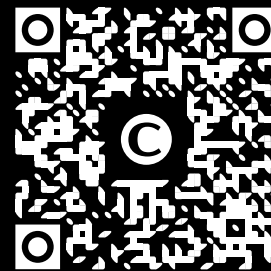


СФЕРА



НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский
информационно-технический журнал

3/2024 '96


GE GAS ENGINEERING

Экспертные
решения
для сжиженных
газов

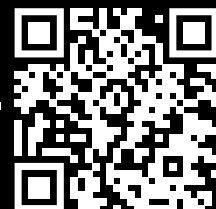
УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ПОСТАВЩИК КОМПЛЕКСНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

- от ТЭО и поставок оборудования до строительства терминала под ключ
- оптимизация и обслуживание
- изотермические резервуары от 1 000 до 260 000 м³

на правах рекламы

 +7 (812) 418-84-30

GE-GAS.RU



СОЗДАЙ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ С НАМИ | ЛИГА ГЕОНАВИГАЦИИ | АКАДЕМИЧЕСКИЙ ТУРНИР | ХАКАТОН ДЛЯ ПРОГРАММИСТОВ-РОБОТОТЕХНИКОВ

СОЗДАЙ БУДУЩЕЕ ВМЕСТЕ С НАМИ

ОБЩИЙ ПРИЗОВОЙ ФОНД

4 200 000₽*

*сумма указана до вычета налогов (подробнее на сайте rn.digital)

при информационной
поддержке



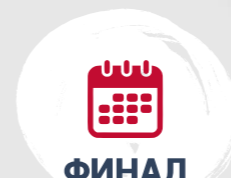
РН-БашНИПИнефть
научно-исследовательский и проектный институт



ЛИГА
ГЕОНАВИГАЦИИ

АКАДЕМИЧЕСКИЙ
ТУРНИР

ХАКАТОН
ДЛЯ ПРОГРАММИСТОВ-
РОБОТОТЕХНИКОВ



ФИНАЛ
СОРЕБНОВАНИЙ:
3-6 ДЕКАБРЯ



events.rn.digital

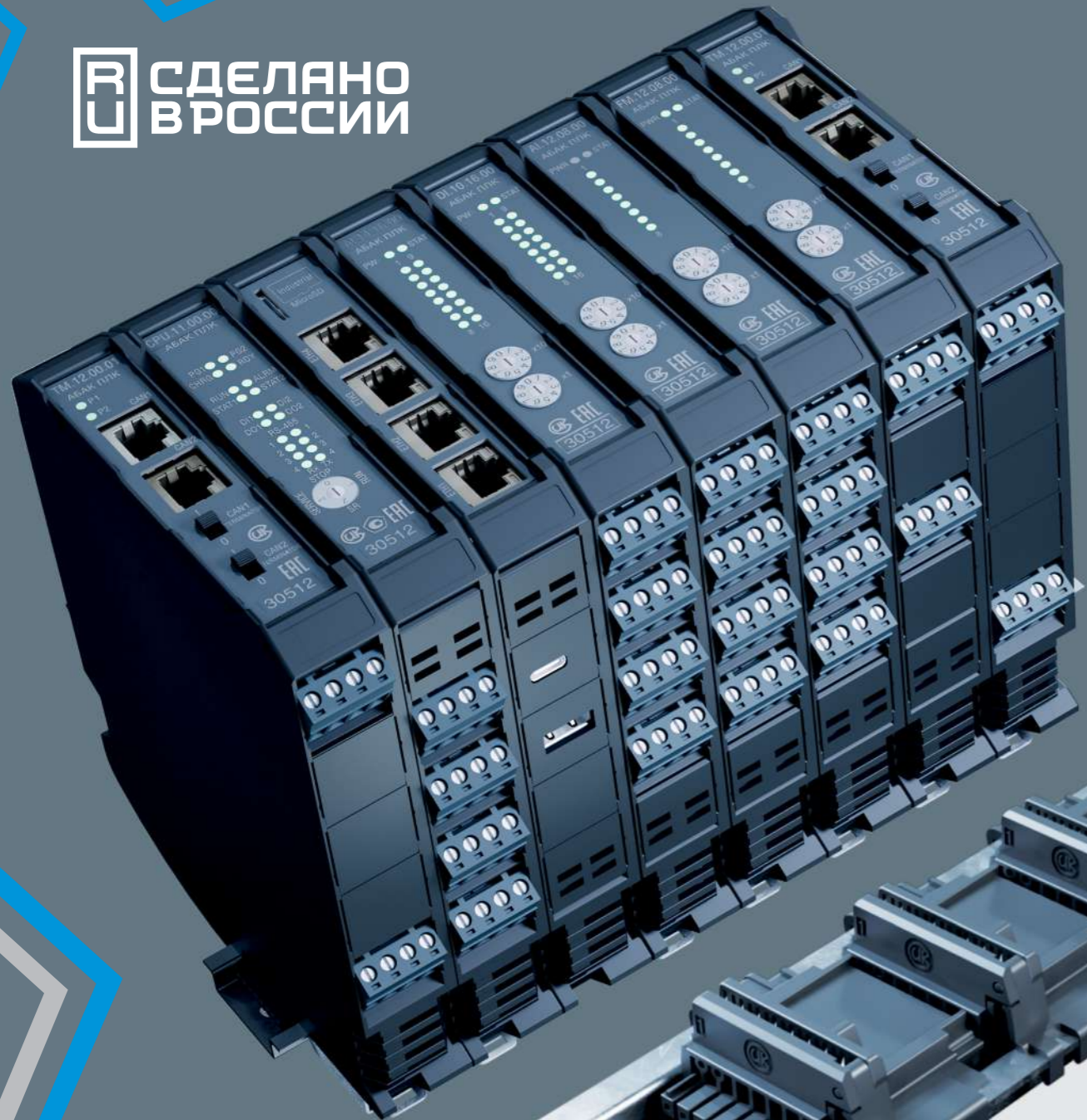
**СДЕЛАНО
В РОССИИ**

АБАК ПЛК™

ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОНТРОЛЛЕР

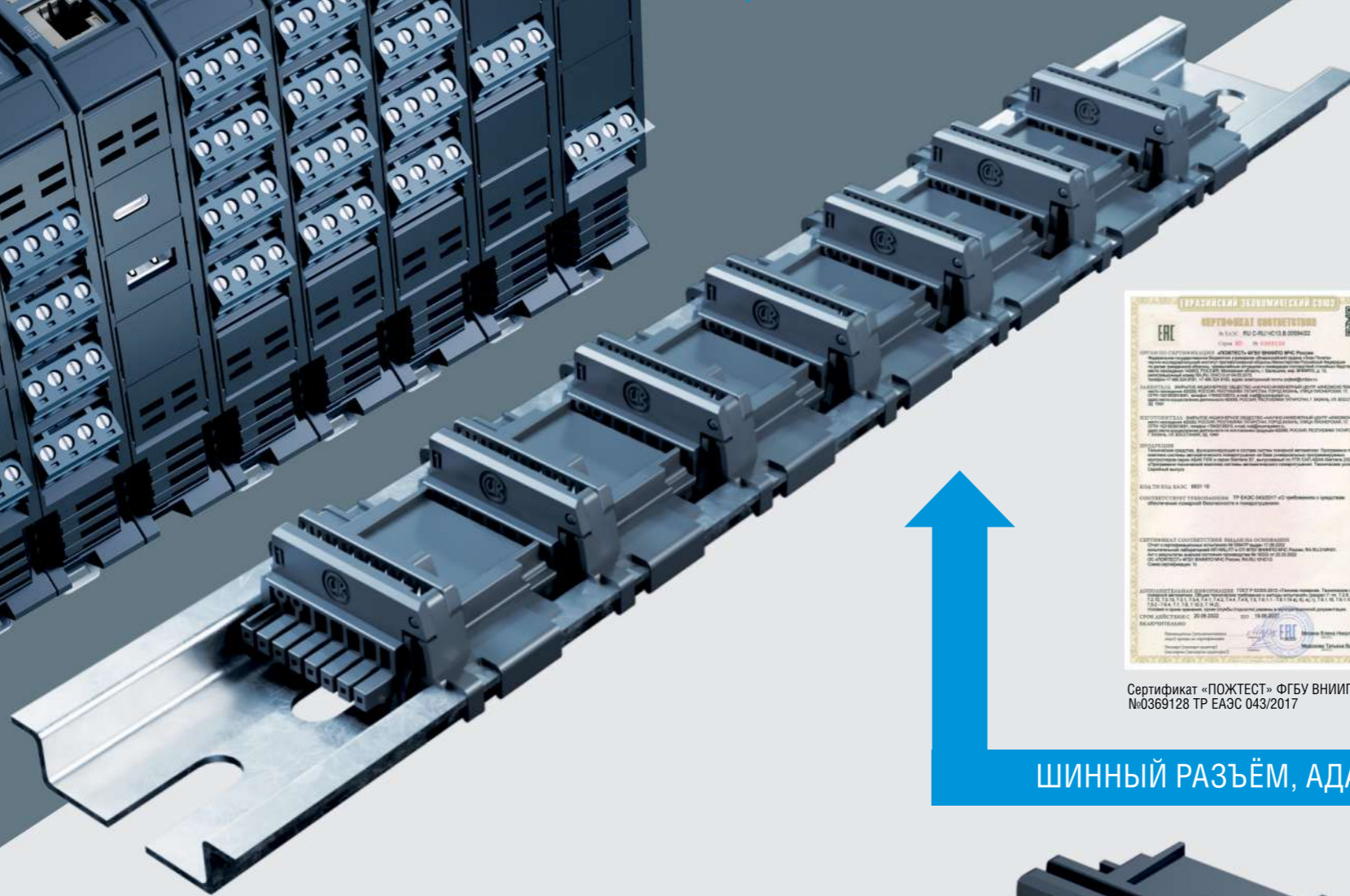


СТО Газпром 9001



УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ КОРПУС АБАК ПЛК: ЧИСЛО КАНАЛОВ УВЕЛИЧЕНО ДО 32

- срок поставки от **шести недель**
- 10 миллисекунд – цикл опроса всех модулей
- резервирование и «горячая» замена модулей CPU, питания, шины данных и модулей ввода-вывода
- программирование **на пяти языках** стандарта МЭК 61131
- встроенная поддержка HART прозрачного протокола



Сертификат «ПОЖТЕСТ» ФГБУ ВНИИПО МЧС №0369128 ТР ЕАЭС 043/2017

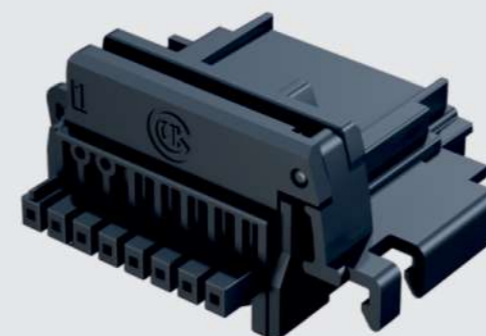


Свидетельство Российского Морского Регистра Судоходства EP 20.51511.130



Заключение по ПП №719 о подтверждении производства на территории РФ

ШИННЫЙ РАЗЪЁМ, АДАПТИРОВАННЫЙ ПОД КОРПУС АБАК ПЛК



- разработан T-образный шинный разъём
- улучшены эксплуатационные характеристики
- снижена себестоимость, используется только российское сырье
- отсутствует зависимость от импортных компонентов
- российское производство



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

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ

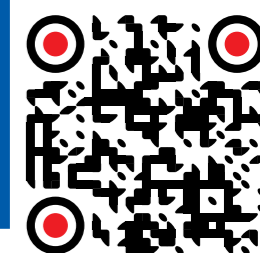
- Ремонт и сервисное обслуживание газовых турбин
- Ремонт и сервисное обслуживание паровых турбин
- Техническое обслуживание компрессорного оборудования
- Полноценное обеспечение запасными частями



КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

комплексный ремонт, восстановление и техническое обслуживание
основного и вспомогательного оборудования предприятий по добыче,
транспортировке, переработке нефтяной и газовой промышленности,
тепловых электростанций, химических и металлургических предприятий.

Больше информации
об услугах ООО «Русь-Турбо»



info@russturbo.ru



8 (800) 201-90-46



russturbo.ru

**ДОЛГОВРЕМЕННАЯ
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**



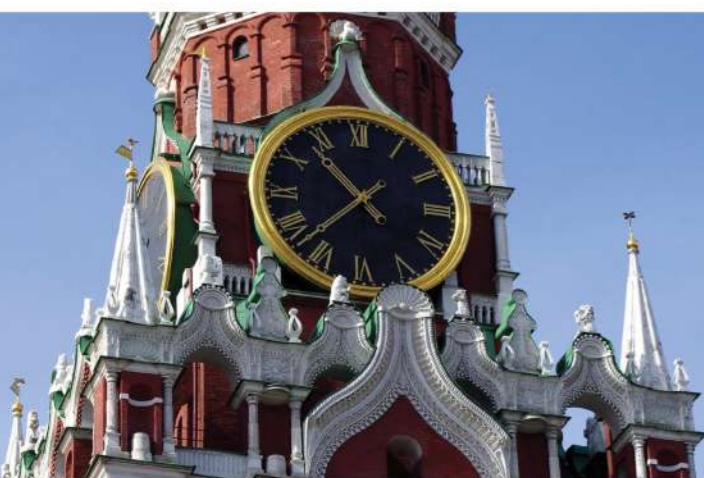
**МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД**
ТОРГОВЫЙ ДОМ

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 газозвудушных 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-, высокоагрессивной газозвудушных средах.
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газозвудушных средах.
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газозвудушных 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 газозвудушных средах, маслостойкое покрытие.
Армокот® Z600	Маслостойкое покрытие.
Армокот® S70	Кислотные, щелочные высокоагрессивные среды.
Армокот® T700	Кислотные высокоагрессивные среды, температура до 200°C.
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°C.

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 высокоагрессивной промышленной и морской атмосфере.
Армотанк® Цинк	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла.
Армотанк® КО6	Эпоксидный грунт для цветных металлов.
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-, высокоагрессивной, морской атмосфере.
Армотанк NL Армотанк NL AS	Двухкомпонентная грунт-эмаль на основе эпоксидно-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°C;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30°C.



22



36



40



42



58

СОДЕРЖАНИЕ

- 16** Национальный нефтегазовый форум 2024: итоги
- 22** Газовый форум соберет в городе на Неве лучших экспертов отрасли
- 24** СИБУР запустил первую российскую систему для управления R&D
- 28** Востребовано производством
- 30** Анализ процесса бурения турбобуром в условиях возникновения резонанса
- 36** ООО «Русь-Турбо»: новые возможности, традиционное качество
- 40** Новые решения на рынке АГНКС
- 42** Контроль качества – это ответственность не только производителя
- 44** Проектирование информационных систем в машиностроении для ТЭК
- 46** Системный анализ и оптимизация расхода топливно-энергетических ресурсов на основных этапах разработки месторождений углеводородов
- 56** Как соединить стальные трубы? Сварной, фланцевый и резьбовой метод
- 58** Высокотемпературная арматура для дымовых газов от Технофлэйм
- 60** МХЗ создает материалы для Российского Севера
- 62** ООО «РТК»: 100% российские инновации
- 64** Антифрикционные покрытия в нефтегазовой промышленности – современные технологии твердой смазки

СФЕРА. Нефть и Газ №3/2024 (96)

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

Заявленный тираж 8 000 экз.
Дата выхода 09.08.2024 г.
Цена свободная.

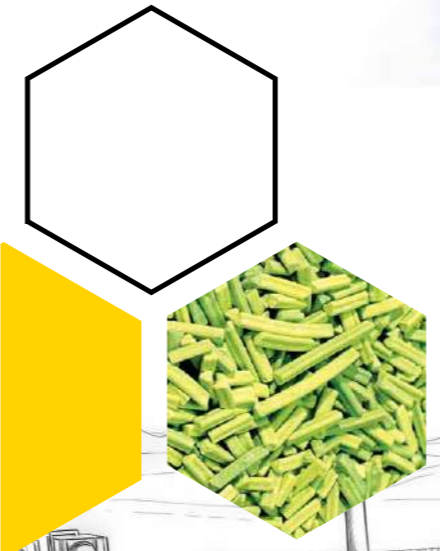
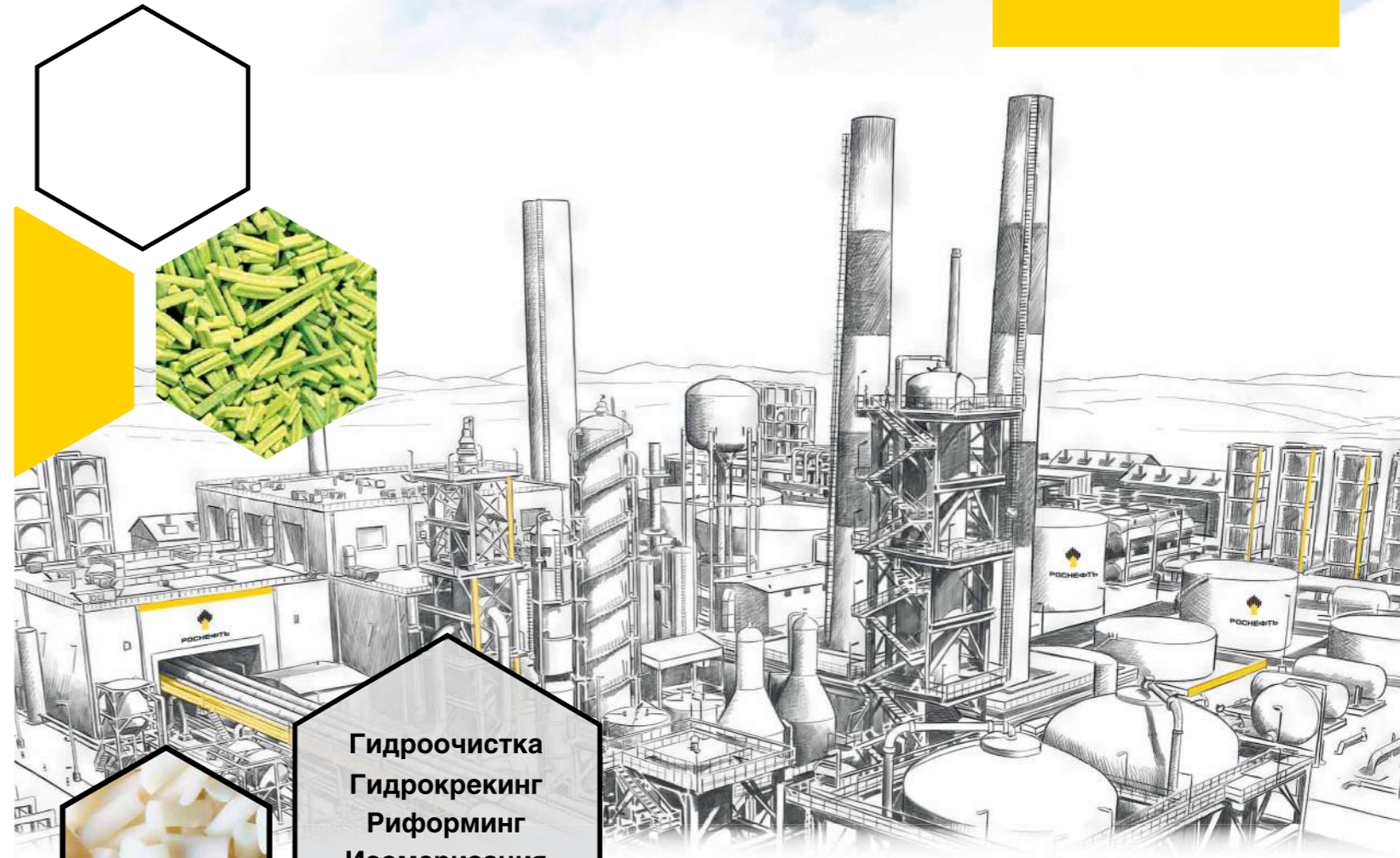
16+

Адрес редакции (Издателя):
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 271
тел. 8 (800) 555-63-65
info@sferaneftegaz.ru
https://sferaneftegaz.ru
Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел. +7 (812) 603-25-25
https://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 25.01.2013 года. Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в статьях и рекламных объявлениях. Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций. Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.



КАТАЛИЗАТОРЫ



Гидроочистка
Гидрокрекинг
Риформинг
Изомеризация
УПВ

Техническая
поддержка
эксплуатации

Комплексное
восстановление
активности

РН-ДРАГМЕТ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

119049, Москва,
ул. Шаболовка, д.10, к.2

тел. (495) 710-72-65

info@rndm.rosneft.ru

СОДЕРЖАНИЕ



68

68 НЕКСТ инжиниринг:
инжиниринг высших достижений

72 Барьеры искрозащиты KA5003Ex
и KA5004Ex для сигналов температурных
датчиков и потенциометров – надежная
защита на взрывоопасном производстве



78

78 Прорыв в области метрологии жидких
углеводородов: Turbo Flow UFL –
ультразвуковой расходомер жидкости

82 «Приборостроение в России развивается
вместе с промышленностью»

86 Датчики давления для нефтегазовой
промышленности: обзор рынка,
проблемы, решения

90 Индикатор потока ЭМИС.
Отличительные особенности
и преимущества

92 Судовая система видеонаблюдения
BSVS для шельфовых объектов
и судов вспомогательного флота

94 Быстровозводимые бесфундаментные
композитные опоры аварийного
резерва 10-220 кВ

98 Амфибийная техника как основа
транспортно-логистического
обеспечения предприятий нефтегазового
комплекса в труднодоступных местах

102 Инновационный материал
для защиты инженерных сооружений

106 Газгольдеры как элемент
энергоэффективной
инфраструктуры нефтебаз

108 «Мягкий» склад – современный
подход к хранению нефтепродуктов



82



86



98

Генеральный директор
и главный редактор:
Андрей Назаров
info@sferaneftegaz.ru

Выпускающий редактор:
Евгений Шолохов
rg@sferaneftegaz.ru

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

Спец. корреспондент:
Владимир Медведев

Директор по маркетингу:
Светлана Кривошеева
sk@sferaneftegaz.ru

Руководитель отдела
по работе с клиентами:
Алексей Смирнов
as@sferaneftegaz.ru

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

Офис-менеджер:
Маргарита Смирнова

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Корректурa:
Ольга Николаева

Отдел подписки:
Елена Головина
Выставочная деятельность:
Кристина Глинкина
Ирина Еганова



КРАСНОДАРСКИЙ
КОМПРЕССОРНЫЙ
ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная
станция
серии ТГА 10/631



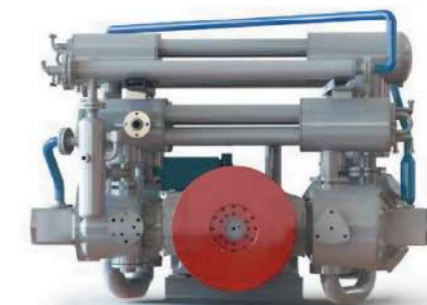
Серия ТГА
Давление
до 630 бар
Азот 99 %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

КОМПРЕССОРНЫЕ
СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других
промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станция Динская, ул. Железнодорожная, 265А
Тел. +7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

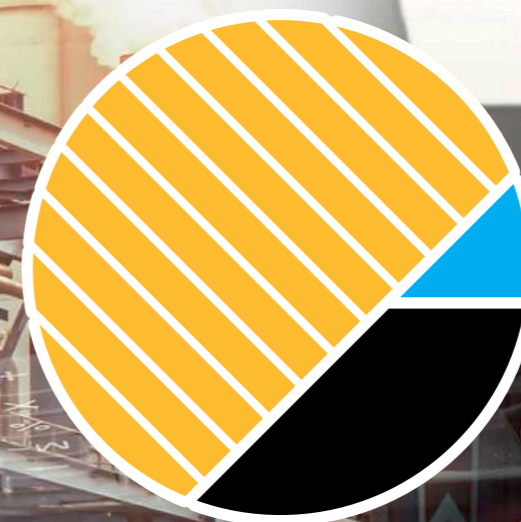
АО Научно-исследовательский и проектный институт

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

20
ЛЕТ

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ ИНСТИТУТА:

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

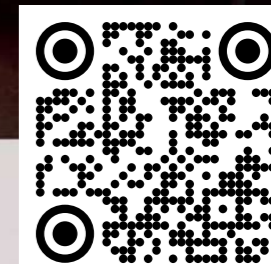



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА

- 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.

СНГП

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



 (843) 264-28-62

niisngp.ru



ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА



Виды исполнения



МАРКИ
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,
12Х18Н10Т, 20ЮЧ,
13ХФА, 10Х17Н13М2Т
и другие



для
ТЕМПЕРАТУРЫ
РАБОЧЕЙ
СРЕДЫ

от -200°С до +650°С



для
ТЕМПЕРАТУРЫ
ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

от -60°С до +70°С



ПРОПУСКНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ

Линейная
Равнопроцентная
расширенный диапазон
регулирования

Ключевые определения надежности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, действующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравнивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон)

БЫСТРОСЪЕМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана)

Технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV – по ГОСТ 54808-2011 V, A – по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

ПОЛНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕСТАЙЛИНГ УСТАНОВОК ПЕНОТУШЕНИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ГИБРИДНОЙ ПЕНЫ

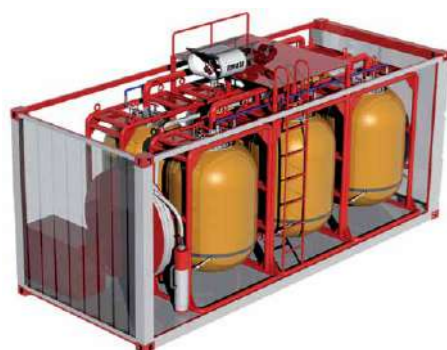
Модернизированная технология реализована в установках комбинированного тушения пожаров УКТП Пурга, производительностью от 2 до 350 л/с с дальностью подачи пены повышенной кратности ($K_p = 30-40$) от 20 до 120 м (параметры ближайших мировых аналогов 10-12 м). Установки позволяют обеспечивать самую высокую в мире скорость пожаротушения ($10-20 \text{ м}^2/\text{с}$) 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.

НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ СВОБОДНЫХ ОТ ФТОРА



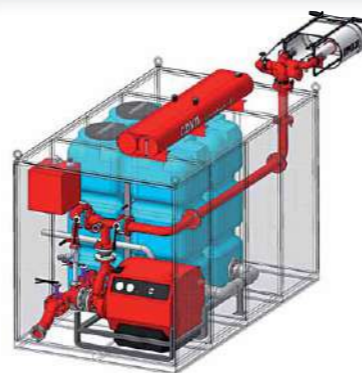
Проектирование и поставка «под ключ» комплексов для защиты объектов ТЭК



Автономный пожарный модуль контейнерного типа твердопенного тушения АПМ-12000 ТПТ



Гусеничный транспортер ПТС-2 твердопенного пожаротушения



Автономный пожарный модуль твердопенного пожаротушения



Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100



Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100 в действии



Устройство подачи пены для тушения СПГ УКТП Пурга 5x4 нл ДУ

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.

Разработаны новые системы пожаровзрывопредотвращения с помощью быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезема.

Данная технология позволяет обеспечить пожаротушение:

- на аварийно химически опасных производствах;
- в лесах, сельскохозяйственных угодьях;
- на производствах взрывчатых веществ, материалов и боеприпасов, в том числе фосфорсодержащих.



АПМКТ с УКТП Пурга-100 на жд-платформе



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



Испытание УПАТ с БТП

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 ЗМ, США), проявилась более высокая эффективность предлагаемого ЗАО НПО «СОПОТ» метода и средств, использующих российские экологически чистые пенообразователи.



Доклад Президенту России Владимиру Владимировичу ПУТИНУ



sopot@sopot.ru



SOPOT.RU



+7 (812) 464-61-41

Национальный нефтегазовый форум 2024: итоги

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ



С 16 по 18 апреля 2024 года в Москве состоялся Национальный нефтегазовый форум. Мероприятие проходило совместно с 23-й Международной выставкой «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2024», которая работала 15-18 апреля в ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР». Форум организован при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Торгово-промышленной палаты РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей, Российского газового общества и Союза нефтегазопромышленников России.

Первый день форума открылся стратегической сессией «Российский ТЭК – функционирование в условиях внешних ограничений. 10 лет спустя».

Модератором был руководитель рабочей группы по вопросам экологической безопасности Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса Анатолий Яновский. Спикер отметил, что нефть и газ будут играть доминирующую роль в течение десятилетий, поэтому российским компаниям нужно продолжать инвестировать в их разработку.

Для этого важно сохранять стабильность и предсказуемость в отрасли, особенно в части фискального законодательства, которое является залогом эффективной монетизации природных ресурсов, подчеркнул первый заместитель

Министра энергетики Российской Федерации Павел Сорокин. По его словам, сбалансированная налоговая система позволяет развивать как новые месторождения, так и поддерживать действующие. Она также важна для нефтепереработки, в частности, для завершения программы модернизации НПЗ. Заместитель Министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов заметил, что для активного развития отрасли необходим технологический суверенитет. По его словам, с 2015 года объем господдержки проектов в части производства и выпуска оборудования составил 70 млрд руб. В прошлом году доля отечественной продукции в нефтегазовом машиностроении на внутреннем рынке достигла 65% против примерно 40% в 2014-2015 годах, уточнил он.

Благодаря развитию технологий и достижениям Россией технологического суверенитета значительные запасы нефти, которые сейчас относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ) будут становиться рентабельными, отметил в ходе сессии руководитель Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) Евгений Петров. По его оценке, российские нефтегазовые компании до 2050 г. для обеспечения спроса на экспортном и внутреннем рынках должны ввести в разработку новые месторождения с запасами 4 млрд т нефти и 11 трлн м³ газа.

Ключевой задачей для российского ТЭК остается поиск баланса между сохранением дохода бюджета и формированием гибкого налогового режима, считает руководитель по аналитике АЦ ТЭК Дарья Козлова. Она отметила, что сейчас инвестиции в отрасль превышают 7 трлн рублей, это создает высокий мультипликативный эффект для других отраслей.

По мнению президента АО «ГЕОТЕК» Романа Панова, российский ТЭК, в том числе нефтесервисная отрасль адаптировались к новым реалиям, но для сохранения текущих темпов добычи необходима интенсивная разведка в Восточной Сибири и регионах Дальнего Востока, особенно в Красноярском крае и Якутии.



С днем работников
нефтяной и газовой
промышленности!

TMK – комплексные трубные
решения, инжиниринг
и сопутствующий сервис
для нефтегазового сектора



TMK-GROUP.RU





TMK UP Magna

РАБОТАЕТ
НА СКОРОСТЬ

Быстрособорное 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



Однако в среднесрочной и долгосрочной перспективе санкционные ограничения могут существенно затормозить темпы роста топливно-энергетического комплекса России, сказал заместитель председателя ВЭБ.РФ, председатель попечительского совета АНО «Институт Внешэкономбанка» Андрей Клепач. По его оценке, до 2030 года значительного наращивания добычи ожидать не стоит.

На этом фоне важно детально изучать, как работают иностранные юрисдикции, которые не подпадают под категорию недружественных, заметила партнер, руководитель направления по оказанию налоговых услуг клиентам топливно-энергетического комплекса Группы компаний Б1 Марина Белякова. По ее словам, российские компании смогли успешно пережить шок от прекращения работы в швейцарской, кипрской и голландской юрисдикциях, бизнес увидел и проработал новые инструменты, но точка баланса пока не найдена.

Председатель Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК Юрий Шафраник заметил, что больше внимания стоит уделить развитию нефтегазохимии и СПГ. По его мнению, ключевым вызовом для отрасли в ближайшее время станет формирование новой газовой политики, которую следует сделать максимально прагматичной.



Ключевой темой первого дня форума стали международное партнерство в энергетической сфере, потенциал совместных технологических предприятий, а также инвестиционная активность в проектах топливно-энергетического комплекса. Совместно с Национальным координационным центром международного делового сотрудничества состоялась сессия «Россия – Китай: энергия для будущего».

Модератором выступил президент Национального координационного центра международного делового сотрудничества Кирилл Бабаев. Он отметил серьезные результаты в сфере российского-китайского сотрудничества. Например, за 2023 год в 1,5 раза вырос экспорт газа из России в Китай, а экспорт нефти составил рекордные 107 млн тонн.

По словам заместителя Министра энергетики Российской Федерации Сергея Мочальникова, помимо традиционного взаимовыгодного сотрудничества в сфере нефти, газа и угля, у России и Китая есть перспективные направления работы в сфере возобновляемой и водородной энергетики, а также рынка углеродных единиц.

Энергетическое сотрудничество – это важная часть работы между Китаем и Россией, которая формирует энергетическую безопасность двух стран, заметил глава Союза китайских предпринимателей в России Чжоу Лицзюнь.





Вице-президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Владимир Падалко подчеркнул эффективность межгосударственного взаимодействия между Россией и Китаем, отметив необходимость усовершенствования механизма расчетов и логистических цепочек. Кроме того, для России необходима техническая коллаборация с Китаем, в частности, в сфере электроники и производства чипов, заметил генеральный директор АО «Систэм Электрик» Алексей Кашаев.

В сессии также приняли участие генеральный директор Сычуаньской международной торговой компании «Нинцзэ» Чэнь Юаньжу, президент Сычуаньской ассоциации в России и странах СНГ Цзэн Айго, генеральный директор ТВК китайских автомобилей и техники «Гринвуд» Ли Фэн и начальник управления стратегического анализа ПАО «Газпром нефть» Евгения Дышлюк.

В ходе сессии «Россия – Иран: наука и технологии – стратегическое партнерство в нефтегазовой отрасли», организованной совместно с Министерством нефти Исламской Республики Иран, участники говорили о союзе двух стран в сфере энергобезопасности. Активно обсуждался опыт функционирования иранского ТЭК в условиях санкций, который может быть полезен для России.

Также было уделено особое внимание возможной совместной разработке и производству оборудования для энергетических отраслей.

Заместитель Министра нефти Исламской Республики Иран, генеральный директор Иранской нефтехимической промышленной компании Шахмирзаи Мортеза рассказал о готовности Ирана обсуждать с Россией новые технологические и добычные проекты.

Чрезвычайный и полномочный Посол Исламской Республики Иран в России Казем Джалали также отметил заинтересованность Ирана в сотрудничестве с Россией в сфере энергетики, подчеркнув высокую обеспеченность страны различными видами ресурсов.

Вице-президент ПАО «Транснефть» Павел Ревель-Муроз отметил интерес компании в области обмена технологическим опытом с Ираном, в частности, в сфере диагностики резервуаров и в части промышленного производства и оборудования. Эта работа будет развиваться в рамках существующего меморандума о сотрудничестве, подчеркнул он.

В первый день также прошли и другие мероприятия. Так, на сессии «Перестройка логистических схем поставок российских углеводородов: задачи на перспективу» обсуждали влияние внешних ограничений на рынок морских грузоперевозок углеводородов и изменения географии поставок.

Председатель правления ПАО «Совкомфлот» Игорь Тонковидов подчеркнул, что морская транспортировка играет чрезвычайно важную роль для нефтегазовой отрасли. Учитывая, что порядка 8% флота, который участвует в российских перевозках, попал под санкции, встает вопрос долгосрочной устойчивости торговли нефтью и нефтепродуктами. По его словам, для успешного решения вопроса важна совместная работа партнеров из банковской сферы, страховых и нефтегазовых компаний.

По мнению исполнительного директора АО «СОГАЗ» Андрея Вотченикова, ключевой задачей сейчас является развитие корреспондентской сети, а также продвижение системы аккредитации судов в дружественных портах. В эту работу следует более активно включаться банкам, которые могли бы брать на себя гарантирующие функции, считает он.

В дискуссии также приняли участие главный директор по Энергетическому направлению Фонда «Институт энергетики и финансов» Алексей Громов, генеральный директор АО «РНПК» Наталия Карпова, генеральный директор ООО «ИЭС» Александр Адоевский, исполнительный директор Центра развития Индийского филиала ПАО «Сбербанк» Алексей Долгушин, а также руководитель АЦ ТЭК Дарья Козлова в роли модератора.

В ходе круглого стола «Кадры решают все: новым технологиям нужны новые лидеры» речь шла о кадровом потенциале российского ТЭК и изменением спроса на персонал на фоне усложнения технологических процессов в отрасли. В дискуссии участвовала статс-секретарь – заместитель Министра энергетики РФ Анастасия Бондаренко. По ее словам, для привлечения и удержания персонала в регионах, где существует дефицит кадров, важно развивать социальную инфраструктуру, создавать комфортные условия для жизни и работы людей. В долгосрочной перспективе такой подход позволяет привлечь квалифицированных сотрудников, а при интенсивном инвестировании в человеческий ресурс быстрее достигаются поставленные цели.

В первый день также состоялись и другие мероприятия: круглый стол «Расширение производственной кооперации – как стратегический приоритет достижения технологического суверенитета странами ЕАЭС», сессия «Прогноз развития мировых энергетических рынков – взгляд из России: рынок газа», круглый стол Совета ветеранов «Управление запасами и рациональное недропользование».

Второй день открылся стратегической сессией «Технологический суверенитет в ТЭК: как создавать технологии в эпоху перемен?», которую модерировал руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России Олег Жданев.

Заместитель Министра энергетики Российской Федерации Эдуард Шереметцев подчеркнул, что технологический суверенитет – это прежде всего компетенции людей и компаний, а также их умение реализовывать критически важные проекты, в том числе обеспечивать бесперебойную работу технологических систем.

Он привел в пример ситуацию с применением российского ПО в ТЭК. По его словам, за год доля лицензий российского программного обеспечения выросла с 21% до 49%.

В сессии также участвовали директор Департамента машиностроения для ТЭК Министерства промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Кузнецов, начальник Департамента ПАО «Газпром» Виктор Шарохин, директор дирекции информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций, ПАО «Газпром нефть» Антон Думин, вице-президент АО «Росгеология» Евгений Муратов, генеральный директор АНО «ИНТИ» Николай Кузнецов, первый заместитель генерального директора АО «Систэм Электрик» Армен Бадалов, руководитель Центр импортозамещения ООО «СИБУР» Антон Гаврюшкин, директор по работе с крупными инфраструктурными проектами ПАО «Северсталь» Денис Ермилов, директор по развитию сервиса и продажам ООО «ТМК НГС» Данил Шахов.

Участники говорили об изменении доли иностранных технологий в российской нефтегазовой отрасли, рисках параллельного импорта и основных направлениях импортозамещения.

Во второй день форума прошло множество сессий, панельных дискуссий и круглых столов, в том числе форсайт-сессия «Цифровые лидеры: на пути к технологическому суверенитету – 10 лет санкций, что изменилось?», модераторами которой были вице-президент, директор по работе с корпоративными клиентами ПАО «Ростелеком» Алексей Подрябинников и руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России Олег Жданев.

По мнению вице-президента, директора по работе с корпоративными клиентами ПАО «Ростелеком» Алексея Подрябинникова, для эффективного выстраивания бизнес-процессов компаний необходима кооперация участников рынка.

Вице-президент ПАО «Транснефть» Андрей Бадалов подчеркнул, что при импортозамещении в отрасли основным критерием выступает непрерывность и безопасность работы. В «Транснефти» показатель импортозамещения близится к 100%, самой сложной задачей остается замещение программного обеспечения, отметил он.

Для дальнейшего технологического и цифрового развития важно использовать искусственный интеллект, сказал директор дирекции по цифровой трансформации ПАО «Газпром нефть» Олег Третьяк. По его словам, в Газпром нефти сотрудники работают с разными языковыми моделями, чтобы находить эффективные решения прикладных задач.

Заместитель генерального директора ПАО «Татнефть» по цифровому развитию Евгений Звездин обратил внимание на важность работы не только с оборудованием и ПО, но и с персоналом, в том числе в части улучшения инженерного образования.

По его мнению, необходимо трансформировать образование студентов, которые сразу после вуза будут высококонкурентными специалистами в отрасли.

В сессии участвовали также заместитель Министра энергетики Российской Федерации Эдуард Шереметцев, начальник управления цифровой трансформации АО «Зарубежнефть» Дмитрий Кырнаев, партнер Группы компаний Б1 Антон Дьяков, управляющий директор «ВЫГОН Консалтинг» Григорий Выгон.

Также во второй день прошли сессия «Развитие кадров и компетенций для открытой платформы промышленной автоматизации», Конференция ИНТИ, панельная дискуссия «Технологическое обеспечение отечественной нефтегазовой отрасли», круглые столы «Заседание экспертной группы Координационного совета по импортозамещению. Геологоразведочные работы (ГТР)», «Заседание экспертной группы Координационного совета по импортозамещению. Нефтегазохимия», «Заседание экспертной группы Координационного совета по импортозамещению. Стандартизация» и др.

