Im1-Im3; нефть и нефтепродукты	-5…+40; до 85; заводские и полевые условия	120
ИЗОЛЭП-термо	Эпоксидно-новолачное, стойкое к высоким температурам и к криогенному воздействию	Сталь	С2-С5, включая нагреваемые поверхности	+10…+40; до 80; заводские и полевые условия	200 (кратковременно до 230)
ВИНИКОР-экопрайм-01	С высоким сухим остатком, толерантно к подготовке поверхности	Сталь, нержавеющая и углеродистая сталь, стеклопластик, углепластик, алюминий, бетон	С2-С5	-10…+35; до 85; заводские и полевые условия	60

>>>

Название	Тип и особенности ЛКМ и покрытия	Защищаемая поверхность	Рекомендуемые условия эксплуатации в системах покрытий по ISO 12944-2	Условия нанесения температура, °С; относительная влажность, %; среда нанесения	Термостойкость покрытия в сухой атмосфере, °С
ВИНИКОР-марин	С высоким сухим остатком, позволяет получить толстослойное покрытие	Сталь, углеродистая и нержавеющая сталь, стеклопластик, углепластик, алюминий и бетон	C3-C5, Im1, Im2	+5…+35; до 85; заводские и полевые условия	-
НЕФТЬЭКОР	С высоким сухим остатком, позволяет получить толстослойное покрытие, устойчиво к кратковременному воздействию растворов кислот	Сталь	Im1, Im2, нефть и нефтепродукты	-5…+35; до 85; заводские и полевые условия	-
ИЗОЛЭП-про	Высокая проникающая способность, содержит усилители адгезии к бетону	Бетон	C2-C5, Im1, Im2	+10…+35; до 80; полевые условия	-
ИЗОЛЭП-eps	Для межоперационной защиты, с ингибитором коррозии на базе фосфата цинка, быстросохнущее	Сталь	C2-C5, Im1, Im2	0…+40; до 85; заводские условия	Допускается сварка
ИЗОЛЭП-SP-03	Для межоперационной защиты, с ингибитором коррозии на базе фосфата цинка, быстросохнущее	Сталь	C2-C5, Im1, Im2	+5…+35; до 85; заводские и полевые условия	Допускается сварка

Грунтовка **НЕФТЬЭКОР** была специально разработана для защиты от коррозии внутренних стальных поверхностей резервуаров, емкостей, технологических трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях воздействия сырой нефти, различных видов топлива, смазочных масел, растворов щелочей, пресной, морской и «подтоварной» воды.

Для защиты металлических поверхностей, подвергающихся нагреванию до 230°, подойдет эпоксидно-фенольная грунтовка **ИЗОЛЭП-термо**.

В качестве межоперационной антикоррозионной защиты стальных листов и других металлических конструкций используются грунтовки **ИЗОЛЭП-eps** и **ИЗОЛЭП-SP-03**. Их можно наносить безвоздушным распылением и на автоматических линиях в заводских условиях. Материалы также допускают возможность произведения сварных работ.

Эпоксидные грунт-эмали

Эпоксидные грунт-эмали одновременно защищают от коррозии и выполняют функции финишного покрытия. Материалы отличаются высоким содержанием нелетучих веществ и позволяют создавать толстослойное покрытие, отличающееся повышенными защитными и декоративными характеристиками. Также набираемая за один слой большая толщина покрытия значительно снижает трудоемкость окраски.

Для защиты металлических и бетонных конструкций, эксплуатируемых в атмосферных условиях всех макроклиматических районов и типов атмосферы, а также при погружении в грунт, применяется грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-mastic**. Грунт-эмаль позволяет получить

При строительстве нового терминала порта Курык в Актау использовалась эпоксидная грунт-эмаль ИЗОЛЭП-гидро
Источник фото: kuryk.kz

толстослойное покрытие с хорошими физико-механическими свойствами. Толерантна к подготовке поверхности, ее можно наносить на остатки плотно держащихся слоев ржавчины, окалины и старых покрытий. Может отверждаться при отрицательных температурах.

Специально для объектов ветрогенерации холдинг ВМП разработал грунт-эмаль **ЭВОПОКС-27**. Материал также может применяться в транспортном строительстве. Содержащий ингибитор коррозии фосфат цинка материал обеспечивает антикоррозионную защиту стальных изделий и оборудования, эксплуатируемых в атмосферных условиях всех макроклиматических районов. Грунт-эмаль **ЭВОПОКС-27** единственный материал из линейки толстослойных покрытий, который можно наносить на автоматических линиях окраски.