Заключительный третий день форума начался со стратегической сессии «Углеродная нейтральность и недропользование: миф или реальность?», которая была проведена совместно с Аналитическим центром ТЭК. В ходе сессии обсуждалась новая климатическая доктрина России и ее влияние на недропользование, взаимодействие государства и бизнеса в области углеродной нейтральности, а также необходимые инвестиционные стимулы.

Сессию модерировал начальник департамента устойчивого развития Аналитического центра ТЭК Андрей Комендант. Он отметил, что для достижения углеродной нейтральности необходимо четкое понимание действующих регуляторных норм.

В России многие участники отрасли рассматривают климатическое регулирование как угрозу, однако это и источник возможностей, заметил генеральный директор Национального ESG Альянса Андрей Шаронов. Оно содержит в себе различные точки роста для бизнеса нефтегазовых компаний, которые способны повысить конкурентоспособность текущих бизнес-моделей.





Управляющий директор Earthood Кавирадж Сингх рассказал об опыте Индии в сфере углеродного регулирования. По его словам, в стране в прошлом году был создан рынок для различных отраслей промышленности, где участники могут торговать углеродными единицами, получать зеленые кредиты за счет высаживания деревьев и создания водоочистительных сооружений. Однако пока торговля на этом рынке не пользуется повышенным спросом у компаний, заметил он.

Создание климатических проектов – не самоцель, драйвером для бизнеса выступает их последующая монетизация, отметила и.о. руководителя функции Климатические инициативы и углеродное регулирование ООО «СИБУР» Татьяна Романенкова. Одним из инструментов монетизации климатических проектов выступают прямые и биржевые продажи углеродными единицами. Благодаря таким сделкам появился отраслевой бенчмарк: 700 рублей за углеродную единицу, пояснила она.

Любая коммерческая структура обязательно оценивает, насколько выгодно участвовать в таких проектах, заметила директор по устойчивому развитию,

член Исполнительного Комитета (Правления) РУСАЛа Елена Мякотникова. Сейчас в рамках трансграничного регулирования нет дополнительной фискальной нагрузки, напомнила она. Однако в будущем компании будут выстраивать свои углеродные стратегии исходя из стоимости углеродных единиц и их влияния на экономику бизнеса, считает Елена Мякотникова.

Среди участников дискуссии также были специальный представитель Губернатора Сахалинской области по вопросам климата и устойчивого развития Милена Милич, вице-президент, начальник центра по внедрению принципов устойчивого развития Газпромбанка Евгений Хилинский, партнер, руководитель отдела услуг в области устойчивого развития Группы компаний Б1 Максим Савостьянов, генеральный директор АО «Контур» Оксана Гогунская.

Кроме того, в третий день прошли такие сессии: «Декарбонизация промышленности: углеродный менеджмент и монетизация проектов» совместно с Аналитическим центром ТЭК, «Карбоновые полигоны: инфраструктурный потенциал и траектория развития», «Как электротранспорт меняет нефтегазовый комплекс уже сегодня и что будет завтра?».

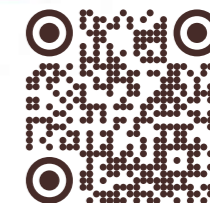
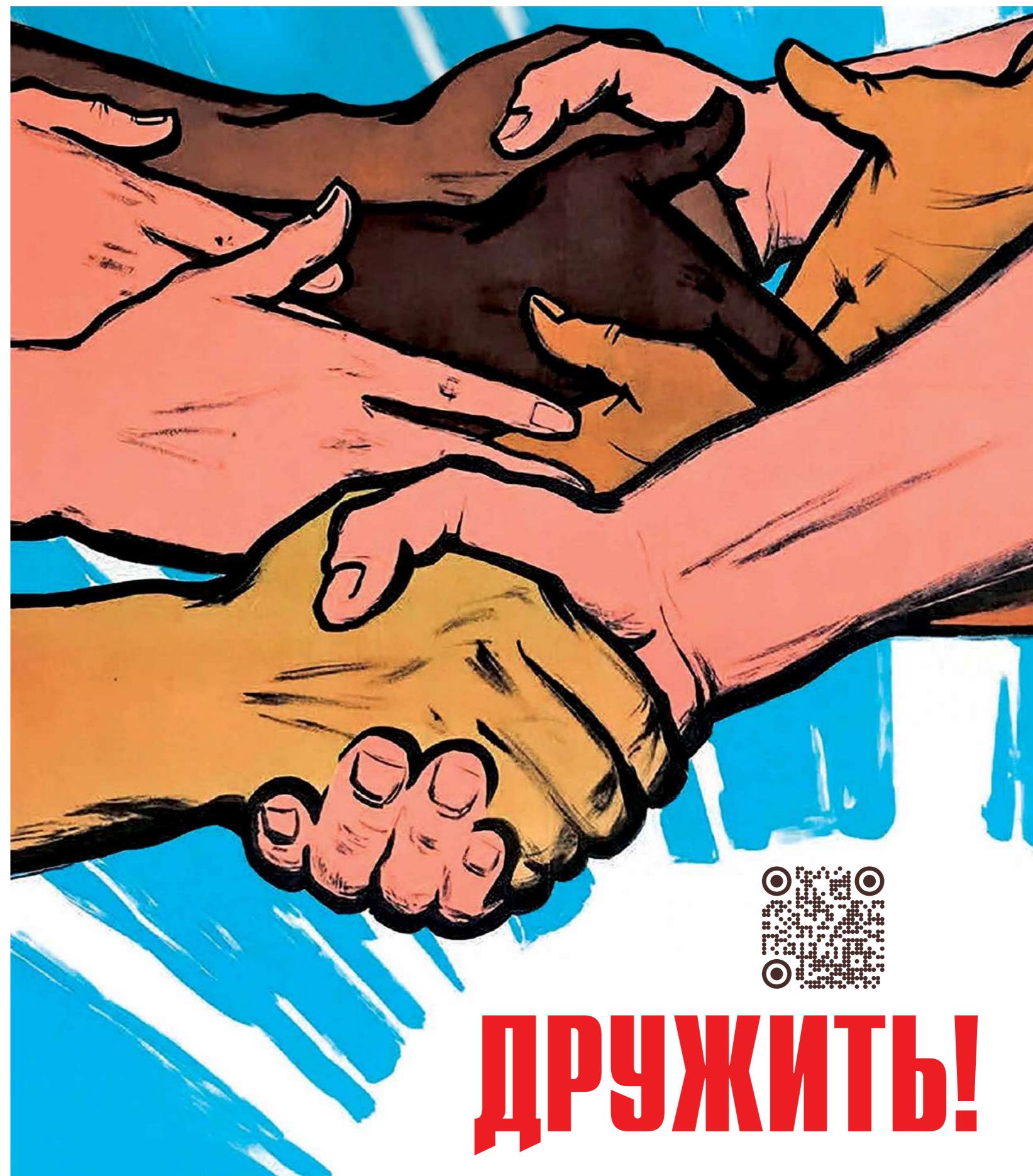
В работе Национального нефтегазового форума приняли участие более 250 спикеров и около тысячи делегатов, а также свыше ста представителей средств массовой информации. В общей сложности в рамках деловой программы состоялось более 20 сессий.

Вместе с форумом прошла 23-я Международная выставка «Нефтегаз-2024», на которой новые технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли представили 1020 компаний из 12 стран. Выставку посетили более 26 тыс. человек из 52 стран мира и 77 регионов России.

В следующем году Национальный нефтегазовый форум состоится 15-17 апреля в московском ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР». Мероприятие пройдет совместно с 24-й Международной выставкой «Нефтегаз-2025». АО «ЭКСПОЦЕНТР» и выставка «Нефтегаз» являются стратегическими партнерами Национального нефтегазового форума.

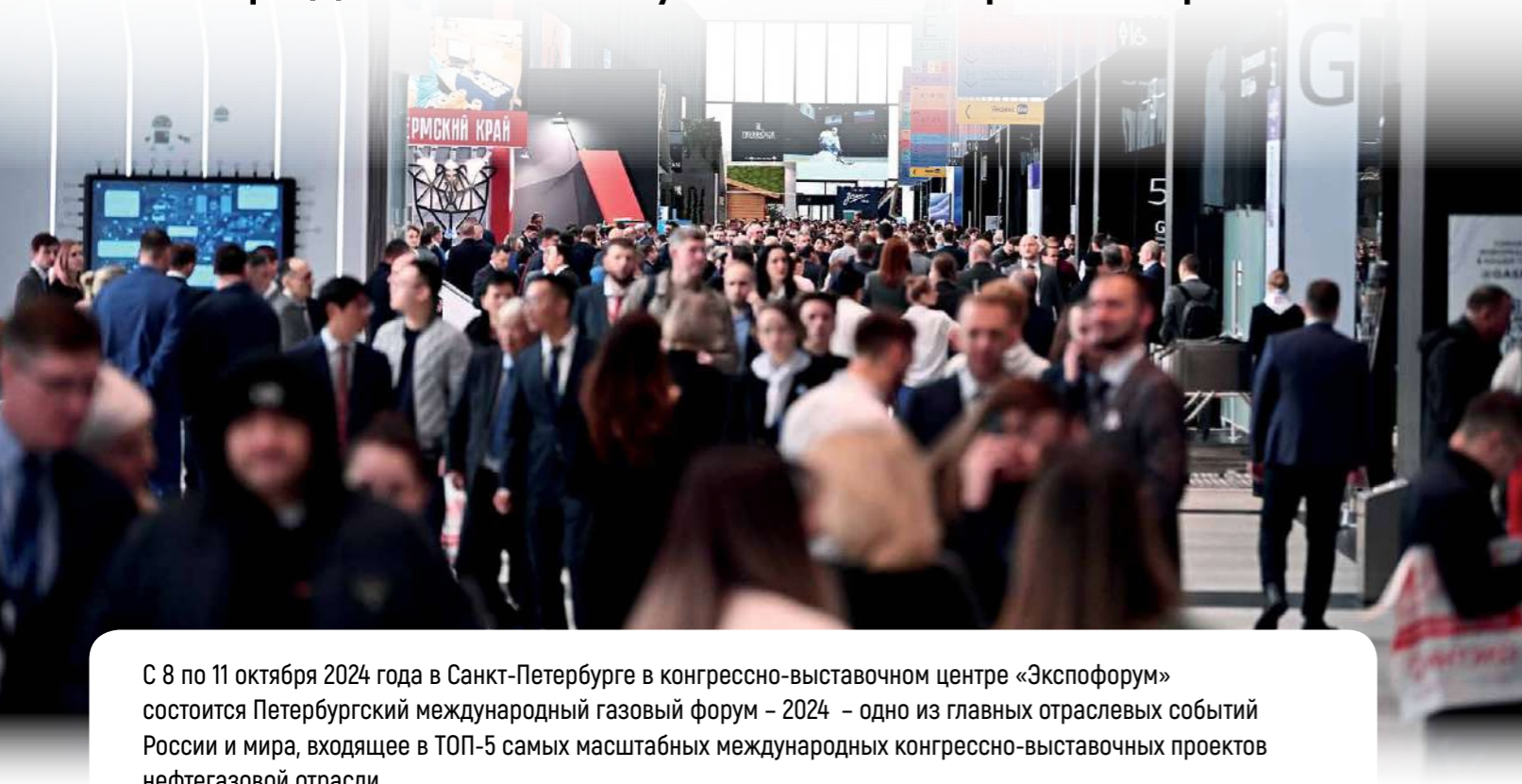
oilandgasforum.pro

Инновации ГК «Бипрон»



ДРУЖИТЬ!

Газовый форум соберет в городе на Неве лучших экспертов отрасли



С 8 по 11 октября 2024 года в Санкт-Петербурге в конгрессно-выставочном центре «Экспофорум» состоится Петербургский международный газовый форум – 2024 – одно из главных отраслевых событий России и мира, входящее в ТОП-5 самых масштабных международных конгрессно-выставочных проектов нефтегазовой отрасли.

За годы проведения ПМГФ стал авторитетной экспертной площадкой по вопросам сотрудничества в газовой отрасли. Повестка Форума охватывает все аспекты газовой промышленности, включая разведку и добычу, транспортировку и хранение, переработку и использование газа, а также вопросы экологической безопасности и устойчивого развития. На полях ПМГФ ежегодно заключаются важные соглашения о партнерстве, которые служат запуску и реализации новых масштабных проектов.

Среди участников Форума – представители федеральных и региональных органов государственной власти; руководители, главные инженеры и технологи российских и международных компаний газовой отрасли; представители ведущих российских промышленных компаний, профильных ассоциаций и объединений, а также молодые специалисты и студенты профильных вузов.

В этом году в рамках деловой программы ПМГФ-2024 пройдет более 90 мероприятий – конференции, круглые столы, семинары-совещания. Среди технических направлений программы – проектирование и строительство в газовой отрасли, добыча и транспортировка газа, газораспределение и газопотребление, подземное хранение газа, продукты и технологии переработки природного газа, газохимия. Общеотраслевые треки будут посвящены сотрудничеству стран БРИКС и ШОС в газовой отрасли, устойчивому развитию и технологическому суверенитету, импортозамещению и цифровой трансформации, инвестиционным и финансовым инструментам в сфере ТЭК и другим актуальным вопросам.



Главным событием Форума станет Пленарное заседание «Газовый рынок 2024: контуры нового миропорядка», которое состоится 10 октября. Традиционно в дни ПМГФ будет организован Молодежный день, где руководители международных нефтегазовых корпораций встретятся с талантливыми студентами профильных вузов для обсуждения перспектив развития газовой промышленности.

На территории Экспофорума запланирована экспозиция технологий, оборудования и услуг: Международная специализированная выставка «InGAS Stream 2024 – Инновации в газовой отрасли», Корпоративная выставочная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли», Международная специализированная выставка «Газомоторное топливо», Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «Рос-Газ-Экспо»,

Международная выставка и конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа OMR-2024.

Важной частью выставочной программы ПМГФ в 2024 году станет специальная экспозиция компаний из Китайской Народной Республики.

СФЕРА НЕФТЬ И ГАЗ – генеральный отраслевой медиапартнер ПМГФ-2024!

В 2023 году Форум посетили более 20 тыс. участников из 53 стран, деловая программа состояла из 90 мероприятий различных тематик – от международного сотрудничества и импортозамещения до безопасности труда и привлечения молодых кадров в газовую отрасль. На площади 48 000 м² 600 компаний продемонстрировали свои научно-технические разработки. Работу Форума освещали представители 200 СМИ.

gas-forum.ru



СИБУР запустил первую российскую систему для управления R&D

В исследовательском центре для разработки и тестирования продуктов из полимеров «СИБУР ПолиЛаб» (Москва) начали промышленную эксплуатацию инновационной системы для управления научно-исследовательскими работами. Это лишь начальный этап масштабного проекта СИБУРа по цифровой трансформации R&D. В дальнейшем компания намерена перевести на передовое импортонезависимое решение все свои научно-исследовательские центры.

Проект создания совершенно новой системы для управления R&D-процессами цифровое подразделение СИБУРа ведет совместно с «Цифровой индустриальной платформой» (ГК «Цифра»). Он реализуется как набор взаимосвязанных приложений на базе российской платформы для работы с промышленными данными ZIoT.

Отправной точкой служит система для управления лабораторной информацией (ЛИМС НИОКР) Zyfra Quality Lab, базирующаяся на платформе.

Пилотной площадкой для проекта выступил «ПолиЛаб» в Сколково (Москва), один из семи центров СИБУРа, специализирующихся на разработке и тестировании продуктов из полимеров: эксперты центра создают новые марочные решения и совершенствуют имеющиеся, исходя из потребностей заказчика и необходимых характеристик конечного продукта.

Сейчас на базе «СИБУР ПолиЛаб» развернут и введен в эксплуатацию базовый функционал нового решения. Система ЛИМС НИОКР позволяет автоматизировать процессы по проведению испытаний и создать единое пространство для совместной работы с моментальным доступом ко всем данным.



Необходимость во внедрении комплексного решения возникла в связи со значительным ростом масштаба деятельности.

«Исследовательские центры СИБУРа находятся в постоянной трансформации: внедряются новые практики, совершенствуются и перестраиваются бизнес-процессы, меняется организационная структура. Система ЛИМС НИОКР позволит нам значительно ускорить процессы анализа данных, повысить точность исследований и оптимизировать работу наших научно-исследовательских центров. Только за счет базового функционала мы уже на первых этапах эксплуатации добились почти двукратного ускорения ведения заявок в системе и сокращения временных затрат на управление оборудованием и загрузкой персонала. Единая система позволит объединить все научно-исследовательские центры СИБУРа и организовать бесшовный процесс разработки и вывода продуктов на рынок независимо от часовых поясов и географии», – прокомментировал Константин Вернигоров, генеральный директор компании «СИБУР ПолиЛаб».

До конца 2024 года запланировано тиражирование решения на другие центры СИБУР ПолиЛаб в Воронеже, Казани, Ленинградской области, Перми, Нижегородской области, Томске и Нижнекамске, а затем и на научные центры СИБУРа, занимающиеся разработкой инновационных решений в нефтехимии. Необходимые для этого подготовительные работы уже выполнены. Параллельно ведется разработка новых приложений. Завершение проекта намечено на 2025 год.

«Высокие темпы роста объемов и сложности работы исследовательских центров СИБУРа должны своевременно поддерживаться передовыми цифровыми технологиями, в том числе с использованием искусственного интеллекта. Новое комплексное решение ЛИМС НИОКР для управления научно-исследовательской



деятельностью на платформенной архитектуре – один из шагов на пути решения этой задачи. Мы уже реализовали базовый функционал и необходимые сервисы для работы с данными. Это упростит и ускорит создание новых цифровых решений для поддержки инновационных разработок в нефтехимии», – прокомментировала Алиса Мельникова, директор по цифровым и информационным технологиям СИБУРа.

«У нас появился действительно уникальный цифровой продукт для R&D-лабораторий на базе уже зарекомендовавшей себя промышленной платформы для управления производством. Платформенная основа делает возможным максимально быстро разрабатывать и интегрировать в лабораторные процессы новые приложения, которые позволяют расширить возможности системы далеко за рамки стандартного функционала ЛИМС НИОКР. В частности, в нашем проекте предусмотрено наполнение системы таким функционалом, как планирование проектов с учетом наличия и загруженности ресурсов и сотрудников, обслуживание лабораторного оборудования, подбор рецептур и осуществление синтеза новых продуктов, а также менеджмент качества. Детализация требований и проектирование значительной части функционала системы ЛИМС НИОКР происходит совместно с экспертами «СИБУР ПолиЛаб» и цифрового подразделения СИБУР, что делает систему еще более приближенной к требованиям отрасли», – подчеркнул генеральный директор «Цифровой индустриальной платформы», руководитель нефтегазового дивизиона ГК «Цифра» Александр Куканов.

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 13 лет.



**УЧАСТНИК
НАЦИОНАЛЬНОГО ПРОЕКТА
“ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА”**

ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ

для строительства и ремонта скважин



ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ARCCEM

при цементировании скважин с забойными температурами от -5 до +25°C (интервалы многолетнемерзлых пород)



БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ И РИР

при установке изоляционных мостов в скважинах с забойными температурами до +60 °С, а также для ремонтно-изоляционных работ по ликвидации межколонных перетоков



СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ СМЕСИ ПОД ЗАКАЗ

смеси полной заводской готовности в соответствии с требованиями технического задания заказчика

ОСОБЕННОСТИ МАТЕРИАЛОВ:

- широкая линейка растворов по плотности (1,5 - 1,9 г/см³)
- быстрый набор начальной прочности (1450 Psi за 6 - 8 часов)
- регулируемые сроки схватывания и загустевания до 70 Вс (от 60 минут)
- оптимальная текучесть тампонажной смеси (не менее 220 мм)
- низкая водоотдача (при +20 °С не более 150 мл/ 30 минут)

Медведев Юрий Владимирович
руководитель центра технологий
применения продуктов
TM SAMARAGIPS

+7(846) 277 79 97 (доб.4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru



Востребовано производством

В 2023 году компании столкнулись с дефицитом комплектующих, вызванным санкциями. В ТНГ-Групп активно работают над задачами импортозамещения, делая ставку на многовекторное развитие и взаимовыгодное сотрудничество. На ПМГФ 2023 ТНГ-Групп подписала соглашение с Газпромом о развитии технологии донных кабельных систем для сейсмического 4D-мониторинга разработки шельфовых месторождений.

В настоящее время 4D-сейсмический мониторинг является в мире одним из важных инструментов повышения эффективности

разработки нефтегазовых месторождений и позволяет, наряду с активной сейсморазведкой, использовать весь арсенал методов пассивной сейсмологии, основанной на изучении микросейсмических колебаний.

Особенно технология актуальна для шельфовых месторождений, так как позволяет сократить расходы на бурение и увеличить темпы добычи, что существенно повышает экономическую эффективность эксплуатации месторождений.

«С учетом востребованности данной технологии совместно со специалистами МФТИ мы взяли за разработку первой отечественной системы 4D-сейсмического мониторинга. Первые проведенные испытания показали обнадеживающие результаты. Заинтересованность в технологии такой компании, как Газпром, – это хороший драйвер для ее внедрения в дальнейшем на месторождениях российского шельфа», – прокомментировал заместитель генерального директора по разведочной геофизике Денис Кислер.

В скором времени линейка выпускаемой продукции ТНГ-Групп пополнится новыми гусеничными модулями. Их изготавливали на предприятии в течение предыдущего года. Гусеничные модули опытного образца были собраны в цехе ПКС по программе импортозамещения. Документацию к ним разработали специалисты инженерингового центра ТНГ-Групп.

«Данная разработка является частью шасси виброисточника Notad 65, а также тракторной и специальной техники. Она увеличивает проходимость техники по пересеченной местности как на дорогах с твердым покрытием, так и на переувлажненных почвах и грунтах с различными типами почв», – рассказывает руководитель – главный конструктор инженерингового центра Тимур Едиханов.



Совместно с предприятием «БЕЛ-ГИДРАВЛИКА» (Республика Беларусь) в компании были изготовлены гидропневматические источники на базе вездехода. Этот вид источника безопасен для человека и окружающей среды. Его преимуществом является относительно небольшой вес: он в несколько раз легче источников, используемых сегодня в установках возбуждения сейсмических сигналов. В 2024 году их планируют внедрить в промышленную эксплуатацию.

«Надеемся, недропользователи по достоинству оценят преимущества гидропневматического источника, ведь с его помощью становится возможной более широкая разведка на сложных гидрогеологических поверхностях. Например, в тундре, изобилующей болотами», – отметил начальник производственного отдела разведочной геофизики ТНГ-Групп Дамир Шайхутдинов.

Не менее активно компания развивает собственный сервис хай-тек методов в высокотехнологичном сегменте промышленной геофизики. В рамках импортозамещения в научно-техническом управлении ТНГ-Групп разрабатывают модульный испытатель пластов и аппаратуры кабельно-автономного кросс-дипольного акустического каротажа. Это аналоги приборов компании Schlumberger. Продолжается работа по созданию системы видеокаротажа с увеличенной термостойкостью.

«В настоящее время государство осуществляет финансовую поддержку проектов импортозамещения. В различных министерствах и ведомствах реализуют программы для компаний, которые занимаются собственными разработками и реинжинирингом зарубежных технологий. Мы охотно участвуем в таких программах софинансирования», – говорит начальник научно-технического управления ТНГ-Групп Алик Имаев.

Так, делая ставку на развитие собственных технологий, создание инновационных продуктов и сотрудничество с ведущими университетами и научными центрами, компания сохраняет за собой лидирующие позиции в отрасли¹.



ООО «ТНГ-Групп»
423236, Бугульма, ул. Ворошилова, д. 21
тел. (85594) 7-75-12
tng@tng.ru
tng.ru

¹ По данным tek-r.ru

МОБИЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

электроснабжение месторождений
в любой точке России



Полная заводская
готовность



Сокращение продолжительности
работ по вводу в эксплуатацию



Сокращение занимаемой
площади



Мобильность и удобство
перевозки автомобильным
транспортом



Эксплуатация в любых
климатических условиях



Более

550

реализованных
проектов

Производство

10

до
ММПС в год



+7 (812) 245-07-60



specenergo.com



info@specenergo.com



Анализ процесса бурения турбобуром в условиях возникновения резонанса

В. В. СУНЦОВ – инженер ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»
С. Ф. ЗАЙКИН – к.т.н., доцент кафедры физики и высшей математики ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

При бурении скважин шарошечными долотами при некоторых режимах бурения возникают продольные и крутильные резонансные колебания, связанные с возникновением стоячих волн в компоновке низа бурильной колонны (КНБК), в состав которой входят утяжеленные бурильные трубы (УБТ) и турбобур с долотом при турбинном бурении. Разница площадей поперечного сечения КНБК и ЛБТ (легкие бурильные трубы) значительна, поэтому большая часть энергии упругих волн, образующихся при работе бурового долота, отражается на границе УБТ и ЛБТ, что при определенных условиях приводит к образованию стоячей волны в КНБК. При использовании труб из алюминиевых сплавов отражение энергии происходит более интенсивно вследствие разности плотностей алюминиевого сплава и стали. Поэтому для выяснения условий образования стоячей волны верхний конец КНБК допустимо рассматривать как свободный.

При роторном бурении в резонансных режимах реактивные сопротивления (импедансы) продольных и крутильных волн в точке их сопряжения (в точке контакта долота с забоем скважины) согласованы друг с другом, и эти волны уравнивают друг друга. При этом важно учитывать, что указанные сопротивления могут видоизменяться в зависимости от конструктивного исполнения шарошечных буровых долот, а также их систем промывки. Активное сопротивление трения преодолевается активной силой, создаваемой вращением ротора. Все эти факторы так или иначе влияют на эффективность разрушения горной породы буровым долотом.

При бурении ротором выражения (1) и (2) описывают как смещение долота, так и смещение низа КНБК, потому что долото соединено с КНБК жестко и имеют постоянную составляющую угловой скорости (частоты) вращения, задаваемую ротором буровой установки.

$$X = 1t - 0,971 \sin t, \quad (1)$$

$$Y = -0,239 \cos t, \quad (2)$$

1. В том случае, когда дробные части длин четвертей продольной и крутильной волн, укладываемые на длине КНБК, в сумме равны единице, возникает явление резонанса в КНБК независимо от того, каким способом осуществляется бурение: ротором или турбиной.

2. Так как при бурении ротором невозможны резонансные явления с четным числом суммы четвертей длин волн, укладываемых на длине КНБК, а при бурении турбиной возможны, то это означает, что частота резонансных явлений при бурении турбиной ориентировочно в два раза выше, чем при бурении ротором.

Разберемся в соотношениях постоянных и переменных составляющих параметров турбобура (момента вращения и угловой скорости ротора).

На рис. 1 изображена типовая моментная характеристика турбобура. Максимальные значения частоты вращения (угловой скорости) и момента приняты равными двум условным единицам.

Статор стоит неподвижно относительно окружающей среды. Ротор при разных моментах имеет различную частоту вращения относительно статора. Если к ротору не приложен момент силы ($M = 0$, холостой ход), то частота вращения максимальна и равна двум условным единицам. Если момент на валу максимален, равен 2 условным единицам или более турбобур находится в заторможенном состоянии, $N = 0$. Обычно рабочую точку выбирают на середине характеристики. При прочих равных условиях в этом режиме турбобур имеет максимальный КПД. Чем больше частота вращения ротора отличается от рабочей точки, тем больше отличается момент вращения на валу турбобура от момента в рабочей точке.

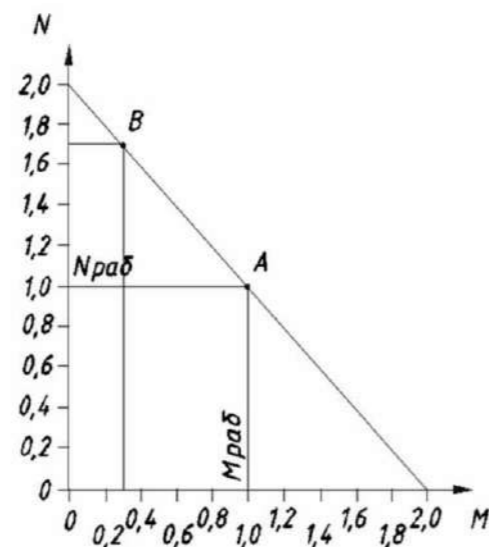


Рис. 1. Типовая моментная характеристика турбобура

Это относится и к переменным, составляющим при их возникновении. Чем больше амплитуда переменной составляющей угловой скорости ротора, тем больше амплитуда переменной составляющей момента. Если рабочая точка лежит на середине моментной характеристики, например, в точке А на рис. 1, то амплитуды переменных составляющих угловой скорости и момента могут достигать половины их максимальных постоянных значений, как на рис. 2, фрагмент «а»), то есть равны одной условной единице измерения. Если рабочая точка сдвинута от середины моментной характеристики, например, в точку В на рис. 1, то амплитуды переменных составляющих угловой скорости и момента ограничиваются, как на рис. 2, фрагмент «б»). В сумме постоянная составляющая и переменная составляющая, как момента, так и скорости не могут выходить за пределы 0,0–2,0 условных единиц по оси У.

При роторном бурении задаваемыми параметрами являются угловая скорость вращения ротора и осевая нагрузка на долото. Они в принципе могут задаваться независимо друг от друга.

При турбинном бурении эти параметры взаимосвязаны: при увеличении одного – другой уменьшается, и наоборот. Сумма постоянной составляющей и амплитуды переменной составляющей момента в условных единицах не могут быть больше максимального момента $M = 2$, развиваемого турбобуром. Так же и сумма постоянной составляющей и амплитуды скорости вращения долота в условных единицах при образовании стоячей крутильной волны не могут быть больше максимальной скорости $V = 2$, развиваемой турбобуром. Из вышеописанного следует, что наибольшая амплитуда переменных составляющих перемещения, скорости и момента возможна при положении рабочей точки на середине моментной характеристики турбобура.

В литературе по теории и исследованию работы гидравлических турбин авторами не найдены источники, в которых описывались бы процессы, связанные с возникновением резонансных крутильных колебаний. Теория описывает процессы с неподвижным статором и равномерным вращением ротора.

При возникновении крутильных колебаний характер взаимодействия статорной ступени турбины, роторной ступени турбины и рабочей жидкости изменяется. Статор и ротор приобретают переменные составляющие крутильных колебаний, в т.ч. скорости, сопоставимые с постоянной скоростью ротора.

При работе турбобура крутящий момент на роторе создается суммой моментов каждой ступени. Например, в турбобурах типа ЗТСШ1-195 таких ступеней 330, распределенных по длине турбобура (это примерно 22 метра без шпинделя), что соизмеримо с длиной крутильной волны. Поэтому турбобур необходимо рассматривать как систему с распределенными параметрами.

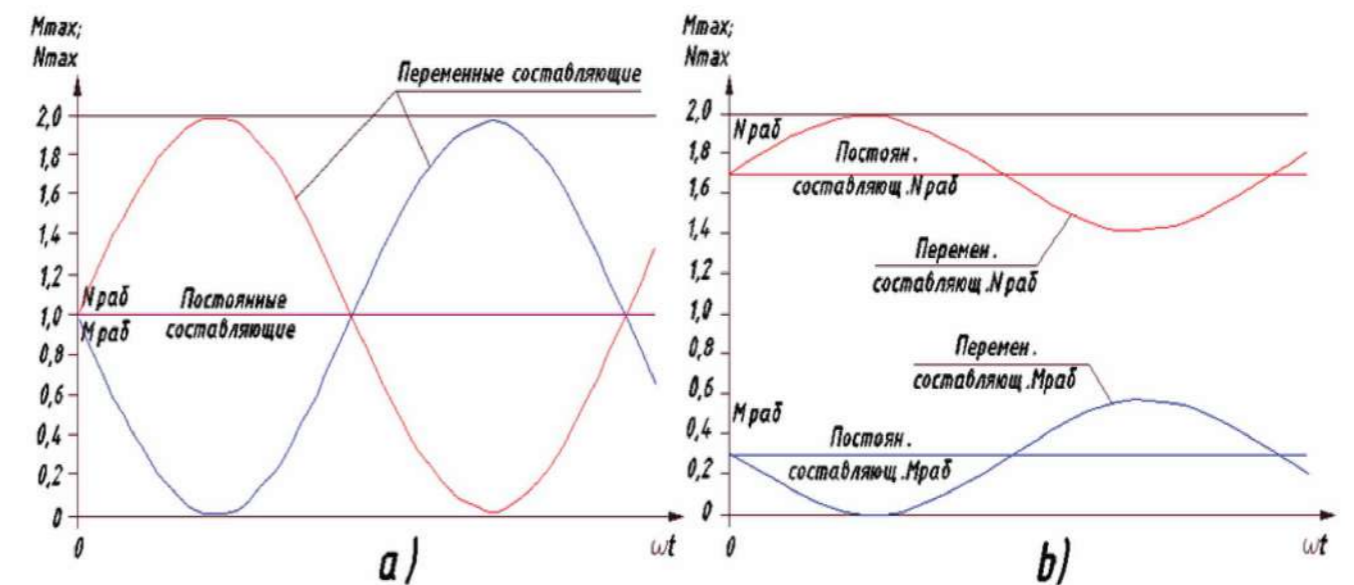


Рис. 2. Зависимость переменных составляющих момента и частоты вращения от выбора рабочей точки

При «спокойном» (без крутильных колебаний) бурении статор находится неподвижно относительно стенок скважины и имеет постоянный момент скручивания корпуса, ротор (с долотом) движется относительно статора с постоянной частотой вращения и имеет постоянный момент скручивания вдоль оси, в том числе на каждой ступени. Статор и ротор находятся в постоянном скрученном состоянии. Такой режим можно назвать «стационарным». На графике скорость статора совпадает с осью X, а скорость ротора (с долотом) изобразится прямой, параллельной оси X на расстоянии +1 условных единиц. При возникновении крутильной стоячей волны в условиях бурения скважины ротор и статор приобретают переменные составляющие перемещения, скорости и момента. Это динамический режим. Причем динамические резонансные режимы для компоновок с четным и нечетным суммарным количеством четвертей продольных и крутильных волн отличаются.

При нечетной сумме крутильные колебания низа статора и нижнего конца ротора (долота) происходят в фазе и с одинаковыми амплитудами. При этом переменная составляющая скорости нижнего конца ротора (долота) совпадает по фазе с переменной составляющей активной силы сопротивления при движении долота по забою и со скоростью нижнего конца КНБК.

При четной сумме четвертей волн колебания ротора и статора (в том числе на каждой ступени) происходят со сдвигом фаз $\pi/2$ (900) и имеют разные амплитуды. Причем скорость нижнего конца КНБК (статора турбобура) сдвинута по фазе относительно переменной составляющей активной силы сопротивления при движении долота по забою на $\pi/2$ (900).

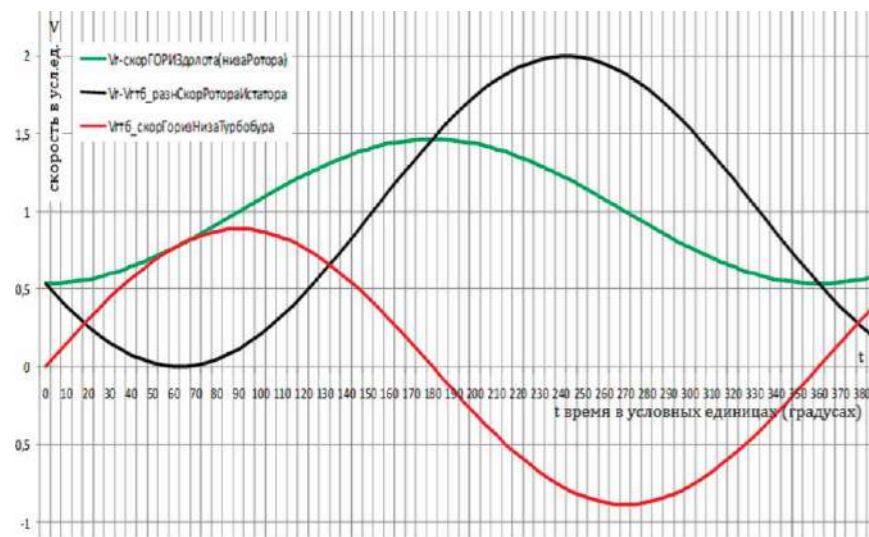


Рис. 3. Диаграммы скорости нижней ступени ротора V_r , скорости нижней ступени статора $V_{гтб}$ и их разности при образовании системы продольной и крутильной стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$), при турбинном бурении

При этом оба режима могут возникать на одном и том же турбобуре со ступенями одного типа. На рис.3 приведены диаграммы скорости нижней ступени ротора V_r , скорости нижней ступени статора $V_{гтб}$ и их разности при образовании системы продольной и крутильной стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$), при турбинном бурении.

Коэффициенты амплитуд для нижней ступени турбобура приняты следующими:

$$\sin L_e = \sin 332,3^0 = -0,465 \text{ для } V_e \text{ (ротор)}$$

$$\cos L_{гтб} = \cos 332,3^0 = 0,885 \text{ для } V_{гтб} \text{ (статор)}$$

тогда:

$$V_e = 1 - \sin 332,3^0 \cos t = 1 - 0,465 \cos t;$$

$$V_{гтб} = \cos 332,3^0 \sin t = 0,885 \sin t$$

На рис. 3 видно, что в момент времени $t = 62,30$ (в условных единицах времени) разность скоростей нижней роторной ступени и нижней статорной ступени равна нулю и момент силы также равен нулю. В момент времени $t = 242,30$ момент силы максимален и равен двум условным единицам. Таким образом нижняя ступень турбобура вносит свой вклад (1/330 часть) в общий момент турбобура.

Каждая ступень турбобура возбуждает волну в статоре и роторе. На рис. 3 приведены графики для нижней ступени турбобура, расположенной на расстоянии 332,30 (условных единиц длины) от верха КНБК. На рис. 4 приведены аналогичные графики для ступени турбобура, расположенной на расстоянии 3000 (условных единиц длины) от верха КНБК, то есть эта ступень находится выше нижней ступени на 32,30 (усл. единиц длины).

Коэффициенты амплитуд для этой ступени турбобура:

$$\sin L_e = \sin 300^0 = -0,866 \text{ для } V_e \text{ (ротор)}$$

$$\cos L_{гтб} = \cos 300^0 = 0,5 \text{ для } V_{гтб} \text{ (статор)}$$

тогда:

$$V_e = 1 - \sin 300^0 \cos t = 1 - 0,866 \cos t;$$

$$V_{гтб} = \cos 300^0 \sin t = 0,5 \sin t$$

На этом рисунке в момент времени $t = 300$ (в условных единицах времени) разность скоростей нижней роторной ступени и нижней статорной ступени равна нулю и момент силы также равен нулю. В момент времени $t = 2100$ момент силы максимален и равен двум условным единицам. Видим, что графики разности скоростей на рис. 4 опережают по времени аналогичные графики на рис. 3 на 32,30 в условных единицах времени.

Следовательно, волна, возбуждаемая на этой ступени, пробегает расстояние 32,30 (в условных единицах длины) до нижней ступени за время $t = 32,30$ (в условных единицах времени), и на нижней ступени она совпадает по фазе с колебаниями нижней ступени и складывается с ней. Таким образом, эта ступень вносит свой вклад (1/330 часть) в общий момент турбобура.

Таким же образом, на долоте суммируются частные (распределенные) моменты от всех (330) ступеней турбобура. Получается бегущая волна переменной составляющей момента, нарастающая от верхней части к нижней части ротора.

Внешне турбобур ведет себя так, как будто имеет одну ступень на нижнем конце с мощностью, равной мощности всех ступеней.

В моменты времени, когда вращающий момент на ступени турбины равен нулю, разность скоростей статорной и роторной ступени (или их относительная скорость) также равна нулю, и очевидно, что и «равнодействующая скорость» потока рабочей жидкости относительно лопаток, благодаря которой создается крутящий момент, тоже равна нулю.

Возникает эффект того, что статорная ступень, роторная ступень и рабочая жидкость в этот момент времени движутся с одинаковыми горизонтальными скоростями относительно друг друга и не действуют друг на друга.

В заторможенном режиме относительная скорость статорной и роторной ступеней также равна нулю, но вращающий момент максимален и «равнодействующая скорость» потока рабочей жидкости относительно лопаток, благодаря которой создается крутящий момент, тоже максимальна.