Композиция **ИЗОЛЭП-эполайн** используется для защиты металлических, железобетонных и других минеральных поверхностей и конструкций, эксплуатирующихся в промышленной атмосфере (при отсутствии УФ-излучения) и подвергающихся воздействию агрессивных сред: газов, водных растворов солей, кратковременному обливу кислотами, щелочами, нефтью и нефтепродуктами, а также механическому износу и истиранию.

Для защиты от коррозии внутренней поверхности стальных резервуаров, емкостей, цистерн, технологических трубопроводов холдинг ВМП разработал три вида эпоксидных грунт-эмалей. Композиция **ИЗОЛЭП-oil** позволяет получить абразивостойкое покрытие, устойчивое к воздействию агрессивных жидкостей, за один слой. Композиция **ИЗОЛЭП-oil 250** наносится в два слоя, тем самым обеспечивая высокую надежность получаемого покрытия. Эпоксидный состав **ИЗОЛЭП-oil 350 AS** содержит добавку для повышения электропроводности, что позволяет покрытию не накапливать статический заряд.

Грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-235** используется для защиты балластных цистерн и отсеков, заполняемых морской водой, палуб, надстроек, надводного борта и подводной части судов. Также этот материал может защищать от коррозии металлоконструкции гидротехнических сооружений в морской и пресной воде, в зонах полного погружения и переменного уровня и в атмосферных условиях.

Грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-арктик** предназначена для использования в качестве самостоятельного покрытия для антикоррозионной защиты подводной части корпусов судов ледового класса, в том числе ледоколов или в системе с противообрастающими эмалями в зоне брызг и в атмосфере.

Для защиты от коррозии судов, морских и речных гидротехнических металлических и бетонных сооружений общего и специального назначения используется грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-гидро**. Композиция устойчива к проливам растворов солей, кислот, щелочей, нефти и нефтепродуктов. **ИЗОЛЭП-гидро** соответствует требованиям ГОСТ 34667.9 (ISO 12944-9) для категории коррозионной агрессивности CX и категории погружения Im4.

Для грунтования и защитно-декоративного окрашивания металлических поверхностей грузового железнодорожного подвижного состава, строительных металлоконструкций железнодорожной инфраструктуры подойдет эпоксидная грунт-эмаль **ВИНИКОР-экопрайм**.

Таблица 2. Краткие характеристики эпоксидных грунт-эмалей ВМП

Название	Тип и особенности ЛКМ и покрытия	Защищаемая поверхность	Рекомендуемые условия эксплуатации в системах покрытий по ISO 12944-2	Условия нанесения температура, °С; относительная влажность, %; среда нанесения	Термостойкость покрытия в сухой атмосфере, °С
ИЗОЛЭП-mastic	С высоким сухим остатком, содержит алюминиевую пудру, толерантно к подготовке поверхности, позволяет получить толстослойное покрытие	Сталь, оцинкованная сталь, бетон	C2-CX, Im3	-10…+40; до 85; заводские и полевые условия	120 (кратковременно до 150)
ЭВОПОКС-27	С высоким сухим остатком, содержит фосфат цинка, толстослойное, быстросохнущее	Сталь	C2-CX	-5…+40; до 85; заводские условия	120
ИЗОЛЭП-эполайн	Эпоксиуретановая композиция, с высоким сухим остатком, толерантно к подготовке поверхности, химстойкое	Сталь, бетон	C2-CX, Im1, Im2	+5…+35; до 80; заводские и полевые условия	60