С Днём работников нефтяной и газовой промышленности!



trubprom.com



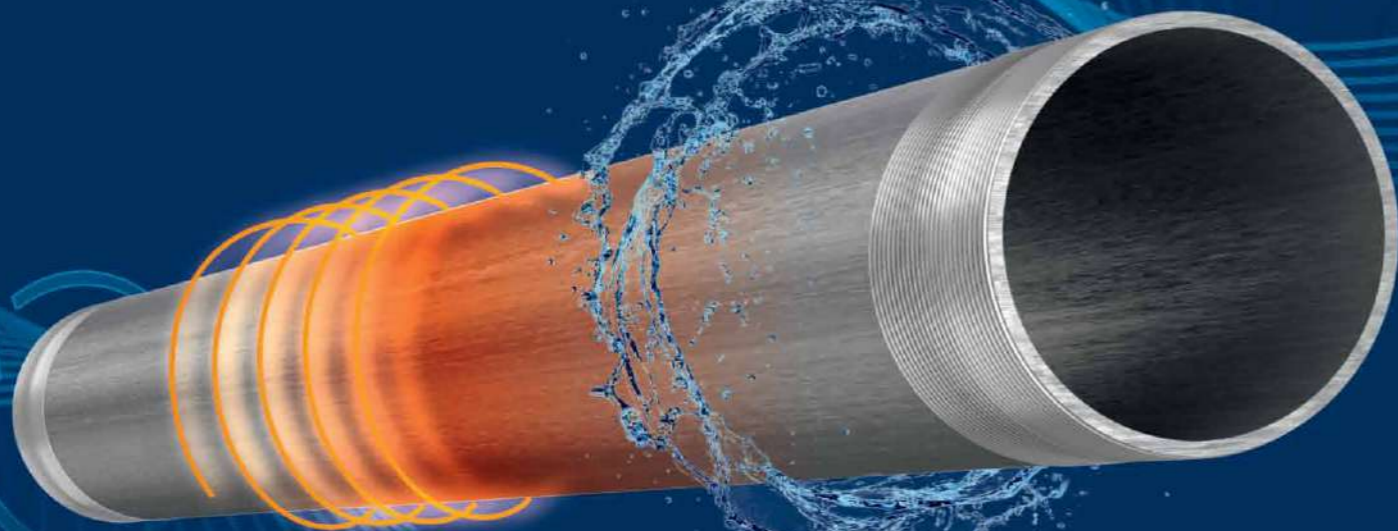
УРАЛТРУБПРОМ
ОАО «УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

СМЕЛОСТЬ В НОВАТОРСТВЕ.
ГАРАНТИИ В МАСТЕРСТВЕ.

ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

группы прочности N80 тип Q, R95, P110

ГОСТ 31446



Благодаря внедрению спрейерной установки в линию объемной термической обработки труб реализован процесс закалки по всему объему.

Нагрев труб осуществляется в проходных индукторных печах при их поступательно-вращательном движении.

За счет равномерного нагрева и оптимального охлаждения достигается равномерность механических свойств и сохраняются геометрические параметры трубы.

+7 (3439) 297-539
market@trubprom.com

Узнать больше
на сайте
trubprom.com

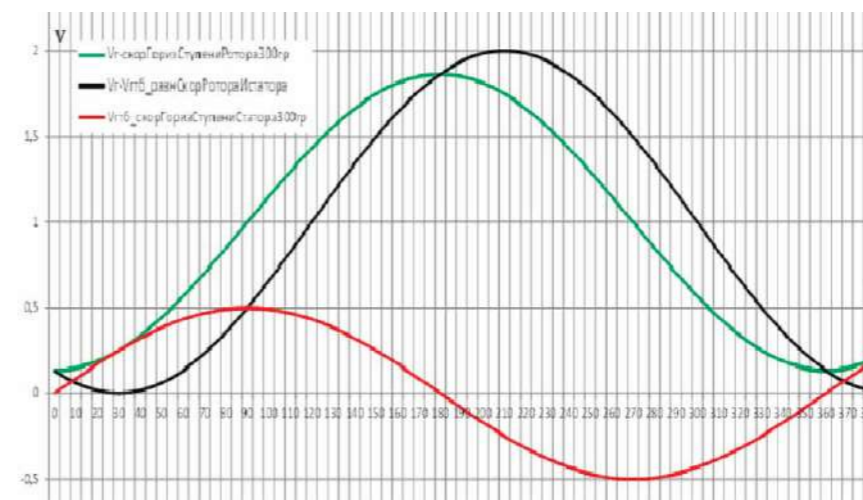


Рис. 4. Диаграммы скорости ротора V_r , скорости статора $V_{ст}$ и их разности на ступени турбобура, расположенной на расстоянии 3000 условных единиц длины от верха КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$)

Отсюда следует, что в динамическом режиме крутильных резонансных колебаний турбины характер взаимодействия потока рабочей жидкости с лопатками ступеней значительно отличается от режима без колебаний.

От каждой ступени турбобура волна момента распространяется и к верхнему, свободному концу вала ротора.

На рис. 5 точка D соответствует долоту, а точка V – верхнему концу вала ротора. Волны моментов, возбуждаемые ступенями турбобура в точках $A_1 \dots A_n \dots$ и распространяющиеся к верхнему концу вала, имеют разные фазы, и, как видно на рисунке, их равнодействующая равна нулю, что и должно быть на свободном конце.

На корпус турбобура, где расположена верхняя ступень, действует полный крутящий момент, развиваемый турбобуром.

На корпус, где расположена нижняя ступень, действует момент только нижней ступени ($1/330$ полного момента), сразу за этой ступенью момент на корпусе равен нулю, как и должно быть на свободном конце стержня. Но, например, для компоновки со 128,3 м КНБК в этом месте оканчивается крутильная волна длиной 5,45 условных единиц длины, где коэффициент амплитуды усилия равен не нулю, а имеет расчетное значение:
 $\sin(5,45 \times 90^\circ) = 0,76$ (3)

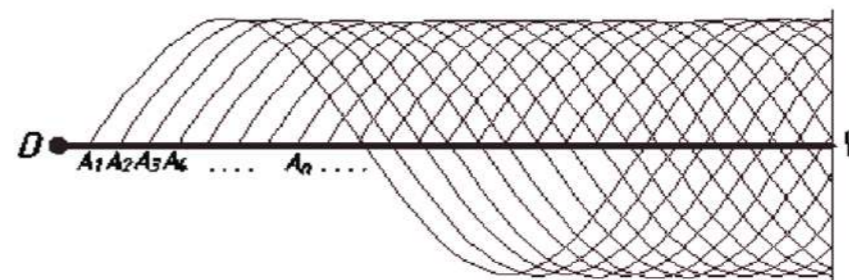


Рис. 5. Распространение крутильных волн от ступеней турбобура к верхнему концу вала ротора

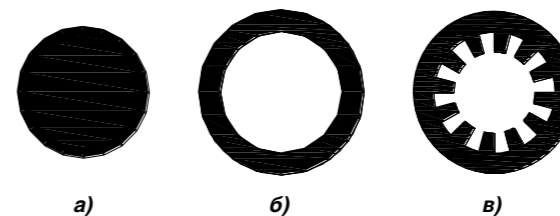


Рис. 6. Виды сечений стержня

Это происходит потому, что каждая ступень турбобура передает свой момент со статора на ротор. На верхней ступени передается ($1/330$ полного момента), и так на каждой ступени. В итоге ниже нижней ступени ротора на него передается момент, соответствующий расчетному значению коэффициента амплитуды усилия (3). В результате момент закручивания на корпусе турбобура уменьшается от верха к низу, а на роторе увеличивается от нуля до максимального, и внешне турбобур ведет себя так, как будто имеет одну ступень на нижнем конце с мощностью, равной мощности всех ступеней.

Явление совместного резонанса продольных и крутильных колебаний возникает независимо от длины ротора турбобура, а резонанс происходит на частоте, соответствующей только общей длине КНБК.

В случае крутильных волн в стержне круглого сплошного сечения, как на рис. 6 а), или круглого кольцеобразного сечения (трубы), как на рис. 6 б), теория дает следующее выражение для скорости звука (по аналогии с (3) для продольных волн):

$$C_{\text{крут}} = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (4)$$

где: $C_{\text{крут}}$ – скорость крутильной волны;

G – модуль сдвига материала стержня;

ρ – плотность материала.

Скорость крутильной волны в стальном стержне составляет 3200 м/с.

Модуль сдвига характеризует возвращающую силу в крутильном колебании стержня. Увеличение модуля сдвига (следовательно, и жесткости), ведет к увеличению скорости волны в стержне.

Плотность материала характеризует инерционность (момент инерции). Увеличение плотности (следовательно, и инертности), ведет к уменьшению скорости волны в стержне.

При сечениях, отличающихся от круглого сплошного или круглого кольцеобразного, например, как на рис. 6 в), что в некоторой степени соответствует сечению статора турбобура, скорость крутильной волны



должна быть меньше, а количество волн, укладываемое на длине турбобура, должно быть больше, потому что присоединение лопаток ступеней турбобура к корпусу статора дает эффект увеличения плотности материала ρ .

Масса, а следовательно, и момент инерции на единицу погонной длины турбобура, увеличивается, а упругость (жесткость корпуса статора и вала ротора) при скручивании остается прежней, что должно привести к снижению скорости распространения волны в турбобуре. Тогда при постоянной длине турбобура и различной длине УБТ разброс параметров должен быть больше. Но этого не наблюдается. Можно предположить, что здесь увеличение момента инерции каждой ступени ротора и статора турбобура за счет жесткого закрепления на них секций с рабочими лопатками компенсируется переменной составляющей момента сил, развиваемого потоком бурового раствора в турбобуре и действующего на лопатки.

ВЫВОДЫ:

1. В режимах резонансных колебаний КНБК характер взаимодействия потока рабочей жидкости с лопатками турбинных ступеней турбобура отличается от режимов без колебаний. Он таков, что:

- компенсируется влияние массы лопаток на скорость распространения механических волн в турбобуре, но при этом уменьшается амплитуда колебаний.
- существует, по крайней мере, два режима работы турбины при резонансах: условно активный и условно реактивный. В активном режиме (при нечетной сумме четвертой продольной и крутильной волн, укладываемых на длине КНБК) резонансные колебания ротора и статора происходят синфазно, а в реактивном режиме (при четной сумме четвертой волн) колебания ротора и статора происходят со сдвигом фазы $\pi/2$ (90°).
- при этом оба режима могут возникать на одном и том же турбобуре, хотя согласно публикациям по теории и расчету турбин турбобуров турбобуры специально конструируются со ступенями активного или реактивного типа. Поэтому при резонансах большее (не исключено, что решающее) значение имеет не конструкция лопаток, а длина КНБК.

2. При резонансных режимах работы КНБК параметры колебаний турбобура формируются как распределенные, а внешне проявляются, как сосредоточенные на нижней ступени турбобура и не зависят от длины турбобура.

3. Колебания КНБК с наибольшей амплитудой могут происходить при работе турбобура на середине его моментной характеристики.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Методика расчета траектории долота в случае образования стоячих волн в КНБК // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №9. – С. 29 – 34.
2. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Нефть и газ, 2017. 307 с.
3. Сериков Д. Ю., Мурадов А. В., Борейко Д. А., Лауденшлегер Л. О. Исследование влияния геометрии поперечного сечения гидромониторных насадок на их работоспособность // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2023. – № 1 (310). – С. 153–161.
4. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Исследование динамики КНБК в процессе бурения скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – №2. – С. 10 – 15.
5. Шигин А. О., Борейко Д. А., Сериков Д. Ю. К вопросу о повышении эффективности разрушения горных пород шарошечными долотами // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 3–4. – С. 24–31.

6. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю., Борейко Д. А. Анализ конструктивных особенностей двухшарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5 (119). – С. 5–9.
7. Сериков Д. Ю., Борейко Д. А. Исследование кинематики исполнительных органов бурового инструмента со смещенными осями вращения шарошек // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 6 (366). – С. 16–21.
8. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Сравнение динамического поведения КНБК при бурении ротором и турбиной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – №10. – С. 5 – 10.
9. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, от 29.12.1994.
10. Любимов Г. Л., Любимов Б. Г. Теория и расчет осевых многоступенчатых турбин турбобуров. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, Ленинградское отделение, Ленинград, 1963.
11. Ищук А. Г., Сериков Д. Ю. Шарошечный буровой инструмент. – М.: «МДМпринт», 2021. – 303 с.
12. Заикин С. Ф., Быков И. Ю. Взаимосвязь резонансных продольных и крутильных колебаний КНБК, приводящих к формированию волнообразного забоя // Сборник научных трудов : материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей – 2022» (17–18 ноября 2022г.). – Ухта: УГТУ, 2022.

ВЫШЕ

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА

250%

200%

150%

100%

С БИПРОНОМ БУДЕТ ВСЕГДА!

ООО «Русь-Турбо»:

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ, традиционное качество



Помимо ремонта, технического и сервисного обслуживания паровых турбин, компрессорного оборудования, ГТУ и поставки запасных частей для энергетического оборудования, ООО «Русь-Турбо» успешно реализует новый проект – отладку, настройку и запуск контролирующих и управляющих систем.

О новом направлении, связанном с отладкой, настройкой и запуском контролирующих и управляющих систем, рассказали генеральный директор компании ООО «Русь-Турбо» Олег Викторович Дмитриев, технический директор Артем Александрович Станюлис и руководитель электротехнического отдела Алексей Сергеевич Прилуцкий.

■ **О. В. ДМИТРИЕВ:**
«Специалисты отдела наладки занимаются вводом шкафов релейной защиты и автоматики в эксплуатацию, а также тестированием, устранением возможных неполадок, сбоев оборудования до начала его использования».

В рамках этого проекта ООО «Русь-Турбо» начало проводить пусконаладочные работы и профилактический контроль устройств РЗА и автоматики производства: ООО «НПП «ЭКРА», ООО «НПП «Релематика», ЗАО «Радиус-Автоматика», ООО «НТЦ «Механотроника», Siemens, ABB, Schneider Electric.



■ **А. А. СТАНЮЛИС:**
«Наши инженеры обладают большим опытом и оказывают клиентам услуги, в числе которых: пусконаладочные работы нового оборудования, реконструкция введенного в эксплуатацию оборудования, ввод шкафов релейной защиты и автоматики в эксплуатацию с проверкой под нагрузкой, настройка электроприводов и защита частотных преобразователей. Специалисты компании готовы оказать дополнительную помощь заказчику: гарантийное и послегарантийное обслуживание, профилактический контроль, корректировку проектной и выдачу исполнительной документации».

В ООО «Русь-Турбо» работают высококвалифицированные специалисты, и все работы по пусконаладке электрооборудования проводятся в строгом соответствии с установленными стандартами и правилами.

■ **А. С. ПРИЛУЦКИЙ:**
«Отделом наладки разработана программа проведения пусконаладочных работ для шкафов релейной защиты и автоматики. Специалисты строго придерживаются всех пунктов данной программы: инженеры выполняют работы, используя проектную и эксплуатационную документацию; выполняют проверку шкафов, готовят всю необходимую измерительную аппаратуру, испытательное оборудование».

Пусконаладочные работы начинаются после завершения предусмотренных программой строительных и электромонтажных работ.

■ **О. В. ДМИТРИЕВ:**
«Электрооборудование принимают в эксплуатацию в соответствии с программой пусконаладочных работ (ПНР) по шкафам микропроцессорной релейной защиты и автоматики. К таким работам относятся: ввод установок, организация локальной сети, анализ проекта привязки внешних устройств, а также проверка шкафов, автоматики и взаимосвязей с внешними устройствами».

■ **А. А. СТАНЮЛИС:**
«Необходимо осуществлять ввод шкафов в работу с проверкой под нагрузкой, что и делают наши специалисты».

Отдельным направлением, успешно развивающимся в ООО «Русь-Турбо», является монтаж и пусконаладка систем КИПиА. Залог бесперебойной работы технологического оборудования – безотказная работа КИПиА и, естественно, наличие опытных специалистов.

■ **А. С. ПРИЛУЦКИЙ:**
«Команда подразделения компании «Русь-Турбо» обладает уникальным опытом выполнения работ по монтажу и пусконаладочным





работам систем КИПиА как целых проектов, так и в качестве индивидуальной сервисной услуги в странах СНГ и за рубежом. В составе «Русь-Турбо» имеется специализированное подразделение, включающее участок пусконаладочных работ и гарантийного обслуживания, укомплектованное необходимым оборудованием, инструментами, приборами и программным обеспечением для выполнения полного комплекса соответствующих работ».

В состав специализированного высокотехнологичного оборудования, включая зарубежное, пусконаладкой которого занимаются специалисты компании «Русь-Турбо», входят различные устройства и системы.

Специалисты компании «Русь-Турбо» выполняют ряд пусконаладочных работ по установке высокотехнологичного оборудования, включая импортное оборудование.

О. В. ДМИТРИЕВ:

«К ним относятся отсекающие и регулирующие клапаны с электрическими и пневматическими типами приводов (SDV, MOV, PCV, LCV), системы управления клапанами с частотными приводами, электрические и пневматические системы впрыска, системы вибромониторинга, а также системы температурного контроля и контроля скорости».

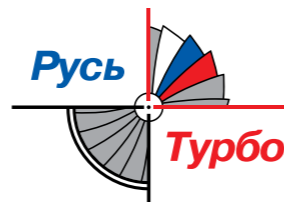


А. А. СТАНЮЛИС:

«В их перечень входят: участие в проведении входного контроля поступающего оборудования; проверка выполненного монтажа в соответствии с требованиями СНиП и проектной документации; проверка и настройка систем сигнализации, защиты, блокировки и управления; проверка правильности прохождения сигналов; фазировка и контроль характеристик исполнительных механизмов; необходимое тестирование и функциональные испытания оборудования на предмет технического соответствия; корректировка параметров настройки систем в процессе индивидуальных испытаний оборудования под нагрузкой; внесение изменений в проектную документацию по итогам строительства и пусконаладочных работ; выполнение необходимого объема пусконаладочных работ с предъявлением результатов заказчику и независимому инспектору».

Помимо монтажа, пусконаладки и ремонта оборудования, сотрудники компании также оказывают обучение персонала заказчика. Все, о чем сказали руководители компании обеспечит бесперебойную и безотказную работу технологического оборудования и системы КИПиА.

ООО «Русь-Турбо»
195253, Санкт-Петербург,
ш. Революции, д. 58, лит. А, пом. 24
тел. (812) 992-38-25
info@russturbo.ru
russturbo.ru



STEELCONTOUR

STEELCONTOUR.COM

КОМПЕНСАТОРЫ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ • ИЗГОТОВЛЕНИЕ • ПОСТАВКА

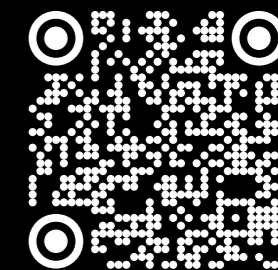
СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ

- | Осевые
- | Поворотные
- | Разгруженные
- | Сильфонное компенсационное устройство
- | Универсальные
- | Сдвиговые
- | Карданные



Разработка и изготовление под заказ с различными типами компенсаторов, любыми техническими характеристиками и по индивидуальным чертежам заказчика, а также патрубками под нестандартный диаметр трубопровода, толщину стенки патрубков и различных марок стали.



Новые решения на рынке АГНКС

В течение последних семи лет Правительством Российской Федерации активно поддерживается и субсидируется вектор развития промышленности и транспорта, направленный на создание самостоятельного и независимого от импортных поставок машиностроительного комплекса. Особое внимание на федеральном и региональных уровнях уделяется программам развития газомоторного транспорта и всей необходимой для него инфраструктуры. В 2019 году был разработан и регулярно обновляется «План мероприятий (Дорожная карта) развития рынка газомоторного топлива на 2019–2024 годы». Он стал логическим продолжением программы повышения конкурентоспособности и энергоэффективности транспортного комплекса страны, начатой в 2013 году с Распоряжения Правительства РФ 767-р по вопросам использования природного газа в качестве газомоторного топлива (ГМТ). Одновременное усиление господдержки по двум направлениям имеет положительный синергетический эффект для становления и развития отрасли.

В России за последние 5 лет рост потребления ГМТ составил 142%. Более 25000 автомобилей было переоборудовано на газомоторное топливо за период 2019–2021 годов, при этом субсидирование процесса в 2021 году составило 88% от общей суммы расходов.

На сегодняшний день существуют российские производители качественного и надежного оборудования и комплектующих (компрессорных модулей, дожимных метановых компрессоров) для заправки газомоторного транспорта. Такие предприятия как Новая Сервисная Компания (НСК) и Краснодарский Компрессорный Завод (ККЗ) успешно проектируют, изготавливают и поставляют на отечественный рынок метановые компрессоры и компрессорные модули для АГНКС, разгрузки передвижных автомобильных газовых заправщиков (ПАГЗ), мобильные и стационарные АГНКС.

Выпускаемые модели автомобильных газонаполнительных компрессорных станций изготавливаются на базе поршневых оппозитных компрессоров собственного производства Краснодарского компрессорного завода, хорошо зарекомендовавших себя в России и СНГ. Основная часть ключевых агрегатов, узлов и комплектующих стандартизирована и производится на производственных мощностях ККЗ, минимизировано до несущественных значений присутствие деталей, поставленных из-за рубежа, а по отдельным моделям достигнута полная локализация производства на территории Российской Федерации.



Фото 1. Компрессор для АГНКС метановый (для сжатия метана) 4ГМ2,5-2,38/7-251 производства ККЗ

В линейках продукции, производимой ККЗ, представлены модели мобильных АГНКС, которые также называют активными передвижными автомобильными газовыми заправщиками (ПАГЗ). Простая транспортировка и легкое подключение активного ПАГЗ позволяют обеспечить разгрузку газа с его использованием из пассивного ПАГЗ, газобаллонной рампы и других газовых хранилищ на время их ремонта.

Активный ПАГЗ может успешно использоваться как подменный блок на время ремонта основного компрессорного модуля стационарной АГНКС. Быстрое (порядка 10 мин.) подключение к газовой магистрали или любому другому доступному источнику природного газа позволяет достичь высокой скорости развертывания и свертывания сети АГНКС без возведения дополнительных конструкций и капитальных сооружений. Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции производства ККЗ успешно эксплуатируются в региональных подразделениях ООО «Газпром трансгаз» в Москве, Ухте, Перми, Оренбурге и в других компаниях и регионах России.

Наличие собственного конструкторского бюро и полного цикла изготовления компрессорной техники позволяют непрерывно вести новые разработки и оперативно внедрять в производство лучшие инновационные решения. Такой подход помог создать и запустить в серию ряд облегченных моделей дожимающих метановых компрессоров, используемых при производстве АГНКС, за счет снижения металлоемкости компрессорного агрегата и, как следствие, общей массы компрессорной установки. Благодаря прецизионной развесовке шток-поршней по рядам в новых современных моделях компрессоров пересмотрена и улучшена система балансировки.



Фото 2. Испытания мобильной АГНКС на открытой площадке



Фото 3. Компрессорный модуль стационарной АГНКС, смонтированный на объекте у предприятия-заказчика ПАО «Газпром автоматизация», ООО «Завод «Саратовгазавтоматика»

В результате использования РЕЕК полимеров при создании сальников компрессорного оборудования, увеличен срок службы уплотнительных элементов. Комплексное применение инновационных решений в конструкции компрессора помогает достигать рекордных показателей энергоэффективности агрегата, а особенности серии компрессоров серии ГМ2,5 дополнительно позволяют осуществлять рекуперацию энергии, и в зимний период отводить теплоноситель для отопления производственных и бытовых помещений (операторной) на объекте. Все наработки патентуются и в настоящий момент в портфеле интеллектуальной собственности ККЗ присутствует более трехсот патентов на изобретения, полезные модели и промышленные образцы.

Компрессоры ККЗ используются в стационарных АГНКС в десятках регионов нашей страны.

Для предприятий-заказчиков газозаправочного оборудования, осуществляющих свою закупочную деятельность в соответствии с нормами 44ФЗ и 223ФЗ, а также иных предприятий, связанных с реализацией проектов по строительству АГНКС, важным будет факт наличия у компрессорного оборудования ККЗ Заключения о подтверждении производства промышленной

продукции на территории Российской Федерации в рамках постановления Правительства РФ от 17.07. 2015 №719. Согласно этому постановлению заказчики, приобретающие дожимающие метановые компрессоры и компрессорные модули АГНКС с таким Заключением, имеют право на получение государственной субсидии в форме частичного возмещения стоимости компрессорного оборудования. Сотрудничая с ККЗ, заказчики приобретают качественный высокотехнологичный отечественный продукт и комплексное сервисное сопровождение. ККЗ открыт к сотрудничеству с проектными институтами по проектированию объектов АГНКС и по запросу направляют необходимую конструкторскую документацию для включения в проект и проведения экспертизы. В настоящий момент ККЗ активно сотрудничает с инженеринговыми компаниями из России и СНГ, которые приобретают компрессорные установки для интеграции в собственные модули и далее осуществляют собственную поставку оборудования АГНКС конечным заказчикам.

Особую важность на фоне усложнения логистического и экономического взаимодействия с западными партнерами приобретает наличие склада готовых запчастей и возможность их оперативной поставки. На предприятии работает лицензированный учебный центр, выпускающий машинистов компрессорных станций, где заказчик может обучить свой персонал и к моменту запуска приобретаемой АГНКС в эксплуатацию получить готовый профессиональный экипаж для надежного и качественного обслуживания станции. Результаты по созданию компрессоростроительных предприятий полного цикла, которых удалось достичь ККЗ на текущий момент, позволяют не только обеспечивать эффективную и стабильную работу производства, но и успешно реализовывать программу импортозамещения, принятую на государственном уровне.

ККЗ – вместе в будущее!



ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»
353201, Краснодарский край, Динской р-н,
ст. Динская, ул. Железнодорожная, д. 265А

тел. 8 800 777-09-09
info@kkzav.ru
kkzav.ru

Контроль качества – это ответственность не только производителя

Элемент питания в бурении требует особого подхода к качеству. Несмотря на относительно низкую стоимость по сравнению с остальным оборудованием, именно к элементу питания предъявляются очень высокие требования, так как в случае разгерметизации элемента питания наносится вред дорогостоящей аппаратуре.

В случае низкой вибростойкости и некачественно выполненной внутренней структуры элемента питания – возможен взрыв, в результате которого происходит не только повреждение оборудования, но и несчастные случаи с людьми. Поэтому, при производстве литиевых элементов питания обязательно строгое соблюдение норм контроля качества. Необходимо контролировать каждый процесс на производстве – осуществлять входной и выходной контроль на каждом этапе, следить за правильностью выполнения операций, контролировать компетентность исполнителей.

Ответственный партнер-производитель элементов питания внедряет с дистрибьютором или конечным пользователем общий план качества, гарантирующий контроль над всеми чувствительными точками производства элемента питания.

На этапе производства батарейного блока из элементов питания есть множество сложных операций, от которых зависит итоговая вибростойкость и надежность конструкции. Для полноценного обеспечения безопасности на производстве, пользователям телеметрических систем и приборов дефектоскопии рекомендуется проводить аудит и составлять совместный план качества вместе с производителем батарейных блоков.

В заключение предоставляем выдержку из действующего документа «План контроля качества» (далее по тексту План), который устанавливает требования по обеспечению качества при изготовлении батарейных картриджей. Данный План создан и внедрен у нашего партнера производителя ООО «ЭКОХИТ» и публикуется с его разрешения.



Цель

Целью настоящего Плана является гарантия, что ожидания Заказчика и Поставщика в отношении качества и надежности Изделия внедрены в производственный процесс Поставщика. Качество и надежность Изделий, выпускаемых в соответствии с настоящим Планом, постоянно контролируются. В случае, если работоспособность Изделия потребует внесения изменений в производственный процесс, настоящий План будет пересматриваться и согласовываться обеими сторонами. Изделие должно производиться на площадке Поставщика, расположенной по указанному адресу, в соответствии с настоящим Планом контроля качества. Все отступления от установленного Планом процесса должны быть доведены до Заказчика в письменном виде, отпуск такой продукции допускается только с письменного согласия Заказчика.

Ответственность

«Мы, нижеподписавшиеся представители компаний Поставщика и Заказчика, подтверждаем, что документы, отраженные в данном Плане, а именно в разделе **Процедура / Инструкция / Чертеж**, прочитаны, поняты и согласованы обеими сторонами. Любые изменения технической части и производственного процесса обязаны вновь согласовываться обеими сторонами».

Следующие процессы описаны в документе:

- Аттестация производственного персонала, допущенного к выполнению специальных процессов.
- Входной контроль материалов и комплектующих.
- Сборка картриджа и выходной контроль.
- Упаковка готовой продукции.
- Хранение.

Вопрос качества всегда стоит остро. На каждом этапе производства и использования необходим контроль и осознанность тех, кто работает с элементами питания и другим оборудованием. Мы как дистрибьютор и поставщик литиевых источников питания делаем всё от нас зависящее, чтобы качество продукции и грамотность пользователей переходили на новый уровень.



ООО «Селз Трейд»
генеральный директор – Петров Илья Вадимович
тел. +7 (950) 738-56-00
маркетолог – Нестерова Елена Николаевна
тел. +7 (908) 575-70-80
sales@cells-trade.ru, cells-trade.ru



ООО «ТД «ГИДРОПНЕВМОАГРЕГАТ»

Работаем на рынке гидравлики много лет, успешно решаем сложные задачи в области создания гидравлических систем различного назначения

Гидравлика 700 бар (70МПа):
гидрораспределители GPA с ручным управлением,
гидрораспределители GPA с электромагнитным управлением,
радиально-поршневые насосы HAWE серии R,
предохранительные клапаны GPA серии SD-MVE



ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

Москва, ул. Костякова, 12, стр. 2, офис 6
info@gpagregat.com

Телефон для Москвы и МО:
+7 495 411-79-90
+7 495 411-79-91

Телефон по РФ (бесплатно для регионов):
8 800 775-43-07

www.gpagregat.com

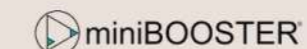
- Испытательные и технологические стенды
- Специализированное оборудование на высокое и сверхвысокое давление
- Системные компоненты ведущих мировых производителей
- Специальное гидрооборудование для нефтегазовой отрасли
- Маслостанции
- Гидравлические системы подъема и перемещения, многоточечные системы подъема со взвешиванием, гидроподъемники, гидравлические перегружатели
- Разработка, инжиниринг, производство



Гидравлические компоненты



MAXIMATOR



BuTech



Проектирование информационных систем в машиностроении для ТЭК

П. Д. МАРНОВ – магистрант, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина
О. Г. БЛИНКОВ – д.т.н., Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина

В данной статье исследованы основные понятия, используемые при проектировании информационных систем в машиностроении для ТЭК, этапы предпроектного исследования, методы структурного анализа и структурного проектирования. Системный анализ как основополагающий метод при исследовании систем управления, лежащий в основе современных методологий проектирования информационных систем, а также принципов, правил и процедур системного подхода при исследовании объекта и создании информационных систем. Результаты исследования возможно использовать при разработке информационных систем предприятий.

Создание информационной системы машиностроительного предприятия, выпускающего продукцию для топливно-энергетического комплекса – логически сложная, трудоемкая и длительная работа, требующая высокой квалификации участвующих в ней специалистов. Сложность этой работы обусловлена спецификой производства и применения произведенной продукции для ТЭК в конкретных производственных или горно-геологических условиях. Но нередко создание таких систем выполняется на интуитивном уровне с применением неформализованных методов, основанных на искусстве, практическом опыте, экспертных оценках и дорогостоящих экспериментальных проверках качества функционирования системы. Эксплуатационные расходы, возникающие после сдачи таких систем, могут существенно превышать расходы на их создание. Исследования показывают, что на обнаружение ошибок, допущенных на стадии проектирования, расходуется примерно в два раза больше времени, чем на исправление ошибок, допущенных на последующих фазах.

При этом исправление ошибки на стадии проектирования стоит в 2 раза, на стадии тестирования – в 10 раз, а на стадии эксплуатации системы – в 100 раз дороже, чем на стадии анализа. В проектирование информационной системы входят три основные области: проектирование объектов данных, которые будут реализованы в базе данных; проектирование программ, экранных форм, отчетов, которые будут обеспечивать выполнение запросов к данным; учет конкретной среды или технологии.

Машиностроительное предприятие – это организация. Характеристики любой организации с точки зрения системного подхода к управлению – это: цели, ресурсы, зависимость от внешней среды, внутренние переменные, наличие подсистем и разделение труда. На входе организация получает из окружающей среды информацию, капитал, человеческие ресурсы и материалы (рис. 1).

В процессе преобразования организация обрабатывает эти входы, преобразуя их в продукцию или услуги. Эти продукция и услуги являются выходами организации, которые она вносит в окружающую среду. Если организация управления эффективна, то в ходе процесса преобразования образуется добавочная стоимость входов. В результате появляются многие дополнительные выходы, такие как прибыль, увеличение доли рынка, увеличение объема продаж (в бизнесе), реализация социальной ответственности, удовлетворение работников, рост организации и т.д. Внутренние переменные – результаты управленческих решений. Основные переменные в организации, которые требуют внимания руководства, это: цели; структура; задачи; технологии; люди.

Системный подход к управлению рассматривает организацию как совокупность взаимозависимых элементов, таких как люди, структура, задачи и технологии, которые ориентированы на достижение различных целей в условиях меняющейся внешней среды (рис. 2).

Термин информационная система в широком понимании относится к взаимодействию между процессами и технологией, в узком – к взаимодействию между людьми, процессами, информацией и технологией (рис. 3).

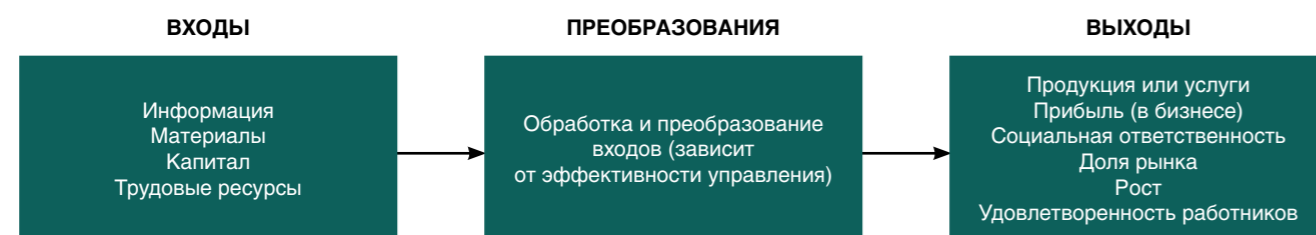


Рис. 1. Модель организации как открытой системы

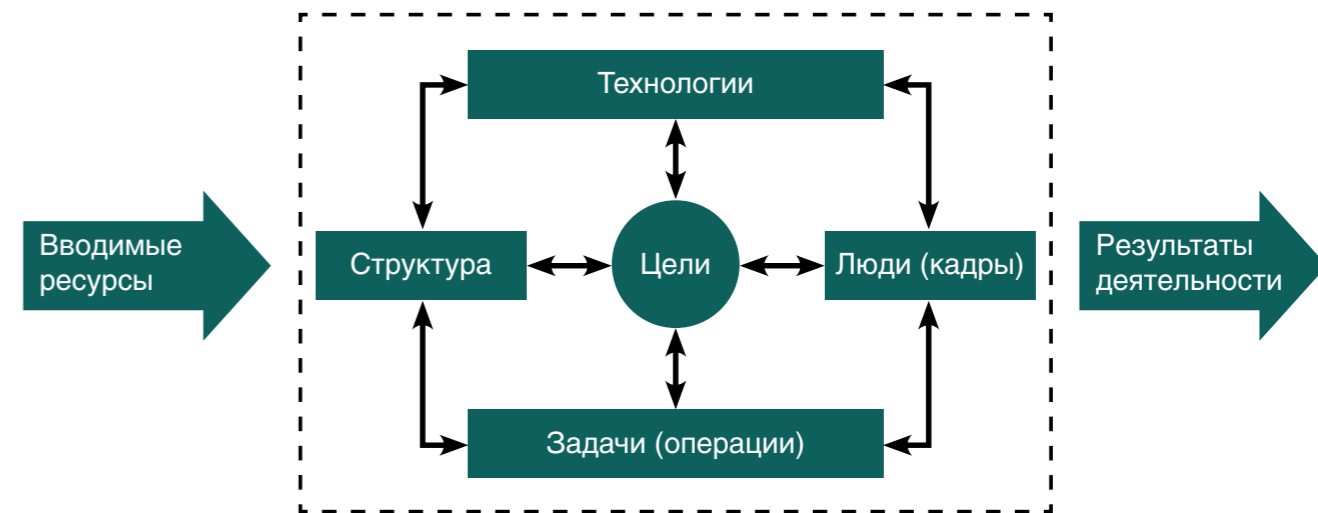


Рис. 2. Взаимосвязь внутренних переменных организации

Программное обеспечение (software) – это комплекс программ, применяющихся в информационных системах. Различают общее и специальное программное обеспечение. Общее (базовое) осуществляет управление работой технических средств и информационных баз. К общему программному обеспечению относят: системы управления базами данных; операционные системы; сервисные средства и утилиты; инструментальные средства разработки программного обеспечения.

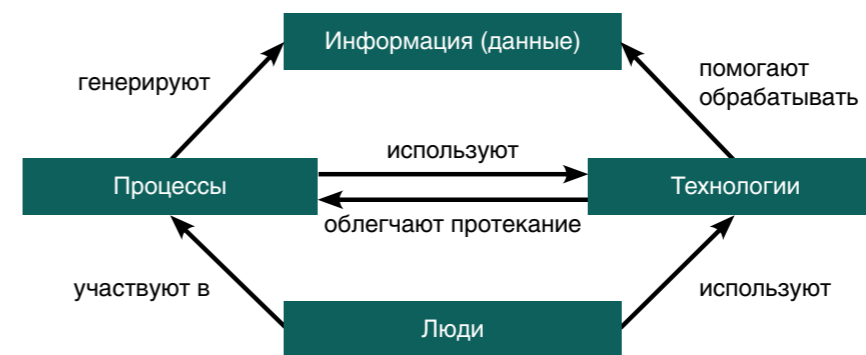


Рис. 3.

Обследование предприятия является важным и определяющим этапом проектирования информационной системы и при правильном подходе позволяет сократить эксплуатационные расходы и время на исправление ошибок, обнаруживаемых после сдачи системы.

Предпроектное обследование обычно состоит из трех этапов:

- 1) предварительное обследование (сбор сведений об объекте);
- 2) анализ сведений (описание и моделирование предметной области);
- 3) оценка эффективности и целесообразности ИТ-проекта.

На предварительном этапе обследования решаются следующие задачи: предварительное выявление требований к будущей системе; определение структуры организации; определение перечня целевых функций организации; анализ распределения функций по подразделениям и сотрудникам; выявление функциональных взаимодействий между подразделениями, информационных потоков внутри подразделений и между ними, внешних информационных воздействий; анализ существующих средств автоматизации организации и др. Структурным анализом принято называть метод исследования системы, которое начинается с ее общего обзора и затем детализируется, приобретая иерархическую структуру с все большим числом уровней. Решение трудных проблем путем их разбиения на множество меньших независимых задач (так называемых «черных ящиков») и организация этих задач в древовидные иерархические структуры значительно повышают понимание сложных систем.

Результаты исследования возможно использовать при разработке информационной системы предприятий, выпускающих продукцию для топливно-энергетического комплекса.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Исследование роли управленческих команд в повышении эффективности работы нефтегазового сектора экономики // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2023. – №1. – С. 46–50.
2. Вендров А. М. CASE-технологии. Современные методы и средства проектирования информационных систем. А. М. Вендров. – М. Финансы и статистика, 2018. – 176 с.
3. Ефимочкина Н. Б., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Внутрикorporативные коммуникации как инструмент управления нефтегазового предприятия // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2022. – №2. – С. 84–87.
4. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Повышение качества межотраслевых связей важный фактор развития нефтегазовой промышленности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – №4. – С. 28–33.
5. Маклаков С. В. «ERwin и BPwin. CASE-средства разработки информационных систем» / С. В. Маклаков, 2-е изд., испр. и доп., М.: Диалог-Мифи, 2001. – 304 с.
6. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Влияние цифровизации на управленческие процессы предприятий нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – №6. – С. 34–36.
7. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №6. – С. 5–8.
8. Иношкина О. Г., Кормышев В. М. Управление знаниями в информационных системах (монография). О. Г. Иношкина, В. М. Кормышев, Екатеринбург: УрФУ, 2020. – 212 с.
9. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №4. – С. 48–51.
10. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гафранов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №1. – С. 28–33.