>>>

Название	Тип и особенности ЛКМ и покрытия	Защищаемая поверхность	Рекомендуемые условия эксплуатации в системах покрытий по ISO 12944-2	Условия нанесения температура, °С; относительная влажность, %; среда нанесения	Термостойкость покрытия в сухой атмосфере, °С
ИЗОЛЭП-oil	Для защиты внутренней поверхности стальных резервуаров, емкостей, цистерн, технологических трубопроводов. С высоким сухим остатком, толстослойное, абразивостойкое.	Сталь	Im1-Im3, нефть и темные нефтепродукты	+5…+40; до 80; заводские и полевые условия	–
ИЗОЛЭП-oil 250	Для защиты внутренней поверхности стальных емкостей, резервуаров, цистерн, технологических трубопроводов. С высоким сухим остатком, абаразивостойкое	Сталь	Im1-Im3, нефть и темные нефтепродукты	0…+40; до 80; заводские и полевые условия	–
ИЗОЛЭП-oil 350 AS	Для защиты внутренней поверхности стальных резервуаров, емкостей, цистерн, технологических трубопроводов. С добавкой для повышения электропроводности, что позволяет покрытию не накапливать статический заряд. Абразивостойкое	Сталь	светлые нефтепродукты, авиатопливо	+5…+40; до 80; заводские и полевые условия	–
ИЗОЛЭП-235	С высоким сухим остатком, толерантно к подготовке поверхности, позволяет получить толстослойное покрытие, может отверждаться при отрицательных температурах	Сталь, оцинкованная, нержавеющая сталь, алюминий и сплавы	C3-CX, Im1, Im2; атмосфера, морская и пресная вода	-10…+40; до 85; заводские и полевые условия	120 (кратковременно до 150)
ИЗОЛЭП-арктик	С высоким сухим остатком, стойкое к истиранию, ударопрочное, отличные характеристики скольжения во льдах	Сталь	Im2	-5…+40; до 80; заводские и полевые условия	–
ИЗОЛЭП-гидро	С высоким сухим остатком, позволяет получить толстослойное покрытие, отверждается при отрицательных температурах, обладает высокой износо- и абразивостойкостью	Сталь, бетон, цветные металлы	C3-CX, Im1-Im3	-15…+40; до 85; заводские и полевые условия	–
ВИНИКОР-экопрайм	С ингибитором коррозии, толерантно к подготовке поверхности	Сталь	C2-CX	-10…+35; до 85; заводские и полевые условия	60

Эпоксидные эмали

Лакокрасочные материалы на основе эпоксидных смол часто используются в качестве финишного слоя в комплексных системах покрытий. В ассортименте холдинга ВМП есть несколько видов эпоксидных эмалей различающихся сферами применения и условиями нанесения.

Для защиты от коррозии металлических конструкций в атмосфере, в том числе с высокой коррозионной активностью применяется эпоксидная эмаль **ИЗОЛЭП-mio**. Используется в системах покрытий с эпоксидными или кремнийорганическими грунтовками.

Эпоксидная эмаль **ВИНИКОР ЭП-1155 Д** применяется для антикоррозионной защиты металлических, бетонных и железобетонных конструкций атомных электростанций и радиохимических производств: различных поверхностей помещений трубопроводов и оборудования, эксплуатируемых в зоне контролируемого доступа и подвергающихся воздействию дезактивирующих растворов. Подобные задачи выполняет и эмаль **ВИНИКОР ЭП-5285**, при этом ее можно наносить на оцинкованные поверхности и поверхности, металлизированные алюминием.

Покрытие стойкое к воздействию жидких агрессивных сред, а также водо- и атмосферостойкое. В случае необходимости усиления антикоррозионной защиты (изоляции) металлоконструкций дополнительно используется **ВИНИКОР ЭП-1155 Д лак**.

Для антикоррозионной защиты помещений и наружных поверхностей резервуаров, цистерн, танков, силосных бункеров и емкостей, контактирующих с сыпучими и жидкими пищевыми продуктами при воздействии температур до 60°С применяется эмаль **ВИНИКОР БЭП-5297**.

Если внутренние поверхности стальных резервуаров, емкостей, цистерн, трубопроводов контактируют с сырой нефтью и различными видами топлива, то следует использовать эмаль **НЕФТЬЭКОР** в комплексном покрытии с грунтовкой **НЕФТЬЭКОР**.

Эпоксидная эмаль **ВИНИКОР-марин** предназначена для защиты от коррозии района переменной ватерлинии, подводной части корпусов судов неограниченного района плавания, а также гидротехнических сооружений. Используется в качестве финишного слоя в комплексных системах покрытий с противообрастающими эмалями.