Системный анализ и оптимизация расхода топливно-энергетических ресурсов на основных этапах разработки месторождений углеводородов

А. Б. ВАСЕНИН, С. Е. СТЕПАНОВ – ООО «Газпром проектирование», Нижний Новгород
В. В. ГРУЗДЕВ, В. А. ИППОЛИТОВ, О. В. КРЮКОВ – ООО «ТСН-электро», Нижний Новгород

Рассмотрена динамика энергопотребления технологического оборудования газодобывающих предприятий на основе системы показателей, характеризующих энергетическую эффективность технологического оборудования и технологических процессов добычи газа. Предлагается подход, позволяющий осуществлять сравнение показателей удельного энергопотребления газового промысла в сопоставимых условиях эксплуатации, с выявлением факторов, позволяющих отдельно рассматривать влияние на энергетическую эффективность внешних и внутренних параметров технологической системы, а также оценивать потенциал энергосбережения, возможный в текущих условиях.

Ключевые слова: газодобывающая организация, топливно-энергетические ресурсы, энергоэффективность, газовый промысел, интегральный показатель энергосбережения.

Центральное внимание при научном изучении энергетической эффективности уделяется магистральному транспорту газа, как наиболее энергоемкому виду производственной деятельности ПАО «Газпром» [1,2]. Добыча газа в отрасли занимает второе место по энергоемкости после магистрального транспорта газа. Поэтому вопросы энергетической эффективности на добычных месторождениях исследованы и освещены в меньшей степени [3,4].

Анализ структуры энергопотребления и потенциала энергосбережения газодобывающих организаций (ГДО) показал, что более 90% топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) приходится на природный газ. От 80% до 92% расходуемого природного газа при его добыче приходится на собственные нужды, а от 18% до 20% – на технологические потери. ТЭР топливного газа в дожимных компрессорных станциях (ДКС) составляют от 70% до 99% расхода газа на собственные нужды.

Расход энергоресурсов газового промысла (ГП) определяется уровнем добычи газа и в основном зависит от снижения давления на входе в ДКС в силу объективных геологических факторов (падения пластового давления).

Энергоемкость ГДО является интегральной характеристикой всех входящих в него газовых промыслов, которая обусловлена структурой технологических систем, составом производственных и вспомогательных объектов и изменяется в течение всего жизненного цикла по этапам разработки месторождений. Оценка энергетической эффективности ГДО ПАО «Газпром» в настоящее время строится на основе сравнительного анализа удельного расхода энергоресурсов газа на собственные нужды отчетного и предыдущего периодов. В корпоративных формах отчетности по эффективности использования энергоресурсов ГДО ПАО «Газпром» используются показатели удельного расхода ТЭР, удельного расхода технологических потерь газа и удельного расхода электроэнергии на добычу газа. Последний показатель определяется наличием центральных электросетей, автономных источников электроэнергии или электростанций собственных нужд (СН) с цифровыми подстанциями (рис. 1) [5,6]. Все показатели являются интегральными, характеризующими изменение общего плана в потреблении энергии. По этим показателям не представляется возможным корректно сравнивать энергетическую эффективность организаций.



Рис. 1. Современное блочное комплектное распределительное устройство на базе КСО-298

Предлагается подход, позволяющий осуществлять сравнение показателей удельного энергопотребления ГП в сопоставимых условиях эксплуатации, с выявлением факторов, позволяющих отдельно рассматривать влияние на энергетическую эффективность внешних и внутренних параметров технологической системы, а также оценивать потенциал энергосбережения, возможный в текущих условиях [7]. Таким образом, исследование методических подходов по разработке и оценке энергетической эффективности технологических объектов ГП в условиях снижения пластового давления является актуальным и своевременным.

Основные этапы разработки месторождения

Объектом анализа является энергопотребление технологического оборудования ГП на основе системы показателей, характеризующих энергетическую эффективность технологического оборудования и технологических процессов добычи газа. Целью текущего анализа является поддержание энергетической эффективности технологических объектов ГП в условиях снижения пластового давления газа.

Жизненный цикл месторождения (рис. 2) можно разделить на пять основных этапов:

- 1) обустройство месторождения;
- 2) нарастающая добыча;
- 3) постоянная добыча;
- 4) «падающая» добыча;
- 5) завершающая стадия разработки.

Следует заметить, что разделение жизненного цикла месторождений на этапы носит условный характер. Фактически признаки некоторых этапов могут пересекаться, что показал пример Бованенковского месторождения ООО «Газпром добыча Надым». Так, при нарастающей добыче может быть продолжено бурение дополнительных скважин (признак, характеризующий этап обустройства месторождения).

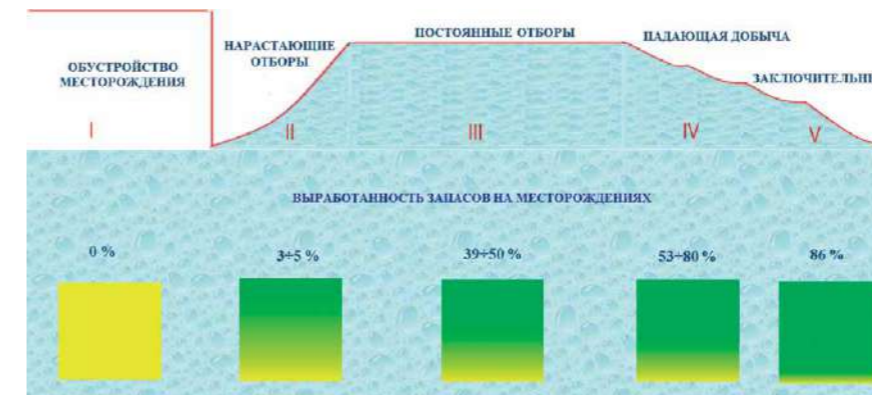


Рис. 2. Структура жизненного цикла месторождений

Таблица 1. Классификационные признаки основных этапов разработки месторождения

Классификационный признак	Этапы жизненного цикла месторождения				
	Обустройство	Нарастающая добыча	Постоянная добыча	«Падающая» добыча	Завершающая стадия разработки
Характер изменения объема добычи газа	–	Увеличивается	Не изменяется	Снижается	Снижается до предельного уровня
Характер изменения пластового давления газа	–	Переменный, преимущественно растет	Снижается	Снижается	Снижается до предельного уровня
Наличие, ввод или вывод компрессорных мощностей в эксплуатацию	Бескомпрессорный период	Может сопровождаться вводом мощностей	Ввод мощностей	Ввод мощностей	Оптимизация мощностей (вывод мощностей, применение МКУ)
Характер изменения потребления топливного газа ДКС	–	Может появиться расход	Возрастает	Изменяется в зависимости от режима	
Характер изменения удельных показателей потребления топливного газа ДКС	–	Уменьшается	Возрастает	Изменяется в зависимости от режима (в основном возрастает)	Изменяется в зависимости от режима

Каждый этап жизненного цикла месторождения условно характеризуется следующими признаками:

- характером изменения объема добычи газа (увеличение, снижение, поддержание на постоянном уровне);
- наличием, вводом (или выводом) компрессорных мощностей в эксплуатацию;
- характером изменения потребления топливного газа ДКС;
- скоростью роста удельных показателей потребления топливного газа ДКС (изменяется по мере падения пластового давления);
- структурой статей потерь газа (включая геологические и эксплуатационные потери).

Классификационные признаки основных этапов разработки месторождения представлены в табл. 1. Технологические потери газа на этапах жизненного цикла – в табл. 2.

Необходимо отметить, что ГДО 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), ДКС, малогабаритные компрессорные установки (МКУ).

Таблица 2. Технологические потери газа на этапах жизненного цикла месторождения

Обустройство месторождения	Этапы жизненного цикла месторождения			
	Нарастающая добыча	Постоянная добыча	«Падающая» добыча	Завершающая стадия разработки
<i>Геологические потери (продувка скважин)</i>				
Очистка ствола после бурения	Очистка ствола после бурения	–	–	–
–	–	Ликвидация жидкостных пробок	Ликвидация жидкостных пробок	Ликвидация жидкостных пробок
–	–	Очистка ствола после КРС	Очистка ствола после КРС	Очистка ствола после КРС
–	–	–	Очистка ствола после ПРС	Очистка ствола после ПРС
–	Проведение исследований	Проведение исследований	Проведение исследований	Проведение исследований
<i>Эксплуатационные потери</i>				
–	Ликвидация гидратных пробок	–	–	–
–	–	–	Ликвидация жидкостных пробок	Ликвидация жидкостных пробок
–	Дегазация	Дегазация	Дегазация	Дегазация
–	Ремонтные работы	Ремонтные работы	Ремонтные работы	Ремонтные работы
–	Ввод химреагентов	Ввод химреагентов	Ввод химреагентов	Ввод химреагентов

КРС – капитальный ремонт скважин, ПРС – плановый ремонт скважин

Таким образом, **этап обустройства месторождения** характеризуется значительным объемом потерь газа, обусловленных освоением скважин после бурения и отсутствием добычи газа (товарной продукции).

Этап нарастающей добычи характеризуется выводом объектов на проектную мощность и ростом товарной добычи газа. В связи с этим наблюдается значительное снижение удельного расхода газа на СН в сравнении с предыдущим этапом.

Основные технологические потери связаны с очисткой ствола скважин после бурения, но этих работ проводится значительно меньше, чем на предыдущем этапе, дополнительно появляются расходные статьи по ликвидации гидратных пробок в эксплуатационной системе и проведению газодинамических исследований скважин.

Данный этап наименее энергоемкий, что обусловлено тем, что затраты газа по возникающим статьям расхода на порядок меньше величин потерь газа на первом этапе разработки (при освоении скважин после бурения), а также отсутствием компримирования газа. В некоторых случаях уже на данном этапе может потребоваться компримирование. Но удельный расход газа на данном этапе по причине значительного роста добываемого газа будет уменьшаться, несмотря на появление расхода топливного газа на компримирование. Величина удельного расхода изменяется от 0,2 до 11 м³/тыс. м³.

Этап постоянной добычи характеризуется вводом дополнительных мощностей дожимного комплекса, технологических и вспомогательных зданий. Как следствие, возрастает расход газа на компримирование по мере падения давления газа в пласте. Отмечается рост потерь газа при ремонтах и удалении жидкостных пробок в скважинах. В условиях постоянной добычи непрерывно возрастают удельные расходы газа на СН.

Этап «падающей» добычи характеризуется целым рядом факторов, оказывающих влияние на увеличение расхода ТЭР:

- снижение пластового давления;
- обводнение скважин;
- снижение объемов добычи газа;
- увеличение гидравлических потерь в ГСС;
- накопление жидкостных пробок в системе «скважина – шлейф – коллектор – УППГ – межпромысловый газопровод – УКПГ»;
- физический износ основных производственных фондов.

Эти факторы приводят к увеличению числа ремонтных работ и потерям газа при опорожнении оборудования, затратам газа на продувки скважин и ГСС, увеличению удельного расхода топливного газа на единицу производительности и полной политропной работы сжатия. Увеличение работы сжатия влияет на увеличение расхода топлива, но не изменяет тенденции изменения абсолютного расхода. Величина удельного расхода газа на СН может увеличиваться до 90 м³/тыс. м³.

Завершающая стадия разработки характеризуется тем, что эксплуатация месторождения продолжает осложняться из-за снижения пластового давления, снижения объемов добычи газа. Дальнейшая разработка залежи ограничивается возможностями ДКС и гидравлическими сопротивлениями в ГСС. Этот этап характеризуется снижением технологических потерь газа в абсолютном выражении из-за сокращения фонда скважин. Удельные показатели расхода газа на компримирование возрастают в зависимости от снижения входного давления.

Анализ динамики энергопотребления ГДО

Согласно «Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии» [8,9,10] завершающая стадия определяется, «как период, когда рентабельность добычи углеводородов на данном месторождении для организации становится ниже корпоративной нормы, до полного прекращения добычи». Поэтому возможность проведения энергосберегающих мероприятий на этом этапе существенно ограничены.

Следует отметить, что большая часть существующих исследований посвящена оценке показателей энергоэффективности технологических объектов в составе газотранспортных систем [11,12].



info@exparm.ru
exparm.ru
8(800)555-38-83



ЭКОНОМО

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

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

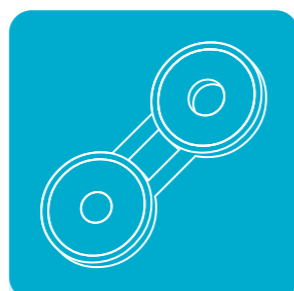
Поворотные и фланцевые заглушки



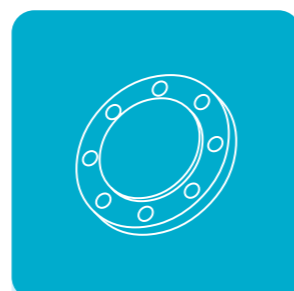
T-ММ 25-01-06



T-ММ 25-01-06
с рукояткой

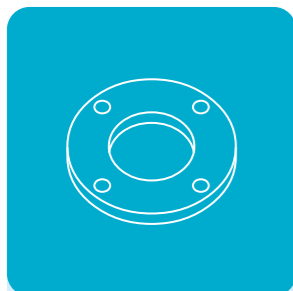


АТК 26-18-5-93

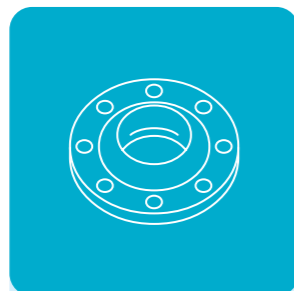


АТК 24.200.02-90
ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

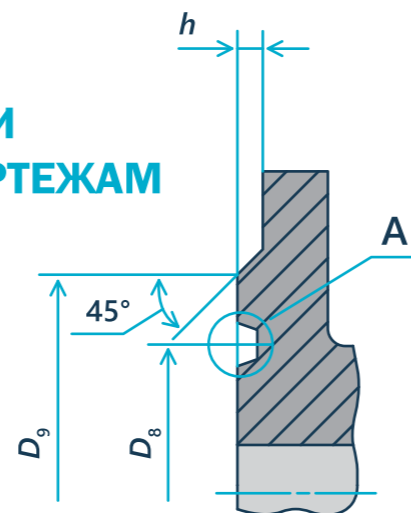


Плоские
тип 01



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

Однако эти методики не могут быть полностью использованы для газодобывающих организаций, поскольку в них не учитывается специфика технологических процессов добычи газа в период падающей добычи газа. Рассмотрим анализ энергопотребления газодобывающих организаций. На рис. 3 показана динамика расхода ТЭР на добычу газа в ГДО ПАО «Газпром». Из рис. 3а видно, что в 2011 году в ООО «Газпром добыча Ноябрьск» отмечается рост уровня добычи и энергопотребления, а в 2013 году при снижении уровня добычи, энергопотребление увеличивается. Но при значительном снижении уровня добычи, при сравнении показателей 2010 и 2016 года энергопотребление сокращается. Из рис. 3б видно, что в 2011 году и 2015 году в ООО «Газпром добыча Уренгой» отмечается рост уровня добычи и снижение энергопотребления, а в 2013 году и 2016 году при росте уровня добычи, энергопотребление увеличивается. Но при значительном снижении уровня добычи в 2012 году, при сравнении показателей 2010 года и 2012 года, энергопотребление в 2012 году сокращается. На рис. 3в отмечается та же тенденция. В целом, при значительном снижении уровня добычи в ООО «Газпром добыча Ямбург», уровень энергопотребления сокращается (2010 год и 2014 год). Но в то же время, сравнивая 2012 и 2013 гг., видно, что при увеличении уровня добычи наблюдается сокращение энергопотребления, а при сравнении 2015 и 2016 гг. увеличение уровня добычи соответствует сокращению расхода ТЭР.



Рис. 3. Динамика расхода ТЭР в дочерних обществах ПАО «Газпром»: а) ООО «Газпром добыча Ноябрьск», б) ООО «Газпром добыча Уренгой», в) ООО «Газпром добыча Ямбург», г) ООО «Газпром добыча Надым»

Из рис. 3г видно, что в 2011 году в ООО «Газпром добыча Надым» отмечается снижение уровня добычи и рост энергопотребления. В 2014 году и 2015 году при росте уровня добычи отмечается сокращение энергопотребления.

Необходимо отметить, что рост уровня добычи газа в ООО «Газпром добыча Надым» в 2013 – 2016 годах объясняется вводом Бованенковского месторождения. Увеличенное энергопотребление в 2011–2013 годах связано с ростом расхода газа на технологические потери при работах по обустройству кустов газовых скважин, газосборных коллекторов, а также вводом объектов УКПГ и ДКС Бованенковского месторождения. С 2009 года начинается обустройство Бованенковского месторождения. В этом году в эксплуатацию вводятся несколько наблюдательных скважин. В 2011 году продолжается ввод наблюдательных и поглощающих скважин. В 2012 году вводится большое количество кустов газовых скважин (КГС) и газосборные коллекторы (ГК), установка комплексной подготовки газа (УКПГ-1 модуль) и ДКС – 1 и 2 модуль 1 очередь. В 2011 и 2012 годах отмечается значительное увеличение расхода ТЭР в сравнении с предыдущим периодом. В 2013 году продолжается ввод КГС, ГК, вводится в эксплуатацию 2 модуль УКПГ. В 2014 году продолжается ввод КГС и ГК по объекту ГП -1, а также ДКС 1 очередь по объекту ГП-1. В 2015 году введен 1 дополнительный КГС. В 2016 году вводится большое количество КГС по объекту ГП-2 (этап 2) и продолжается ввод ГК по объекту ГП-1.

2009–2012 годы – цикл разработки Бованенковского месторождения, относящегося к этапу обустройства. В 2012 году начинается добыча газа с месторождения. В 2011 и 2012 годах на фоне обустройства Бованенковского месторождения отмечается значительный рост удельного расхода газа на технологические потери и значительный рост удельного расхода электроэнергии на добычу в целом. С 2013 года месторождение вступает в этап нарастающей добычи со всеми характеризующими его признаками. В целом по ООО «Газпром добыча Надым» в этот период отмечается значительный рост индекса изменения добычи газа. Также отмечается значительное снижение удельного расхода газа на СН, удельного расхода ТЭР, удельного расхода технологических потерь и удельного расхода электроэнергии на добычу газа.



Оптимизация энергооборудования для увеличения энергоэффективности ГДО

На основании проведенного анализа следует вывод о том, что *расход энергоресурсов ГДО определяется уровнем добычи газа*. Но при этом наблюдаются периоды повышенного энергопотребления при снижении уровня добываемого и подготавливаемого газа и периоды сокращения расхода ТЭР при росте уровня добычи. Это объясняется тем, что *энергоёмкость газодобывающего общества является интегральной характеристикой всех входящих в него газовых промыслов*, которая обусловлена структурой технологических систем, составом производственных и вспомогательных объектов и изменяется в течение всего жизненного цикла по этапам разработки месторождений.

В продолжение жизненного цикла месторождения энергетическая эффективность газовых промыслов снижается в силу объективных геологических факторов – падения пластового давления и уменьшения объема добываемого газа. Необходимое повышение степени сжатия ДКС осуществляется вводом компрессорных цехов по ступеням сжатия и применением высоконапорных сменных проточных частей (СПЧ) с загрузкой ДКС в период падающей добычи. В зависимости от динамики падения давления, периодичность замены СПЧ составляет 2–3 года. Существующий параметрический ряд СПЧ не позволяет на всем протяжении срока разработки месторождения обеспечивать эффективную работу центробежных компрессоров. На определенных этапах работа данных СПЧ возможна только с перепуском газа, что влечет за собой увеличение расхода топливного газа при добыче и рост удельного расхода топливного газа ДКС. В зависимости от проектных решений по обустройству месторождения, необходимое повышение степени сжатия ДКС чаще всего влечет за собой строительство новых производственных помещений для размещения компрессорных цехов и аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа. Это в свою очередь способствует росту потребления электроэнергии на эксплуатацию двигателей АВО и росту расхода электрической и тепловой энергии на обслуживание вновь введенных помещений.

Проведенный анализ показал, что *повышенный расход топливного газа на компримирование и электроэнергию 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.
- Также 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. Примеры построения энергетических профилей ДКС уже имеются на ряде ГДО.

Эффективность производственной деятельности ГДО можно характеризовать по следующим направлениям:

- надежность и безопасность;
- экономическая эффективность;
- энергетическая эффективность;
- экологичность (экологическая эффективность);
- уровень используемых технологий.

Согласно ГОСТ 31607-2012 [9] «показатель энергетической эффективности это абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса».

В качестве показателей энергоэффективности ГДО в ПАО «Газпром» используют удельные величины энергопотребления. Энергопотребление месторождения включает:

- расход газа на собственные нужды;
- технологические потери газа;
- расход электрической энергии на собственные нужды;
- расход тепловой энергии на собственные нужды.

Для собственных нужд на объектах ГДО часто используется электрическая энергия из сети (коммерческое потребление), электростанции СН используются только при возникновении аварийных ситуаций. Если на выработку электроэнергии ГДО используется природный газ, данная статья расхода может быть отнесена к значимым энергетическим аспектам ГДО, так же как при оснащении газоперекачивающих агрегатов электродвигателем [1,2,12], расход электрической энергии на компримирование будет являться значимым энергетическим аспектом. В качестве источников тепловой энергии на объектах ГДО используются котельные, потребляющие природный газ СН. Доля расхода газа по данной статье в балансе энергоресурсов составляет менее 1%. Основную часть тепловой энергии получают из вторичного энергоресурса – тепла уходящих газов ДКС. В связи с этим расход тепловой энергии не учитывается. При коммерческом потреблении тепловой энергии необходимо учитывать, в том числе, расход тепловой энергии.

Примеры структур энергопотребления различных ГП представлены на рис. 4.

Анализ приведенных данных позволил сделать следующие выводы:

- 1) расход газа на собственные нужды при добыче и подготовке газа составляет 92% в суммарном энергопотреблении, при этом на топливный газ ДКС для компримирования приходится до 91% от суммарного энергопотребления, что является самой расходной статьей;
- 2) технологические потери газа составляют от 2% до 6% в суммарном энергопотреблении, при этом около 79% от суммарных технологических потерь газа приходится на продувки скважин; 21% составляют прочие технологические потери газа;



БОЛЕЕ

77

ЛЕТ

Заводоуковский
машиностроительный завод
является крупнейшим
производителем вагон-домов
и блочных зданий

кедр

вагон-дома

KEDRVAGON.RU

Вагон-дома
и блочно-модульные
здания модели «Кедр» –
это сочетание высоких технологий
и заботы о Вас.
Наши изделия обладают исключительной жесткостью,
обеспечивают высокую прочность конструкции
и отличаются большой долговечностью.



АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

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

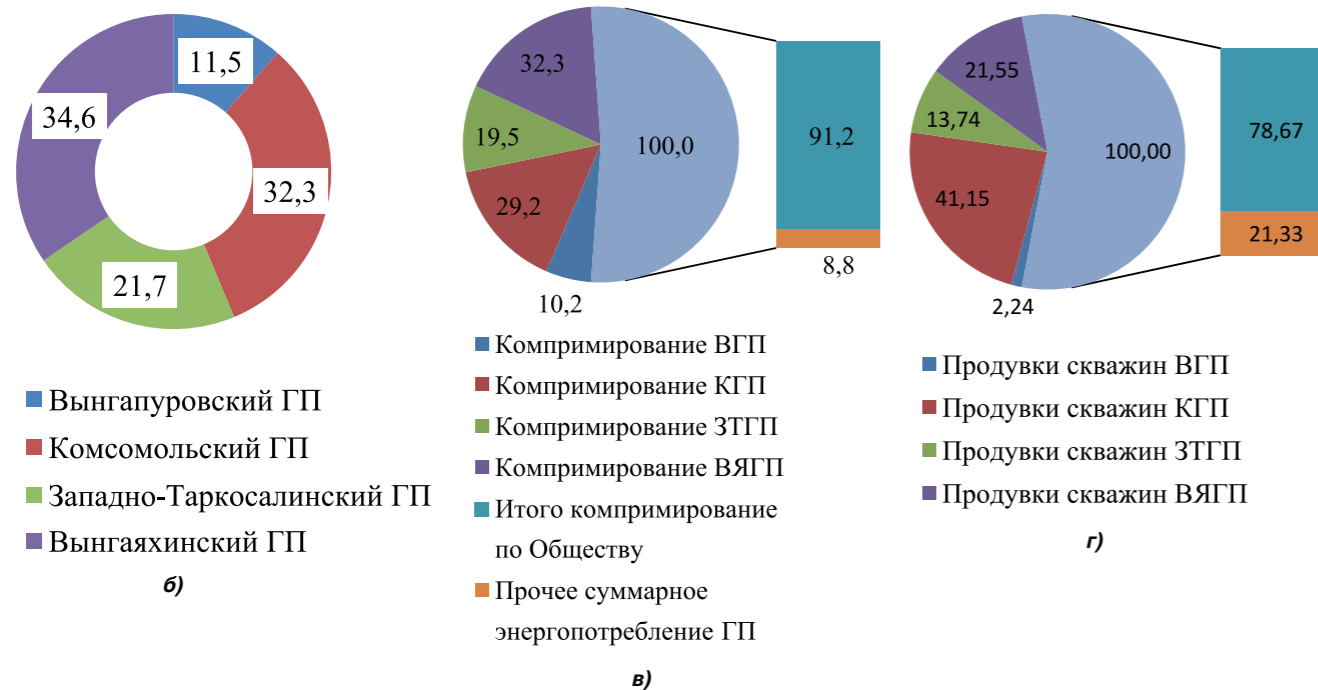
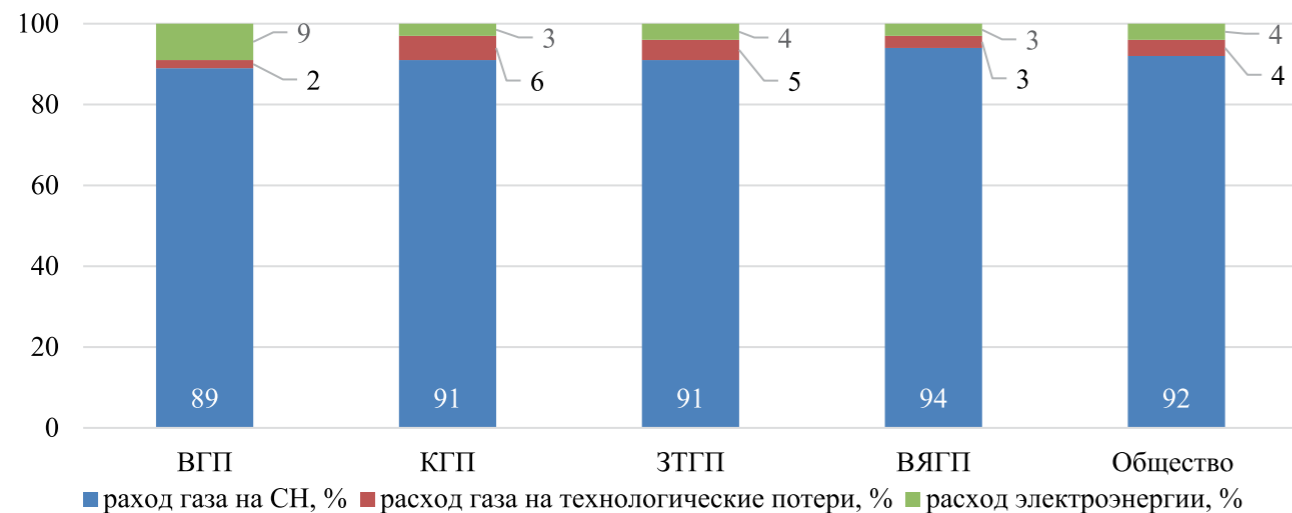


Рис. 4. Структура энергопотребления газовых промыслов: а) по типу потерь, б) по доли энергопотребления ГП в общем энергопотреблении Общества, в) по расходу газа на компримирование ГП в общем суммарном энергопотреблении, г) по доли энергопотребления ГП

3) расход газа на собственные нужды и часть технологических потерь газа облагается налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Представленный анализ позволяет определить приоритетные направления экономии (значимые энергетические аспекты), а также корректно сформулировать обязательства энергетической политики ГДО. В соответствии с ГОСТ Р ИСО 50001-2012 [10] в результате анализа расхода газа на собственные нужды и технологические потери можно выделить значимые энергетические аспекты для каждого направления энергопотребления:

- расход газа на компримирование (99%);
- потери при продувках скважин (от 46% до 96%);
- потребление электроэнергии электродвигателями АВО газа и МКУ (до 53% и 60%).

В структуру системы показателей энергоэффективности ГДО, входят (рис. 5):

- показатели энергоэффективности (энергоёмкости) организации;
- показатели энергоэффективности (энергоёмкости) ГП;
- показатели энергоэффективности (энергоёмкости) технологических объектов (ДКС) и технологического оборудования;

- показатели энергоэффективности (энергоёмкости) технологических процессов;
- коэффициенты эффективности ГП, ГСС, УКПГ.

В показатели, характеризующие энергоэффективность технологических объектов и технологического оборудования, входят:

- показатели энергоёмкости ступени ДКС;
- показатели энергоэффективности АВО газа;
- показатели энергоэффективности ГПА, котельной.

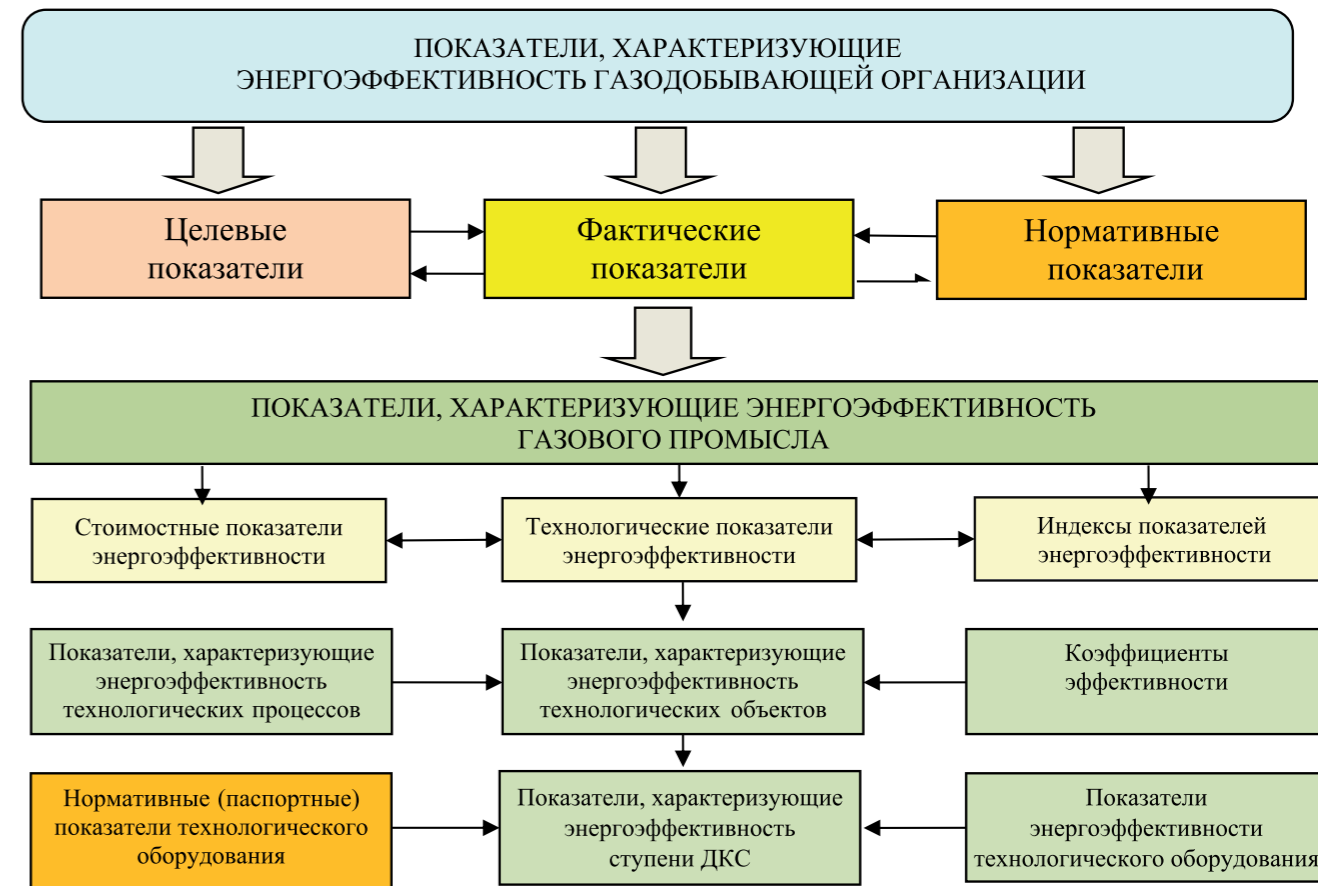


Рис. 5. Структура системы показателей, характеризующих энергоэффективность в добыче газа

Энергоэффективность технологических объектов в добыче газа ПАО «Газпром» оценивают по величине удельных расходов энергоресурсов. На рис. 6–8 представлены энергетические профили основных показателей эксплуатации и показателей, характеризующих энергетическую эффективность на примере Комсомольского ГП за период с 2000 по 2014 гг.:

- давление газа на входе ДКС и относительное изменение производительности (рис. 6);
- полная и удельная политропная работа сжатия (ПРС), топливный газ ДКС (рис. 7);
- показатели удельного расхода топливного газа на компримирование относительно производительности и относительно полной политропной работы сжатия (рис. 8).

ВЫВОДЫ

- Сокращение расхода ТЭР не всегда означает снижение энергоёмкости (или повышение энергоэффективности) ГП организации. Поэтому, для анализа энергоэффективности ГП, используют показатели удельного энергопотребления. Проведенный анализ интегрального показателя удельного энергопотребления ГП свидетельствует о тенденции его увеличения.
- На этапе «падающей» добычи газа увеличение расхода ТЭР (газа и электроэнергии) ГП обусловлено рядом факторов: снижением пластового давления; обводнением скважин; снижением объемов добычи газа; увеличением гидравлических потерь в ГСС; накоплением жидкостных пробок в системе «скважина – шлейф – коллектор – УППГ – межпромысловый газопровод – УКПГ» и физическим износом основных производственных фондов.
- Анализ динамики показателя удельного расхода газа показал, что энергоёмкость газового промысла обусловлена структурой технологических систем, составом производственных и вспомогательных объектов и изменяется в течение всего жизненного цикла по этапам разработки месторождения; снижением удельного расхода газа ГП на этапе нарастающей добычи соответствует вводу в эксплуатацию месторождения; увеличением удельного расхода газа ГП соответствует вводу в эксплуатацию ДКС и увеличением удельного расхода газа ГП на этапе падающей добычи обусловлено уменьшением входного давления ДКС, наращиванием мощности ДКС и увеличением степени повышения давления на ступенях ДКС.

ЛИТЕРАТУРА:

- Крюков О. В., Серебряков А. В. Экологические направления электроснабжения и задачи энергосбережения при реконструкции объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015. № 8. С. 23–33.
- Крюков О. В. Оптимальное управление технологическим процессом магистрального транспорта газа // В сборнике: XII Всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014. ИГУ РАН. 2014. С. 4602–4613.





Рис. 6. Графики абсолютного давления газа на входе ДКС и относительного изменения производительности ДКС

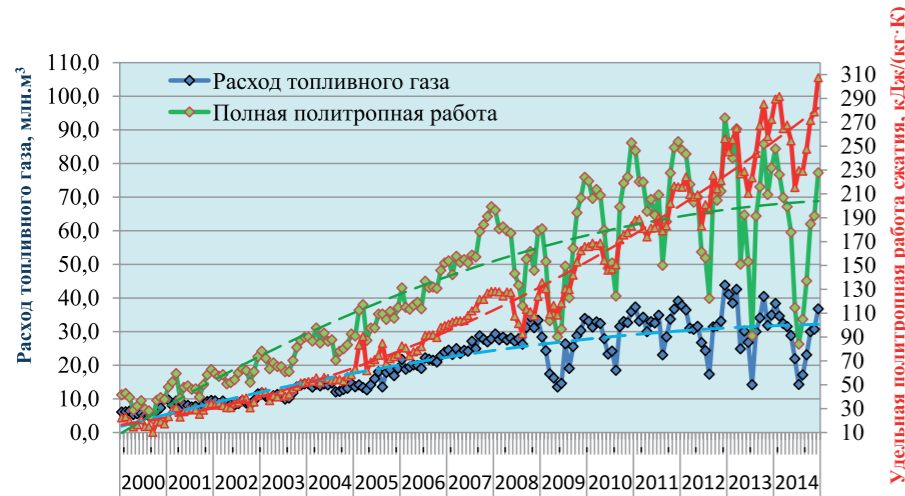


Рис. 7. Графики объемного расхода топливного газа ДКС, полной политропной работы сжатия ДКС и удельной политропной работы сжатия ДКС

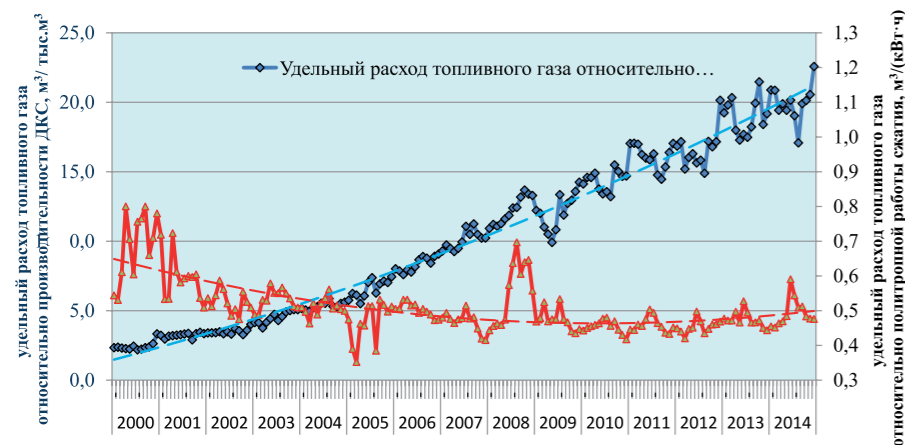


Рис. 8. Графики удельного расхода топливного газа ДКС относительно производительности и удельного расхода топливного газа ДКС относительно политропной работы сжатия

3. Нурдинова С. А., Маришкин В. А., Хворов Г. А., Воронцов М. А., Система показателей энергетической эффективности технологических процессов и оборудования в газодобывающей организации ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2018. № 2. С. 74–83.

4. Kadin S. N., Kazachenko A. P., Kryukov O. V., Reunov A. V. Questions related to the development of metrological assurance in the design of Gazprom facilities // Measurement Techniques. 2011. Т. 54. № 8. С. 944–952.

5. Кононенко А. Б., Косоротов А. А., Крюков О. В. Расширение функциональных возможностей автоматизации и мониторинга распределительных устройств КТП «Каскад» // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2020. № 12. С. 26–31.

6. Груздев В. В., Волков А. С., Крюков О. В. Методологический подход к прогнозированию технического состояния трансформаторов распределительных устройств // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2021. № 1 (138). С. 14–19.

7. Васенин А. Б., Степанов С. Е., Крюков О. В. Альтернативные источники электроэнергии на объектах добычи и транспорта углеводородов // В сборнике: Великие реки' 2019. труды научного конгресса: 3-х т. 2019. С. 37–40.

8. Калинин А. В., Люгай Д. В., Билалов Ф. Р. Реализация основных положений Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии // Газовая промышленность – 2012 – № 4. С. 20–24.

9. ГОСТ 31607-2012 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.

10. ГОСТ Р ИСО 50001-2012 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. Издания. – М.: Стандартиформ, 2012. – 51 с.

11. Крюков О. В., Степанов С. Е., Васенин А. Б. Поддержка диспетчерских решений ГТС на базе оценки их энергоэффективности // Наука и техника в газовой промышленности. 2019. № 4. С. 71–81.

12. Крюков О. В. Принципы малолюдных технологий в организации работы электроприводных компрессорных станций // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. № 4. С. 10–13.

ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ для строительства АГНКС, АЗС, ТЭЦ, ГЭС

- Производство деталей по ОСТ, ГОСТ, ТУ, НОРМАЛИ, DIN
- Производство нестандартных деталей по чертежам
- Производство шаровых кранов на высокое давление
- Производство фитингов на высокое давление



○ ГАРАНТИРУЕМ ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ○ СОБЛЮДАЕМ СРОКИ ○ УЧИТЫВАЕМ ВАШУ ВЫГОДУ

Импортозамещение фитингов на высокое давление



СОЕДИНЯЕМ НЕСОЕДИНЯЕМОЕ



ГК «Завод Деталей Трубопроводов»
 ООО ПТК «Форвард», ООО «МеталлАргон»
 Россия, г. Екатеринбург, ул. Машинная, д. 42а, оф. 602
 +7 (343) 361-25-94, 328-79-53
 8 (800) 222-58-65



09066@mail.ru
 gk-zdt.ru

Как соединить стальные трубы?

Сварной, фланцевый и резьбовой метод

А. ОСКОЛКОВА – контент-маркетолог ООО «ОНИКС»

Трубопровод – это сложная система, которая служит для непрерывной перевозки жидкостей, газов и твердых материалов. Трубопроводные системы делятся на четыре основные категории: технологические, коммунальные, санитарно-технические и магистральные. Трубы соединяются разъемными и неразъемными способами. Самые распространенные методы – сварка (неразъемный) и резьбовое или фланцевое соединение (разъемный). Выбор способа зависит от характеристик внутренней среды, давления, температуры и внешних условий. В новой статье из базы знаний ОНИКС мы изучим, какие факторы влияют на выбор метода соединения труб.



Доступ к соединению

Трубопровод не нуждается в постоянном доступе для техобслуживания, если используется сварной шов. Напротив, резьбовой и фланцевый методы обеспечивают легкий доступ к соединению для проведения испытаний, визуального осмотра и других манипуляций. Способ соединения выбирается на этапе проектирования.

Стальные трубы применяются в различных сферах: для строительства акведуков, линий снабжения, распределительных сетей, водозаборных трубопроводов, возведения опорных конструкций, добычи полезных ископаемых, производства оборудования, прокладки газопроводов, водопроводов и систем отопления. Схемы прокладки труб различаются в зависимости от строительства (рис. 1).

■ Подземная прокладка труб – самый распространенный метод.

У него много плюсов: полная автоматизация, использование пахотных земель после стройки, стабильная температура, защита от солнца и осадков. Но есть и минусы: высокая цена земляных работ на сложных грунтах и необходимость специальной подготовки на участках с высоким уровнем грунтовых вод. Магистральные газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы всегда прокладывают под землей. При подземной схеме чаще всего используют сварное соединение. Фланцевый метод можно встретить в сочетании с клапанами и люками, при монтаже запорных систем, которые контролируют напор содержимого, протекающего по трубам. Резьбовое соединение применяется в труднодоступных местах, где трудно или невозможно выполнять дугую или электросварку, а также на участках, где скоро будет капитальный или плановый ремонт.

■ **Полуподземная прокладка** – это вариант, когда верхняя часть трубы расположена выше уровня земли, а ее нижняя часть – заземлена. Этот метод применяется в скалистой местности, где используют сварное соединение.

■ **Наземная в насыпи** схема применяется в сильно обводненных и заболоченных местностях с высоким уровнем грунтовых вод и низкой несущей способностью верхнего слоя почвы.

■ Надземная прокладка труб

на опорах рекомендуется в пустынях, горах, болотах, районах горных выработок, оползней и распространения многолетней мерзлоты, на нестабильных грунтах и при пересечении естественных и искусственных препятствий. Плюсы: меньше земляных работ, нет необходимости в дорогой дополнительной нагрузке и защите от коррозии. Минусы: загромождение территории, установка опор, специальные дороги для техники и миграция животных, а также повышенная чувствительность трубопровода к изменениям температуры в течение суток и сезона. При наземной укладке труб на опорах обычно используется фланцевое соединение.

Способ прокладки трубопроводов выбирают так, чтобы затраты на строительство трубы и ее использование были оптимальными. Разъемные и сварные соединения в промышленных, коммунальных и магистральных трубопроводах могут быть предварительно собраны вне стройплощадки или монтаж осуществляют «по месту».



Рис. 1. Схемы прокладки труб

Сварной метод

Сварное соединение труб – это единственный метод монтажа, не требующий регулярного доступа для технического обслуживания. Наиболее распространенные способы сварки: ручная дугая, газовая и электрическая. Перед началом сварочных работ необходимо очистить концы соединяемых систем, чтобы исключить попадание влаги, масла и других загрязнений на прилегающие поверхности в зоне сварки. После завершения сварки дождитесь полного остывания стыков, так как работа с горячими швами может привести к травмам и нарушению герметичности системы. Арматуру устанавливают в закрытом положении без натяжения трубопровода, а во время сварки приварной арматуры ее затвор открывают полностью, чтобы избежать перегрева корпуса.

Повреждения сварных соединений могут возникать из-за технологических, конструктивных и эксплуатационных факторов. Например, трещины в металле шва. При ремонте поврежденные сварные швы либо переваривают, либо заменяют новыми деталями.

Сборка разъемных соединений

Разъемные соединения позволяют быстро заменять компоненты во время ремонта. Использование разъемных фланцев – удобное и практичное решение. ГОСТ 33259-15 содержит информацию о плоских, воротниковых и свободных фланцах. Фланцы для сосудов и аппаратов соответствуют стандарту ГОСТ 28759. Технические параметры резьбовых фланцев указаны в ГОСТ 9399-81.

Фланцевые соединения используют разные типы прокладок, варианты исполнений и могут быть изготовлены из разных марок стали, включая черную и нержавеющую сталь. Во время ремонта тщательно проверяют состояние привалочных поверхностей, толщину стенок воротников, отсутствие трещин, раковин и оценивают степень износа резьбы и деформаций. Следует помнить, что повторное использование крепежных элементов и прокладок недопустимо.

Фланцевый метод

Типичный крупный промышленный комплекс будет иметь несколько сотен труб, соединенных фланцевым методом. Если трубопровод монтируют при помощи фланцевого соединения – это удобно и обеспечивает быструю замену компонентов при ремонте. Фланцевые соединения универсальны и имеют четыре типа уплотнительной поверхности: плоскость, выступ-впадина, шип-паз, а также встречаются исполнения под металлические прокладки овального или восьмиугольного сечения. К монтажу допускаются детали, у которых шероховатость соответствует установленным техническим требованиям. На контактной поверхности не должно быть трещин, сколов, раковин, расслоения, пор и забоин. Сборку осуществляют при помощи болтов или шпилек. Между двумя фланцами устанавливают прокладки для дополнительной защиты от протечек. Фланцы рассчитаны на трубопроводы с условным проходом от 10 до 4000 мм. Стандарт на фланцы включает размеры для российских и международных труб благодаря разделению номенклатуры на 1-й и 2-й ряд.

Резьбовой метод

Резьбовое соединение основано на плотном контакте между поверхностями с использованием резьбы. При соединении двух труб одинакового диаметра муфта с резьбой накручивается на фитинг. Резьбовые соединения используются для различных целей: соединения труб, изменения диаметра, поворотов, разветвлений и удлинения труб. Резьбовой метод используется для труб небольшого диаметра, которые транспортируют среду с низким давлением и температурой. При избыточном давлении применение резьбового соединения может привести к утечке.

Подведем итог

Выбор метода соединения является важным этапом проектирования трубопровода, так как от него зависит надежность и долговечность всей системы. Важно выбрать метод, соответствующий всем техническим и экономическим требованиям, основываясь на четких и точных данных. Правильный выбор способа соединения двух участков труб позволяет избежать незапланированных ремонтных работ и выхода из строя элементов трубопровода. Это важно, потому что при неправильном выборе трубы могут повредиться из-за воздействия коррозионной среды или внешних условий, а при правильном будут служить долго без капитального ремонта. Обращайтесь в производственную компанию «ОНИКС» за подбором фланцевых соединений по российским и международным стандартам.



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

Высокотемпературная арматура для дымовых газов от Технофлэйм

Основной вид деятельности ООО «Технофлэйм» – производство промышленных автоматизированных горелок под торговой маркой TECHNOFLAME. Кроме промышленных горелок серии TF-блочные и TFD-двухблочные, компания «Технофлэйм» производит высокотемпературную арматуру для дымовых газов: затворы поворотные фланцевые (дисковые, шиберные, жалюзийные).

Затворы Технофлэйм изготавливаются из нержавеющей и углеродистой стали. Продукция из углеродистой стали идет под покраску. В зависимости от среды применения корпус затвора может быть с черным термостойким покрытием. Обычно такие затворы используются для установки в качестве запорного и регулирующего устройства на газоходах котлов, теплоэлектростанций, горячего воздуха, технологических трубопроводах, транспортирующих газовые среды, не агрессивные к материалам изделия. Для работы в агрессивных средах, приводящих к коррозии материала изделия, Технофлэйм изготавливает затворы из специальных сталей. Также затворы могут быть спец. исполнения со взрывозащищенным электроприводом.

На выбор покупателя, в качестве механизма перекрывания и регулирования потока сред, корпус затвора может быть оснащен: электроприводом; пневмоприводом; рычагом ручного управления. В случае с механическим затвором экономия в цене идет приятным бонусом, а его адаптивность к низким температурам позволяет эксплуатирующим компаниям использовать затвор на открытом воздухе не беспокоясь, что оборудование может выйти из строя.

В ассортиментную линейку котельно-вспомогательного оборудования Технофлэйм входят затворы диаметром от 20 до 3600 мм, с рабочей температурой от -50°C до +1100°C. Также затворы могут изготавливаться по чертежам Покупателя или разрабатываться под индивидуальный запрос с нуля: от проекта чертежа до выпуска готового изделия.



Затвор поворотный дисковый TECHNOFLAME BVD, DN1200, PN1, T_{раб} = 450°C, с электроприводом



Затвор поворотный дисковый TECHNOFLAME BVD, DN250, PN1, T_{раб} = 600°C, с рычагом ручного управления



ООО «Технофлэйм»
192241, Санкт-Петербург,
ул. Софийская, д. 63
тел. +7 (911) 007-02-11
info@technoflame.ru
technoflame.ru

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»



Втулка TPS-TK
ТУ 24.20.13-024-67740692-2022



Назначение

Защита от всех типов коррозии внутренних поверхностей зоны сварного шва и околошовной зоны стальных трубопроводов

Область применения

Низконапорные водоводы системы поддержания пластового давления (ППД), системы нефтесбора, промышленные, технологические нефтепроводы, водоводы, транспортирующие коррозионно-активные жидкости

Технические характеристики

-  Рабочее давление 40 атм
-  Диаметр 89–325 мм
-  Длина 160–240 мм
-  Температура эксплуатации до +125 °C

Преимущества

- 100 % защита соединений трубопровода от коррозии
- на 95 % сохраняет внутреннее сечение трубопровода
- невысокая стоимость владения трубопроводом – минимальное изменение внутреннего сечения трубопровода не более 6 % позволяет беспрепятственно проводить очистку и диагностику трубопровода, снижает энергозатраты и аварийность (порывы) трубопровода
- скорость монтажа в 1,5 раза выше в сравнении с традиционными втулками
- не требует применения мастик, герметиков и дополнительных требований по сварке
- простота монтажа
- отсутствует зависимость от импортных компонентов

Гарантии изготовителя

Изготовитель гарантирует соответствие втулок требованиям технических условий при соблюдении условий транспортирования, хранения, погрузки, разгрузки, монтажа и эксплуатации. Гарантийный срок службы втулок 20 лет со дня установки в зону сварного соединения трубопровода.



МХЗ создает материалы для Российского Севера

АО «Морозовский химический завод» уже более двадцати лет развивает инновации в области антикоррозионной защиты оборудования. Лакокрасочные материалы завода успешно применяются на важнейших нефтегазовых объектах страны, в том числе в суровых условиях Арктики.

Материалы под новые требования рынка

Объекты энергетической отрасли зачастую эксплуатируются в самых удаленных и труднодоступных районах, где царят экстремально низкие температуры, а коррозия металла становится серьезной угрозой для долговечности и безопасности оборудования. Поэтому эффективная защита от коррозии является первостепенной задачей для обеспечения надежной работы энергетических объектов. Морозовский химический завод, понимая специфику работы энергетических предприятий, поставил перед собой амбициозную цель – разработать инновационные материалы, которые не только соответствуют международным стандартам качества, но и обладают уникальными свойствами, позволяющими эффективно противостоять коррозии в самых сложных условиях.

После того как ведущие европейские бренды покинули российский рынок, появилась потребность в поиске достойных аналогов мировой продукции, не уступающих ей по качеству.

Отечественные производители быстро адаптировались к новым условиям, найдя новых поставщиков сырья и модернизировав технологические процессы для сохранения высокого качества выпускаемых материалов. Предлагая нефтегазовой отрасли широкий ассортимент уже проверенных составов, МХЗ разрабатывает новые, реагируя на меняющиеся запросы рынка.

«Сегодня растет спрос на защиту сооружений в прибрежной зоне, и у нас уже есть материалы для этого сегмента. Также мы начали разработку лакокрасочных продуктов для внутренней поверхности трубопроводов взамен импортных порошковых красок. И, конечно, в условиях активного освоения российского севера требуются новые морозостойкие решения, с возможностью нанесения при экстремально низких температурах: в нашей линейке они также присутствуют», – рассказывает Вадим Федосеев, директор по развитию объектов ТЭК Морозовского химического завода.

Уникальные решения для нефтегаза

Продукция завода применялась на проектах Ямал СПГ и Сила Сибири, выпускаемые защитные покрытия регулярно поставляются на крупные месторождения, такие как Мессояхское, Новопортовское, Чаюдинское, на нефтеперерабатывающие заводы, предприятия по транспортировке углеводородов и другие промышленные объекты.

Чтобы заказчик мог убедиться в надежности будущей защиты, МХЗ готов заранее предоставить для проведения испытаний образцы материалов или поверхностей с уже нанесенным составом. Кроме того, вся продукция проходит трехступенчатую проверку качества на самом заводе – от входного сырья до готового изделия. Это гарантирует долговечность антикоррозионного покрытия даже в самых сложных условиях эксплуатации.

«Еще до введения санкций, когда импортные материалы были широко представлены на рынке, заказчики делали выбор в пользу нашей продукции, и мы достойно конкурировали с лучшими европейскими производителями», – подчеркивает Вадим Федосеев. – **Сегодня, когда заказов становится больше, мы готовы увеличивать производительность и при необходимости осуществлять поставки в сжатые сроки. Но на первом месте у нас все-таки не объемы, а качество продукции, которое должно оставаться на высоте»**.



Комплексная защита

Помимо разработки решений для северных зон и морской добычи, Морозовский химический завод планирует выпускать новые огнезащитные материалы на основе графита. Постоянно расширяя ассортимент и совершенствуя существующие формулы, компания стремится по максимуму полностью удовлетворить потребности своих заказчиков. Гибкость и готовность к диалогу ценятся партнерами не только в России, но и за рубежом: продукция завода уже поставляется в Казахстан, Беларусь и другие страны СНГ. Однако основное внимание уделяется внутреннему рынку – на МХЗ уверены, что их материалы всегда обеспечат надежную защиту объектам отечественной промышленности.

Для проекта Ямал СПГ специалисты компании создали уникальный материал с температурой эксплуатации от -196°C – он требовался для защиты емкости под хранение жидкого азота. Решение оказалось эффективным и успешно используется на объекте уже не первый год.

ООО «ТД МХЗ»
Гатчинский р-н, Гатчина, ул. Хохлова, д. 16, пом. 10-Н
тел. (812) 462-82-14, 8 (800) 550-94-54
info@tdmhz.ru, tdmhz.ru



ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ,
НКТ ТРУБ И РЕЗЕРВУАРОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ



ЗАЩИТА
ВНУТРЕННИХ
И НАРУЖНЫХ
ПОВЕРХНОСТЕЙ

ЛКМ **ECOMAST**

прошли все необходимые лабораторные и промышленные испытания, имеют сертификаты и заключения отраслевых институтов.



ECOMAST.COM

+7 (812) 335-95-69

info@ecomast.com

ООО «РТК»: 100% российские инновации



ООО «Русская теплоизоляционная компания» – едва ли не единственное в России производственное предприятие полного цикла, все этапы технологического процесса которого осуществляются по программе импортозамещения.

С уходом ряда зарубежных игроков с российского рынка спрос на продукцию отечественных заводов заметно вырос.

Компании получили новый стимул к наращиванию мощностей и развитию собственного производства. При этом многие столкнулись с проблемой доступности импортных материалов и компонентов. Для ООО «РТК», известного в стране производителя технической изоляции, это не стало проблемой – компания изначально ориентировалась только на российские технологии и сырье.

«Еще до основания компании и запуска производства полного цикла мы наблюдали обильное количество зарубежных брендов, а российских производителей изоляции из вспененного каучука не было. Поэтому сейчас однозначно делаем ставку на собственное производство», – рассказывает исполнительный директор ООО «РТК» Михаил Сарычев.

Правильный стандарт

Российские производители готовы полностью заместить импорт изоляционных материалов – это положительно скажется на итоговой стоимости объектов и сократит сроки поставок. Но чтобы стать основными поставщиками на рынке, нужно провести большую работу внутри компании, подчеркивают в ООО «РТК». В первую очередь необходимо улучшить условия, в которых выпускается материал.

«Наша компания провела стандартизацию всех процессов и внедрила российскую и международную систему менеджмента качества ISO 9001:2015, – поясняет М. Сарычев. – Как результат мы получаем положительную оценку со стороны клиентов и заказчиков, и таким образом разрушаем уже давно сформированный стереотип: «российское качество – плохое».

За последний год команде ООО «РТК» удалось существенно снизить



затраты посредством автоматизации производства и совершенствования логистических цепочек. В планах – увеличение производственных мощностей за счет открытия дополнительных линий, более эффективного распределения сырьевой базы и оптимизации времени на настройку оборудования.

Решения для нефтяников

Техническая изоляция из вспененного синтетического каучука может применяться в самых разных областях. Одно из направлений, в которых активно работает компания, – решения для нефтегазового комплекса. Специально для предприятий ТЭК разработан отдельный вид технической изоляции РУ-ФЛЕКС ПРО, который отличается от стандартной продукции рядом характеристик, таких как класс пожарной опасности, температурный диапазон.

Также высоким спросом у нефтяников пользуются звукоизоляция РУ-ФОНИК, техническая изоляция повышенной плотности РУ-ФЛЕКС БП, защитные покрытия АЛЮ, ПРОМ АЛЮ, ПРОМ ПОЛИМЕР.

Сегодня крайне востребованы технологии, позволяющие предприятиям нефтегазового комплекса эффективно работать на труднодоступных территориях, в суровых условиях русского севера. Перед ними стоят задачи повышения энергоэффективности и увеличения срока службы теплоизоляционной конструкции. Вспененный каучук РУ-ФЛЕКС популярен у нефтяников за счет своей маслостойкости и долгого срока эксплуатации готовой теплоизоляционной конструкции (50 лет), а также благодаря возможности повторного использования при проведении регламентных работ.

Учитывая климатические условия, в которых обычно расположены нефтегазовые объекты, специалисты ООО «РТК» разработали специальный клей, позволяющий производить монтаж при минусовых температурах, – РУ-ФЛЕКС АРКТИК. Для труднодоступных мест предлагается ряд аксессуаров по монтажу: дозатор клея, монтажные ножи и т.д.

Техническая изоляция РУ-ФЛЕКС применяется во многих крупных строительных проектах по всей стране. Среди них – Челябинский компрессорный завод, нефтеналивной терминал Порт Тамань, Волжская ТЭЦ-2, авиационный завод «СОКОЛ» и другие. В этом году компания «РТК» нацелена максимально расширить свое присутствие на территории России и, конечно, наращивать мощности и улучшать технологии производства.

ООО «Русская Теплоизоляционная Компания»
108851, Московская обл., Щербинка, ул. Южная, д. 2, офис 1
тел. 8 800 550-12-88, info@ru-flex.com, ru-flex.com

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ



ХИМСЕРВИС

1994

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

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

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

СДЕЛАНО
В РОССИИ

30
лет

ЛУЧШЕЕ



ИР-2М
РЕГИСТРАТОР

НАДЕЖНОЕ



АНОДЫ
МАГНЕТИТОВЫЕ

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

НОВОЕ



ЛАЗЕРНАЯ
ОЧИСТКА
ПОВЕРХНОСТЕЙ

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

www.химсервис.com

8 (800) 201-44-77

op@ch-s.ru

Антифрикционные покрытия в нефтегазовой промышленности – современные технологии твердой смазки

Российская компания «Моденжи» специализируется на технологии твердой смазки и покрытиях ее реализующих. Мы создали линейку антифрикционных твердосмазочных покрытий (АТСП), которая нацелена на решение наиболее острых задач в машиностроении в области трения и изнашивания. Технология антифрикционных твердосмазочных покрытий (АТСП) MODENGY позволяет максимально снижать трение в узлах и деталях машин, повышая при этом их ресурс и энергоэффективность. Мы помогаем успешно решать целый комплекс задач в экстремальных режимах работы механизмов: в условиях радиации, вакуума, химически агрессивных сред, сверхвысоких и сверхнизких температур, при высоких контактных давлениях и др.

Что такое АТСП?

Одна из задач, которая стоит перед нефтедобывающими и нефтесервисными компаниями, – это увеличение ресурса работы оборудования за счет снижения трения и защиты от химически агрессивной среды. Это актуально для широкого спектра изделий, начиная от резьбового крепежа и заканчивая сложным внутрискважинным оборудованием.

Впрочем, не всегда можно добиться решения таких сложных задач с помощью традиционных пластичных смазочных материалов ввиду особенностей их применения. Это трудоемкость нанесения и необходимость обновления пластичных смазочных материалов при каждом монтаже и после длительного хранения деталей, затвердевание при отрицательных температурах, выдавливание из зоны контакта при высоких нагрузках, потеря свойств под воздействием химически агрессивных сред и негативное влияние на окружающую среду.

Однако сейчас на рынке появилась альтернатива традиционным пластичным смазкам, которая лишена указанных выше недостатков. Речь идет об антифрикционных твердосмазочных покрытиях (АТСП). Это материалы, содержащие высокодисперсные порошки твердых смазочных веществ, распределенные в смеси смол и растворителей. Они выпускаются в виде суспензий, после нанесения и полимеризации создают на обработанных поверхностях тонкий сухой смазочный слой, прочно сцепленный с основой.

Широкое распространение в нефтегазовой отрасли получили покрытия на основе дисульфида молибдена – природного минерала с ярко выраженной слоистой структурой с возможностью легкого скольжения слоев друг относительно друга.

Покрытие, содержащее высокодисперсные частицы твердых смазок, заполняет микронеровности поверхности обрабатываемой детали, увеличивает ее опорную площадь и несущую способность.

Слой АТСП имеет большое сопротивление сжатию, но малое сопротивление сдвигу. За счет этого минимизируется коэффициент трения, обеспечиваются разделение контактирующих поверхностей и защита от повреждений. Кроме того, некоторые марки покрытий эффективно защищают металлические изделия от коррозии.

Основные преимущества применения твердосмазочных покрытий:

- низкий коэффициент трения, стабильный в широком диапазоне условий эксплуатации – при высоких контактных давлениях, температурах;
- отсутствие испарения, окисления, вытеснения из места нанесения при высоких нагрузках;
- покрытия обеспечивают надежную работу механизмов даже после их длительного простаивания;
- длительный срок службы, отсутствие необходимости в обновлении после каждой сборки/разборки узла;
- высокие противозадирные, антикоррозионные свойства;
- сухая текстура, не вызывающая налипания абразивных частиц;
- безопасность для окружающей среды;
- простое и технологичное нанесение;
- предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

«Бессмазочная» технология в резьбовых соединениях труб для добычи углеводородов

Эффективным решением для обеспечения легкого и быстрого монтажа, защиты от коррозии резьбовых соединений труб становятся покрытия с различными твердосмазочными наполнителями и связующими.

Для ниппельных концов труб используются материалы «холодного» отверждения, которые наносятся одним из самых удобных методов – распылением.

На изделиях, изготовленных из нержавеющей стали, для защиты от задиров, увеличения скорости и качества монтажа, облегчения последующего демонтажа применяется покрытие MODENGY 1001 (табл. 1) на основе дисульфида молибдена (MoS_2) и графита (С), предназначенное для работы в режиме сухого трения.

На ниппельных концах труб, нуждающихся в дополнительной защите от коррозии, используется покрытие на основе MoS_2 с органическим связующим MODENGY 1002 (рис. 1.).

РАБОТАЯ С НАМИ



ВЫ ГАРАНТИРУЕТЕ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ И СЕБЯ СТАБИЛЬНОСТЬ КАЧЕСТВО НИЗКИЕ ЦЕНЫ

ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ **РАССРОЧКА ПЛАТЕЖА** ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА

ГОСТ 13940/41/42/43+DIN 471 / 472+DIN 5417 тяжелая серия + любых толщин и диаметров

сталь: 65Г/60С2А / **30-40Х13** / **НЕРЖАВЕЙКА** / **КАДМИЙ** / хим. фос. / цинк

КОЛЬЦА из ПРОВОЛОКИ по чертежам! по МН! по DIN 7993(АиВ) по ГОСТ 2833!

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ

(ГОСТ 3057 / DIN 2093 сталь: 65Г / 60С2А / 50ХФА) 12Х18Н10Т/20-40Х13 + ЖАРОПРОЧКА

ШАЙБЫ МЕДНЫЕ ВОЛНИСТЫЕ

МЕДНЫЕ БЫСТРОСЪЕМНЫЕ ШАЙБЫ

МНОГОЛАПАТЫЕ ШАЙБЫ РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ

СТОПОРНЫЕ ШАЙБЫ ГОСТ / DIN + ИЗ НЕРЖАВЕЙКИ

ШПОНКИ ШЛИЦЕВЫЕ ГАЙКИ

ПРЕСС-МАСЛЕНКИ ШТИФТЫ

Ш П О Н О Ч Н А Я С Т А Л Ъ

2×2, 3×3, 4×4, 5×5, 5.5×5.5, 6×6, 7×7, 8×7, 8×8, 8×10, 10×10, 8×12, 12×12, 9×14, 14×14, 10×16, 16×16, 11×18, 18×18, 12×20, 20×20, 14×22, 22×22, 14×24, 24×24, 14×25, 25×25, 16×28, 28×28, 18×32, 30×30, 20×36, 40×40, 40×22, 45×25, 50×28, 56×32, 63×32, сталь: 45 !!! **от метра + ДРУГИЕ РАЗМЕРЫ !!!** сталь 45, **НЕРЖАВЕЙКА, 12Х18Н10Т**



ЛИСТ / ЛЕНТА / ПРОВОЛОКА

сталь: 10-50 / 20-40Х13 / 30ХГСА / 50ХФА / 65Г / 60С2А / 65С2ВА / 12Х18Н10Т / 29НК / X20Н80 / Inconel 718 / Elgiloy + Nimonic

ЕЖЕДНЕВНЫЕ ОТГРУЗКИ

(495) 909-99-07 • (495) 798-79-40

E-mail: SBYT@SMPOSTART.RU

Телефон: (495) 909-99-07 • (495) 798-79-40

SBYT@SMPOSTART.RU / WWW.PROVOLOKA-LENTA.RU

ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ ПРОИЗВОДСТВО ПОД ЗАКАЗ! РАССРОЧКА ПЛАТЕЖА

С нами удобно, легко, комфортно и Выгодно! Ждем Ваших заявок и звонков!

**ОТГРУЗКА
ОТ
ШТУКИ**

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ ГОСТ 3057-90 + ЖАРОПРОЧКА 60С2А / 50ХФА

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
20x9x1x0,5	14,00	45x25x2,5x1	29,00	80x40x2,2x1	70,00
20x10,2x1,1x0,45	10,00	45x25x3x1	39,00	125x71x8x2,4	196,00
31,5x16,3x1,75x0,6	10,00	50x30x3x1	39,00	100x50x5x2,2	196,00
35,5x20x2,2x0,7	13,00	112x57x5x2,4	177,00	100x60x7x2,2	304,00
40x20x2x0,8	13,00	112x63x4x3,5	119,00	110x60x7x2,2	390,00
40x25x2,5x1	29,00	60x35x3,5x1,2	65,00	140x70x8x3	390,00

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ ЛЮБОЙ РАЗМЕР/ТИП/ТОЛЩИНА

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
12,5x6,3x0,7x0,35	5,90	100x50x6,3x2,2	196,00	99,5x85,5x2,5x4,6	119,00
19x10,5x1,4x0,4	14,00	50x20x1,8x1,4	49,00	100x82x2,5x1,8	169,00
25x12,5x1,05x0,65	8,00	63x31,5x1,1x3,5	89,00	126x106x2x2,8	196,00
35x20x2x0,8	20,00	83,5x71x2x2,5	65,00		

ИЗ НАЛИЧИЯ и ПОД ЗАКАЗ Nimonic 90 + Aisi 304/316 + Inconel 718

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13940-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 5	1,20	d 47	9,00
d 10	1,50	d 50	15,00
d 22	2,20	d 88	29,00
d 34	5,00	d 190	180,00

40X13 65Г

Размеры от 4 мм до 400 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13941-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 6	1,50	d 75	19,50
d 13	1,70	d 80	21,00
d 26	3,00	d 90	33,00
d 52	15,00	d 120	79,00

40X13 65Г

Размеры от 8 мм до 580 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13942-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 10	0,80	d 56	10,90
d 17	1,35	d 90	25,40
d 35	4,50	d 140	89,00
d 40	6,90	d 200	210,00

40X13 НЕРЖАВЕЙКА DIN

Размеры от 4 мм до 400 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13943-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 20	1,70	d 80	18,00
d 32	3,90	d 112	25,40
d 47	7,40	d 150	95,00
d 62	11,50	d 215	259,00

40X13 любых толщин

Размеры от 8 мм до 580 мм

ШТИФТЫ ШПОНКИ ВИНТЫ ЧЕРТЕЖИ
ГОСТ / DIN (СТАЛЬ 45 / НЕРЖАВЕЙКА)

ШАЙБА ГОСТ 11648-75 **ВНИМАНИЕ это ГОСТ DIN на порядок дешевле !!!** **строго по ГОСТу**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 1,6	5,50	d 5	1,80
d 2	2,00	d 7	2,90
d 3	1,80	d 9	5,00
		d 12	7,00

+ из нержавеющей стали

+ по DINу дешевле

ШАЙБА ГОСТ 13463-86 **Все размеры: цинк / хим. окс / 12X18H10T / латунь**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 5	2,20	d 16	4,40
d 6	2,20	d 20	7,50
d 8	2,50	d 24	10,50
d 10	3,10	d 36	19,00
d 12	3,30		

+ из нержавеющей стали

1 исполнение 2 исполнение

ШАЙБА ГОСТ 13464-86 **Все размеры: цинк / 12X18H10T / латунь**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 6	2,90	d 18	12,00
d 10	4,00	d 20	13,00
d 12	4,40	d 22	18,00
d 14	9,00	d 24	16,00

+ из нержавеющей стали

ШАЙБА ГОСТ 13465-86 **Все размеры: цинк / хим. окс / 12X18H10T / латунь**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 3	5,00	d 12	4,40
d 4	4,00	d 14	8,00
d 8	3,50	d 20	10,00
d 10	4,00	d 27	22,00

+ ГОСТ 13466

1 исполнение 2 исполнение

ШАЙБА ШЕЗ ОСТ 34-13-131-75

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 4 и 6	8,50	d 22	23,00
d 8 и 10	9,00	d 30 и 38	55,00
d 14	18,00	d 45/55	98,00
d 18	20,00	d 65	150,00

БРОНЗА 12X18H10

Размеры от 4 мм до 65 мм

ШАЙБА ГОСТ 10463-81 и ГОСТ 10462-81 **строго по ГОСТу**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 4	5,80	d 12	6,90
d 8	5,80	d 16	10,50
d 10	6,90	d 20	14,50
		d 24	19,50

100% ГОСТ

+ по DIN

ШПЛИНТ DIN 11024 + по чертежам

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
2,5x40	0,30	6,3x71	2,80
3,2x50	0,5	8x71	4,50
4x40	1,00	10x200	59,00

Огромный Выбор из 12X18H10 + ЛЮБЫЕ ДЛИНЫ до 250 мм

ПРЕСС-МАСЛЕНКИ ГОСТ 19853-74 и ГОСТ 20905-75

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
1.1	3,00	2.2.90	6,00
1.2	4,00	Колпачковые..	цена от 10 шт
1.3	5,00	12.5	250,00
2.1.45	6,00	25	280,00
		12.5	290,00

+ из нержавеющей стали

ШАЙБА ГОСТ 11872-89 **+ 2 исполнение + 12X18H10T** **строго по ГОСТу**

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 12	4,00	d 80	59,00
d 16	5,00	d 120	105,00
d 22	8,00	d 160	150,00
d 42	18,00	d 220	350,00

Размеры от 6 мм до 220 мм

ПРУЖИНЫ
ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ + ИЗ ЛЕНТЫ

ШЛИЦЕВАЯ ГАЙКА ГОСТ 11871-80

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 16	25,00	d 60	310,00
d 24	45,00	d 85	510,00
d 36	90,00	d 100	690,00
d 48	195,00	d 160	1590,00

+ по DIN

Размеры от 10 мм до 200 мм

У ВАС ПОСТОЯННЫЕ ЗАКУПКИ? ТОГДА ВАМ К НАМ !!!
МЫ УДЕШЕВИМ СТОИМОСТЬ!!! НА 10-20%

Таблица 1. Основные характеристики покрытий для резьбовых соединений труб

Номер	Твердые смазочные компоненты в составе	Режим полимеризация (время выдержки, мин. / температура, °C)	Защита от коррозии (ускоренные испытания по стандарту ISO 9227, час)	Нормативный расход, г/м ²
MODENGY 1001	MoS ₂ , C	15 / +23	-	100
MODENGY 1002	MoS ₂	120 / +20	> 160	80
MODENGY 1005	MoS ₂	40 / +200 или 70 / +130	720	70
MODENGY 1014	PTFE, MoS ₂	40 / +200	> 672	55



Рис. 1. Твердосмазочное покрытие MODENGY 1002 на резьбе

Данный материал позволяет отказаться от применения консервационных смазок. Также покрытие может выполнять функцию «подсмазочного» слоя, применяясь вместе с пластичной смазкой, либо являться альтернативой фосфатированию.

Дисульфидмолибденовое покрытие показало отличные результаты в испытаниях на свинчивание в резьбовом соединении обсадной трубы и муфты при совместном применении с резьбоуплотнительной смазкой. АТСП наносилось в качестве «подсмазочного» слоя. Было проведено четыре цикла свинчивания/развинчивания, первые три – с усилием 1500 Н·м, последний – до достижения пластической деформации, которая была зафиксирована на упорных поверхностях при моменте силы затяжки в 4400 Н·м, однако критического износа покрытия на резьбе не было обнаружено.

Для защиты от коррозии резьбовых соединений труб часто применяется фосфатирование. Консервационная смазка проникает в поры фосфатной пленки и удерживается там, что позволяет обеспечивать защиту резьбы. Благодаря высоким антикоррозионным свойствам (более 160 часов по результатам ускоренных испытаний в нейтральном соляном тумане по стандарту ISO 9227) АТСП MODENGY 1002 является отличной альтернативой фосфатированию – эффективному, однако очень трудоемкому и неэкологичному процессу.

Покрытия холодного отверждения MODENGY 1001 и MODENGY 1002 могут наноситься как на производственных площадках, так и в полевых условиях благодаря наличию нескольких вариаций фасовок, среди которых – аэрозольные баллоны. На муфты, которые можно порционно помещать в печь, наносятся покрытия «горячего» отверждения на основе MoS₂ MODENGY 1005 (табл. 1), а также MODENGY 1014 на основе PTFE (политетрафторэтилена) в сочетании с MoS₂. Они характеризуются более высокими антикоррозионными свойствами, несущей способностью и износостойкостью, чем покрытия «холодного» отверждения, однако их применение ограничивается особенностями режима полимеризации – при нагреве деталей до +200°С.

Однократное нанесение таких покрытий обеспечивает защиту резьбовых соединений на протяжении многих циклов «свинчивания-развинчивания», позволяя полностью отказаться от применения пластичных и жидких смазочных составов, фосфатирования и химико-термической обработки металлов.

Основные характеристики покрытий для резьбовых соединений труб представлены в табл. 1. Материалы MODENGY 1001 и MODENGY 1002 наносятся на ниппельные концы труб, MODENGY 1005 и MODENGY 1014 – на муфты.

Применение АТСП в оборудовании для гидроразрыва пласта (ГРП)

Оборудование для гидравлического разрыва пласта эксплуатируется в условиях воздействия химически агрессивных сред и должно надёжно срабатывать даже после продолжительного простоя в скважине. На деталях гидравлических муфт для проведения ГРП применяется антифрикционное твердосмазочное покрытие с дисульфидом молибдена и политетрафторэтиленом, обладающее высокими антикоррозионными свойствами, химостойкостью, износостойкостью (рис. 2).

Оно необходимо для защиты изделий от химической коррозии, износа при прокачке жидкости для гидроразрыва пласта и керамического песка, снижения и стабилизации усилий сдвига при открытии/закрытии механизмов оборудования. Применение АТСП позволяет использовать конструкционные материалы общепромышленного назначения при проектировании механизмов для ГРП вместо дорогостоящих кислотостойких материалов.



Рис. 2. АТСП MODENGY 1014 на деталях оборудования для ГРП



Обзор актуальных применений твердой смазки в нефтегазовом оборудовании

Помимо указанных узлов оборудования, АТСП помогают увеличивать ресурс плашечных превенторов, крепежных изделий нефтяных платформ, клапанов датчиков давления газовых магистралей, подшипников скольжения, торцевых уплотнений, реечных передач клапанов осевого типа, пружин, резьбовых соединений трубопроводов, манифольдов и т.д. Рассмотрим некоторые из этих применений.

Антифрикционные твердосмазочные покрытия используются для повышения ресурса и надежности срабатывания узлов плашечных превенторов. Они эффективно снижают трение и износ трапецидальной резьбы соединения «винт-толкатель» привода плашек.



Рис. 3. Плашкодержатели превентора с АТСП MODENGY 1005

Система на основе дисульфидмолибденового покрытия MODENGY 1005 «горячего» отверждения наносится на плашкодержатели превентора (рис. 3), функционирующие при прямом контакте с агрессивными средами. Данное решение обеспечивает рекордно высокую защиту от коррозии и воздействия агрессивных сред, а также повышает плавность хода и гарантирует надежное срабатывание оборудования при возникновении аварийной ситуации даже после длительного простоя.



Рис. 4. Крепеж морских нефтедобывающих платформ с АТСП MODENGY 1014

Применение покрытия MODENGY 1014 на основе PTFE и MoS₂ является одним из наиболее эффективных решений для защиты крепежных изделий оборудования нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Материал стабилизирует трение, снижает вероятность заедания и образования задиров на витках резьбы, позволяет многократно собирать и разбирать соединения, обеспечивая высокое качество оборудования.

Одна из главных функций покрытия на резьбовом крепеже для шельфовых нефтяных платформ заключается в обеспечении длительной защиты от коррозии в агрессивном морском климате даже при многократном монтаже/демонтаже.

Покрытие демонстрирует отличные результаты в рамках ускоренных испытаний в камере соляного тумана по стандарту ISO 9227 – более 672 часов. При необходимости увеличения антикоррозионных свойств под покрытие наносится слой-праймер. Благодаря этому достигается защита от коррозии более 1000 часов в рамках тех же испытаний (рис. 4).

АТСП обеспечивают надежную работу запорно-регулирующей арматуры. Они наносятся на шпиндели задвижек, реечные передачи для облегчения перемещения компонентов, долговременной защиты от коррозии, предотвращения задиров и прикипания.

Таким образом, применение антифрикционных твердосмазочных покрытий позволяет существенно сократить время и усилия на сборку и обслуживание узлов оборудования нефтегазовой промышленности. Материалы обладают уникальными свойствами, позволяющими эффективно управлять трением, снижать износ и защищать детали от коррозии.

ООО «Моденжи»
241029, Брянск, ул. Олега Кошевого, стр. 34В
тел. (4832) 59-90-49
modengy.ru

MODENGY™

ООО «ВРК-РУС»

Окрасочное оборудование канадской фирмы  V R COATINGS PVT. LTD.

АППАРАТЫ ОКРАСОЧНЫЕ БЕЗВОЗДУШНОГО РАСПЫЛЕНИЯ

Мощные универсальные аппараты безвоздушного распыления с пневматическим приводом для окраски деревянных и металлических объектов, в том числе деталей со сложной геометрией, и нанесения прочих видов покрытий в промышленности и мастерских.

МОДЕЛЬ НОСОРОГ 55.275 RS/F

RS – кислотостойкое (нерж.) исполнение
F – на тележке



Технические характеристики:

- усиление: 55:1
- макс. входное давление воздуха: 7,0 бар
- макс. производительность: 25,0 л/мин.
- макс. давление распыления: 390 бар
- подача при двойном ходе: 275,0 см³
- макс. удаленность: 100 м

МОДЕЛЬ ТИГР 40.110 RS/F

RS – кислотостойкое (нерж.) исполнение
F – на тележке



Технические характеристики:

- усиление: 40:1
- макс. входное давление воздуха: 8,0 бар
- макс. производительность: 6,0 л/мин.
- макс. давление распыления: 320 бар
- подача при двойном ходе: 110,0 см³
- макс. удаленность: 100 м

Окраска
внутри
труб!



+7 (812) 612-20-97



www.wiwa-spb.ru



vrc-rus@mail.ru

НЕКСТ инжиниринг: инжиниринг высших достижений



Компания «НЕКСТ инжиниринг» реализует полный комплекс услуг по проектированию, изготовлению, поставке, монтажу и пусконаладке автоматизированных систем управления технологическими процессами. Из небольшой наукоориентированной компании, основанной в 2015 году, НЕКСТ инжиниринг вырос в высококонкурентное предприятие, востребованное в нефтехимической промышленности.

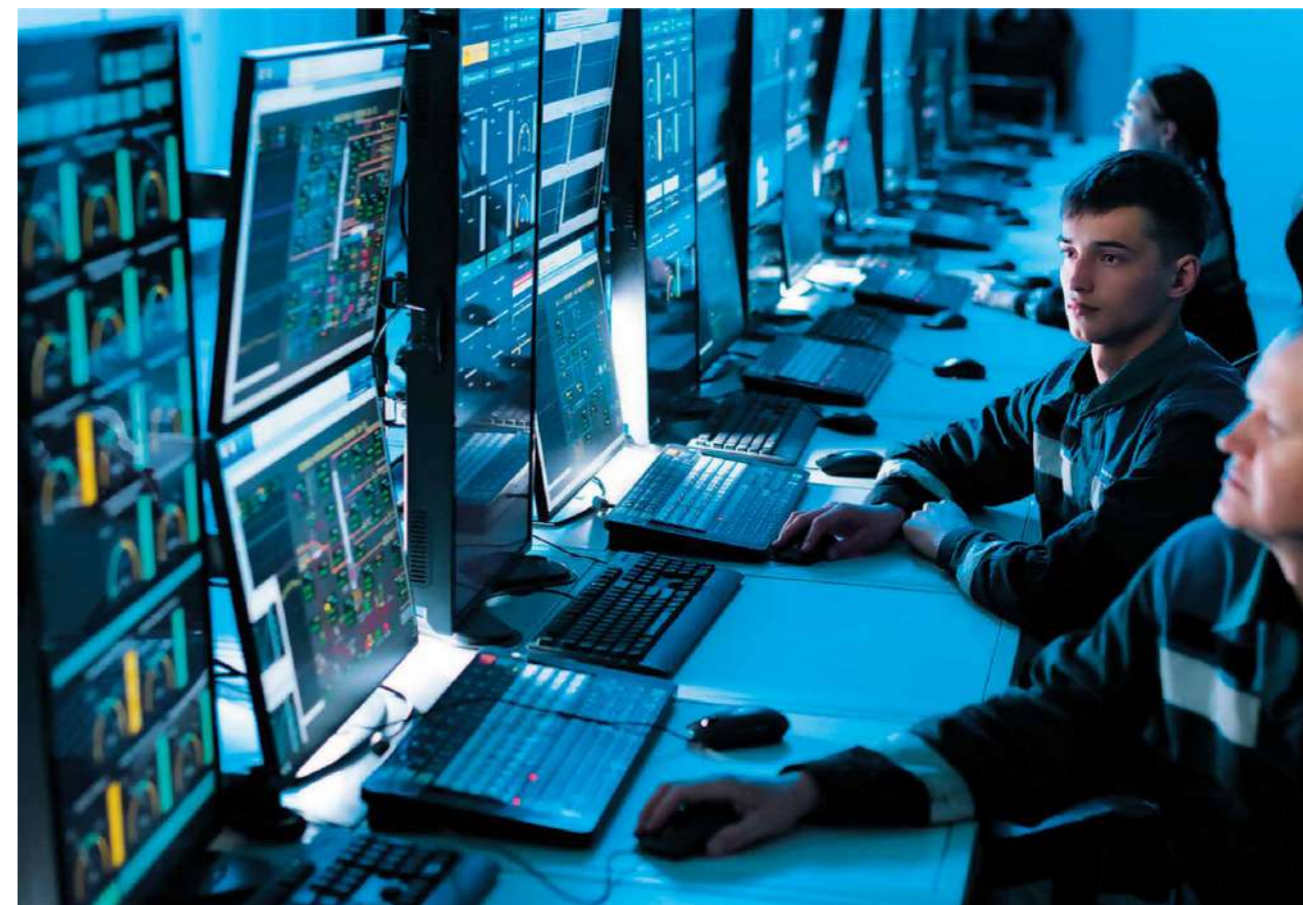
«Интегрируя науку в бизнес, мы создаем инжиниринг высших достижений», – генеральный директор ООО «НЕКСТ инжиниринг» Иван Степанов.

Мультивендорная системная интеграция

Основным направлением деятельности компании «НЕКСТ инжиниринг» является системная интеграция в сфере промышленной автоматизации. Компания занимается разработкой и внедрением крупномасштабных автоматизированных систем управления сложными технологическими процессами в нефтегазовой и химической отраслях. Отличительной особенностью компании является богатый опыт реализации крупных проектов на оборудовании (ПЛК, РСУ и ПАЗ) различных производителей, как зарубежных, так и отечественных. Специалисты компании накопили большой опыт работы на российских контроллерах задолго до 2022 года и массового ухода зарубежных вендоров по АСУТП. Они одни из первых использовали в проектах автоматизации российские контроллеры, что во многом способствовало усилению доверия к ним со стороны заказчиков. Многолетний опыт активного сотрудничества с ведущими российскими производителями оборудования и программного обеспечения для систем автоматизации, эксклюзивные партнерские соглашения, в том числе с производителями оборудования из дружественных стран, сформировали мультивендорный подход к системной интеграции. К настоящему времени компанией реализовано большое количество проектов АСУТП на оборудовании ООО «Прософт-Системы» (ПЛК REGUL R500), АО «Нефтеавтоматика» (ПЛК MKLogic-500), АО «Экоресурс» (ПЛК «БАЗИС 100»), АО «Элара» (ПТК «Сура») и других.

При реализации крупномасштабных распределенных систем управления, таких как АСУТП агрегата синтеза аммиака или АСУТП установки замедленного коксования НПЗ, применяются программно-технические комплексы (РСУ и ПАЗ) из дружественных стран.

Особую роль в развитии этого подхода сыграла экспертность специалистов НЕКСТ инжиниринг – профессионалов в области промышленной автоматизации, где каждый сотрудник имеет большой опыт, ответственность и компетентность: они входят в Попечительские Советы вузов, читают лекции для студентов, создают тренировочные стенды на базе контроллеров российского производства.



Сотрудниками компании успешно выполнено свыше 100 проектов по внедрению автоматизированных систем на промышленных предприятиях: от небольших систем до крупномасштабных АСУТП сложных химических и нефтехимических производств, информационной мощностью в десятки тысяч сигналов.

Также компания занимается производством систем оперативного и коммерческого учета жидких и газообразных сред.

Компания производит системы измерений количества и показателей качества природного газа (СИКГ), нефти (СИКН) и нефтепродуктов (СИКНП). Высокое качество продукции, многолетний опыт сотрудников и внимательное отношение к требованиям заказчиков позволяют расширять и развивать данное направление деятельности.

Среди заказчиков ООО «НЕКСТ инжиниринг»: ПАО «Сибур», ПАО «Фосагро», АО «ОХК «Уралхим», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «Арктик СПГ 2», ПАО «Нижнекамскнефтехим» и многие другие.

Ведущими направлениями деятельности НЕКСТ инжиниринг являются:

- Разработка и внедрение АСУТП (РСУ и ПАЗ);
- Производство систем учета нефти и газа;
- НИОКР.





Датчиковая измерительная аппаратура

НИОКР. Гранты. Патенты

Компания ведет активную научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу (НИОКР) с целью разработки и тестирования распределенных систем управления российского производства. В 2015 году компания «НЕКСТ инжиниринг» выиграла три федеральных гранта Фонда содействия инновациям на разработку трехуровневой системы автоматизации. Это современное решение по мониторингу и управлению распределенными объектами на базе собственных научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок. Разрабатываемая система базируется на «облачных» решениях и может быть развернута как в публичном, так и в частном облаке (в зависимости от требований заказчика). Взаимодействие пользователя с системой осуществляется через веб-браузер с персонального компьютера или мобильного устройства.

Интеллектуальная собственность на научные разработки защищена авторскими свидетельствами.

Система состоит из трех уровней автоматизации. В качестве **верхнего уровня автоматизации** в системе выступает Облачная платформа диспетчеризации и мониторинга. Разработанная платформа (Web SCADA) позволяет реализовать сбор, хранение, обработку и представление данных для решения задач мониторинга и управления объектами. Платформа позволяет организовать сбор данных с оборудования по различным протоколам, что позволяет подключать к системе как устройства, разработанные НЕКСТ инжиниринг, так и оборудование сторонних производителей. Платформа позволяет осуществлять мониторинг и управление объектами посредством веб-браузера с экрана персонального компьютера или мобильного устройства.

В качестве **среднего уровня автоматизации** в системе выступает Универсальный программируемый логический контроллер, интегрированный с облачной платформой диспетчеризации и мониторинга. ПЛК представляет собой полнофункциональный компактный программируемый логический контроллер, позволяющий строить сложные системы автоматизации. ПЛК интегрируется с устройствами верхнего и нижнего уровней в единое комплексное решение по автоматизации и управлению техническими объектами.

На базе ПЛК в качестве системообразующего компонента возможно построение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) низкой и средней сложности.

В качестве **нижнего уровня автоматизации** в системе выступает Универсальное беспроводное устройство сбора и передачи данных, интегрированное с облачной платформой диспетчеризации и мониторинга. УСПД выполняет функции сбора, первичной обработки и передачи данных, полученных от полевого оборудования, на вышестоящий уровень (ПЛК, SCADA). УСПД принимает сигналы от аналоговых и цифровых датчиков и передает их по стандартным протоколам посредством проводных и беспроводных каналов связи. Устройства могут обмениваться информацией между собой, образуя самоорганизующуюся сеть, увеличивая таким образом зону покрытия беспроводной сети. УСПД находит применение в системах мониторинга и управления удаленными и автономными объектами, АСУЭ и АСТУЭ, системах диспетчеризации в промышленности и энергетике.

Удар / Сила / Давление / Вибрация / Акустическая эмиссия



Полный цикл разработки лабораторные испытания, точный контроль всех работ



Основан в 1991 году

Сделано в России

globaltest.ru



ООО «НЕКСТ инжиниринг»
420095, Казань, ул. Восстания, д. 100, корп. 1050
тел. (843) 216-30-44
mail@nexteng.ru
nexteng.ru

Барьеры искрозащиты

КА5003Ех и КА5004Ех для сигналов температурных датчиков и потенциометров – надежная защита на взрывоопасном производстве

В статье представлены барьеры искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех российского разработчика и производителя НПФ «КонтрАвт». Барьеры применяются для преобразования и разветвления сигналов термопар, термометров сопротивления и потенциометров, расположенных во взрывоопасной зоне, и их воспроизведение в виде унифицированных токовых сигналов 4...20 мА во взрывобезопасной зоне.

Обеспечение взрывозащиты во взрывоопасных зонах и за их пределами – актуальная потребность безопасности на предприятиях нефтегазового сектора. Автоматизация взрывоопасных производств требует, в том числе, обеспечения искробезопасности электрических цепей с помощью специальных устройств – барьеров искрозащиты.

Задача этих устройств – ограничить ток и напряжение в электрических цепях и тем самым исключить возможность воспламенения взрывоопасной среды, а также измерить, преобразовать и передать электрические силовые и информационные сигналы во взрывоопасной зоне и в нее.

Предприятия нефтегазового сектора уже более 8 лет успешно применяют для решения этих задач активные барьеры искрозащиты серии КА5000Ех от научно-производственной фирмы «КонтрАвт» – известного нижегородского разработчика и производителя средств и систем автоматизации, и управления технологическими процессами.

Компания «КонтрАвт» работает на рынке автоматизации с 1993 года и отличается системным подходом к формированию номенклатуры барьеров искрозащиты, способной предложить нефтегазовому сектору набор оптимизированных и надежных решений под разные типы задач.

Серия активных барьеров искрозащиты КА5000Ех включает в себя более 17 видов барьеров (общее число модификаций при этом более 60), разделенных на 4 группы:

1. Приемники аналоговых сигналов из взрывоопасной зоны.
2. Передатчики аналоговых сигналов во взрывоопасную зону.
3. Приемники дискретных сигналов из взрывоопасной зоны.
4. Управляемые источники питания (передатчики активных дискретных сигналов во взрывоопасную зону).

Барьеры КА5000Ех имеют сертификаты соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011) и уровня полноты безопасности 2 (SIL2) и 3 (SIL3).

Барьеры КА5000Ех имеют 2 вида взрывозащиты:

- Взрывозащита вида «i» – искробезопасная цепь. В случае появления искры в приборе её мощности будет недостаточно для производства взрыва. Уровень взрывозащиты – «ia». Маркировка взрывозащиты вида «ia» – [Ex ia Ga] IIC.
- Взрывозащита вида «n» – неискрящее электрооборудование. В барьерах конструктивно отсутствуют искрящие элементы и нагревающиеся поверхности. Барьеры могут располагаться в зоне 2 во внешней оболочке со степенью защиты не ниже IP54. Маркировка взрывозащиты вида «n» – 2Ex nA IIC T4 Gc X.

Барьеры искрозащиты КА5000Ех имеют высокий уровень метрологических характеристик:

- класс точности 0,1;
- широкий диапазон температур эксплуатации (-40°C...+70°C);
- отличную температурную стабильность преобразования 0,025%/градус;
- высокую степень устойчивости к воздействию электромагнитных помех.

Рассмотрение серии барьеров искрозащиты КА5000Ех начнем с первой группы барьеров – приемников аналоговых сигналов из взрывоопасной зоны.

Остановимся на первой подгруппе – барьерах искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех для работы с сигналами температурных датчиков и потенциометров. Вторая подгруппа барьеров для работы с унифицированными сигналами 4...20 мА будет описана в следующей статье.

Предназначение барьеров искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех

Итак, барьеры КА5003Ех и КА5004Ех предназначены для работы с сигналами термопар, термометров сопротивления, потенциометров и потенциометрических датчиков. Кроме того, они могут измерять напряжение (-75...+75) мВ и сопротивление резисторов в диапазоне (0...4800) Ом.

Оба барьера являются одноканальными по входу. Они принимают на один универсальный вход любой тип этих сигналов от датчиков, расположенных во взрывоопасной зоне и преобразуют их в унифицированные токовые сигналы 4...20 мА безопасной зоны.

Барьеры искрозащиты КА5000Ех

- Сертификаты SIL2, SIL3 • Гарантия – 3 года • Межповерочный интервал – 5 лет •
- Внесены в реестр крупнейших нефтегазовых компаний РФ •

Серии КА50xxЕх, КА51xxЕх – Приемники и передатчики токового сигнала 4...20 мА



1 и 2 канала
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- входы активные/пассивные
- выходы активные/пассивные
- протокол HART
- питание датчиков
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА500xЕх



Приёмники сигналов термопар, термопреобразователей сопротивления и потенциометров
1 канал
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- конфигурирование по USB
- выходы активные 4...20 мА
- сигнализация
- передача данных по RS-485
- выход «АВАРИЯ» на шине
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА52xxЕх



Приёмники дискретных сигналов
1, 2 и 4 канала

- входы «сухой контакт», контакт с контролем целостности цепи, сигнал стандарта NAMUR
- выходы «СИГНАЛ» и «ОШИБКА» в каждом канале
- общий выход «ОШИБКА» на шине
- питание датчиков NAMUR
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА531xЕх



Передатчики дискретных сигналов, управляемые источники питания
1, 2 и 4 канала

- питание измерительного или управляющего оборудования
- управление исполнительными устройствами
- ограничение тока при больших нагрузках
- гальваническая развязка
- шина питания



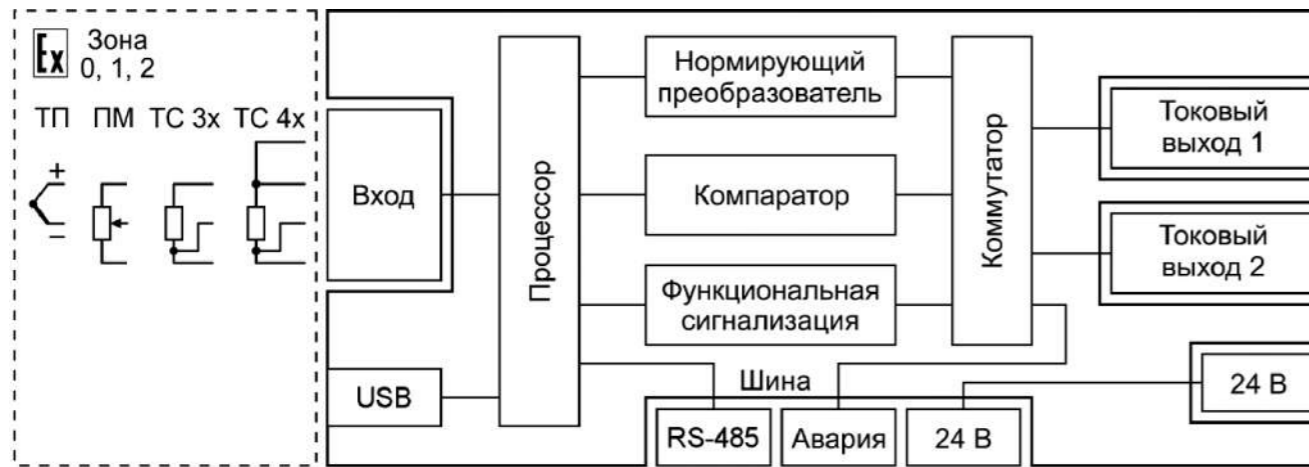


Рис. 1. Схема барьера искрозащиты КА5003Ех

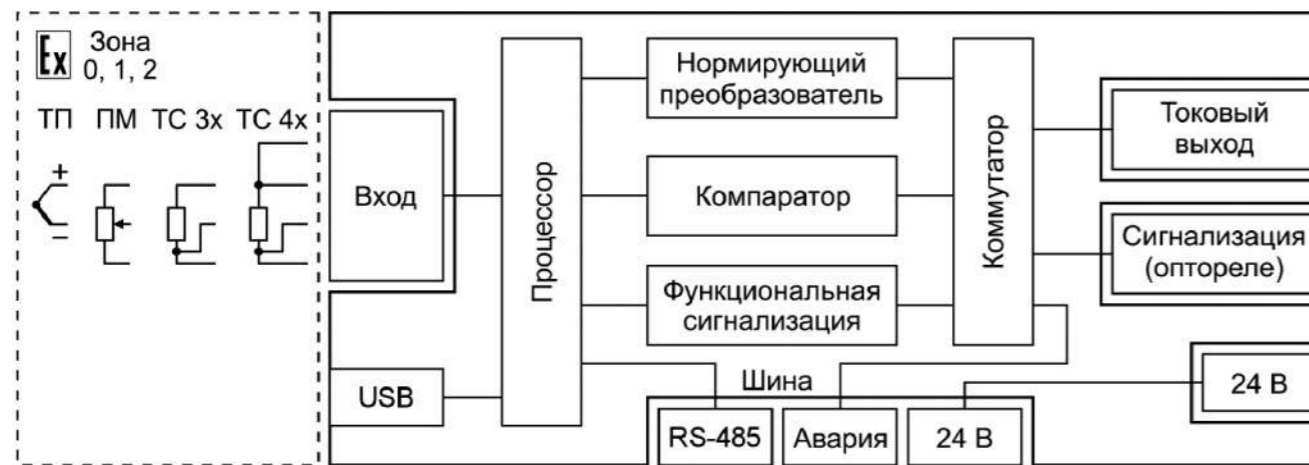


Рис. 2. Схема барьера искрозащиты КА5004Ех

Подключение датчиков к барьерам возможно по трехпроводной или четырехпроводной схеме. Если возникает необходимость применения двухпроводной схемы, то при конфигурировании барьера пользователь выбирает один из этих двух вариантов, а на клеммах прибора устанавливает соответствующие переключки.

Отметим, что барьер КА5004Ех имеет только один активный токовый выход 4...20 мА, а барьер КА5003Ех имеет два таких выхода. Таким образом, барьер КА5003Ех является разветвителем измеренного сигнала «1 в 2». Это первое ключевое отличие двух моделей барьеров между собой (рис. 1 и 2).

Параметрическая сигнализация

Оба барьера искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех могут выполнять функцию компаратора для контроля выхода измеренного сигнала за допустимые пределы.

Для этого в некоторых модификациях данных барьеров в качестве опции реализована параметрическая сигнализация.

Возможные функции компаратора: «Больше», «Меньше», «В интервале», «Вне интервала» (табл. 1).

Функции сигнализации реализуются программно встроенным компаратором. Состояние компаратора можно считать по интерфейсам (USB и/или RS-485).

Если необходимо сформировать внешний сигнал сигнализации, то это возможно сделать несколькими путями:

- Использовать модификацию барьера со специальным штатным выходом СИГНАЛИЗАЦИЯ на оптореле. Такие модификации есть только у барьера КА5004Ех (табл. 2). У барьера КА5003Ех таких модификаций нет. Это второе ключевое отличие данных моделей барьеров.
- Подать сигнал компаратора на любой токовый выход.
- Подать сигнал компаратора на отдельный выход АВАРИЯ на шине (для модификаций, имеющих шинный соединитель).

Варианты 2 и 3 реализуются путем соответствующего конфигурирования барьера. В этом случае штатное применение указанных выходов становится недоступным.

Таким образом, барьер КА5003Ех (модификации, имеющие шину) может совместить в себе функции разветвителя сигнала «1 в 2» и сигнализатора по уровню измеренного параметра с помощью выхода АВАРИЯ.

Дополнительно для функций параметрической сигнализации могут быть также заданы задержка времени срабатывания (то есть времени, в течение которого должно сохраняться условие срабатывания сигнализации, чтобы она сработала) и режим отложенной сигнализации при включении. В режиме отложенной сигнализации игнорируется первое условие срабатывания сигнализации после включения питания. Это позволяет исключить ненужное срабатывание сигнализации в процессе установления режимов работы оборудования после включения питания.

Таблица 1. Функции компараторов для параметрической сигнализации

Наименование функций	Вид функций
Прямая функция («Больше») с независимым заданием порогов срабатывания	1
Обратная функция («Меньше») с независимым заданием порогов срабатывания	2
Попадание в интервал (функция «В интервале») с независимым заданием границ интервала и ширины зоны гистерезиса Δ	3
Попадание вне интервала (функция «Вне интервала») с независимым заданием границ интервала и ширины зоны гистерезиса Δ	4

Интерфейсы

Во всех модификациях барьеров КА5003Ех и КА5004Ех присутствует интерфейс USB для конфигурирования, обмена данными и управления барьерами по сети.

Некоторые модификации (табл. 2) имеют дополнительно еще интерфейс RS-485 с протоколом MODBUS RTU.

С помощью данного интерфейса можно организовать обмен данными между прибором и контроллерами по сети, а также осуществлять дистанционное управление выходами прибора.

Эта возможность позволяет использовать барьер искрозащиты в качестве модуля ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов.

Заметим, что у модификаций барьеров КА5003Ех и КА5004Ех с поддержкой интерфейса RS-485 (табл. 2), интерфейс RS-485 подключается по шине.

Шинный соединитель

Как уже упоминалось в некоторых модификациях обоих моделей барьеров (табл. 2) присутствует шинный соединитель, позволяющий иметь на шине отдельный выход АВАРИЯ и подключать по ней интерфейс RS-485.

Кроме того, наличие шинного соединителя также позволяет организовать питание 24 В группы барьеров. Если на одной DIN-рейке рядом располагается много приборов, то из соображений удобства их питание рекомендуется организовать именно по шине.

Возможны два варианта организации такого питания группы барьеров:

- Питание подается на клеммы одного барьера, далее через него питание поступает на шину и соответственно на другие барьеры. Таким способом можно запитать группу до 5 барьеров.
- Питание можно подать непосредственно на шину с помощью разъемного клеммного соединителя (не входит в комплект поставки барьеров и приобретается отдельно). Так можно запитать до 30 барьеров любых модификаций.

Обнаружение аварийных ситуаций

Оба барьера позволяют обнаруживать различные аварийные ситуации: выход измеренного сигнала за допустимый диапазон, обрыв датчика, целостность параметров в энергонезависимой памяти и др.

О возникновении аварийной ситуации можно визуально судить по миганию светодиодного индикатора ПИТ/АВАР. на передней панели барьера.

Кроме того, в этом случае формируется аварийный уровень токового выходного сигнала, который может быть зафиксирован измерительной системой потребителя сигнала.

Модификации барьеров с шинным соединителем имеют дополнительный отдельный выход АВАРИЯ на оптореле. На данный выход можно вывести обобщенный сигнал АВАРИЯ, который срабатывает при возникновении аварийной ситуации.

Параметры аварийной сигнализации конфигурируются пользователем при настройке прибора.

Гальваническая развязка

Барьеры являются активными, поэтому входные и выходные цепи гальванически развязаны между собой и цепями питания. У барьера КА5003Ех два токовых выхода дополнительно изолированы между собой. Электрическая прочность изоляции: ~1500 В, 50 Гц.

Интерфейс RS-485, присутствующий в некоторых модификациях барьеров (табл. 2), также гальванически изолирован от остальных цепей.



Таблица 2. Все доступные к заказу модификации барьеров искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех

Обозначение	Каналы	Интерфейсы	Сигнализация	Шинный соединитель
КА5003ЕХ-10	1 в 2	USB	Нет	Есть
КА5003ЕХ-12	1 в 2	USB, RS-485	Нет	Есть
КА5004ЕХ-01	1	USB	Есть	Нет
КА5004ЕХ-11	1	USB	Есть	Есть
КА5004ЕХ-13	1	USB, RS-485	Есть	Есть

Конфигурирование

Барьеры КА5003Ех и КА5004Ех является конфигурируемыми устройствами, то есть многие функции и параметры барьеров можно настроить под конкретную задачу.

Конфигурирование выполняется либо по USB-интерфейсу, либо по интерфейсу RS-485 с помощью специального сервисного программного обеспечения SetMaker.

С помощью этого ПО можно не только настроить барьер (выбрать тип и границы диапазона преобразования, функции сигнализации, задать пороги ее срабатывания, сформировать аварийные уровни выходного токового сигнала), но и быстро скопировать сохраненную конфигурацию в другие приборы, тем самым ускорив их настройку.

Узкий корпус

Барьер искрозащиты КА5003Ех и КА5004Ех имеют малые габариты, прежде всего малую ширину корпуса (12,5 или 17,5 мм).

Концентрация сигналов в шкафах автоматики велика, поэтому сокращение размеров приборов является для компании «КонтрАвт» приоритетной задачей.

Обратим внимание, что при правильном конфигурировании монтаж барьеров вплотную друг к другу возможен во всем диапазоне температур эксплуатации, то есть до +70°C.

Оптимизация тепловыделения и борьба с перегревом

Как известно, плотному монтажу приборов в узком корпусе 12,5 мм препятствует весьма существенное тепловыделение, которое происходит при формировании сигналов 4...20 мА, особенно при малых нагрузках.

Для борьбы с этим явлением во всех модификациях барьеров КА5003Ех и КА5004Ех реализован специальный механизм снижения тепловыделения внутри барьера при малых значениях сопротивления нагрузки.

Пользователь при конфигурировании прибора с помощью ПО SetMaker может указать значение сопротивления используемой нагрузки Rн.

С учетом введенного значения приборы оптимизируют напряжение питания блока формирования выходной токовой петли. Значение напряжения автоматически подбирается таким образом, чтобы основное выделение тепла происходило на нагрузке Rн, а не внутри прибора, исключив тем самым перегрев корпуса.

НПФ «КонтрАвт» – российский производитель средств и систем автоматизации и управления технологическими процессами.

Год основания компании – 1993. Место нахождения – г. Нижний Новгород.

Компания концентрирует свои усилия на разработке и производстве контрольно-измерительного оборудования следующих основных продуктовых направлений:

- Нормирующие измерительные преобразователи серий НПЦИ, ПНТ, ПСТ;
- Барьеры искрозащиты серии КА5000Ех;
- Модули удаленного ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов серии MDS;
- Технологические измерители-регуляторы (температурные контроллеры, терморегуляторы и ПИД-регуляторы) серии МЕТАКОН;
- Видеографические регистраторы (электронные безбумажные самописцы технологических параметров) серии ИНТЕГРАФ.

Модификации

К заказу доступны 2 модификации барьера КА5003Ех и 3 модификации барьера КА5004Ех. Код модификации представляет собой две цифры после наименования модели барьера.

Первая цифра указывает на наличие/отсутствие шинного соединителя:

- 0 - без шинного соединителя;
- 1 - с шинным соединителем (питание, дополнительный выход АВАРИЯ).

Вторая цифра указывает на наличие/отсутствие сигнализации и интерфейса RS-485:

- 0 - сигнализации и интерфейса RS-485 нет;
- 1 - сигнализация есть, интерфейса RS-485 нет;
- 2 - сигнализации нет, интерфейс RS-485 есть;
- 3 - сигнализация и интерфейс RS-485 есть.

Для удобства все доступные к заказу модификации барьеров КА5003Ех и КА5004Ех сведены в табл. 2.



ООО НПФ «КонтрАвт»
603009, Нижний Новгород,
пр-т Гагарина, д. 168, оф. 309
тел. (831) 260-13-08
sales@contravt.ru
contravt.ru



TURBO FLOW UFG-H

расходомер-счетчик ультразвуковой

- Широкий динамический диапазон 1:2500
- Погрешность измерения до $\pm 2,0/1,0\%$
- Встроенная интеллектуальная система самодиагностики
- Дистанционная передача данных по стандартам связи NB-IoT, GPRS
- Возможность дистанционного считывания по Bluetooth
- Имитационная поверка на месте эксплуатации
- Возможность замены элемента питания без демонтажа с трубопровода
- Непрерывное ведение часовых/суточных независимых архивов измеренных параметров, событий и изменений настроек
- Не требует прямолинейных участков до и после расходомера



Предназначен для коммерческого и технологического учета газа на объектах коммунально-бытового хозяйства и промышленных предприятиях, газораспределительных пунктах, котельных

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



Прорыв в области метрологии жидких углеводородов: Turbo Flow UFL – ультразвуковой расходомер жидкости

ГК «Турбулентность-ДОН» имеет многолетний опыт работы в нефтегазовой отрасли и зарекомендовала себя как надежный и ответственный поставщик средств измерений. Используя накопленные компетенции в производстве высокоточных приборов учета газа, основанных на ультразвуковом методе измерения, специалисты компании сконцентрировали свои усилия над решением задачи учета жидких углеводородов (нефти и нефтепродуктов разной вязкости, сжиженных газов), что позволило создать комплекс, отвечающие современным требованиям в области метрологического обеспечения. Этот уникальный продукт сочетает в себе возможность применения на различных средах, обеспечивая при этом необходимую точность измерений.

Начало проекта: запрос ПАО «Транснефть»

Во второй половине 2023 года компания «Турбулентность-ДОН» получила запрос от ПАО «Транснефть». В рамках проекта по реконструкции системы обнаружения утечек потребовалось спроектировать и установить два ультразвуковых расходомера для учета нефтепродуктов. Эта задача послужила отправной точкой для начала разработки технического решения и организации производства указанных приборов.



Проект: Техническое перевооружение системы обнаружения утечек
Объект: Колодец на трубопроводе

Разработка уникальных технических решений

Партнерство с таким гигантом как ПАО «Транснефть» потребовало не только использования передовых технологий, но и разработки уникальных решений, способных оптимизировать процессы метрологического контроля на их объектах. Были проведены обширные исследования, нацеленные на улучшение точности и эффективности измерений, необходимых для обеспечения безопасности и надежности работы расходомера.

Специально разработанные высокочастотные ультразвуковые датчики малочувствительны к загрязнениям и наличию примесей в измеряемой среде.

Датчики позволяют проводить измерения при температурах измеряемых сред от -45°C до $+320^{\circ}\text{C}$.

Их конструктив и подобранные материалы разработаны таким образом, что позволяют проводить измерения не только при низких температурах, но и дополнительно снижают влияние акустических помех.



Высокочастотные ультразвуковые датчики

Ультразвуковой расходомер жидкости Turbo Flow UFL

Принцип работы расходомеров основан на методе измерений разности между временем прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока жидкости. Измеренная разность времени пропорциональна скорости потока и объемному расходу жидкости. По измеренным значениям объемного расхода и объема, давления и температуры среды известного состава вычисляются значения плотности, массового расхода и массы жидкости. Информация о плотности жидкости вводится в виде условно-постоянного параметра.

Блок управления измеряет разность времени прохождения сигналов по потоку и против потока, которая пропорциональна скорости потока.

Измеренная величина преобразуется в массовый расход жидких углеводородов, нефти и нефтепродуктов и другие параметры измеряемой среды. Класс точности прибора позволяет обеспечивать высокую степень повторяемости и стабильности измерений по времени с относительной погрешностью $\pm 0,3\%$. В конструкции расходомера не применяются подвижные части, в связи с чем обеспечивается высокая надежность расходомера.

Преимущества ультразвукового расходомера жидкости Turbo Flow UFL

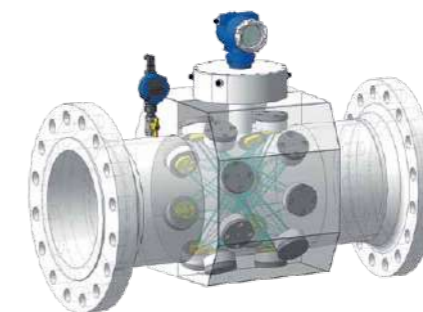
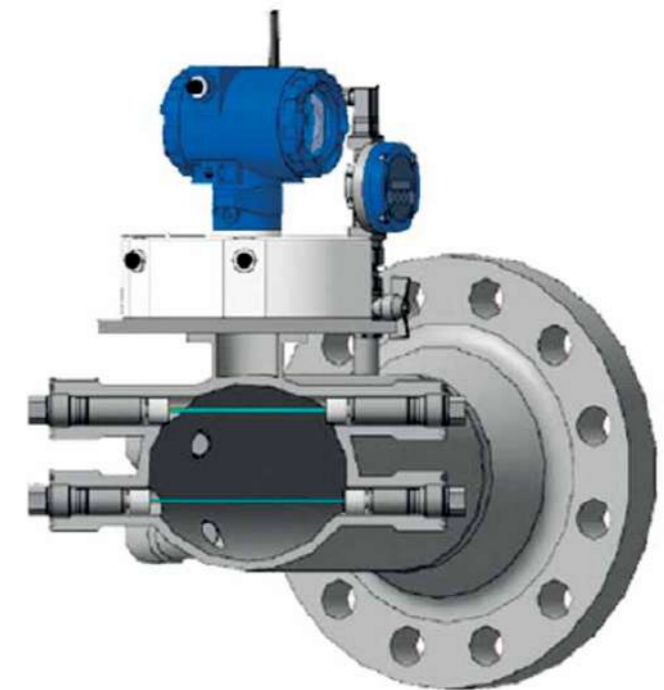
Новый ультразвуковой расходомер жидкости Turbo Flow UFL предназначен для коммерческого и технологического учета жидкости и нефтепродуктов, а также для учета асимметрии и реверсивного движения жидкости.

Он отличается высокой точностью измерений, межповерочным интервалом 5 лет, встроенной интеллектуальной системой самодиагностики, а также широким динамическим диапазоном, условным диаметром от 25 до 1600 мм.

В расходомерах предусмотрены: возможность замены попарно согласованных ультразвуковых приемопередатчиков, под рабочим давлением без остановки потока, автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин.



Ультразвуковой расходомер жидкости Turbo Flow UFL



Turbo Flow UFL схема 1



Turbo Flow UFL схема 2





Интеллектуальная система управления



Интеллектуальная система управления и самодиагностики автоматически подстраивает уровень и частоту следования ультразвуковых импульсов, в зависимости от плотности среды и степени загрязнения измерительного трубопровода.

Система самодиагностики реализована на базе контроля трех параметров: измеренной скорости звука, соотношения сигнал-шум, коэффициента усиления сигнала АРУ.

Модификации

Помимо стандартной комплектации, возможны варианты с полным дублированием средств измерений, корпусом различной формы с защитным кожухом и вариант для установки на трубопровод.



Расходомеры Turbo Flow UFL обеспечивают выполнение следующих функций:

- Архивирование в энергонезависимой памяти и вывод на показывающее устройство результатов измерений и вычислений объема, расхода, температуры, давления, архивов событий и параметров функционирования;
- Введение и регистрацию значений условно-постоянных величин;
- Защиту от несанкционированного доступа к параметризации и архивам;
- Передачу измеренных данных, параметров настройки и архивной информации;
- Разделение и ограничение напряжения и тока в искробезопасных цепях.



Модификации

В результате сотрудничества с ПАО «Транснефть» удалось достигнуть значительных результатов и открыть новые возможности для развития современных метрологических технологий. Этот прорыв в области метрологии является важным шагом вперед для всей отрасли.



ГК «Турбулентность-ДОН»
г. Ростов-на-Дону
тел. (863) 203-7780, 203-7785
info@turbo-don.ru
turbo-don.ru



ПРОМПРИБОР-Р

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ



**СДЕЛАНО
В РОССИИ**

17 ЛЕТ ОПЫТА С ТОЧНОСТЬЮ ДО АТОМА



PRIBOR-R.RU

8 (800) 500-71-25



«Приборостроение в России развивается вместе с промышленностью»

В рамках Российского нефтегазохимического форума в Уфе генеральный директор компании «Промприбор-Р» Иван Лебедев рассказал о развитии отечественных технологий в производстве газоанализаторов и о том, как предприятие подходит к решению кадрового вопроса.



Иван Викторович ЛЕБЕДЕВ – генеральный директор ООО «Промприбор-Р»



Иван Викторович, насколько развит технологический суверенитет в отечественном приборостроении, в частности среди производителей измерительного оборудования?

Импортонезависимость возможна только в условиях технологического суверенитета. Что касается отрасли, в которой трудимся мы, в частности в производстве газоанализаторов для обеспечения безопасности опасных производственных объектов, я считаю, мы впереди планеты всей. В этом узком направлении технологический суверенитет достигнут: организации, которые существуют на рынке не менее 10 лет, ведут собственные разработки, используют собственную схемотехнику и ПО. Предприятия не стоят на месте и активно конкурируют друг с другом.



Компания «Промприбор-Р» тоже развивается в этом направлении?

Да, в этой части мы развиваемся непрерывно, модернизируем оборудование. На нашем стенде представлен прибор, способный одновременно анализировать четыре разных газа. Сейчас это устройство проходит процедуру сертификации. Технические усовершенствования ведутся не только у нас в компании, но и в целом по отрасли.



Ранее вы говорили, что наши крупные предприятия неохотно присматриваются к отечественным решениям. Но любое оборудование требует еще обслуживать. Начали ли предприятия сегодня поворачиваться в сторону российских производителей средств промышленной безопасности? Готовы ли вы к вызовам в этой части?

Мы всегда готовы, потому что являемся разработчиками газоаналитического оборудования, осуществляем как гарантийное, так и постгарантийное обслуживание. Наши новые приборы «Сигма-05» рассчитаны на срок службы не менее 20 лет. Со своей стороны, мы можем обслуживать эти устройства в довольно больших объемах.

Что касается спроса на российскую продукцию, я могу сказать, что за последний год на всевозможных форумах эта тема стала обсуждаться по нарастающей. Это хорошо, значит, специалисты в компаниях могут применить это на практике, а не покупать импортное по привычке, несмотря на сложности с логистикой и кратное увеличение цены. Тем не менее массового промышленного патриотизма у нас пока и не возникло, хотя восходящая тенденция заметна. Сейчас в трендах находится технологический суверенитет, и это хорошо. Я уверен, что все вместе мы придем к положительному результату.



Какова динамика аварийности на промышленных производствах? Можно ли сказать, что предприятия до сих пор игнорируют требования безопасности?

Здесь мы можем обратиться только к статистике Ростехнадзора. Самое основное – это не только предотвращение техногенных катастроф, но и сохранение человеческих жизней. В целом количество погибших в техногенных авариях за последние три-пять лет не меняется. Тем не менее законодательная гильотина об уменьшении количества проверок предприятий III-IV классов опасности не сыграла положительной роли в этой части. Эта статистика заставляет задуматься о том, что все-таки контроль в части промышленной безопасности следует не ослаблять, а вернуть к прежним нормам.





На ваш взгляд, насколько продвинулась страна в части прививания культуры безопасности на предприятиях? Удалось ли перевоспитать инженеров по охране труда и технических директоров?

Часто бывая на различных конференциях и форумах, я вижу, что этой теме уделяется большое внимание. Все дело в правильном контроле: нужно делать акцент на проблемных моментах, но не перегибать палку.



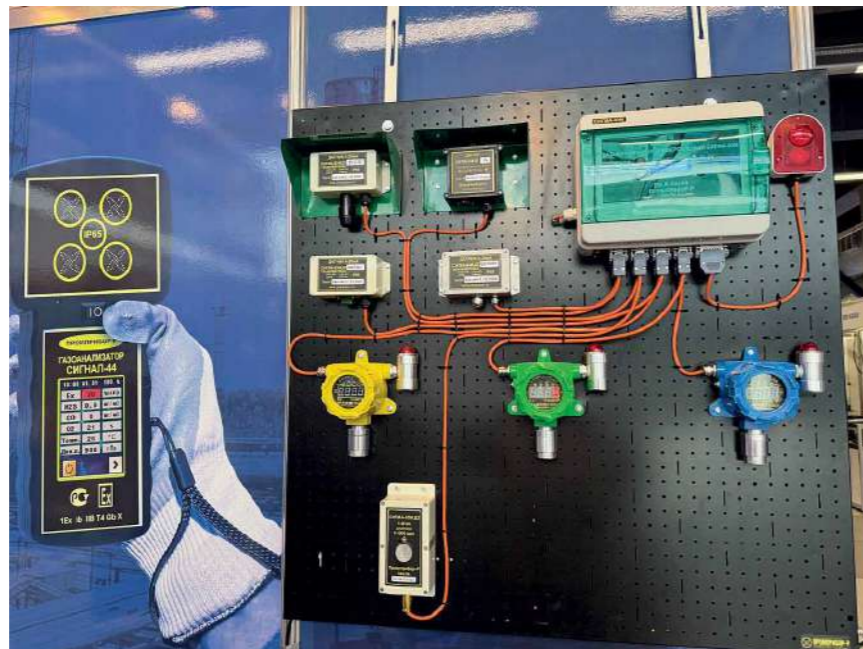
Какие конкурентные преимущества у вашей продукции, помимо точности?

Наши приборы конкурентны по цене. Если сравнивать с аналогами российских производителей, наша продукция дешевле. Второе преимущество – это сроки. Основную массу продукции мы держим на складе, и, чтобы отправить ее потребителю, нам достаточно недели. Это связано с тем, что приборы требуют поверки: для этого у нас есть аккредитованная метрологическая лаборатория. И третий момент – мы очень гибки в плане доработок и изменений, которые не влияют на точность метрологических измерений.



Насколько независима от импорта ваша компонентная база?

Мы ориентируемся на отечественных производителей деталей, используемых в нашей продукции. В 2022 году мы вынужденно расширили список поставщиков как составных частей нашего оборудования, так и средств производства. Если мы продаем свои изделия российским потребителям, то и сами должны использовать российские материалы.



Хотелось бы узнать ваше мнение о будущем приборостроения в нашей стране. Каким оно будет?

Приборостроительная отрасль никуда не денется и будет только развиваться, потому что в промышленности важна безопасность. По мере роста технологий промышленности будет развиваться и приборостроение. Все взаимосвязано. Первостепенная задача любого руководителя – это развитие собственного предприятия и производства, привлечение кадров, обучение. Кадровый вопрос сейчас стоит очень остро, на любой повестке он обсуждается вместе с технологическим суверенитетом и импортонезависимостью. Мы тоже вносим небольшую лепту в решение этой проблемы: совместно с Департаментом образования и Департаментом инвестиционной и промышленной политики города Москвы проводим для студентов технических специальностей и школьников экскурсии на свое предприятие. Кроме того, студенты Московского энергетического института проходят у нас производственную практику.



Каким видится кадровый потенциал в будущем с точки зрения участников рынка? Удастся ли решить проблему нехватки специалистов?

На пленарной сессии поднимался вопрос модернизации техникумов, привлечения туда молодежи. Этот процесс уже запущен. Но для того, чтобы выучить специалиста, требуется определенное время. Как я вижу, проблема кадрового голода будет усугубляться. Пять лет назад мы начали возвращать кадры сами, и многие предприятия сегодня тоже готовят специалистов со студенческой скамьи. Нужно подстроиться под реалии и работать с тем, что есть. Я думаю, что в скором времени мы получим массу людей не просто с образованием в виде бумаги, а специалистов с глубокими знаниями и интересом к работе. Но начинать мы будем с экскурсий, чтобы молодые люди видели, какие специальности существуют, и могли выбирать то, что им больше нравится. Я всегда в конце экскурсий присутствую на предприятии, беседую с группами и говорю: «Главное, чтобы работа была вам по душе».



ООО «Промприбор-Р»
115280, Москва, ул. Автозаводская,
д. 16, корп. 2, стр. 17, эт. 2, ком. 14
тел. 8 (800) 500-7125
office@prompribor-r.ru,
pribor-r.ru

**КОМПЛЕКСНЫЕ
ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ,
ТЕХНОСФЕРНОЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОАУДИТА**



**НЭС
ПРОФЭКСПЕРТ**
малое инновационное предприятие



ЭКОЛОГИЯ

ВАЛИДАЦИЯ И ВЕРИФИКАЦИЯ
ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

КОМПЛЕКСНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ
РАЗРЕШЕНИЯ

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ

ЭКСПЕРТИЗА ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ

СТРОИТЕЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ
ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО
КОНТРОЛЯ

УСЛУГИ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

КАДАСТРОВЫЙ УЧЕТ И ГЕОДЕЗИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

СУПЕРВАЙЗИНГ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ЭНЕРГОАУДИТ



ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ
КОМАНДА



МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ОПЫТ



СОВРЕМЕННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ



ГАРАНТИЯ
КАЧЕСТВА



+7 (937) 356-02-36
nes@profexpertaudit.ru
PROFEXPERTAUDIT.RU
NESPROFEX.COM

Датчики давления для нефтегазовой промышленности: обзор рынка, проблемы, решения

Датчики давления используются во многих отраслях. В нефтегазовом комплексе к средствам измерения предъявляются особые требования.

За последние десятилетия практика мирового приборостроения установила высокий уровень требований к техническим характеристикам промышленных датчиков давления. Среди компаний-разработчиков и производителей наблюдалась устойчивая тенденция к обеспечению высокой надежности, точности и долговременной стабильности метрологических характеристик, обеспечению работоспособности датчиков в заданных границах температуры окружающего воздуха, величины статического давления рабочей среды, защиты от разрушения чувствительного элемента при перегрузках и т.д.



Анастасия БАКУНОВА – заместитель директора по коммерческим вопросам компании «ИТeК ББМВ»

И если какое-то время назад, можно было сказать, что лидерами и законодателями в этих вопросах были иностранные компании, то на сегодняшний день ситуация значительно изменилась – российские компании-производители датчиков давления готовы предложить нефтегазовой и другим отраслям промышленности оборудование, не уступающее, а где-то и превышающее технические характеристики зарубежных аналогов.

Помимо основного стандартного набора характеристик, предъявляемых нефтегазовыми компаниями к датчикам давления и другим средствам измерения, таких как метрологическая точность, виброустойчивость, электромагнитная совместимость, безопасность эксплуатации, можно выделить некоторые направления, которые приобретают наибольшую актуальность для нефтегазового сектора промышленного комплекса Российской Федерации на сегодняшний день.

А именно:

- Эксплуатация приборов в условиях экстремально низких температур и морского климата – это Север и Арктика, освоение арктического шельфа. Это требует решений в части применения специальных материалов и сплавов, внедрения решений по обогреву импульсных линий и применения обогреваемых шкафов и чехлов для приборов и функционального оборудования, проведения работ по повышению ресурса эксплуатации в условиях морского климата.
- Разработка месторождений с повышенным содержанием сероводорода, где со временем на поздних этапах разработки агрессивность продукции скважин возрастает и, как следствие, наблюдается скоротечное разрушение и систем скважин, и трубопроводов, и используемого оборудования. Это месторождения Урало-Поволжской и Прикаспийской нефтегазоносной провинции, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, Астраханское, месторождения Казахстана. Здесь также стоит задача использования в оборудовании более стойких материалов, антикоррозионных покрытий, нейтрализаторов-поглотителей сероводорода.
- Добыча трудноизвлекаемых углеводородов. Здесь необходимо применение и совершенствование технологий разрыва пластов, бурение сложных горизонтальных скважин и т.д. Применительно к полевому оборудованию, такому как датчики давления, предъявляются требования работы с высокими давлениями до 150 МПа и поисков вариантов защиты датчиков от гидроудара. При этом датчик эксплуатируется в средах, которые содержат газовую фазу, жидкую фазу, песчано-абразивные включения.

«Сердцем» датчика давления является чувствительный элемент, он может быть реализован на различных принципах измерения, рассмотрим эти принципы

Чувствительный элемент, определенно, является важнейшим элементом современных датчиков давления. Наиболее широкое применение получили тензорезистивный, пьезорезистивный, емкостной и частотно-резонансный принципы преобразования физической величины давления.



Фото 1. Промежуточный склад сборочного производства

Надо отметить, что пьезорезистивный и емкостной принципы измерения активно развиваются с 60-х годов прошлого века, чуть позже, в результате массового развития полупроводниковых МЭМС технологий, в 80-х годах появился частотно-резонансный метод измерения.

В СССР, а в дальнейшем и в современной России, наибольшее распространение получили **тензорезистивный и пьезорезистивный принципы**. Эти два принципа похожи по принципу действия, различия в применяемых материалах. Оба они основаны на явлении тензо-, пьезоэффекта в материалах, т.е. изменении сопротивления чувствительного элемента под воздействием нагрузки.

Чувствительным элементом датчика на тензорезистивном эффекте служит мембрана с нанесенными на нее тензорезисторами, выполненными из очень тонкого провода/металлической фольги, сформированными в виде змейки.

Чувствительный элемент датчика на пьезоэффекте – мембрана из монокристаллического кремния с диффузионными пьезорезисторами.

Тензо- или пьезорезисторы соединены в мостовую схему (мост Уитстона).



Фото 2. Датчик давления дифференциальный ЭНИ-100

Под действием давления измеряемой среды мембрана прогибается, резисторы меняют свое сопротивление, что приводит к разбалансу моста. Разбаланс линейно зависит от степени деформации резисторов и от приложенного давления.

Одними из первых описанные принципы измерения начали внедрять американские компании Honeywell и Kulite, в СССР – московский Теплоприбор и ряд предприятий ВПК. Датчики давления производства ИТeК ББМВ также построены на данном принципе.

Емкостные преобразователи используют метод изменения емкости конденсатора при изменении расстояния между обкладками. Известны керамические или кремниевые емкостные первичные преобразователи давления и

преобразователи, выполненные с использованием упругой металлической мембраны. При изменении давления мембрана с электродом деформируется и происходит изменение емкости, которая имеет линейный закон от приложенной нагрузки. Емкостные преобразователи применяются для изготовления датчиков перепада давления, являясь довольно дорогим решением для датчиков избыточного давления. Наиболее известная компания, развивающая данную технологию, Rosemount, США.

Резонансный принцип измерения давления основан на преобразовании деформации резонатора в частоту колебаний. Современный резонансный сенсор представляет собой монокристаллическую кремниевую мембрану специальной конструкции, на которой сформирован резонатор. В зависимости от знака приложенного давления резонатор растягивается или сжимается, в результате чего частота его собственных механических колебаний соответственно растет или уменьшается. Колебания механического резонатора в постоянном магнитном поле преобразуются в колебания электрического контура и в итоге на выходе чувствительного элемента получается цифровой (частотный) сигнал, точно отражающий величину измеряемого давления. Датчик давления японской компании Yokogawa Electric построен на этом принципе.



Пытаться выделить достоинства и недостатки трех этих принципов на данный момент не имеет смысла. Все данные методы преобразования доведены до своего логического совершенства технологии изготовления. С появлением микропроцессорной электроники и возможности корректировать множество погрешностей с помощью математических моделей и алгоритмов, принцип измерения датчика отошел на второй план. Если подробно рассмотреть характеристики датчика давления отечественных и иностранных компаний, то мы не увидим принципиальной разницы, а именно: точность прибора достигает 0,03-0,04%, долговременная стабильность 0,1% в течение пяти и более лет, большая глубина перенастройки датчика, одного порядка температурная погрешность, сопоставимые требования к условиям эксплуатации и т.д.

Наиболее широкое распространение в мире и в России имеют датчики давления на пьезорезистивном принципе. Этот принцип позволяет изготавливать как дешевые приборы для ЖКХ, так и дорогие многофункциональные промышленные датчики, а также малогабаритные и надежные преобразователи для аэрокосмической и медицинской отраслей.

Изменение ситуации на российском рынке датчиков давления после введения санкций 2022 года

До февраля 2022 года доля импорта на рынке датчиков давления была достаточно высока. Это было связано с довольно-таки агрессивной политикой крупных зарубежных компаний, которые в течение 20 лет заходили на российский рынок со своими широкими линейками продукции. Молодым российским компаниям-производителям было довольно сложно конкурировать с такими гигантами. Однако это дало и определенный толчок в развитии, возможность для роста, новых разработок, улучшения технических характеристик. В 2022 году, после ухода иностранных компаний с рынка, ниша датчиков давления освободилась. В результате **заказчик, заинтересованный в стабильности поставок и надежности оборудования, развернулся в сторону российских производителей.**



Фото 3. Обрабатывающий центр механообрабатывающего производства

Что касается китайских производителей датчиков давления, то массового замещения готовым китайским продуктом не наблюдается, заказчики больше доверяют российским производителям датчиков.

Специалисты компании ИТеК ББМВ изучили некоторые датчики давления китайских производителей, и пришли к выводу, что в качестве чувствительных элементов используются емкостные ячейки предыдущих поколений (на которые перестали действовать патенты) или пьезорезистивные элементы западного производства. Это не обеспечивает новизну технических решений, но дает главное конкурентное преимущество китайской продукции – низкую цену.

Как упоминалось ранее, в 2000-х годах иностранные американские и европейские приборостроительные компании активно завоевывали российский рынок своими решениями по АСУ ТП. Нужно признать, что полевое оборудование, в особенности датчики давления, имело превосходные метрологические и эксплуатационные характеристики: высокие стандарты точности измерения, хорошую долговременную стабильность, высокую скорость отклика, расширенные функции диагностики, функциональную безопасность уровней SIL 2/3, высокую эксплуатационную надежность, в том числе в нестандартных ситуациях, простоту интеграции в существующий процесс и т.д. Иностранные компании, используя агрессивный маркетинг, подкрепленный превосходным качеством продуктов, довольно быстро закрепились на рынке, особенно в самых платежеспособных секторах экономики, в том числе нефтегазовой отрасли.

Отечественные приборостроительные компании попали в ситуацию догоняющих, и единственным способом конкуренции стала низкая цена прибора, что привело к низкой рентабельности производства. Активное импортозамещение продукции началось с 2014 года, и стало одним из основных приоритетов государства.

За это время пройден немалый путь развития направления отечественных датчиков давления, в том числе и **датчика ЭНИ-100 компании ИТеК ББМВ, выведенного на рынок средств измерения в 2013 году.** Компанией проведено переоснащение производства, приобретено и введено в эксплуатацию современное обрабатывающее и сборочное оборудование, высокоточные и производственные калибраторы и эталоны давления, приборы электрических измерений, климатическое и другое испытательное оборудование. Также выполнен ряд НИОКР по внедрению конструкторских и технологических решений, алгоритмов обработки сигналов, совершенствованию математической модели обработки результатов измерения. Всё это позволяет нам говорить, что на сегодняшний день отечественные датчики давления соответствуют мировым стандартам по точности, стабильности, надежности и функциональности. Процесс планомерного развития и требования скорейшего импортозамещения привел к высококачественным изменениям полевых приборов.



Фото 4. Готовые датчики давления ЭНИ-100

Тем не менее, ряд функциональных возможностей датчиков компании пока еще находится на стадии внедрения и вывода на рынок:

- Использование измерительных преобразователей с выносными мембранами различных конструкций для особых сфер применения, таких как измерение высоковязких, абразивных, химически активных сред.
- Расширенная функциональная диагностика параметров технологического процесса. Здесь речь идет о таких функциях диагностики, как указатель закупорки или застывания среды в импульсных линиях, фиксации и запоминание воздействия превышающего давления, отображение дополнительных рабочих показателей – температура рабочей и окружающей среды, статическое давление.
- Разработка многопараметрического датчика давления, способного работать в режиме отображения измеряемых параметров: дифференциального давления, статического давления и температуры или в режиме вычисления значений массового или объемного расхода протекающей среды, расчетные значения при измерении уровня.

Новые задачи, стоящие перед отечественными производителями датчиков давления. Факторы, способствующие и препятствующие развитию рынка

Дальнейшее развитие российского датчика давления необходимо проводить в плотном сотрудничестве с заказчиками. Условия эксплуатации и дополнительные требования рождаются при работе прибора на конкретных объектах.

Основные направления предстоящей работы российских производителей датчиков давления:

- Внедрение современных коррозионноустойчивых сталей, сплавов и покрытий для изготовления деталей, и комплектующих датчиков давления и выносных разделителей сред для химической и нефтехимической промышленности. Основной проблематикой внедрения новых материалов является отсутствие их на отечественном рынке.
- Изготовление отечественных пьезорезистивных чувствительных элементов. Надо признать, что передовые разработки, которые позволяют выпускать стабильные высокоточные датчики принадлежат иностранным компаниям из недружественных стран. Но в России есть компании, которые работают в направлении развития микроэлектроники.
- Импортозамещение электронной базы и внедрение аналогов зарубежных комплектующих. Электронные компоненты, микроконтроллеры и функциональные микросхемы, используемые в датчиках, в большинстве своем изготавливаются зарубежными компаниями. В режиме жестких санкций закупка либо невозможна, либо возможна только через параллельный

импорт, что является абсолютно нестабильным процессом. Работа по новым разработкам активно ведется, появляются отечественные микросхемы, проектируется электронный преобразователь.

- Развитие направления беспроводных решений в полевых приборах, в том числе модное маркетинговое направление «индустриальный интернет вещей». Беспроводные решения очень востребованы на труднодоступных месторождениях нефти и газа на севере. В скором времени произойдет переход от унифицированного аналогового сигнала, передаваемого по проводам, к полностью цифровому, и тогда наиболее рациональным решением передачи информации от прибора будет использование самоорганизующейся распределенной беспроводной сети.
- Необходимость разработки отечественного цифрового протокола передачи данных. На данный момент – это наиболее популярный HART-протокол, а также Profibus, Fieldbus и т.п., все они поддерживаются ассоциациями, которые прекратили доступ российским производителям к развитию этих интерфейсов.

В заключение

Если какое-то время назад можно было сказать, что лидерами и законодателями в разработке и производстве датчиков давления были иностранные компании, то на сегодняшний день ситуация значительно изменилась: российские производители готовы предложить нефтегазовой и другим отраслям промышленности оборудование, не уступающее, а где-то и превышающее технические характеристики зарубежных аналогов.

ГРУППА ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ



ООО «ИТеК ББМВ»
454112, Челябинск,
пр. Победы, 290, офис 128
тел. (351) 239-11-01
info@en-i.ru
eni-bbm.ru

Индикатор потока ЭМИС.

Отличительные особенности и преимущества

Практически на любом промышленном предприятии помимо необходимости измерения расхода жидких и газообразных сред существует потребность контроля потока, в том числе в автоматизированных системах управления технологическими процессами. Датчики контроля потока, предназначенные для установки в трубопроводах промышленного назначения, могут быть различных конструкций и принципов действия. При этом, если несколько лет назад преимущественно использовались механические индикаторы потока или лопастные, то в настоящее время Заказчики предпочитают более технологичные модели с расширенными функциональными и коммуникационными возможностями, что особенно востребовано при интеграции приборов в АСУ ТП.

На многих производственных площадках в настоящее время еще довольно часто встречаются датчики контроля потока механического типа – лопастные. Но все чаще и чаще Заказчики отдают предпочтение технически более совершенным устройствам, таким как термоанемометрические индикаторы потока ЭМИС-ПОТОК 285. И те, и другие используются для защиты насосов, двигателей и другого оборудования от перегрева, вызванного слабым потоком или его отсутствием. Однако, несмотря на выполнение одинаковой функции, приборы имеют существенные различия, которые мы рассмотрим подробнее в данной статье.

Лопастной индикатор потока

Лопастной индикатор потока – это конструктивно простой прибор, состоящий из клеммной колодки, герконового реле и лопасти с эксцентриком. Под воздействием силы потока рабочей среды лопасть отклоняется, эксцентрик выталкивает магнит по центральному стержню вверх до высоты, на которой под влиянием магнитного поля происходит замыкание герконового реле. Если поток отсутствует или становится неподвижным, контакты герконового реле принимают нормально разомкнутое положение. В числе преимуществ прибора – устойчивость к обратным течениям, возможность взрывозащищенного исполнения и широкий диапазон температуры окружающей среды (от -50°C до +70°C).

Наряду с вышеперечисленными достоинствами следует обратить внимание, что лопастной датчик потока применяется только на жидкостях (вязкостью не более 400 мПа·с). При этом, минимальный диаметр условного прохода трубопровода может составлять 32 мм, а максимальный 250 мм, что обусловлено конструктивной особенностью прибора.

Установка механического (лопастного) индикатора потока допускается только на горизонтальном трубопроводе с соблюдением рекомендаций по монтажу – лопасть должна быть расположена строго перпендикулярно трубопроводу (горизонту). Перед установкой прибора в линию, лопасть должна быть обрезана в соответствии с уставками включения и отключения при различных сочетаниях длины лопасти и условного диаметра трубопровода. В качестве выходного сигнала используется SPDT контакт.

Термоанемометрический индикатор потока ЭМИС-ПОТОК 285

Более современное решение для контроля (наличия/отсутствия) потока – термоанемометрический индикатор ЭМИС-ПОТОК 285. Он способен работать не только на жидких средах, но и на газовых. В корпусе прибора совмещены датчик температуры, нагревательный элемент и датчик температуры электрода.

При отсутствии потока температура корпуса электрода равна температуре нагревательного элемента. При появлении потока температура электрода понижается, при этом разность температур электрода и нагревательного элемента прямо пропорциональна скорости потока.

Принцип действия, основанный на термоанемометрическом методе, дает индикатору потока ЭМИС-ПОТОК 285 ряд преимуществ перед другими средствами контроля среды:

- высокая чувствительность;
- отсутствие подвижных элементов;
- возможность монтажа в любой точке трубы, как на горизонтальных, так и вертикальных и наклонных участках трубопровода;
- возможность эксплуатации на трубопроводах большого диаметра (до 700 мм);
- предел избыточного давления контролируемой среды – 10 МПа;
- выходные сигналы: релейный контакт, PNP контакт и NPN контакт;
- возможность эксплуатации на агрессивных средах, таких как щелочь и кислота (исполнение с электродом, футерованным тефлоном).

Кроме того, в отличие от лопастного датчика, индикатор потока ЭМИС-ПОТОК 285 имеет возможность настройки и перенастройки при необходимости установки на другой участок, в том числе при смене типа контролируемой среды.

Данные отличительные особенности индикатора потока ЭМИС-ПОТОК 285 позволили ему стать наиболее востребованным типом прибора, применяемым для контроля потока в промышленных трубопроводах в топливно-энергетическом отрасли, нефтегазовой сфере, химической промышленности, сельском хозяйстве и других отраслях.

ЭМИС 20^{ЛЕТ}



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



Россия 142153, 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 (H₂S – 25%)

ТОК-200-25-П/Т

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»

Судовая система

видеонаблюдения BSVS для шельфовых объектов и судов вспомогательного флота от российской компании «БИК-Информ»

Судовая система видеонаблюдения была разработана производственной компанией «БИК-Информ» специально для обеспечения круглосуточного контроля обстановки на объекте и в акватории. Ключевой задачей была разработка технического решения, соответствующего сложным эксплуатационным условиям и нормативным требованиям.

Сегодня система BSVS имеет свидетельство Российского морского регистра судоходства, Российского классификационного общества (бывший

PPP), сертификат транспортной безопасности, сертификаты соответствия требованиям для работы во взрывоопасных средах.

Основными проблемами эксплуатации судовых систем видеонаблюдения являются:

- суровые погодные условия (арктический климат, перепады температур, туман, высокая влажность, ветры);
- агрессивная среда (соленая вода);
- протяженные периметры (для наблюдения за акваторией, территорией портов, контроля окружающей обстановки на воде).

Требования к судовым системам видеонаблюдения

Если для объектов портовой инфраструктуры допускается использование систем охранного наблюдения, к оборудованию, установленному на шельфовых платформах и обслуживающих судах, предъявляются особые требования по устойчивости к качке, вибрации, механическому воздействию и электромагнитной совместимости. Кроме того, для установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2 все оборудование, входящее в состав системы видеонаблюдения, должно быть во взрывозащищенном исполнении.

Современная система судового видеонаблюдения должна включать в себя видеоналитику, которая позволяет анализировать видеоданные, полученные с камер в автоматическом режиме, и использовать эту информацию для принятия решений.



Например, система может быть использована для обнаружения объектов на воде, таких как другие суда или препятствия, а также отслеживания их движения, осуществлять контроль за ношением средств индивидуальной защиты в тех местах, где это обязательно, осуществлять подсчет людей и информировать об их нахождении в запрещенных зонах. Помимо этого, система видеонаблюдения может использоваться для контроля за технологическими процессами при работе оборудования на объекте и выявления нештатных ситуаций на ранней стадии (утечка газа, повышение температуры поверхности агрегата и пр.).

Высокая надежность работы оборудования БИК-Информ была подтверждена во время испытаний в разных климатических условиях, в том числе в районе 78° северной широты, на борту атомных ледоколов 50 лет Победы и Урал.

Судовая система видеонаблюдения BSVS

Судовая система видеонаблюдения BSVS от российской производственной компании «БИК-Информ» имеет полный спектр необходимого оборудования для построения видеокомплексов любого уровня для охранного наблюдения и технологического контроля на судах различного класса и шельфовых объектах, а также мониторинга за акваториями и портовой инфраструктурой.

Оборудование обладает высокой степенью влагозащиты, стойкостью к вибрациям, качке, ветропрочностью, имеет широкий диапазон рабочих температур от -60°C до +55°C. Видеокамеры имеют функцию «холодный старт», а также интеллектуальную систему обогрева, что позволяет значительно сократить время выхода на рабочую температуру.

Среди новинок системы: PTZ видеокамеры с гиростабилизацией, подводные камеры (глубина погружения – до 100 м), видеокамеры из судового морского алюминия (AL1561) и нержавеющей стали, видеокамеры с системами очистки стекла со специально спроектированным взрывозащищенным насосом омывателя, судовые мониторы, блоки питания, промышленные ПК и видеосерверы.



ООО «БИК-Информ»
190020, Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 9, корп. 1
тел. (812) 447-95-55, bic@bic-inform.ru
bic-inform.ru

МИКРОЗИМ™

ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ



ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42

microzym@microzym.ru
микрозим.рф



Быстровозводимые бесфундаментные композитные опоры аварийного резерва 10-220 кВ

Интервью с генеральным директором АО «НПП «Алтик» Седелковым Виктором Николаевичем

Научно-производственное предприятие «Алтик» создано в 1991 году в городе-наукограде Бийске Алтайского края. Немалый вклад в присвоении звания город-наукоград принадлежит АО «НПП «Алтик». АО «НПП «Алтик» развивает технологию производства стеклопластиковых труб различного назначения методом косослойной продольно-поперечной намотки (КППН). Все технологическое оборудование и оснастка спроектированы в собственном конструкторском подразделении предприятия. Предприятие непрерывно ведет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на расширение ассортимента и повышение качества изделий, совершенствования технологии их производства.



Виктор Николаевич СЕДЕЛКОВ –
генеральный директор АО «НПП «Алтик»



Виктор Николаевич, расскажите о вашей компании. Как она возникла, чем занимается?

АО НПП «Алтик» – это один из старейших в России производителей трубчатых изделий из стеклопластика. Свою историю как независимая компания «Алтик» ведет с 24 октября 1991 года, но реальная история уходит корнями в 1970-е годы в передовые разработки Алтайского научно-исследовательского института химических технологий (АНИИХТ) в области массового производства стеклопластиковых корпусов реактивных снарядов.



Компания «Алтик» вместе с такими известными компаниями, как Эвалар и Источник плюс, вышли как направления из АНИИХТ в ходе так называемой конверсии в конце 1980-х – начала 1990-х годов. И вот уже 33 года Алтик занимается развитием темы композитных изделий.

Сначала это были попытки создать из стеклопластика трубы общего назначения для традиционных областей их применения взамен стальных, и на «романтической волне» 90-х это имело кратковременный успех, но вскоре стало понятно, что рыночный успех возможен только в области специальной продукции. И первой такой продукцией стали высокопрочные стеклопластиковые кожухи и контейнеры для приборов геофизических исследований нефтегазовых скважин, благодаря которым предприятие твердо встало на ноги.

Следующим этапом были облегченные трубы и фитинги для транспортировки метановоздушной смеси в шахтах и рудниках, опасных по газу и пыли. Это был первый прецедент, когда Ростехнадзор выдал разрешение на применение в этих системах неметаллических труб. Успех этой продукции позволил предприятию успешно развиваться. Потом была разработка трубопровода ТСП-МК-100 для Министерства обороны и параллельно начала развиваться тема стеклопластиковых опорных конструкций, которым и посвящен этот материал.



Расскажите, пожалуйста, о том, что готовы предложить предприятиям нефтегазовой отрасли.

О высокопрочных оболочках геофизических приборов мы уже рассказали, но эта продукция предлагается не напрямую, а поставляется производителям геофизического оборудования. А вот наши новые разработки в области бесфундаментных быстровозводимых временных опор наверняка заинтересуют нефтегазовые компании и их подрядчиков. Нам удалось на базе композитных труб создать легкие опоры линий электропередач класса напряжений от 10 до 220 кВ, которые устанавливаются непосредственно на грунт, монтируются вручную и поднимаются в проектное положение без применения какой-либо техники.

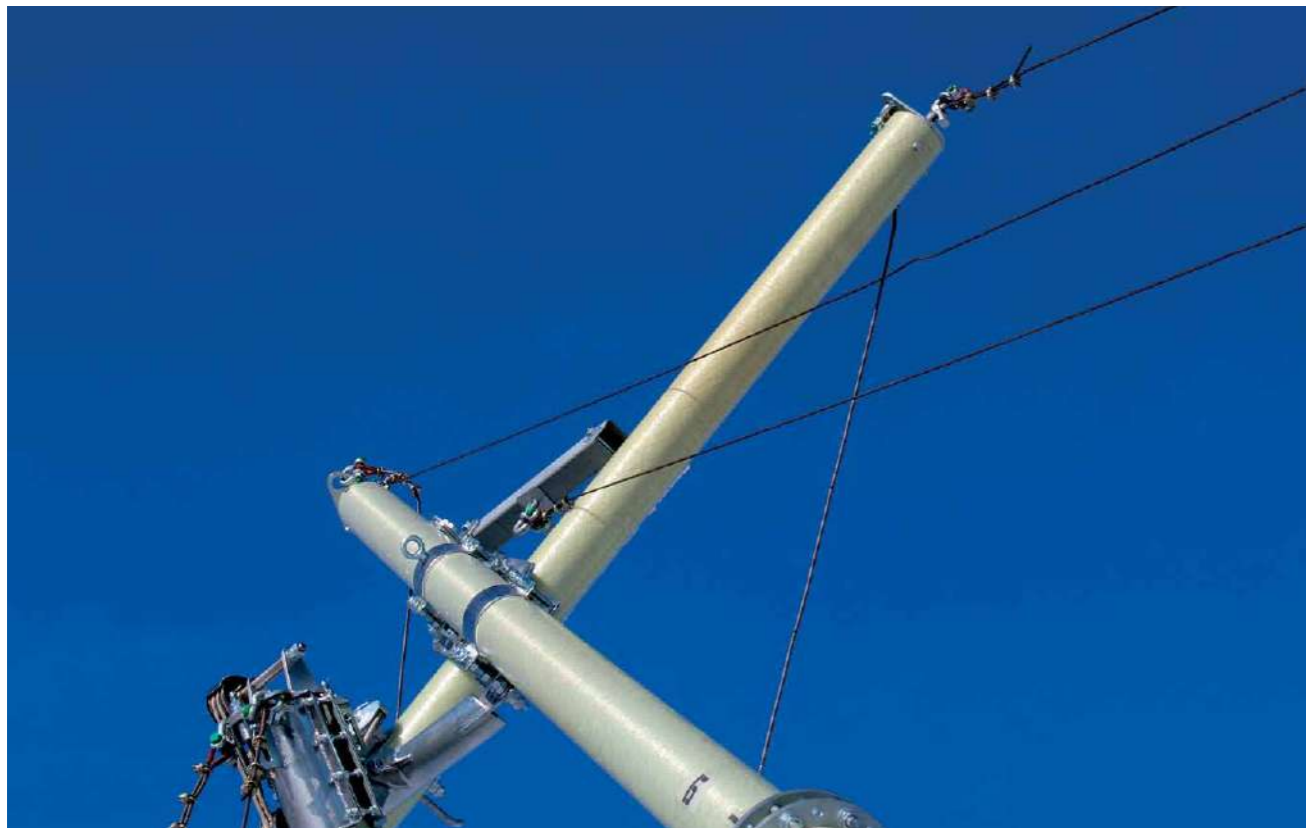
Это называется самоподъемом и описано в принадлежащем нам патенте РФ №2708378. Линейка быстровозводимых бесфундаментных опор изначально создавалась для применения в районах распространения многолетней мерзлоты, пучинистых грунтов и затрудненной транспортной доступности. Поэтому конструкция выполнена облегченной (за счет использования высокопрочного стеклопластика), модульной, и быстросборной. Это позволяет вывозить опору к месту монтажа любым видом транспорта, от обычных грузовых автомобилей малой и средней грузоподъемности до вездеходов и вертолетов. Все материалы в конструкции морозостойкие. Стеклопластик морозостоек сам по себе, а металлические части выполнены из морозостойких марок сталей. Важно и то, что опора имеет ауригеры, которые позволяют исправлять ее положение при просадках или пучении грунта под опорными плитами.



Очень интересная разработка. Расскажите подробнее о тех преимуществах, которые даст ее использование.

Хорошо известно, что строительство в районах распространения многолетней мерзлоты представляет непростую задачу. Ведь даже под небольшое временное сооружение приходится делать мощный свайный фундамент глубиной от 6 до 20 м, масса которого измеряется в тоннах, а для сооружения которого требуются тяжелые машины. Но самое главное даже не это, а то, что после завершения эксплуатации объекта капитальный фундамент останется в грунте на века и будет нарушать естественную природную среду тундры.





Вот для таких случаев и удобны бесфундаментные опоры. Если линия электропередач возводится всего на несколько сезонов, например, для питания площадки разведочного бурения, то после завершения работ опоры аккуратно разбираются и вывозятся на склад, не оставляя после себя в тундре ничего лишнего. Второе применение – аварийно-восстановительные работы на линиях электропередач, которые приходится выполнять в любую погоду, на неподготовленных площадках без доступа техники.



Все новое всегда вызывает недоверие. А тут у вас разработка прямо-таки революционная. Как вы можете доказать, что она работоспособна. Проводились ли испытания?

Наша разработка появилась не спонтанно. Подобного назначения конструкции из дерева известны давно. Но их возможности ограничены. Из композитных материалов нечто подобное делают в Канаде, но их решение куда более сложное, и вызывает вопросы по части юзабилити (удобства использования). Наше решение устраняет почти все недостатки известных разработок, привнося новые возможности, например, самоподъем. При конструировании опоры пришлось решать ряд совсем непростых вопросов, в частности, как сочетать в одной конструкции малую массу, модульность, самоподъем, высокую несущую способность и жесткость. Однако благодаря выбранной конструктивно силовой схеме и высокой прочности выпускаемого нами стеклопластика эти проблемы удалось решить. Была создана опора для аварийно-восстановительных работ для линий класса напряжения 220 кВ, эксплуатируемых в условиях Норильского промышленного района, где ветровые и гололедные нагрузки превышают средние показатели по другим регионам.

Испытания в заводских условиях имитациями нагрузок мы конечно же делали и неоднократно. Все расчетные характеристики удалось подтвердить. Более того, результаты испытаний опоры как на 10, так и на 220 кВ показали, что они являются жесткими, хотя сам стеклопластик не является жестким материалом. Но грамотно выбранная конструкция позволила и из нежесткого материала сделать жесткую опору. Важно отметить, что в ходе испытаний проверялись не только нормальные режимы работы опоры, но и все возможные аварийные, включая режим сброса гололеда (очень тяжелая, можно сказать ударная нагрузка) или обрыва одного из проводов с наветренной стороны.



АО «НПП «Алтик»
659316, Алтайский край, г. Бийск,
пер. Николая Липового, 9а
тел. (3854) 44-82-22, 44-82-26
info@altik.su
altik.su

TAT OIL EXPO

Международная выставка «TatOilExpo» в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума

26-28 | 2024 АВГУСТА | КАЗАНЬ

tatoilexpo.ru

По вопросам участия просим обращаться
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»
по телефону: +7 (843) 222-03-22
e-mail: exponeft@kazanexpo.ru

Амфибийная техника

как основа транспортно-логистического обеспечения предприятий нефтегазового комплекса в труднодоступных местах

П. ТРЫКОВ – директор по развитию КАЗ «СЕВЕР»



Проблема «последней мили» в логистических схемах обеспечения нефтегазодобычи и сопутствующей им геологоразведки – одна из наиболее острых на повестке дня в отрасли. Отсутствие не только полноценных дорог, но зачастую даже зимников и вообще какой-либо инфраструктуры делает невозможным использование традиционных транспортных средств. Доступность воздушного транспорта при этом серьезно ограничена, а сфера применения гусеничной техники изначально невелика. В этих условиях амфибии являются единственным решением, позволяющим не только обеспечить потребности добывающих предприятий, но и оптимизировать их транспортные расходы, повысив тем самым рентабельность нефтегазодобычи. Это решение стало одной из центральных тем VIII «Восточного нефтегазового форума», проведенного в начале июля 2024 года во Владивостоке правительством Приморского края.

Почему не работают «испытанные» решения

Чтобы сразу расставить точки над «i», поговорим о причинах ограниченной доступности спецтранспорта, широко применявшегося в СССР, прежде всего – малой авиации. Несмотря на ряд громких заявлений, реальное состояние имеющегося авиапарка весьма плачевно: из 130 «кукурузников» Ан-2 осталась десятая часть, причем половина в нерабочем состоянии; из 25 «рабочих лошадок» Ми-8 на ходу только 20. Из 1450 действующих гражданских аэродромов в РФ осталось 227, например, в Якутии Росавиация насчитала их 160, но для использования пригодно лишь 11. Кроме того, час работы вертолета стоит около 450 тысяч руб., а значит это решение в любом случае не на каждый день.

Гусеничный транспорт – вообще уходящая натура. В частности, в регионах с вечномерзлыми грунтами использование традиционной гусеничной техники жестко регламентировано, вплоть до полного запрета в теплый сезон: гусеницы разрушают хрупкую поверхность мерзлоты, она начинает таять, превращаясь в непроходимые болота. Страдает экосистема, несут потери оленеводы и бюджет.

Так, исследования на Таймыре и в северо-восточной Якутии показали, что на каждые 10 км маршрута один трактор со средним удельным давлением на грунт 0,47 кг/см² выводит из строя 1 Га поверхности тундры, а трехкратный проход гусеничного вездехода (0,23 кг/см²) на 80% уничтожает растительность, которая потом восстанавливается 8-10 лет, причем не полностью. Безопасным пределом удельного давления на грунт сегодня считается 0,14 кг/см², но такой уровень достижим только для транспорта на воздушной подушке или на шинах сверхнизкого давления.



Привычные же для южных регионов «буханки» и «шишиги» полноценно заменить гусеничную технику не могут: они сильно уступают в проходимости и имеют ограничения по погодным условиям.

Амфибии вытесняют авиацию и внедорожники

Как показали итоги VIII «Восточного нефтегазового форума», решение проблемы «последней мили» не просто существует, но и активно внедряется на практике. Это амфибийный спецтранспорт, который можно разделить на две большие категории – аэролодки и снегоболотоходы на шинах сверхнизкого давления.

Аэролодки «Север» – это маломерные суда особой конструкции для круглогодичного передвижения по воде, льду, болотистой и пересеченной местности, способные форсировать пороги, торосы, топляки и другие преграды, непреодолимые для прочих видов водного транспорта.



Возможности плавучих амфибий определяют их конструктивные особенности:

- высокопрочный цельносварной корпус с пониженным центром тяжести;
- плот баллонов из термопластичного полиуретана с температурой эксплуатации до -50°C;
- бронированное днище с защитой в виде «чешуи» из высокопрочного пластика толщиной 5-6 мм;
- отсутствие погружных элементов – гребного винта, рулей и пр.;
- установленный на корме мощный (до 650 л. с.) двигатель с прямой передачей на пропеллер, создающий направленный воздушный поток. Сочетание высокой проходимости, улучшенной плавучести и большой мощности воздушного потока позволяют аэролодкам развивать высокие (до 150 км/ч) скорости и брать на борт габаритные грузы значительной массы. Например, разработанная по заказу компании «Газпром нефть» лодка «Фантом 1000» рассчитана на транспортировку грузов весом до 6,5 тонн, а 12-местная модель «Фантом 850А» используется совместной российско-вьетнамской компанией «РУСВЬЕТПЕТРО» для





круглогодичной доставки вахтовиков к месту работы – месторождению вблизи г. Усинска (Республика Коми). Ежедневно она совершает до десяти рейсов туда-обратно, перевозя таким образом до 120 человек в сутки.

Вдали от рек и водоемов основной объем работ берут на себя снегоболотоходы на шинах сверхнизкого давления. Специально для сложных условий эксплуатации мы разработали и выпускаем шины SEVER-TRUCKS 2.0 из двухслойной кремниевой резины, способные работать при давлении от 0,05 до 0,5 атм, имеющие увеличенное пятно контакта с поверхностью и дополнительные грунтозацепы. Благодаря этому шины обеспечивают высокую проходимость колесных амфибий и одновременно сохранность ландшафта – растительности или вечномерзлых грунтов.

Один из примеров успешного применения колесных амфибий для решения экстремальных задач – первый в мире седельный тягач на шинах сверхнизкого давления грузоподъемностью 10 тонн с полуприцепом длиной 12 м, специально созданный по заказу одной из добывающих компаний в Красноярском крае. Машина используется для бесперебойной доставки тяжелых длинномерных грузов на газоконденсатные месторождения. Другой пример – восемь мобильных буровых установок весом 2,5 тонн каждая, смонтированных на снегоболотоходах «Пикап-Макс» с двухосным прицепом,

которые использует для проведения геологоразведочных работ в условиях арктической зоны компания «Полюс Геосервис». Машина позволяет выполнять автономное бурение группе из пяти человек.

Экономика использования амфибийного транспорта

Высокий интерес нефтегазовой отрасли к грузовым и грузопассажирским моделям амфибий объясняется не только дефицитом воздушного транспорта, но и экономическими преимуществами. В условиях бурного развития северных территорий, освоения Сибири и Дальнего Востока, разработки новых месторождений и увеличения трафика на Северном Морском пути вопрос объемов, стабильности и стоимости грузоперевозок становится едва ли не ключевым, особенно для системообразующих компаний. Например, введение в эксплуатацию упомянутого выше седельного тягача на шинах сверхнизкого давления позволило его заказчику отказаться от части авиаперевозок и использования платных дорог, что привело к существенному снижению логистических затрат.

В целом внедрение амфибий позволяет минимум на 45% сократить операционные затраты на перевозки и снизить долю в них авиапарка, увеличив при этом скорость и объем поставок. Например, при движении по рекам аэролодка берет на борт вдвое больше груза, чем вертолет, а вездеход – тот же объем груза, но практически независимо от погоды. Кроме того, круглогодичная эксплуатация колесных вездеходов показывает, что один снегоболотоход равноценно заменяет парк из пяти традиционных «буханок», причем стоимость его содержания в разы меньше, а служит такой грузовик более 10 лет даже при интенсивной эксплуатации.

Именно поэтому большинство отечественных производителей, на 75% контролирующих российский рынок амфибийной техники, сегодня сосредоточены на расширении модельного ряда в сторону увеличения грузоподъемности и пассажиремкости. Ведь это отвечает потребностям корпоративных заказчиков, на долю которых приходится 70% всех продаж аэролодок и снегоболотоходов. Выставка во Владивостоке еще раз подтвердила высокую востребованность амфибий и показала буквально ажиотажный спрос на такую технику со стороны как логистических, так и от добывающих организаций.



КАЗ «Север»
660048, Красноярский край, Красноярск,
ул. 2-я Брянская, 46/1
тел. +7 (923) 315-35-05
info@severboat.ru
severboat.ru, severtrucks.ru



официальная поддержка:



Министерство
промышленности
и торговли Пермского края



Торгово-промышленная
палата
Российской Федерации

генеральный партнёр:



нефть и газ, химия. ТЭК

10–12/09
Пермь, 2024

26-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса



место проведения:

КВЦ «Пермь Экспо»
г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59

подать заявку на участие:

+7 (342) 264-64-55,
+7 (952) 333-00-09
aleinik@proexpo.ru
oil.proexpo.ru



Инновационный материал для защиты инженерных сооружений

Сейчас к компании «Спецпром 1» приковано особое внимание. Разработчики и производители уникальных гибких бетонных плит намерены поучаствовать в освоении Арктики и параллельно борются с производителями контрафакта, усиливая бренд ПБЗГУ патентами и сертификатами. О том, почему уникальный строительный материал стали использовать от Находки до Калининграда, рассказал директор Алексей Анатольевич Ардаков.



Алексей Анатольевич АРДАКОВ –
директор ООО «Спецпром 1»



Последние несколько лет все активно обсуждают тему импортозамещения и стремятся найти сбалансированные по цене и качеству материалы у российских производителей. Как вам удалось попасть в тренд времени и сделать известным нишевый продукт?

Угадывать потребности рынка нам не пришлось. Об этом говорила грустная статистика работ по противозерозионной защите инженерных сооружений и их последствий. Укрепленные советскими бетонными плитами берега разрушались. Поэтому, когда в 2000-х мы создавали инновационный материал, то действительно ориентировались на то, что уже сделано: оценили существующие аналоги и их характеристики в процессе эксплуатации. В рамках проектирования первых гибких бетонных плит мы провели собственные масштабные исследования совместно с проектными институтами страны и выявили слабые звенья советских материалов. Так пришло понимание, что в качестве соединительного элемента гибких бетонных блоков плит правильнее



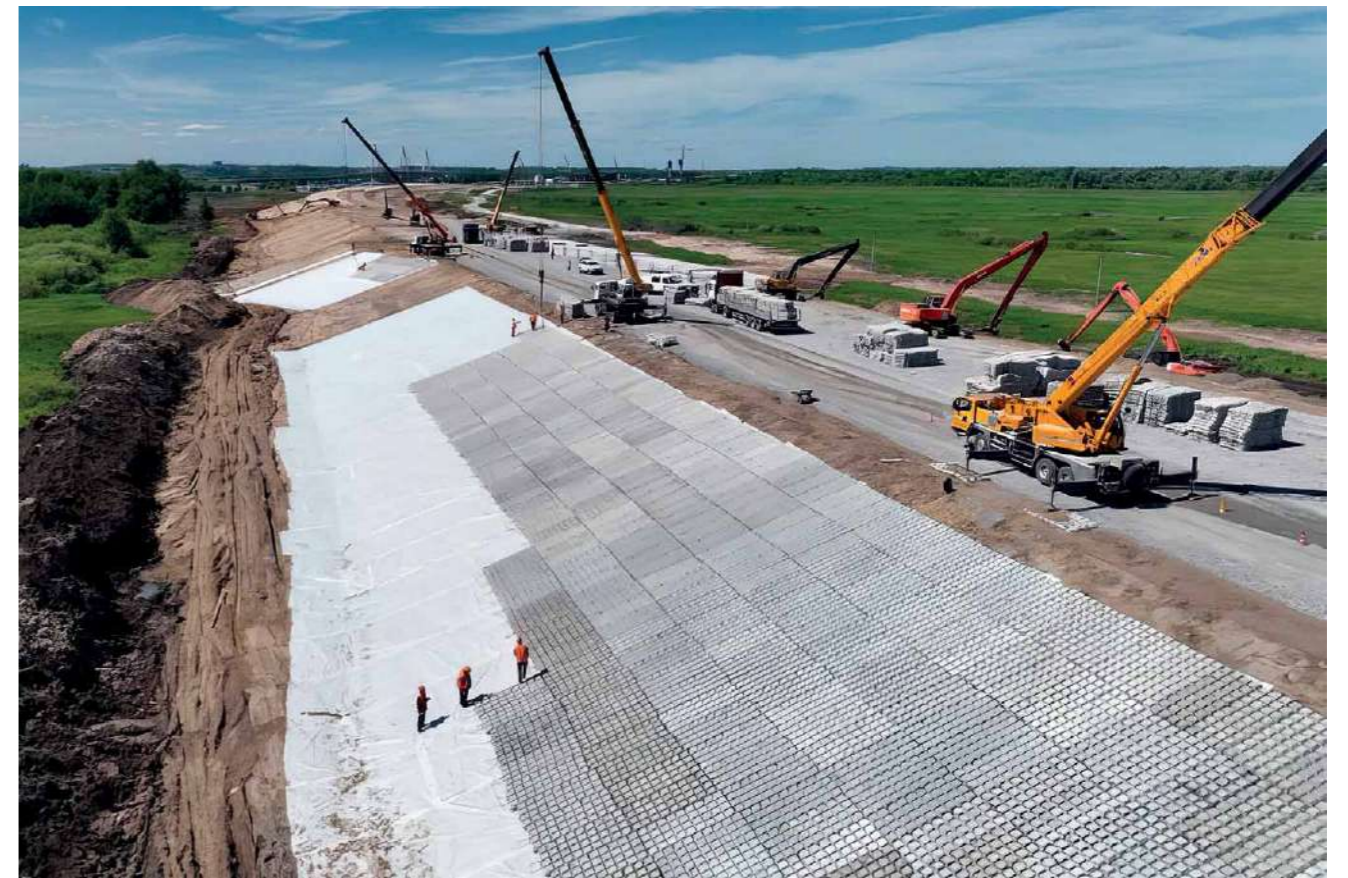
закладывать синтетический канат, а рецептура бетона должна усиливать морозостойкие и сульфатостойкие характеристики. Опираясь на исследования и опыт проектирования, нам удалось разработать универсальный материал, который легко принимает форму защищаемой поверхности.

Мы предложили рынку выбирать, а не соглашаться с тем, что существует. Первые заказы пришли из нефтегазового сектора: ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», ПАО «Лукойл». Мы полностью сосредоточились на внутреннем рынке.



Ваша компания участвует в реализации крупных строительных федеральных проектов. Какого быть частью команды подрядчиков международно-транспортного маршрута М12?

Недавно мы с коллегами пересматривали видео с квадрокоптера, делали съемку участка трассы М12, где восемьсот тысяч метров нашего гибкого бетонного покрытия из плит ПБЗГУ стало укреплением дорожного полотна. Сооружение объекта такого масштаба – это всегда длительный проект, в котором задействовано много организаций разного профиля. И если смотреть на наше участие в разрезе событий последнего года, то нужно признать, что российские производители строительных материалов вышли из тени и держат достойные позиции. Обстановка с импортозамещением дала возможность активно проявлять себя на рынке, и компании стремительно выросли. Приятно, что российские производители сегодня востребованы и как основные участники в стратегически важных строительных проектах страны. У них есть готовые решения, инновационные разработки. «Новое время» открыло новые возможности роста.



И все же. Как вы оцениваете гибкие плиты ПБЗГУ в разрезе импортных аналогичных материалов?

До недавнего времени для защиты гидротехнических сооружений использовали насыпь, монолит, каменную наброску и габионы из импортного сырья. В проекты закладывались именно эти материалы, хотя спустя непродолжительное время эксплуатации в наших климатических условиях связующие решетки деформировались, разрушались от льда, насыпь смывалась водой. Как следствие, требовались дополнительные вложения в ремонт и реконструкцию. В связи с этим было внесено изменение в СП80.13330.2016 «Свод правил. Гидротехнические сооружения речные», согласно которому укладку каменной наброски и габионов возможно осуществлять только в отсутствие водных и ледовых нагрузок во избежание их смещения и разрушения. Проектировщики искали новое решение.

А ПБЗГУ закрыли потребности не только в инновациях. Их использование стало экономически целесообразным.

Изготовленные в строгом соответствии по ГОСТ и требованиям технических регламентов плиты ПБЗГУ отличаются высокой безопасностью, надежностью, экономической выгодой и не требуют ремонта десятки лет. Наша компания «Спецпром 1» установила сорокалетний гарантийный срок целостности покрытия. При этом, согласно расчетам, плиты могут прослужить и сто лет. К тому же грамотно выстроенная логистика от строительной площадки до ближайшего завода позволяет в кратчайшие сроки доставить материал на объект.

За последние пять лет компания заметно масштабировалась. Сегодня ПБЗГУ изготавливается на тридцати предприятиях по всей России – от Балтики до Дальнего Востока. Их суммарная мощность позволяет выпускать до семи тысяч квадратных метров готового покрытия в сутки.



Что представляет собой участие в проектах по Арктике? Кто заказчики ПБЗГУ?

Мы постоянно находимся на стадии переговоров и исследований. Недавно мы посетили конференцию по освоению ресурсов Арктического шельфа, и нашим материалом и разработками заинтересовались компании нефтегазового сектора. В суровых климатических условиях добыча природных ресурсов в Арктике крайне затруднительна. Сложность в освоении возникает еще на пути строительства подъездных путей к месторождениям. И здесь пригодился наш опыт работы в северных регионах и Приморье. Результатом переговоров стал заключенный контракт с АО «АРКТИКГАЗ». Сейчас мы активно взаимодействуем с ведущим транспортным вузом страны МИИТ, они занимаются проектированием дорог в Арктике. Проводим совместные исследования для усиления качества плит ПБЗГУ.





То есть гибкие плиты ПБЗГУ изготавливаются под потребности заказчика? Их функция уже не просто защита инженерных сооружений?

Верно. Как пример – гибкие плиты ПБЗГУ, эксплуатирующиеся в Находке и Архангельске. Здесь на объектах было особенно важно стабилизировать грунт при разработке месторождений в условиях вечной мерзлоты или защитить берега от стихийных паводков. Наши плиты – уникальный материал для укрепления дна акваторий и берегоукрепления, где покрытия противостоят не только воздействию льда, но и высокоскоростных течений, возникающих при движении судов и вращении корабельных винтов. Главное – им не страшны лед полутораметровой толщины, волны до четырех метров и течение до семи метров в секунду.

СПЕЦПРОМ #1



Казалось бы, невозможно повторить. Но как получилось, что ваш материал скопировали?

Речь о материале, который имеет некоторые визуальные сходства с ПБЗГУ, но ничего общего с его эксплуатационными характеристиками. Как следствие, эксплуатация контрафакта уже спустя полгода привела к плачевным последствиям. Полное разрушение защиты. Заказчику пришлось из бюджетных денег повторно проводить строительные работы. И дело больше не в нанесении финансового ущерба нашей компании, а в аварийных последствиях, возникающих при использовании контрафакта и репутационных издержках.

Со своей стороны, мы всегда документально гарантируем качество продукции. Конструкция ПБЗГУ защищена более пятьюдесятью патентами.

ООО «Спецпром 1»
394042, Воронеж, Ленинский пр., д. 125
тел. (473) 226-72-08
01@sp01.ru
gib-plita.ru



ГАЗ.НЕФТЬ. ОРЕНБУРЖЬЕ

XVII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

25-27 сентября 2024 г. Оренбург

Организаторы:
Правительство Оренбургской области
Министерство промышленности и энергетики Оренбургской области

Оператор:
Башкирская выставочная компания

По вопросам участия в выставке:
(347) 246-41-77, 246-41-86
expo@orenburg-gazneft.ru

По вопросам участия в деловой программе:
(347) 246-42-85, 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

orenburg-gazneft.ru



Газгольдеры как элемент энергоэффективной инфраструктуры нефтебаз



Основная задача любой нефтебазы – хранение нефти и нефтепродуктов. Этот обязательный технологический процесс, который используется от добычи и переработки до конечного потребителя. Такое хранение осуществляется в резервуарах различного типа и размещения, со сложными системами слива/налива, и другими объектами и устройствами базовой инфраструктуры.

Специалисты уверены, что в этой технологической цепочке самым слабым местом является хранение нефти и нефтепродуктов. При нем возникает большинство потерь топлива, поэтому в инфраструктуру хранилищ встраиваются различные приборы и устройства. Потери квалифицируются на утечки и разливы плюс смешивание (ошибки при проектировании либо при эксплуатации инженерной системы), испарение и естественные потери (малые дыхания – возникают из-за колебаний температуры и давления и большие дыхания – при сливе и закачке хранимого продукта).

В качестве противодействия «дыханиям», как основным видам потерь, противопоставляют термоизоляцию, окраску в светлые тона резервуаров или их размещение под землей, правильную регулировку дыхательных клапанов, емкости с плавающей крышей или понтонами.

Выгода внедрения

Самым эффективным средством в борьбе с потерями является организация на нефтебазе газоуравнительной системы (ГУС), которая объединяет в единое пространство все емкости, предназначенные для хранения одного сорта нефтепродуктов. Таким образом, формируется герметичный замкнутый контур, который позволяет равномерно распределять давление паровоздушной смеси в нем. Тем самым, при проведении различных технологических процессов избегается возникновение потерь от большого и малого дыхания.

Вторая важнейшая задача ГУС – формирование системы пожарной безопасности. Поскольку «уравниловка» включает не только трубы, насос, дыхательные клапаны, контролирующие давление, запорные задвижки, сборник конденсата и задвижки для его выброса, газосборники, газокомпенсаторы, но и огневые предохранители.

Уточним, что в роли газосборников могут выступать дополнительные стальные резервуары, включенные в газоуравнительную систему.

Другим важным ее элементом являются газокомпенсаторы, которые выполняют функции газгольдеров и представляют собой стандартный резервуар с подъемной крышкой или гидравлическим затвором, или баллонными крышками типа «дышащий баллон», или полимерную емкость. Последняя особенно эффективна на нефтебазах малой и средней вместимости, а также при перекачке из железнодорожных цистерн. Такие энергоэффективные газгольдеры выпускает ООО НПФ «Политехника».

Функции газгольдеров в газовых хранилищах и нефтебазах

Они разные, так в газовых хранилищах газгольдеры являются основным местом хранения продукта, на нефтебазах они выполняют иные функции и являются временными хранилищами.

Хранение газа в газгольдерах – это традиционный метод организации газовых хранилищ для производственных целей. Для этой цели используются большие газгольдеры промышленные, обычно в них закачивают сжиженные газы. Они же, только малых объемов, присутствуют на автоколонках, в качестве источника для заправки газовым топливом и в частном секторе для обогрева и приготовления пищи.

Хранение природного газа – метана обычно осуществляется в огромных подземных пустотах, оставшихся от разработок углеводородов.

Одним из важных элементов системы безопасности при использовании газгольдеров являются предохранительные клапаны, которые присутствуют практически на всех устройствах. Принцип их действия прост, рассмотрим его на бытовых емкостях. Производители испытывают газгольдеры при давлении 25 атм, очень важный его элемент – предохранительный клапан срабатывает при 16 атм, реальное давление в рабочем резервуаре до 6 атм.

Полимерные газгольдеры производства НПФ «Политехника» также применяются для хранения газов. При этом они могут использовать как дополнительные емкости под газ во время организации полевых складов горючего.

Вызовы и перспективы

Кроме того, передвижные эластичные резервуары-сепараторы нефтегазовые (ПЭР-НГ) многоразового использования просто необходимы на любой буровой площадке. Они обладают высокой морозоустойчивостью до -60°C , стойкостью к ультрафиолетовому излучению и агрессивным средам, высокой ремонтпригодностью.

В ПЭР-НГ можно накапливать скважинную продукцию, товарную нефть и пластовую воду, а попутный нефтяной газ (ПНГ) подавать в купольный газгольдер-рекуператор легких фракций углеводородов (ГРУК) постоянного давления и переменного объема для осушки.

ГРУК выполняет 3 функции: в нем осажается капельная фаза из ПНГ, формируется газовый конденсат пропан/бутановой фракции, осуществляется отвод из газгольдера для компримирования или когенерации метана/этана. Управление и мониторинг за процессами, происходящими в ПЭР-НГ и ГРУК, производится цифровыми исполнительными механизмами и программными средствами на основании данных сенсоров критических параметров.

Влияние газгольдеров на энергоэффективность нефтебаз

Использование в газоуравнительной системе нефтебаз мобильных газгольдеров повышает их энергоэффективность. Так, более 10 лет назад НПФ «Политехника» предложила включить в газоуравнительную систему нефтебаз эластичные газгольдеры-компенсаторы как альтернативу «плавающим крышам». Такие емкости способны производить глубокую осушку газа, выделять газовый конденсат, осуществлять рекуперацию топлива, обеспечивать безопасность от пожаров. Их применение рекомендовано ВНИИ противопожарной обороны РФ.

Снижение затрат

Практический опыт, полученный за эти годы показал, что речь может идти не только об энергоэффективности, но и значительной экономии финансовых средств, сокращении сроков поставки, шеф-монтажа без привлечения тяжелой и специальной техники, об упрощении эксплуатации. Стоимость полимерного газгольдера в разы ниже, чем у стального.

При развертывании резервуара-газгольдера нет необходимости в прочном фундаменте, монтаж емкости производится бригадой специалистов компании, техническое обслуживание включает визуальный осмотр емкости и арматуры.

Кроме того, мобильный газгольдер легко перемещается по территории нефтебазы, более того при отсутствии площадки энергоэффективный купольный газгольдер может парить в воздухе подобно воздушному шару.

При этом номинальная вместимость газгольдера в метрах кубических должна соответствовать единовременно принимаемому объему через все сливо-наливные эстакады и терминалы нефтебазы. Таким образом, достигается максимальная эффективность работы.

Технические аспекты

Присоединение каждого газгольдера-резервуара осуществляется к газоуравнительной системе через отвод-патрубок и гибкий рукав. При этом вся газоуравнительная обвязка должна быть снабжена огневыми и предохранительными клапанами. Возможно через коллектор гибкого воздуховода подключение полимерного резервуара большой вместимости к любому количеству емкостей.

Полимерный эластичный резервуар-газгольдер эксплуатируется при широком диапазоне температур от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Его вместимость может достигать 10000 м³. Гарантийный срок – 2 года. Максимальный срок службы составляет семь лет.

Закключение

Полимерные газгольдеры обладают высокой химической стойкостью к агрессивным средам и прочностью. Поскольку его оболочка включает семь слоев при общей толщине в 60 мкм. Они мобильны и просты в эксплуатации. Их экологическую безопасность обеспечивает защитная берма и каре обвалования. При этом повысить энергоэффективность нефтебазы можно в считанные дни, именно столько потребует времени на покупку, монтаж и подключение резервуара.



ПОЛИТЕХНИКА
научно-производственная фирма

ООО НПФ «Политехника»
109316, Москва,
Волгоградский пр., 47, БЦ «Куб»
тел. (495) 783-01-67
info@poli.ru
poli.ru

«Мягкий» склад – современный подход к хранению нефтепродуктов



На фоне активного освоения новых месторождений нефтяники ищут оптимальные способы хранения топлива. Эту задачу в самых сложных климатических условиях легко решают мягкие резервуары Нефтетанк. Они уже доказали свою эффективность на многих объектах ТЭК, в том числе при реализации крупнейшего в мире проекта по добыче углеводородов – Восток Ойл.

Где хранить топливо?

Освоение ресурсной базы России, в том числе на отдаленных территориях Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока, требует применения современных технологий и новых нестандартных решений на всех стадиях работ. Важный вопрос для добывающих компаний – снабжение площадок топливом. Сегодня уже редко встретишь на месторождениях старые, ржавые резервуары ГСМ, которые эксплуатируются с риском для природы и окружающей среды. На российском рынке давно появились высокотехнологичные мобильные полевые склады горючего на базе мягких резервуаров, подтвердившие свою надежность и безопасность на сотнях объектов ТЭК.

Группа компаний «Нефтетанк» много лет сохраняет статус лидера среди разработчиков и производителей «мягких» складов в России.

Главные преимущества, которые отличают резервуары:

- Простота установки и монтажа. Нефтетанки могут быть быстро и легко собраны на месте без использования специального оборудования и большого количества рабочих.
- Гибкость и мобильность. По завершении эксплуатации на объекте мягкие резервуары можно переместить на новую площадку.
- Эффективность и экономичность. «Мягкие» склады имеют небольшой вес и габариты, что уменьшает затраты на их транспортировку и установку. Кроме того, они требуют меньше затрат на обслуживание по сравнению с традиционными железобетонными или металлическими резервуарами.
- Надежность и экологическая безопасность. Мягкие резервуары изготавливаются из эксклюзивного сверхпрочного материала по специальной технологии, которая надежно защищает окружающую среду от протечек нефтяных продуктов.

Благодаря этому нефтетанки с каждым годом набирают популярность среди компаний нефтегазовой, горнорудной, энергетической, аграрной промышленности.

Склад «под ключ»

ГК «Нефтетанк» предлагает комплексные решения по организации складов горючего. Команда профессионалов не просто поставляет оборудование, а обеспечивает бесперебойную работу объекта на протяжении всего срока эксплуатации, без привлечения сотрудников заказчика. Широкий спектр сервисных услуг включает доставку в труднодоступные места любым видом транспорта, монтаж/демонтаж, пусконаладочные работы и запуск в эксплуатацию.



Специалисты проводят технический аудит, экологический и пожарный контроль, мониторинг и поддержку работоспособности всего дополнительного оборудования, патрулирование территории, мониторинг состояния склада хранения топлива, прием и выдачу топлива 24/7, полное устранение всех технических неполадок и поставку комплектующих.

Также компания поставляет дополнительное оборудование, в том числе насосно-перекачивающие модули, защитные бермы, системы освещения и молниезащиты, средства пожаротушения и др.

Каждую поставку ГК «Нефтетанк» сопровождает квалифицированным сервисным обслуживанием и четко исполняет договорные обязательства в срок. Таким образом, заказчик имеет возможность закрыть все свои потребности в «одном окне», существенно экономя расходы на управление и человеческие ресурсы. А главное – он всегда уверен в результате!

Уникальные проекты

Качество продукции ГК «Нефтетанк» подтверждают 11 патентов и 12 сертификатов, компания является участником Союза производителей нефтегазового оборудования России, Московской торгово-промышленной палаты.



Компания постоянно сотрудничает с ведущими предприятиями энергетики, в числе которых Роснефть, Газпром, Новатэк, Лукойл, Транснефть, Башнефть, ИНК и другие.

ГК «Нефтетанк» принимает участие во многих знаковых для страны проектах, таких как Восток Ойл, Арктик СПГ 2, Ямал СПГ, Енисей. Компания обеспечила систему хранения топлива на единственной в России внутриконтинентальной станции Восток в Антарктиде. Продукция Нефтетанк успешно работает на объектах всемирно известной китайской нефтегазовой корпорации «Чжунмань». Летом 2020 года команда Нефтетанка помогла ликвидировать последствия крупного аварийного разлива нефтепродуктов в Норильске. Постоянно расширяющаяся география работ и отзывы довольных партнеров – главное подтверждение ответственного подхода и высокого профессионализма коллектива компании.



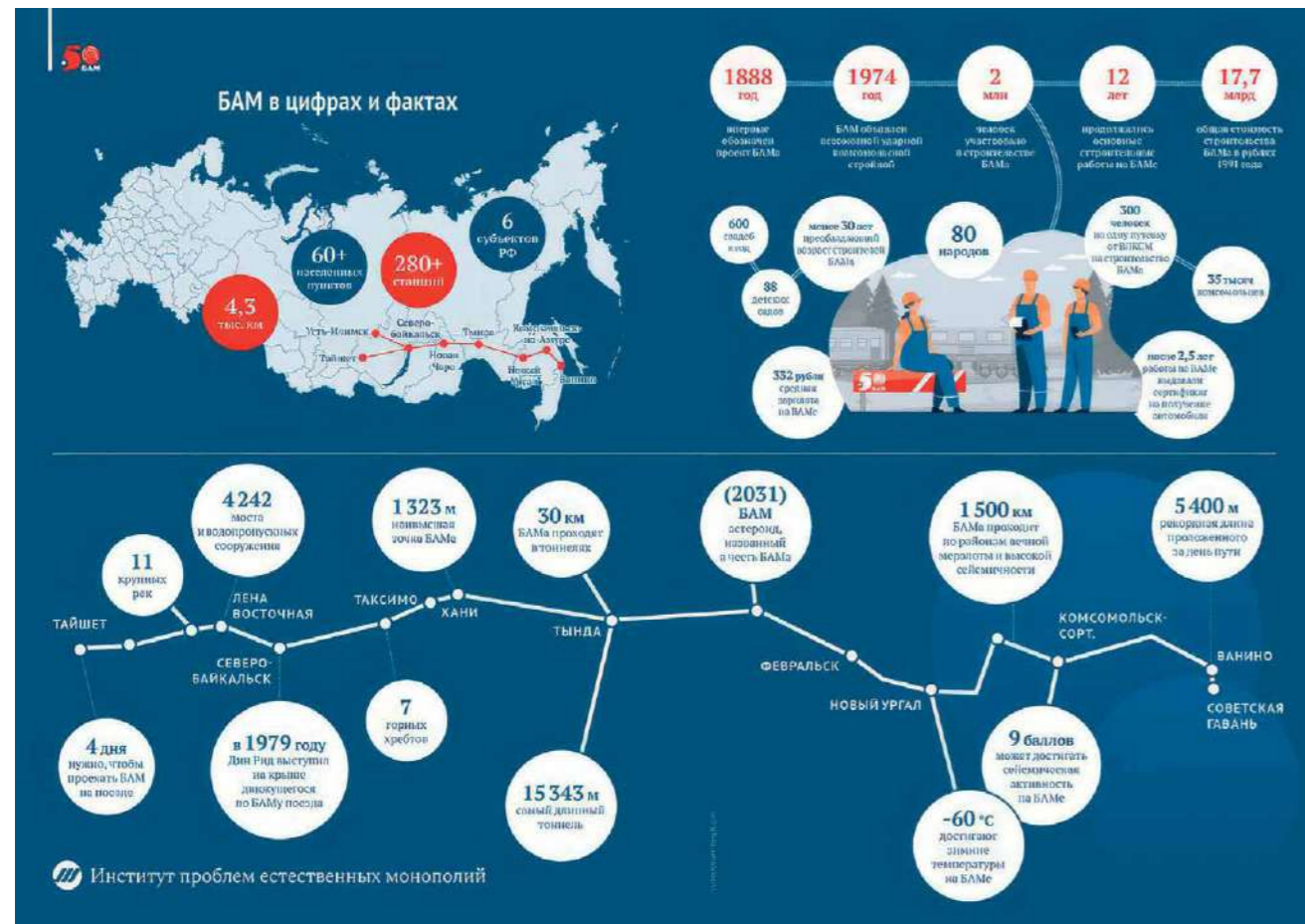
ГК «Нефтетанк»
127549, Москва,
ул. Пришвина, д. 8, корп.2
тел. 8 (800) 500-54-48
info@neftetank.ru
neftetank.ru

Время БАМа.

Когда стратегические цели оправданы экономическими эффектами

Ю. З. СААКЯН – генеральный директор АНО «ИПЕМ»

Экономическая эффективность БАМа ставилась под сомнение на протяжении всей его истории. С самого начала было понятно, что строительство и дальнейшая эксплуатация железной дороги в глубине неосвоенной человеком, сейсмоопасной территории с исключительно суровым климатом, сложным рельефом и вечной мерзлотой обойдется экономике страны колоссальными затратами. Но те, кто настаивал на необходимости строительства дороги, руководствовались стратегическими целями – смотрели на десятилетия вперед.



Сегодня центр тяжести экономического роста окончательно сместился в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), и разворот российской экономики и внешнеполитических усилий на Восток из стратегически важной долгосрочной цели превратился в задачу сегодняшнего дня. В системе транспортных коридоров, связывающих европейскую часть России с АТР, БАМ – это самый

короткий путь к Тихому океану, а вместе с Транссибирской магистралью в составе Восточного полигона сети РЖД – самый развитый транспортный коридор восточного направления, полностью проходящий внутри страны, объемы перевозок по которому стабильно растут. Поэтому в логике первоочередного развития того, что уже хорошо работает, по поручению Президента России в юбилейный для БАМа год запущен третий этап его модернизации.

В рамках проекта стоимостью 3,7 трлн рублей, утвержденного распоряжением Правительства РФ от 20 апреля 2024 года №981-р, провозная способность БАМа и Транссиба должна быть увеличена со 180 млн т по итогам 2024 года до 210 млн т по итогам 2030 и до 270 млн т к концу 2032 года. Для этого будут построены дублиры Северомуйского, Кодарского и Кузнецовского тоннелей, мост через реку Амур, обход Хабаровского транспортного узла, модернизирован Находкинский транспортный узел и проложены вторые главные пути на ряде участков.

Россия в системе евразийских транспортных коридоров



Помимо увеличения грузопотока, модернизация БАМа и Транссиба обеспечит устойчивость инфраструктуры и новые возможности для промышленности регионов, через которые проходят дороги. Модернизация БАМа улучшит транспортную доступность месторождений и обрабатывающих предприятий Иркутской области, Бурятии и Якутии, Забайкальского и Хабаровского краев, свяжет их с дальневосточными портами и промышленными центрами Западной Сибири и европейской части России. Если стратегические эффекты от реализации инфраструктурных проектов по большей части неизмеримы,

то предоставляет широчайшее поле для словесных манипуляций и критики колоссальных капитальных затрат, то для оценки экономических эффектов существует научно обоснованный и прошедший проверку на практике инструментарий. Расчеты ИПЕМ по методике межотраслевого баланса показывают, что совокупный эффект на ВВП России от реализации второго этапа модернизации Восточного полигона составит 9,8 трлн рублей, а инвестиции в проект вернутся в ВВП страны в пятнадцатикратном размере.

БАМ будет достроен, и даже если в какой-то период за пределами горизонта планирования дополнительные мощности не будут загружены в силу очередных изменений конъюнктуры на мировых рынках, эти мощности всегда будут в стратегическом запасе. Страшно себе представить наше нынешнее положение, если бы тогдашние критики проекта победили, и БАМа у нас не было бы вообще.





КАЛЕНДАРЬ 2024-2025 НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



23 - 28

сентября

2024 / Сочи

Роза Хутор

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин.
Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

21 - 26

октября

2024 / Сочи

Международная научно-практическая конференция

Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.

2025

Россия, Сочи

14-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

2025

Россия, Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРТНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



vk.com/sngexpo

t.me/sngexpo

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2024



XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL & GAS 2024

г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

25-27 СЕНТЯБРЯ

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе
#ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXIX МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2024»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2024» принимаются до 13.09.2024 включительно следующими способами:

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальном сайте: **www.sngexpo.ru**



САХАПРОМЭКСПО

**НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА.
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО.
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ**

**30 – 31 октября 2024 г.
ЯКУТСК**

Организаторы:



**Выставочная компания
Сибэкспосервис**
г. Новосибирск



**Выставочная компания
СахаЭкспоСервис**
г. Якутск

Тел: (383) 3356350

E-mail: vkses@yandex.ru

www.ses.net.ru



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ



КВАДРАТ
РЕСУРС

2024

2–4 октября,
г. Южно-Сахалинск



**ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**
НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА

ВОСТОЧНЫЙ ФОРПОСТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ И НОВЫЕ ЦЕЛИ



СЕРВИСЫ И ТЕХНОЛОГИИ
НА ШЕЛЬФЕ



ВЫСТАВОЧНАЯ
ПРОГРАММА



ПЕРЕРАБОТКА
УГЛЕВОДОРОДОВ



МОЛОДЕЖНЫЙ
ФОРУМ



ЧИСТОЕ БУДУЩЕЕ.
УСТОЙЧИВОЕ
РАЗВИТИЕ И КЛИМАТ



КРЕАТИВНЫЙ
ПОТЕНЦИАЛ
ТЕРРИТОРИЙ



ЛОГИСТИКА И
МЕЖДУНАРОДНОЕ
СОТРУДНИЧЕСТВО



СПЕЦИАЛЬНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ



ИНТЕГРАЦИЯ НАУКИ И
ОБРАЗОВАНИЯ В БИЗНЕС.
ОТ ИССЛЕДОВАНИЙ
К ИННОВАЦИЯМ



ПРИГЛАШАЕМ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ

WWW.SAKHALINOILGAS.RU

+7 499 350 25 35

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

8–11 ОКТЯБРЯ 2024

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, КВЦ ЭКСПОФОРУМ

**РОС
ГАЗ
ЭКСПО**

В РАМКАХ XIII ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО
ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



www.rosgasexpo.ru



РЕКЛАМА 18+

Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

8–11 октября



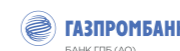
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
[@GASFORUMSPB](https://t.me/GASFORUMSPB)





23-я Международная выставка
кабельно-проводниковой
продукции, оборудования
и материалов для ее производства

18–20 марта 2025
Москва, ЦВК «Экспоцентр»



**Забронируйте
стенд**
cabex.ru

- Кабели и провода
- Материалы для производства кабелей и проводов
- Оборудование для производства кабелей и проводов
- Электромонтажное оборудование

Организаторы



Генеральный
информационный
партнер



Россия

Уфа Республика
Башкортостан



**РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**

33-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
20–23 мая 2025 года

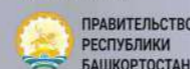
www.gntexpo.ru

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

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2024](https://vk.com/gntexpo2024)



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН

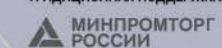


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

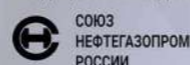


БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

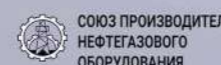
ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



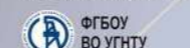
ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР





РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

14-17.04.2025

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



Электроприводы многооборотные для использования на предприятиях ТЭК

Предназначены для управления запорной арматурой DN 80...1200 до 15,0 МПа для различных трубопроводов, эксплуатирующийся в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Более 100 модификаций
- В зависимости от исполнения могут развивать крутящие моменты от 20 до 50 000 Нм
- Поддержка беспроводного интерфейса
- Bluetooth для настройки
- Сейсмо- и виброустойчивы
- Выдерживают перепады температур от -60° до +40°



ТРАНСНЕФТЬ
ТОМЗЭЛ

АО «ТОМЗЭЛ»
634024, Россия, Томск, ул. Причальная, 14
tomzel@tom.transneft.ru
тел. +7 (3822) 53-06-71 (приемная)
тел. +7 (3822) 27-63-32 (служба маркетинга,
по вопросам приобретения продукции)

tomzel.transneft.ru



Предназначены для запорно-регулирующей арматуры DN 50...1200 PN от 1,6 до 10,0 МПа на трубопроводах, эксплуатирующийся в наружных установках и помещениях во взрывоопасных зонах. Конструкция предусматривает комплектование прямоходным модулем для работы электроприводов в составе запорно-регулирующих клапанов.

- Для клапанов запорно-регулирующих осесимметричных
- Для кранов шаровых запорно-регулирующих
- Для дисковых затворов регулирующих

Электроприводы для запорно-регулирующей арматуры (ЭПЗР)





ПРОМПРИБОР-Р

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ



RU СДЕЛАНО
В РОССИИ



17 ЛЕТ ОПЫТА С ТОЧНОСТЬЮ ДО АТОМА



PRIBOR-R.RU

8 (800) 500-71-25