Таблица 3. Краткие характеристики эпоксидных эмалей ВМП

Название	Тип и особенности ЛКМ и покрытия	Защищаемая поверхность	Рекомендуемые условия эксплуатации в системах покрытий по ISO 12944-2; среда эксплуатации	Условия нанесения температура, °С; относительная влажность, %; среда нанесения	Термостойкость покрытия в сухой атмосфере, °С
ИЗОЛЭП-mio	С высоким сухим остатком, содержит «железную» слюдку	Сталь	C2-CX, Im3	-10…+40; до 85; заводские и полевые условия	120 (кратковременно до 150)
ВИНИКОР ЭП-1155 Д	С высоким сухим остатком, дезактивируемое	Сталь, оцинкованная сталь, металлизированная алюминием, бетон	C2-C5, Im1, Im2;	+5…+35; до 85; заводские и полевые условия	60
ВИНИКОР ЭП-5285	С полиамидным отвердителем, дезактивируемое	Сталь, оцинкованная сталь, металлизированная алюминием, бетон	C3-C5, Im1-Im3	+5…+35; до 85; заводские и полевые условия	–
ВИНИКОР БЭП-5297	С высоким сухим остатком, рекомендовано для контакта с пищевыми продуктами	Сталь, бетон	Im1	+5…+30; до 80; заводские и полевые условия	60
НЕФТЬЭКОР	С высоким сухим остатком, позволяет получить толстослойное покрытие, применяется в комплексном покрытии с грунтовкой НЕФТЬЭКОР	Сталь	Im1-Im3, нефть и нефтепродукты	-5…+35; до 85; заводские и полевые условия	60
ВИНИКОР-марин	Для защиты водного транспорта, с высоким сухим остатком, позволяет получить толстослойное покрытие, устойчиво к резким перепадам температур	Сталь	C3-C5, Im1, Im2	+5…+35; до 85; заводские и полевые условия	120

Для подбора материалов, наиболее эффективно решающих конкретные задачи по антикоррозионной защите, рекомендуем обратиться к специалистам ВМП.

Научно-производственный холдинг «ВМП»
620100, Екатеринбург, ул. Ткачей, д. 25, тел. (343) 357-30-97
тел. 8-800-500-54-00 , e-mail: office@fmp.ru, vmp-holding.ru

Комплексные решения
мониторинга и управления оборудованием удаленных объектов

А. Н. ДОЛГИХ *– начальник участка связи газового промысла ОАО «Севернефтегазпром», DolgihAN@sngp.su*
Э. С. КОЗУСЬ *– инженер-программист 1 категории участка связи газового промысла ОАО «Севернефтегазпром», KozusES@sngp.su*

Сегодня трудно представить работу объектов нефтегазодобывающей промышленности без электро- и радиосвязи. Обеспечение работоспособности оборудования радиорелейных станций, телефонной (проводной и беспроводной) связи, линий связи (медных и волоконно-оптических), транкинговой радиосвязи – вот далеко не полный перечень обязанностей, возлагаемых на оборудование и обслуживающий персонал отделов и участков связи нефтяных и газовых промыслов.

Очевидно, что для обеспечения нормального функционирования оборудования связи, необходимо контролировать множество параметров не только самого оборудования связи, но и работу оборудования, на первый взгляд, не имеющего прямого отношения к понятию «связь».

Примерами такого оборудования являются: электропитающие устройства, дегидраторы воздуха волноводов антенно-фидерных устройств, системы питания заградительных огней мачты, системы автоматического поддержания температуры воздуха в помещениях с оборудованием связи, системы автоматического пожаротушения, охранная сигнализация и прочее.

Помимо перечисленного выше оборудования, требуется осуществление контроля многочисленных сетевых устройств: персональные компьютеры административных рабочих мест, коммутаторы, роутеры, базовые станции, автоматические телефонные станции, источники бесперебойного питания и т.д. – все это многообразие устройств требует постоянного контроля работоспособности.

Причем, для многих устройств, чтобы сделать вывод о работоспособности, зачастую недостаточно обычного «пингования» – необходимо выполнить комплекс запросов по различным протоколам (SNMP и пр.) с последующим анализом полученной информации.

Особенно проблематичным это представляется на объектах связи, работающих в автономном режиме, т.е. без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Разумеется, производители большинства из вышеперечисленного оборудования позаботились о возможности удаленного контроля, однако многообразие различных программ и интерфейсов, через которые этот контроль осуществляется, вносит неудобство их использования и затрудняет работу персонала, в чьи обязанности входит обеспечение работоспособности этого многообразия систем, приборов и устройств: требуется немало времени для поочередного просмотра и анализа информации. Не стала исключением эта проблема и для работников участка связи ГП ОАО «Севернефтегазпром».

Помимо контроля, зачастую требуется иметь возможность управления оборудованием удаленных объектов.

Примеров можно привести множество, назовем лишь некоторые: дистанционный запуск контрольно-тренировочного цикла аккумуляторных батарей электропитающих установок, управление электропитанием потребителей электроэнергии (освещение, принудительное включение/отключение кондиционеров, обогревателей) и т.д.

Отметим также важность наличия различных способов оповещения о наступивших тревожных, аварийных или иных типов событий на контролируемом оборудовании. Т.е. мало зафиксировать факт того или иного события, произошедшего с контролируемым оборудованием – нужно максимально возможными способами донести информацию об этом ответственным работникам.

В условиях динамично развивающейся инфраструктуры объектов НГП, когда меняется оборудование на более совершенное, добавляются целые комплексы устройств и систем самого разного назначения – при разработке систем мониторинга необходимо учитывать возможность оперативного изменения ее конфигурации.

Итак, выделим ключевые задачи, решение которых позволит реализовать необходимые функции контроля, управления и оповещения:

- **1 – способы мониторинга** – это получение информации о состоянии контролируемого оборудования: дискретные («сухие контакты»), аналоговые (температура, напряжение и т.п.), получаемые по сетевым протоколам (ICMP, SNMP, и др.);
- **2 – способы управления контролируемым оборудованием** – это отключение/включение питания оборудования, вывод на экран устройства визуализации изображения с видеокамер системы видеонаблюдения, а также окон любых других программ по усмотрению, по командам оперативного персонала, передаваемым как непосредственно с клавиатуры блока управления системы мониторинга, так и с компьютеров оперативного персонала – при помощи виртуального эмулятора блока управления;

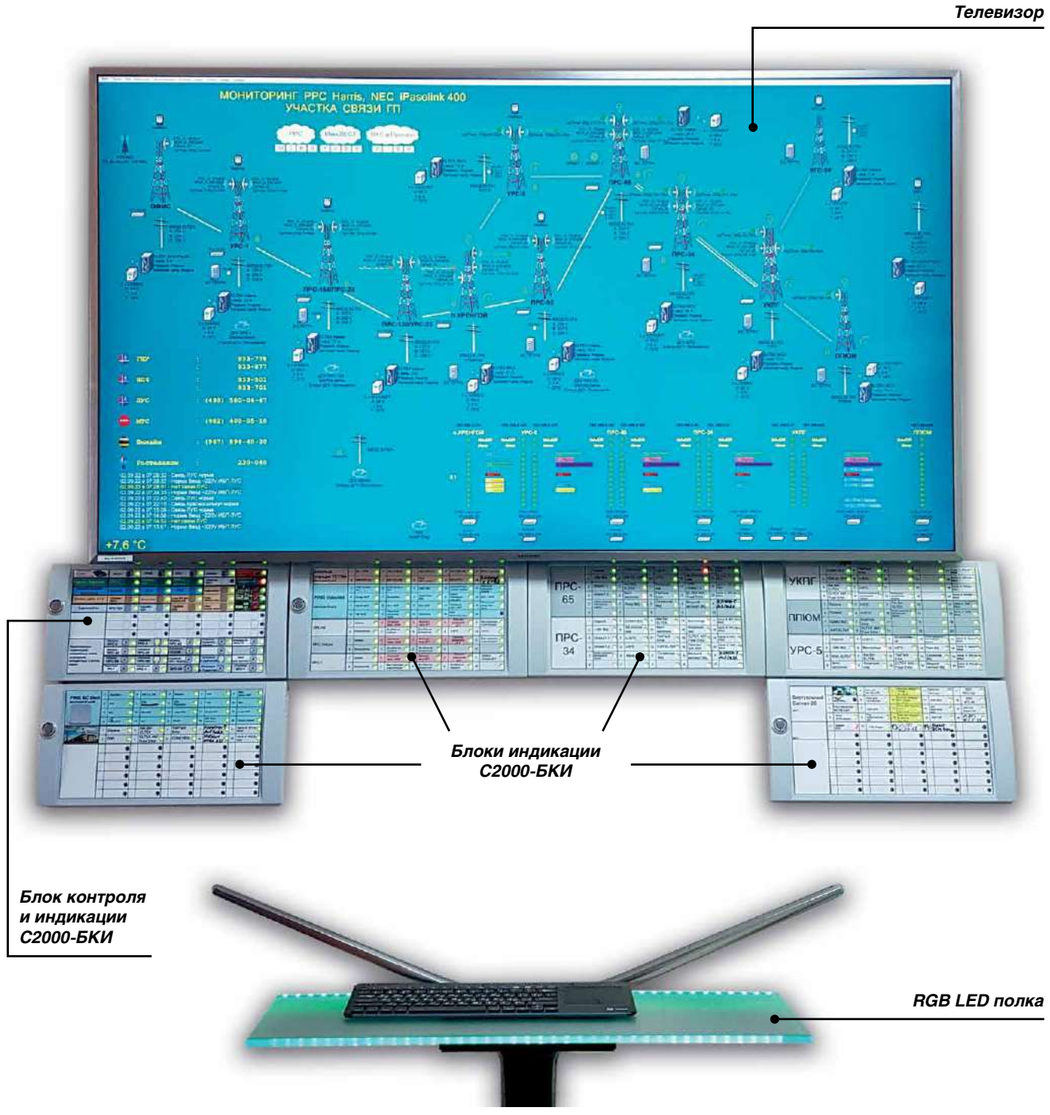


Фото 1. Консолидированная многофункциональная система мониторинга и управления оборудованием удаленных объектов

- **3 – способы оповещения персонала, обслуживающего контролируемое оборудование** – это звуковые, световые и видеосигналы на устройстве визуализации, звуковые и световые сигналы на дополнительных устройствах индикации, передача email сообщений, передача сообщений на мобильные терминалы (радиостанции);
- **4 – возможность и простота конфигурирования системы мониторинга**, с учетом изменения инфраструктуры контролируемых объектов.

Очевидно, что для реализации поставленных задач недостаточно применить какую-либо одну систему – требуется объединение необходимых качеств систем, различных по своему функциональному значению. Примером решения этих задач может служить консолидированная многофункциональная система мониторинга и управления оборудованием удаленных объектов, разработанная и внедренная на участке связи ГП ОАО «Севернефтегазпром».

Данная система объединяет в себе возможности различных систем: Algorius Net Viewer (комплексный программный продукт для визуализации, администрирования, мониторинга и инвентаризации компьютерной сети), системы видеонаблюдения VideoNet, системы на основе приборов российского производителя НПО «Болид», а также ряд известных программных продуктов (серверы баз данных, web-интерфесов и т.п.).

>>>

Для увязывания несовместимых, на первый взгляд, систем, было разработано авторское программное обеспечение, обеспечивающее необходимое взаимодействие всех составляющих.

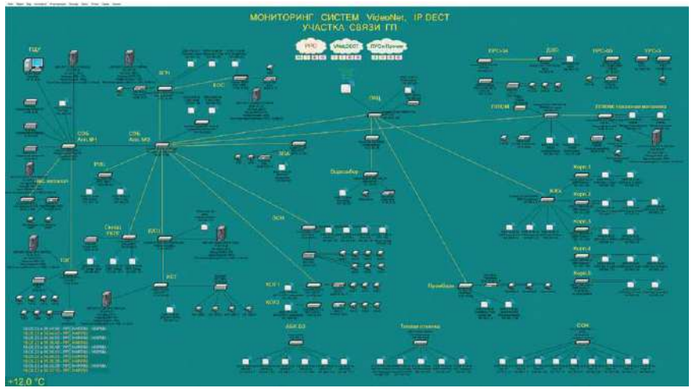
Исторически сложилось так, что для контроля за работой оборудования, оснащенного «сухими контактами» для вывода дискретной информации «Норма» / «Тревога» была применена система на основе приборов российского производителя НПО «Болид», приемно-контрольные приборы которой смонтированы на удаленных объектах, а блоки управления и индикации – в помещении технического персонала участка связи.

Данная система позволяет контролировать только дискретные сигналы, получаемые от контролируемого оборудования посредством так называемых «сухих контактов» (от англ. Dry contact).

Однако, далеко не все производители предусматривают подобный способ сигнализации состояния оборудования. Кроме этого, существует множество параметров работы оборудования, которые нельзя передать подобным способом – необходимы количественные данные. Получить такие параметры, как правило, можно по различным сетевым протоколам.

Для контроля за оборудованием посредством протоколов сети Ethernet был выбран программный продукт Algorius Net Viewer – как наиболее информативный и обладающий функциями анализа полученных данных. На фото 1 показана основная часть разработанной системы мониторинга (не показаны дополнительные элементы оповещения на других местах дислоцирования персонала участка связи, радиостанция, передающая сообщения и др.).

В рамках данной статьи авторы не преследуют цель подробного описания разработанной системы мониторинга, т.к. это только пример решения задач по взаимодействию абсолютно независимых устройств, систем и программных продуктов для наделения ее (системы) требуемыми функциями.



Стоит отметить, что при разработке программного обеспечения достаточную сложность вызвал тот факт, что разработчики НПО «Болид» применили протокол обмена данными между устройствами собственной разработки, описание которого отсутствует в открытых источниках, т.к. это коммерческий продукт – это обстоятельство усложнило, но не остановило разработку программного обеспечения, связывающего работу приборов системы «Болид» с программным продуктом Algorius Net Viewer и другими элементами системы мониторинга – в результате реинжиниринговых работ эта проблема была успешно решена.

Отдельно отметим, что данное решение по консолидированию различных по назначению систем и программных продуктов повысило отказоустойчивость всей системы в целом, т.к. подавляющее большинство контролируемых параметров взаимно дублируются и по способам оповещения, и по способам их получения.

В заключение отметим, что, несмотря на то, что решения мониторинга, представленные в данной статье, разрабатывались для объектов связи НГП, они в полной мере могут быть применены и в других отраслях.

ОАО «Севернефтегазпром»
629380, ЯНАО, Красноселькупский р-н,
с. Красноселькуп, ул. Ленина, 22
тел. (3494) 248-106
e-mail: sngp@sngp.com
severneftegazprom.com

ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

☎ (495) 514-38-42 www.микрозим.рф

ООО «РСЭ-Трейдинг-Микрозим» | e-mail: microzym@microzym.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Комитет РСПП по промышленной политике и техническому регулированию

Правительство Волгоградской области

Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России

ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

ЕЭК Евразийская экономическая комиссия

Министерство энергетики Российской Федерации

Минпромторг России

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии Росстандарт

Газпром

ТЕХЭКСПЕРТ

Российский институт стандартизации

Российское Газовое Общество

Российский союз химиков

18-20 октября 2023
Волгоград

XVII КОНФЕРЕНЦИЯ 2023
НЕФТЕГАЗ СТАНДАРТ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации и ее роль в развитии евразийской экономической интеграции
- Деятельность технических комитетов по стандартизации по разработке стандартов для нефтегазового комплекса
- Меры по преодолению последствий санкционного режима
- Роль технического регулирования и стандартизации в развитии сотрудничества России и ЕАЭС с КНР и странами БРИКС, ШОС
- Институт нефтегазовых технологических инициатив как инструмент поддержки российских производителей

ДОПОЛНИТЕЛЬНО В ПРОГРАММЕ

- Заседание ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»
- Ознакомительная экскурсия на производственное предприятие

www.neftegazstandart.info

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Жадан Марина | +7 (495) 730-76-16 (доб. 427)
ZhadanMP@cbtc.ru | моб. +7 (916) 554-37-49

Иванов Иван | +7 (495) 231-33-99 (доб. 232)
IvanovIA@cbtc.ru | моб. +7 (926) 232-52-92

23-25 ОКТЯБРЯ 2023

X МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА

ТЕРРИТОРИЯ NDT

МОСКВА I ЭКСПОЦЕНТР

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

Крупнейшая специализированная выставка средств и технологий неразрушающего контроля, технической диагностики, мониторинга состояния и оценки ресурса на территории СНГ и Восточной Европы

15 +
КРУГЛЫХ СТОЛОВ С УЧАСТИЕМ ЭКСПЕРТОВ

3 000 +
РУКОВОДИТЕЛЕЙ И СПЕЦИАЛИСТОВ

50 +
КОМПАНИЙ-ЛИДЕРОВ В ОБЛАСТИ НК И ТД

В РАМКАХ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕДЕЛИ

Технофорум • Technoforum

32 000 +
ПОСЕТИТЕЛЕЙ

7 000 +
М² ВЫСТАВОЧНОЙ ПЛОЩАДИ

350 +
КОМПАНИЙ - УЧАСТНИЦ

Сварка • Резка • Welding • Cutting RUSWELD

МЕРОПРИЯТИЯ ФОРУМА

- Всероссийский конкурс по НК «Дефектоскопист»
- Всероссийский конкурс выпускных квалификационных работ «Новая генерация»
- Национальная премия по НК И ТД
- Молодежная научно-техническая конференция
- Салон инноваций и стартапов

EXPO.RONKTD.RU
+7 (499) 245-56-56
vk.com/RONKTD
t.me/RSNTTD

РОНКТД

РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

31 ОКТЯБРЯ - 3 НОЯБРЯ 2023

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ЭКСПОФОРУМ

РОС ГАЗ ЭКСПО

В РАМКАХ XII ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

www.rosgasexpo.ru

FarEXPO FE

ПРИГЛАШАЕМ

принять участие в крупнейшем на территории Сибири и Дальнего Востока отраслевом проекте!

22-24 НОЯБРЯ

КРАСНОЯРСК 2023

XIV СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ

- ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ЭНЕРГЕТИКА
- АВТОМАТИЗАЦИЯ
- СВЕТОТЕХНИКА
- НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ
- МЕТАЛЛООБРАБОТКА И СВАРКА

сибирь международный выставочно-деловой центр имени Карена Мурадяна

30 КЯ 1992 - 2022

www.krasfair.ru

МВДЦ «Сибирь»

ул. Авиаторов, 19

тел.: (391) 200-44-00

Реклама

0+

Россия

Уфа Республика Башкортостан

РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

31-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

21-24 мая 2024 года

ВДНХ ЭКСПО

www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru
gazneftufa gntexpo2022

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НПА

СПГ

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ

TATOIL EXPO

Международная выставка «TatOilExpo-2024»

в рамках Татарстанского
нефтегазохимического форума

26 - 28 АВГУСТА | 2024 КАЗАНЬ

По вопросам участия просим обращаться
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»
по телефону: +7 (843) 222-03-22
e-mail: exponeft@kazanexpo.ru

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

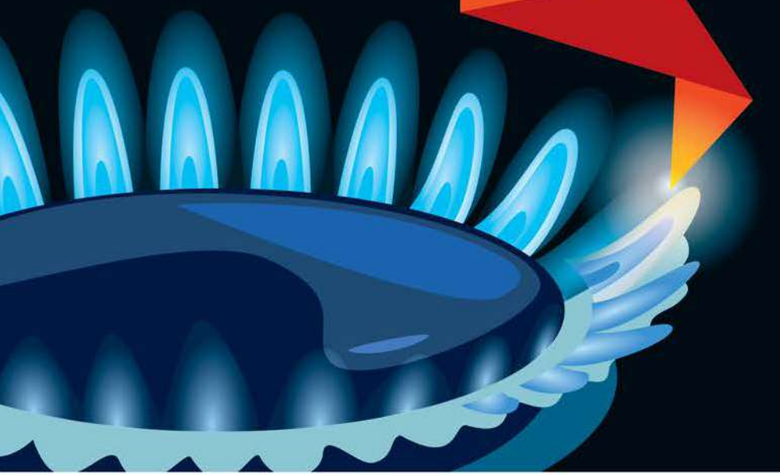
НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru



Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · 65 ЭКСПОЦЕНТР

ИНЖИНИРИНГ И ПРОИЗВОДСТВО промышленных рукавов и гибких соединений

ШЛАНГЕНЗ

Металлорукава
Плоскосворачиваемые рукава
Фторопластовые рукава
Буровые рукава
Композитные рукава
Трубопроводы и элементы трубопроводов футерованные фторопластом
Компенсаторы

8 (800) 100-10-26
shlangenz.ru

///
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ
УНИКАЛЬНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИИ
ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
ВОЕННАЯ ПРИЕМКА

173526, Новгородская обл., п.Панковка, ул. Индустриальная, д.18 / e-mail: info@shlangenz.ru

КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Мобильная АГНКС

Компрессор 4ГМ2,5

719

Метан
Давление до 250 атм

ОДОБРЕНО правительством

- Предназначена для заправки автотранспорта природным газом, сжатым до 250 атм. Возможно исполнение в блочно-модульном виде и на шасси (ПАГЗ).
- Получено заключение Минпромторга «о импортозамещении», которое позволяет получить субсидию на приобретение.

АЗОТНЫЕ СТАНЦИИ
для подачи азота под давлением

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ГАЗОВ

- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
Тел. +7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru