Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

# СФЕРА

НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский информационно-технический журнал

2/2021 '81

**КОРИОЛИСОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ RHEONIK**

- Расход от 0,0015 кг/мин. до 30000 кг/мин.
- Температура среды от −196°C до +400°C
- Давление до 4000 бар
- Материалы: AISI 316L, Хастеллой, Тантал, Монель, Титан, Дуплекс

**Подробнее на стр. 64**

KEYPART

**ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ**
**АУТСОРСИНГ ЗАКУПОК И СНАБЖЕНИЯ**

☎ (812) 655-67-84 www.keypart.ru

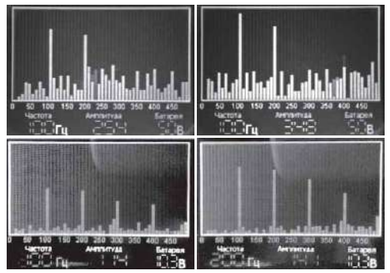
УЛЬТРАСКАН-2004 – ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

# УЛЬТРАСКАН-2004М

## Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов

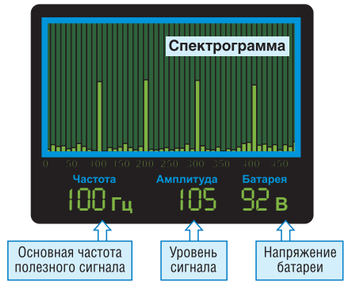


Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

Характерный вид спектра приведён на рисунке.

Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

## Отображение информации на ЖК-индикаторе




Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.

Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.

Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.

По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

## Прибор предназначен

Для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередач, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, воздушных линий электропередач для электроснабжения силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, линий электропередач районных распределительных сетей.
Пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ.
Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6–35 кВ.

## Характеристики прибора

- Максимальная дальность определения дефекта ..... 15 м
- Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7 ..... не более 5°
- Диапазон принимаемых частот ..... 37–42 кГц
- Длительность записи сообщений* ..... не менее 2 часов
- Кратность оптического визира ..... 4
- Диапазон рабочих температур ..... -10°С...+40°С
- Время непрерывной работы от одной зарядки .... не менее 8 часов
- Габаритные размеры ..... 380x250x80 мм
- Вес ..... не более 2,5 кг

* в зависимости от комплектации

ООО «НПП «Метакон» 634034, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, стр. 1
тел. (3822) 562780, 568984 I e-mail: metakon_tomsk@mail.ru

www.metacon.ru

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

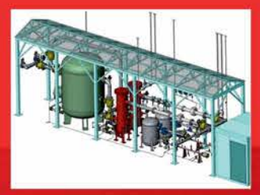
Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

группа компаний ЭНЕРГАЗ



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.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 газовоздушных средах различной степени агрессивности

## УСПЕХ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

***возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей***

**БОЛЕЕ 50 лет**

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

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

| АРМОФАЙЕР | |
|---|---|
| Огнезащитные материалы вспучивающегося типа: **Армофайер®** **Армофайер® NE71** | |
| Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армофайер® Конструктив** **Армофайер® NK51** | |

| АРМОТАНК | |
|---|---|
| **Армотанк® 07** | Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере |
| **Армотанк® Цинк** | Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла |
| **Армотанк® K06** | Эпоксидный грунт для цветных металов |
| **Армотанк® ОЙЛ** **Армотанк® ОЙЛ AS** | Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуары под нефть, темные и светлые нефтепродукты |
| **Армотанк® N770** | Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне-, сильноагрессивной атмосфере |
| **Армотанк® N700** | Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере |
| **Армотанк® R105** | Эпоксидный наливной пол |

**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.

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru
188679, Ленинградская область, Всеволожский район, пос. им. Морозова, ул. Чекалова, д. 3

КЛИНЦЫ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

(48336) 4-55-33

# АВТОКРАН КС-55713-5К-5В «ЛИДЕР»

**АО «КАЗ» расширил линейку автомобильных кранов торговой марки «Клинцы». При создании машины были применены новейшие технологии и решения, благодаря которым автокран получил безупречные технические, грузовысотные и транспортные характеристики.**

## НОВИНКА!

## АВТОКРАН КС-55713-5К-5В «ЛИДЕР»

### КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

Грузоподъемность – 25 тонн;
Соответствует нормативным габаритам и нагрузкам на оси согласно требованиям правил о перевозке грузов автомобильным транспортом №272;
Длина стрелы – 33,2 м;
Опорный контур – 5,85 м х 6,25 м;
Масса телескопируемого груза – до 7 тонн;
Стрела – овалоидный профиль;
Длина гуська – 10 м;
Дополнительный топливный бак объемом 210 л;
Маслоохладитель в базовой комплектации;
Подпятники штатно закреплены на аутригерах.

### БОЛЬШОЙ НАБОР ОПЦИЙ:

- дополнительная лебедка;
- гусек;
- набор противовесов (1,0 т + 1,5 т + 3,5 т);
- джойстики управления крановыми операциями;
- прицеп (для перевозки комплекта противовесов);
- рабочая платформа грузоподъемностью до 300 кг;
- дополнительный (второй) отопитель в кабине крановщика.

## Автокран

будет представлен на выставке
BAUMA CTT RUSSIA 2021
**СТЕНД F-1/29**

## АО «КАЗ» - С НАМИ БУДУЩЕЕ!

Расширение модельного ряда автомобильных кранов торговой марки «Клинцы» позволит сделать потребителю максимально точный выбор при приобретении кранов.

www.agpkaz.ru

www.oaokaz.ru

# СОДЕРЖАНИЕ


**12** Итоги международной выставки «НЕФТЕГАЗ-2021»

**18** Многофункциональные установки подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» – накоплен опыт надежной эксплуатации

**28** Инновационный комплекс технических средств для нагрева потока нефтесодержащих жидкостей

**30** Двух и трехшарошечные конструкции буровых долот. Преимущества и недостатки

**36** Повышайте энергоэффективность Вашей гидравлической системы вместе с KSB

**40** Положительная энергетика ИЭМЗ «Купол». Оборонные технологии для отопления промышленных объектов

**44** Создание кластера по производству нефтегазового оборудования – механизм повышения конкурентоспособности отрасли

**46** Трубы МПТК от «ТМС групп»: проверено годами, доказано исследованиями

**52** Современные лакокрасочные покрытия для комплексной защиты объектов нефтяной промышленности



**СФЕРА. Нефть и Газ №2/2021 (81)**

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

**Заявленный тираж 10 000 экз.**
**Дата выхода 14.05.2021г.**
**Цена свободная.**

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

Журнал зарегистрирован в управлении Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-52571 от 25.01.2013г.


Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.
Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций.
Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.



TIKKURILA
INDUSTRY

Антикоррозионная защита объектов нефтегазового комплекса

- ОТРАСЛЕВАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ
- ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ СИСТЕМЫ ПОКРЫТИЙ
- КВАЛИФИЦИРОВАННАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА

ООО «Тиккурила», пр. 9-го Января, 15, корп. 3
192289, г. Санкт-Петербург
тел.: +7 (812) 380 33 99
www.tikkurila.ru

# СОДЕРЖАНИЕ


**56** Многофункциональные контроллеры связи с объектом компании АО «ЭМИКОН»

**64** Кориолисовые расходомеры RHEONIK

**68** Ультразвуковые расходомеры Turbo Flow UFG-I с функцией оценки компонентного состава отходящих дымовых газов

**72** Отечественные кориолисовые расходомеры – стратегии и «ловушки» импортозамещения

**76** Анализ существующих методик диагностики и неразрушающего контроля металлических конструкций нефтегазовых машин и агрегатов

**80** Актуальные вопросы нормирования требований пожарной безопасности в рамках разработки изменений №2 СП 155.13130.2014

**84** Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

**90** Мостики переходные (МП) для обеспечения безопасного доступа на автомобильные и железнодорожные цистерны для выполнения технологических операций

**94** Опыт перехода от стандарта BS OHSAS 18001:2007 к требованиям стандарта ISO 45001:2018 в ОАО «Севернефтегазпром»



**Генеральный директор:**
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

**Главный редактор:**
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

**Выпускающий редактор:**
Александр Николаев
pr@сферанефтьигаз.рф

**Офис-менеджер:**
Зоря Вечерняя

**Директор по маркетингу:**
Светлана Кривошеева
sk@сферанефтьигаз.рф

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

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

**Дизайн и верстка:**
Наталья Ананьева

**Корректура:**
Елизавета Ставская

**Отдел подписки и распространения:**
Галина Чуприкова
Елена Головина

**Выставочная деятельность:**
Кристина Глинкина
Ксения Баранова

420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая Красная, 13а

# СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

## АО Научно-исследовательский и проектный институт

тел./факс (843) 264-28-62, e-mail: main@niisngp.ru

СНГП

www.niisngp.ru

### 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.

**БОЛЕЕ 20 ЛЕТ**

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

### С МОМЕНТА ОБРАЗОВАНИЯ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА, ОСНОВНЫМИ ЗАКАЗЧИКАМИ БЫЛИ ТАКИЕ КОМПАНИИ, КАК:

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

# Итоги международной выставки «НЕФТЕГАЗ-2021»

С 26 по 29 апреля 2021 года успешно прошла выставка «Нефтегаз-2021» в Центральном выставочном комплексе «ЭКСПОЦЕНТР». Этот год стал для выставки юбилейным. Она проводилась в 20-й раз. АО «ЭКСПОЦЕНТР» и выставочная компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) организовали выставку при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, профильных союзов, под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ. «Нефтегаз-2021» стала долгожданным событием для офлайн-общения ведущих производителей и поставщиков нефтегазового и нефтеперерабатывающего оборудования. По традиции выставка «Нефтегаз» проводилась вместе с Национальным нефтегазовым форумом.

В церемонии торжественного открытия выставки «Нефтегаз-2021» приняли участие заместитель Министра промышленности и торговли РФ **Михаил Иванов**, Президент Торгово-промышленной палаты РФ, Председатель Совета директоров АО «Экспоцентр» **Сергей Катырин**, помощник Руководителя Администрации Президента РФ **Кирилл Молодцов**, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию **Орест Каспаров**, президент Союза нефтегазопромышленников России **Генадий Шмаль**, Президент Российского Союза химиков **Виктор Иванов**, Генеральный директор ООО «Мессе Дюссельдорф Москва» г-н **Томас Штенцель**, врио Генерального директора АО «ЭКСПОЦЕНТР» **Алексей Вялкин**.

Почетные гости отметили важность мероприятия для демонстрации инновационных решений, подчеркнули заинтересованность в обсуждении оптимальных путей решения приоритетных задач нефтегазовой отрасли и плодотворном сотрудничестве.

*Президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин:*

***– Топливно-энергетический комплекс является становым хребтом российской экономики, а выставка «Нефтегаз» в свою очередь – одной из главных технических выставок, которая демонстрирует возможности российских компаний и зарубежных партнеров.***

Выступающие обратили внимание на внушительный список участников «Нефтегаз-2021» из более 20 стран, что говорит о притягательности отрасли нефтегазового машиностроения для широкого круга специалистов.

*Заместитель министра промышленности и торговли РФ Михаил Иванов:*

***– «Экспоцентр» организует выставку на высшем уровне с соблюдением всех эпидемиологических требований. Выставку и Национальный нефтегазовый форум сопровождает обширная деловая программа. Многие темы, которые будут обсуждаться, имеют высокую актуальность. Это, например, вопросы энергоперехода, введение трансграничного углеродного налога, технологическое развитие и трансформация ТЭК. Минпромторг планирует принять самое активное участие в предстоящих дискуссиях.***

Во время VIP-обхода участники и гости «Нефтегаз-2021» ознакомились с экспозицией, оценили уровень организации выставки и качество представленных передовых разработок нефтегазового оборудования.

Ключевые компании и постоянные участники выставки были отмечены памятными дипломами АО «ЭКСПОЦЕНТР» за плодотворное сотрудничество и активное участие в проекте «Нефтегаз».

*Врио Генерального директора АО «ЭКСПОЦЕНТР» Алексей Вялкин:*

***– Наша площадка предоставляет возможность не только показать лучшие достижения в сфере нефтепереработки, инновационные продукты, технологии, но и найти партнеров, заключить коммерческие соглашения.***

Дипломы были вручены представителям компаний «Буринтех», «Волгограднефтемаш», «Газпром», «Зенит», «НКМЗ-Групп», «Сибирская промышленная группа», «Объединенная двигателестроительная корпорация», «Объединенная металлургическая компания», «Транснефть», «ТМК», «Эмикон».

Особые слова благодарности организаторы выразили спонсорам и партнерам выставки «Нефтегаз-2021» за оказанную поддержку в ее проведении. В торжественной обстановке были вручены дипломы АО «Экспоцентр» спонсору электронной регистрации ООО «НТА-Пром», партнерам выставки ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «Синтек», АО «Чебоксарский Электроаппаратный завод», ООО «ТаграС-Холдинг», ООО «Чебоксарская Электротехника и Автоматика», ООО «ДРЕГЕР», тематическим партнерам выставки АО «ЮТэйр – Вертолетные услуги», АО «ТРЭМ Инжиниринг», партнерам деловой программы ООО «Прософт-Системы», ООО «НПО «МИР», СИМЕНС ЭНЕРГЕТИКА, АО «ЭНЕРГОМАШ», АО «ТЕККНОУ», АО «ГК «Электрощит–ТМ Самара», ООО «ГОЯ КОНСАЛТИНГ», партнеру видеотрансляции LafargeHolcim, инновационному партнеру выставки АО «Шнейдер Электрик», партнеру презентационной зоны ООО «ССТэнергомонтаж».

## СТАТИСТИКА

- **449 компаний из 23 стран**
- **357 российских компаний**
- **Национальные экспозиции Германии, Чехии**
- **15 001 кв. м – площадь нетто**

>>>

## ЭКСПОЗИЦИЯ

В этом году на площади 15001 кв. м свои достижения продемонстрировали 449 компаний из 23 стран мира. Национальные экспозиции представили фирмы из Германии, Чехии.

Выставка «Нефтегаз-2021» собрала ключевых игроков нефтегазовой отрасли. Разработки отечественных компаний продемонстрировали «Газпром», «Буринтех», «Транснефть», «ТМК», «ВЭЛАН», «Горэлтех», Алюминиевая Ассоциация, «СибБурМаш», «НТА-Пром», «Теккноу», «Эмикон», «Сибирская Промышленная Группа», «Крус-запад», «ОМК», «Геа Рефрижерейшн Рус», «Заводоуковский машзавод», «НКМЗ-Групп», «Б+Р Промышленная Автоматизация», «Total Восток», ОКБ «Зенит», «Нефтесервисприбор», «Тяжпрессмаш», «СМД», «Электрощит Самара», «ЧЭТА», «ЧЭАЗ», «Технодинамика», «ОДК», «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», «Каспийский трубопроводный консорциум», «Таграс Холдинг», «Коломенский завод», «Прософт-Системы», «Синтек», «Фидмаш», «Волгограднефтемаш» и другие.

В выставке приняли участие ведущие производители и поставщики мирового нефтегазового рынка: Siemens, Schneider Electric, Enotec GmbH, Phoenix Contact, H. BUTTING GmbH & Co. KG, Hydac International ООО, KAMAT GmbH & Co. KG, Klöpper-Therm Vertriebs GmbH, Leistritz Pumpen GmbH, Medenus Gas-Druckregeltechnik GmbH, Pleuger Industries GmbH, Rhyton Solutions GmbH, Samson Controls ООО, Sorb® XT, VEGA Grieshaber KG, Walther-Präzision, Sumitomo Corporation, Enerpac B.V., Draeger и другие. Многие зарубежные компании представили из российские партнеры.

**Отзывы экспонентов и посетителей** о выставке подтверждают уникальность мероприятия с точки зрения российской нефтегазовой отрасли. Они получили максимальную отдачу от участия в выставке: показали передовые новинки техники, встретились со старыми партнерами и обрели новых, провели продуктивные переговоры, заключили выгодные контракты. Особенно ценным оказалось живое общение. Многие участники выразили желание участвовать в ней в следующем году.

*Ирина Корнеева, Начальник отдела выставочной деятельности, АО «ОДК»:*

***– «Мы являемся постоянными участниками данной выставки. В этом году постарались максимально наполнить нашу экспозицию. Выставка набрала максимально количество посетителей. Выставка яркая, привлекает своим нестандартным подходом – здесь очень много ярких стендов».***

*Светлана Королева, Начальник отдела имиджевых мероприятий, Департамент внешних коммуникаций ПАО «Транснефть»:*

***– «Транснефть традиционно принимает участие в выставке «Нефтегаз». Мы с большим удовольствием в этом году приняли участие в первой выставке этого года. На выставке впервые представлены новые технологии 3D голографической пирамиды, где мы демонстрируем оборудование дочернего общества. В частности – насосное оборудование компании Транснефть. В этом году большое количество посетителей на выставке «Нефтегаз». Хотела бы особенно отметить замечательную организацию. Очень много посетителей, целевых для нас посетителей».***

*Денис Никитин, Руководитель отдела «Автоматизация», ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ»:*

***– «Наша компания уже не первый год принимает участие в выставке «Нефтегаз». С радостью приехали на эту, чтобы рассказать о наших продуктах, новинках и о том, что наша компания постоянно развивается. Если вы хотите увидеть максимально новые решения в этой отрасли, вы посетить эту выставку и увидеть это своими глазами. Это очень хороший путь в развитие нашей компании и позволит укрепить наши позиции на рынке».***



## ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

В рамках **деловой программы** выставки «Нефтегаз-2021» состоялись презентации экспонентов выставки, объединенные в тематические сессии. Они проходили в специально организованной зоне бизнес-презентаций.

Деловую программу открыла **сессия «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче»**. Мероприятие организовал «ЭКСПОЦЕНТР» при поддержке НП «Ассоциация «Электрокабель» и Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия». В рамках сессии состоялись **8 презентаций** и **семинар** Алюминиевой Ассоциации на тему: **«Алюминиевые решения для нефтегазовой отрасли»**.

В ходе дискуссии своим опытом, инновационными разработками поделились известные эксперты: генеральный директор ООО «Элкат» (ГК «Москабельмет»), президент Ассоциации – председатель правления международной ассоциации «Электрокабель» **Максим Третьяков**, генеральный директор ЗАО «МКМ» (ГК «Москабельмет»), глава отраслевого сектора «Энергетика» Алюминиевой Ассоциации России **Павел Моряков**, руководитель медиа-холдинга «РусКабель, член Научно-технического совета по развитию электротехнической и кабельной промышленности, член Межведомственного координационного совета по вопросам развития энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности при Министерстве промышленности и торговли РФ **Александр Гусев**.

Участники сессии обсудили вопросы, связанные с инновационными кабельными технологиями в нефтегазовой отрасли и новыми технологиями передачи информации для цифровизации месторождений, а также способы снижения расходов и налогов в нефтегазовом строительстве и алюминиевых решений для нефтегазовой индустрии. С докладами выступили ведущие специалисты компаний «СТАБКАБ», ООО «Холдинг «Кабельный Альянс», «Томсккабель», ГК CRES, «ПромХимТех», ООО «ССТэнергомонтаж», «Рокстэк РУ», ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия».

На сессии **«Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли»**, организованной «ЭКСПОЦЕНТР» при поддержке Московского института нефтегазового бизнеса, с высокоэффективными продуктами для нефтегазовой отрасли специалистов отрасли ознакомили следующие участники: компания «ТОТАЛ ВОСТОК», ООО «НТА-Пром», Leobersdorfer Maschinenfabrik GmbH, ООО «КРОНЕ Инжиниринг», АО «Теккноу», «ЛафаржХолсим Россия», ОАО «Волгограднефтемаш», Spraying Systems Co., ООО «Системы нефть и газ», ГК CRES, ООО «ТК МАШ», Национальный центр содействия достижению углеродной нейтральности «Ансельм», HQTS Ltd. China, МСК «БЛ ГРУПП», ООО «ОДК Инжиниринг», ФГУП «НТЦ «Химвест», НПО «Ирэ-Полюс», Atop Technologies.

В рамках сессии состоялись **18 презентаций и конференция «Современные тенденции развития нефтегазового бизнеса: инновационные стратегии, цифровая трансформация, повышение операционной эффективности нефтяных компаний»**. На конференции ректор Московского института нефтегазового бизнеса Рустем Шагиев рассказал об инновационном развитии мирового нефтегазового комплекса, бизнес-технологических революциях, которые произошли за последнее десятилетие. Участники обсудили формирование инновационных команд в нефтегазовом бизнесе, обменялись мнениями о том, как в сегодняшних условиях компаниям двигаться дальше, как молодым отраслевым специалистам строить свою карьеру.

Задачи по подготовке специалистов в нефтегазодобывающем комплексе, вопросы цифровизации ТЭК, энергоперехода обсуждались на **конференции «Взаимодействие науки, образования и бизнеса в области нефти и газа»**.

>>>

Организаторы – АО «ЭКСПОЦЕНТР» при поддержке РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, Ассоциации «Российский национальный комитет мирового нефтяного совета по организации и проведению мировых нефтяных конгрессов». Речь шла о подготовке высококвалифицированных специалистов для топливно-энергетического комплекса, взаимосвязи нефтегазовой отрасли и мировых экономических и политических процессов, энергопереходе, цифровизации в ТЭК, а также о гендерном балансе в научно-образовательной и производственной сферах. Эксперты представили лучшие мировые практики взаимодействия научно-образовательных учреждений и нефтегазовых компаний. По видеосвязи выступил президент Мирового нефтяного совета **Тор Фьйеран**. По мнению директора РНК МНС, помощника ректора РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина по международным вопросам **Влады Стрелецкой**, важнейшей задачей является поддержка и привлечение талантливой молодежи в нефтегазовую отрасль.

Внимание студентов, специальность которых связана с энергетикой и нефтегазовой отраслью, привлекла **молодежная секция**, проведенная геологическим факультетом Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова совместно с АО «ЭКСПОЦЕНТР». После окончания ВУЗов они смогут реализовать себя и присоединиться к профессиональному сообществу. Участники затронули проблемы разработки месторождений в постковидное время, обсудили, как именно используется искусственный интеллект в геологоразведке, поговорили об угрозах и возможностях для нефтегазового бизнеса при энергопереходе и другие темы.

Директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ **Антонина Ступакова** отметила выставку «Нефтегаз», как уникальную площадку для взаимодействий, где наука и бизнес представляют результаты своей работы и определяют стратегию развития отрасли. А фундаментальная наука, бизнес и кадры помогут найти решения новых задач отрасли, особенно в условиях стремительно развивающихся цифровых технологий.

Один из мировых лидеров в предоставлении инновационных решений для повышения эффективности и сокращения углеродного следа бизнесов, инновационный партнер выставки компания Schneider Electric провела Innovation Summit Moscow 2021. Эксперты компании привели примеры внедрения цифровых и экологически безопасных решений и технологий на различных объектах в России и в мире, которые ускоряют наступление новой эпохи – автоматизированной, подключенной, умной, цифровизированной и цикличной.

Мероприятие объединило лидеров в сфере инноваций, экспертов с мировым именем, заказчиков и инвесторов. По словам президента Schneider Electric в России и СНГ **Йохана Вандерплаетсе**, проводимое мероприятие стало площадкой для бизнес-коммуникаций, нетворкинга и популяризации инноваций.

Изменениям нефтегазового рынка и ключевым глобальным трендам, формирующим будущее отрасли, было посвящено мероприятие компании Siemens Energy и АО «ЭКСПОЦЕНТР» «**Будущее нефтегаза**». В рамках дискуссии эксперты компании обсудили трансформацию мирового энергетического рынка. Чтобы сохранить конкурентоспособность на этом сложном и быстро меняющемся рынке, необходимо опережать динамичные рыночные тренды. Спикеры также затронули такие интересные темы, как цифровые решения по оптимизации добычи, облачные технологии, решения для арктического климата и многие другие. Своим опытом и новейшими разработками, используемыми в нефтегазовой, химической, металлургической, стекольной, энергетической и других отраслях, поделилась ведущая российская компания «**Теккноу**» – известный отечественный производитель и поставщик оборудования для измерений, контроля и диагностики, партнер деловой программы выставки «Нефтегаз-2021».

**Ключевым мероприятием деловой программы выставки «Нефтегаз-2021» стал Национальный нефтегазовый форум (ННФ). Форум проходил 27–28 апреля. Двухдневная программа мероприятия включала в себя специальные сессии, конференции, дискуссии, круглые столы, семинары.**

Темами обсуждения первого дня работы Форума стали: текущий анализ и прогноз развития энергетических рынков; новые технологии производства и обслуживания арматуры для нефтегазового комплекса; цифровизация профессий, промышленная автоматизация и искусственный интеллект; налогообложение нефтегазовой отрасли; трансграничный углеродный налог; водородная стратегия: развитие перспективных технологий, международное сотрудничество и экономические точки роста; ESG-проекты и инновации; декарбонизация ТЭК и углеродный менеджмент.

**Пленарная сессия** второго дня ННФ была посвящена международному технологическому сотрудничеству и трансформации ТЭК. Сессию открыл президент Торгово-промышленной палаты России **Сергей Катырин**. Он отметил значимость трансформации топливно-энергетического комплекса и подчеркнул, что ТЭК – один из главных источников доходов нашей страны, на его базе развивается социально-экономическая жизнь.

В дискуссии также приняли участие **Эрнесто Ферленги**, председатель Комитета по энергетике и Координационного комитета проекта «Зеленая инициатива» Ассоциации европейского бизнеса, **Майкл Коллинс**, генеральный директор «Салым Петролеум Девелопмент», **Юрий Шафраник**, председателя Совета Союза нефтегазопромышленников России, **Борис Муратов**, вице-президент бизнес-подразделения «Промышленная автоматизация» Schneider Electric в России и СНГ.

На мероприятиях деловой программы выставки» Нефтегаз-2021» удалось достичь эффективной комбинации офлайн и онлайн-форматов участия.

**В следующем году состоится 21-я международная выставка «Нефтегаз-2022» и Национальный нефтегазовый форум, которые пройдут в ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» с 18 по 21 апреля 2022 года.**

***Пресс-служба АО «Экспоцентр»***
***www.neftegaz-expo.ru***

# Многофункциональные установки подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» – накоплен опыт надежной эксплуатации

Первый блочный пункт подготовки газа производства ГК ЭНЕРГАЗ был введен в эксплуатацию девять лет назад на 5-м энергоблоке Южно-Сахалинской ТЭЦ-1. Этот проект дал старт внедрению в эксплуатацию многофункциональных установок газоподготовки. С тех пор накоплен значительный опыт поставок такого технологического оборудования, раскрыты его универсальные возможности, доказана эффективность и надежность.

***Александр РУБАНОВ** – ведущий специалист Департамента развития ООО «ЭНЕРГАЗ»*

***Фото 1. Отдельные блок-боксы при монтаже создают общее технологическое пространство многоблочной установки (панорамный вид)***

Группа компаний ЭНЕРГАЗ ежегодно реализует десятки проектов и получает новые подтверждения тому, что подготовка газа (Upstream, Midstream) – это выверенный и согласованный инженерный расчет комплексного технологического процесса, позволяющего достигать и устойчиво поддерживать установленные значения газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и другим параметрам.

По своему типу установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» делятся на комплектные и многоблочные.

**Компактные комплектные установки** состоят из 1–2 модулей, внутри которых оборудование интегрировано на единой раме. Это:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (природного);
- системы подготовки топливного и пускового газа;
- газоприемные станции;
- газорегуляторные пункты блочные;
- автоматизированные газораспределительные станции.

**Многоблочные установки** применяются в сложных и масштабных проектах. Они отличаются высокой производительностью (расходом подготавливаемого газа) и состоят из нескольких обособленных блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже стыкуются в единое здание (фото 1). При этом ряд элементов могут иметь внешнее исполнение.

Эти установки функционируют на генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо одновременно снабжать качественным газом (с отличающимися параметрами) сразу несколько основных и вспомогательных объектов.

В целом, комплектные и многоблочные установки в автоматическом режиме непрерывно обеспечивают очистку, осушку, подогрев, редуцирование, определение состава и измерение различных параметров газа, одоризацию, технологический или коммерческий учет, контроль качества газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование:

- газовые турбины;
- газопоршневые установки;
- котельные;
- печи прямого нагрева нефти;
- газоперекачивающие агрегаты и др.

Многофункциональные установки «ЭНЕРГАЗ» характеризуются максимальной степенью заводской готовности при поставке (98%), высокой ремонтопригодностью и длительным сроком службы – не менее 25 лет. Коэффициент технического использования составляет 0,92+, подтвержденный показатель надежности в эксплуатации – 0,95+.

## БАЗОВАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Минимальный (базовый) функционал технологических установок «ЭНЕРГАЗ» – это фильтрация и учет газа. Такое оборудование включает пять обязательных элементов.

### СИСТЕМА ФИЛЬТРАЦИИ

Стандартная система состоит из двух линий фильтрации с пропускной способностью 100% потока или трех линий с пропускной способностью по 50% потока каждая. В особых проектах применяется каскадная схема, включающая блок предварительной фильтрации (фото 2) и блок тонкой очистки газа.

Газовые фильтры выбираются в зависимости от состава подаваемого на объект газа,

***Фото 2. Внешний блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата***

>>>

а также содержания в нем механических примесей и жидких фракций. Преимущественно в оборудовании «ЭНЕРГАЗ» используются высокоэффективные двухступенчатые фильтры-коалесцеры со сменными элементами. Варьирование типов картриджей и их комбинирование оптимизирует очистку при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей завершающей очисткой фильтрующими элементами. Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа с последующей конденсацией жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В многофункциональных установках степень очистки достигает 100% для твердых частиц величиной не менее 3 микрон и капельной влаги не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет 98…99%.

### УЗЕЛ ДРЕНАЖА КОНДЕНСАТА

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит в автоматическом режиме. Как правило, дренажный резервуар расположен под землей. Если позволяют климатические условия, применяется наземное исполнение (фото 2), а резервуар оснащается электрообогревом.

Уровень конденсата в накопительном баке устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматизированного управления. Узел дренажа укомплектован устройством контроля уровня и оборудованием для удаления продуктов очистки в передвижную емкость.

*Фото 3. Узел коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами*

*Фото 4. Отсек САУ комплектной установки*

### БЛОК УЧЕТА ГАЗА

После очистки газ попадает в блок учета, который имеет одну или несколько измерительных линий нормального расхода, линию малого расхода, а также линию байпаса (в случае одной измерительной линии или по требованию заказчика). Относительная погрешность блока учета – не более 1%.

Коммерческий или технологический учет газа осуществляется путем измерений объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения полученных значений к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Используются также ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термоанемометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители.

Блок коммерческого учета газа (фото 3) позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расходы и эффективность использования газа.

### СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ

Многофункциональные установки газоподготовки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления (САУ) выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения и коммутационного оборудования. Она размещена внутри блок-модуля комплектной установки (или внутри блок-здания многоблочной установки) – в отсеке, отделенном от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 4).

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность управления. В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса от 1 до 3 часов.

Локальная САУ интегрируется с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивает дистанционное управление установкой, автоматические защиты и сигнализацию, контролирует технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводит информацию на панель оператора.

### СИСТЕМЫ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ

Наряду с системами жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция) установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно имеют системы безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

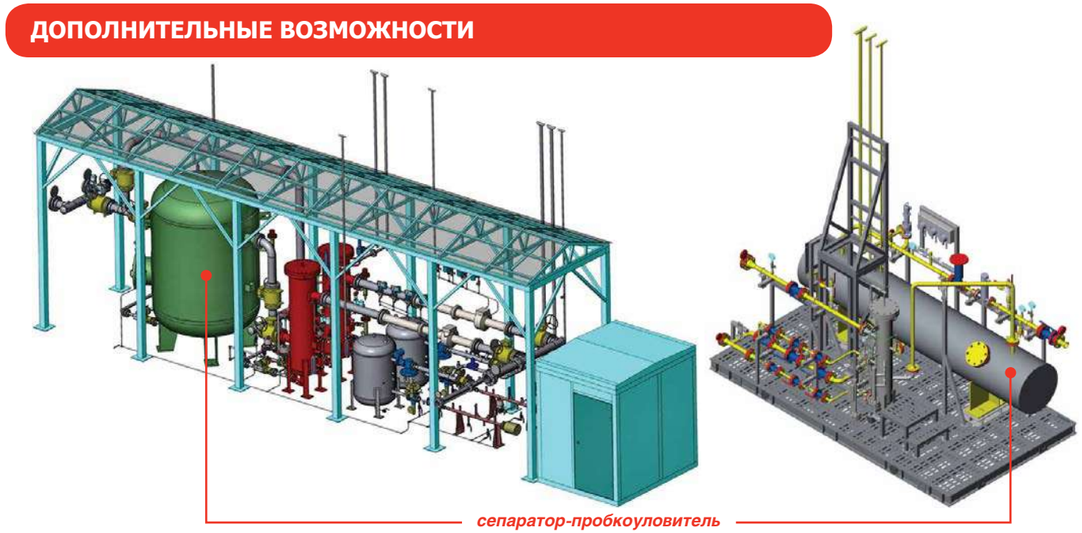



*Рис. 1. Компоновка сепаратора-пробкоуловителя в технологических установках для подготовки ПНГ*

Установки в базовой комплектации на практике применяются редко. Как правило, для эффективного решения проектных задач в технологическую схему встраиваются дополнительные узлы и системы.

### СИСТЕМЫ СЕПАРАЦИИ И ОСУШКИ

Подготовка попутного нефтяного газа предполагает включение в состав оборудования сепаратора-пробкоуловителя (рис. 1) для приема залповых выбросов жидкости и сглаживания пульсации газовой смеси.

Также может устанавливаться узел осушки газа на базе адсорберов. Эта мера необходима в том случае, когда возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

### УЗЕЛ ПОДОГРЕВА ГАЗА

Для достижения проектной температуры газа установка оборудуется узлом подогрева.

При наличии стороннего теплоносителя (горячей сетевой воды) этот технологический блок включает кожухотрубные теплообменники различного типа, действующие по прямой схеме «вода-газ» или по схеме с промежуточным контуром – «вода-антифриз + антифриз-газ».

При отсутствии внешнего источника тепла применяются два решения:

1) используются взрывозащищенные электрические подогреватели газа (фото 5) с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева;
2) многофункциональные установки оснащаются собственными блочно-модульными котельными.

*Фото 5. Система газоподготовки для ДКС «Алан» (Узбекистан). Здесь применены электрические подогреватели газа*

>>>

*Фото 6. Отсек блочной котельной встроен в общий технологический модуль*

### БЛОЧНО-МОДУЛЬНАЯ КОТЕЛЬНАЯ

Блочно-модульная котельная обеспечивает подготовку теплоносителя для узла подогрева газа. Компактная БМК размещается в специальном отсеке внутри установки (фото 6). Количество водогрейных котлоагрегатов и их тепловая мощность устанавливаются с учетом объемов подготавливаемого газа и необходимости резервирования.

БМК комплектуется собственными устройствами для редуцирования и измерения расхода газа, системой безопасности, а также резервуаром для слива теплоносителя. Работа котельной автоматизирована, локальная система управления БМК интегрируется с САУ установки.

### СИСТЕМА РЕДУЦИРОВАНИЯ

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы сопряженных газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки оснащается узлом редуцирования, который имеет одну–две нитки с резервированием.

В состав многоблочной установки «ЭНЕРГАЗ» входит многолинейная система редуцирования. Это требуется для параллельного снабжения газом (с отличающимися параметрами по давлению) нескольких объектов на одной производственной площадке. Число ниток редуцирования зависит от количества объектов-потребителей.

### УЗЕЛ ОДОРИЗАЦИИ

Узел одоризации с емкостью для хранения одоранта (вещества, придающего газу предупреждающий запах – от лат. *odor* «запах») является обязательным элементом технологических установок, используемых в автоматизированном процессе отбора магистрального газа и его подготовки для транспортировки конечному потребителю.

### БЛОК КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ГАЗА

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему установки встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например, потоковый газовый хроматограф непрерывного действия (калориметр) с устройством отбора проб. Его функционал – определение компонентного состава газа, измерение теплотворной способности, вычисление плотности и относительной плотности, вычисление числа Воббе.

Измерение температуры точки росы газа по воде и углеводородам обеспечивает анализатор влажности с устройством для отбора проб.

Помимо манометров, термометров, датчиков давления и температуры на выходных коллекторах могут устанавливаться анализаторы содержания примесей – для контроля соответствия подготовленного газа расчетным параметрам.

*Фото 7. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое – основной (слева) и резервный модули*

## ПРИМЕРЫ ДЕЙСТВУЮЩИХ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Проекты Группы ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе и электроэнергетике дают представление о технологических особенностях и возможностях оборудования газоподготовки. Рассмотрим применение установок «ЭНЕРГАЗ» на примерах практической подготовки природного и попутного нефтяного газа для газоиспользующего оборудования разного типа и назначения.

### МНОГОБЛОЧНАЯ УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ УКПГИК ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Установка комплексной подготовки газа и конденсата АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) оснащена многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

УПТГ предназначена для фильтрации, учета, подогрева, редуцирования газа и параллельного снабжения им основных и вспомогательных объектов УКПГиК. Среди них: газотурбинная электростанция, котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, узлы входных шлейфов, установка низкотемпературной сепарации, горелочное устройство для сжигания промстоков, установка регенерации метанола, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата. Для каждого потребителя подаваемый газ имеет индивидуальные параметры по давлению, температуре и расходу.

УПТГ включает 8 блоков различного назначения, объединенных в два модуля (фото 7) – основной (МПТГ-1) и резервный (МПТГ-2). Максимальная производительность МПТГ-1 по газу составляет 90 400 нм$^3$/ч. Номинальный расход газа МПТГ-2 – 32 612 нм$^3$/ч.

### АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ АГРС «АЛЕКСАНДРОВКА»

АГРС «Александровка» (фото 8) осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: 2 линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа конденсата (с резервуаром 3 м$^3$); 2 измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; узел подогрева газа из двух кожухотрубных теплообменников; 2 нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м$^3$); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к модулю АГРС. Основа котельной – 2 водогрейных котлоагрегата общей (полезной) тепловой мощностью 1 МВт.

### БЛОК ПОДГОТОВКИ ПНГ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННОГО ЭНЕРГОЦЕНТРА УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На Усинском нефтяном месторождении (ЛУКОЙЛ-Коми) действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель».

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе трех компрессорных установок и блока подготовки попутного газа (БППГ).

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Подготавливается также топливо для котельной собственных нужд месторождения. Для этого БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования.

### БЛОЧНЫЙ ПУНКТ ОЧИСТКИ ГАЗА ДЛЯ ГТУ-ТЭС В ЕЛАБУГЕ

В городе Елабуга (Республика Татарстан) действует ГТУ-ТЭС электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой – 28 Гкал/час. Основное оборудование состоит из 4-х газотурбинных установок Taurus 60 GS (Solar) с котлами-утилизаторами. Топливо для турбин – природный газ.

На электростанции функционирует система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» в составе дожимной компрессорной

*Фото 8. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ*

>>>

*Фото 9. Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения ЛУКОЙЛ-Коми*

станции и блочного пункта очистки газа. БПОГ – это типичный пример компактной установки в базовой комплектации. Все технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Комплектный пункт имеет небольшую производительность (8 240 м$^3$/ч), обусловленную малой мощностью сопряженных газовых турбин.

БПОГ (фото 10) обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин, сбор уловленной жидкости в дренажный резервуар с перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт, измерение расхода газа, определение и регистрацию состава газа и его изменений, определение теплоты сгорания, измерение температуры точки росы газа.

## СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО И ПУСКОВОГО ГАЗА ДЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «АЛАН»

На месторождении «Алан» в Узбекистане (НХК «Узбекнефтегаз») действует дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа в составе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 5).

СПТПГ – это многофункциональная установка для очистки, нагрева и редуцирования газа. На открытой раме размещено следующее технологическое оборудование: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа 99,98%), блок автоматического дренажа конденсата, электрические подогреватели с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Проект реализован в максимально сжатые сроки – проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.

*Фото 10. Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге – компактная установка в базовой комплектации*

## МНОГОБЛОЧНЫЙ ПУНКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ПАРОГАЗОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРЕГОЛЬСКОЙ ТЭС

Самый крупный объект новой калининградской генерации – Прегольская теплоэлектростанция мощностью 455,2 МВт – состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паротурбинную установку («Силовые машины»), котел-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»: пункт подготовки газа (ППГ), дожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм$^3$/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые состыкованы в единое здание. Исключение составляют блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата, имеющие внешнее исполнение на открытой раме.

Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования и блоком контроля качества газа.

## УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ПНГ ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВОГО ЭНЕРГО-КОМПЛЕКСА БАРСУКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На Барсуковском месторождении («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе действует автономный энергоцентр из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт.

*Фото 11. УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (слева) в составе газопоршневой электростанции Барсуковского месторождения Роснефти*

Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Проектные параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 11) номинальной производительностью 5 000 м$^3$/ч.

В состав этого многофункционального комплекса входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная тепловой мощностью 0,19 МВт.

***Во всех названных проектах полный цикл предпусковых мероприятий (шефмонтаж, наладка, собственные и интегрированные испытания, обучение эксплуатационного персонала) выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», входящей в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры ведут здесь и техническое обслуживание оборудования газоподготовки.***

# ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

Среди проектов, реализуемых в настоящее время, отметим наиболее значимые.

## УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭНЕРГО-ЦЕНТРА ХАРАСАВЭЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При обустройстве Харасавэйского месторождения ПАО «Газпром» на Ямале создается энергоцентр для обеспечения электричеством объектов строительства.

Здесь применены восемь газопоршневых электростанций MWM мощностью от 1,2 до 2 МВт и четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 мощностью по 2,5 МВт.

Топливо для энергоцентра – добываемый здесь природный газ. Его рабочие параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечит установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ», которая уже доставлена на эксплуатационную площадку. Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей (рис. 2), действующих по каскадной схеме. Максимальная производительность установки – 8 000 м$^3$/ч, в том числе расход газа на газопоршневые агрегаты – 5 000 м$^3$/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м$^3$/ч.

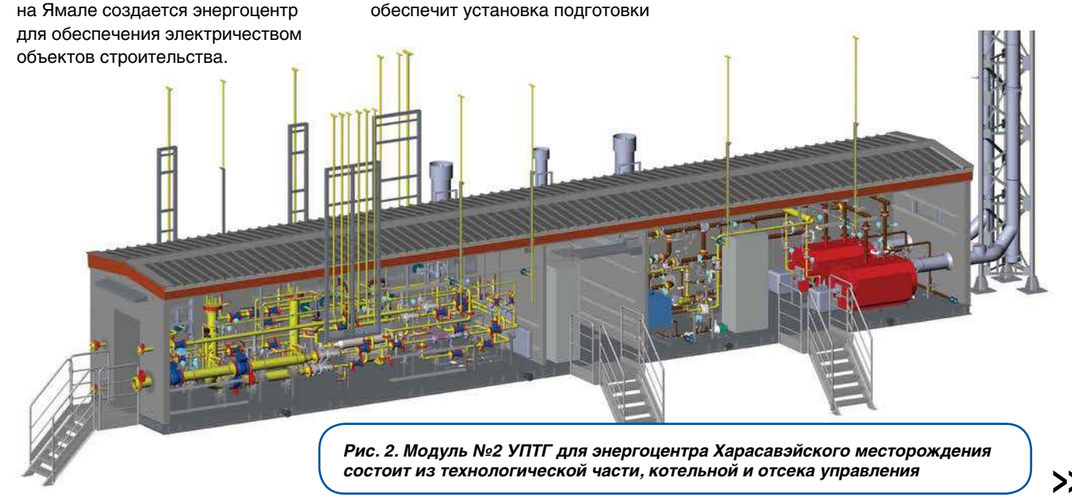


*Рис. 2. Модуль №2 УПТГ для энергоцентра Харасавэйского месторождения состоит из технологической части, котельной и отсека управления*

>>>

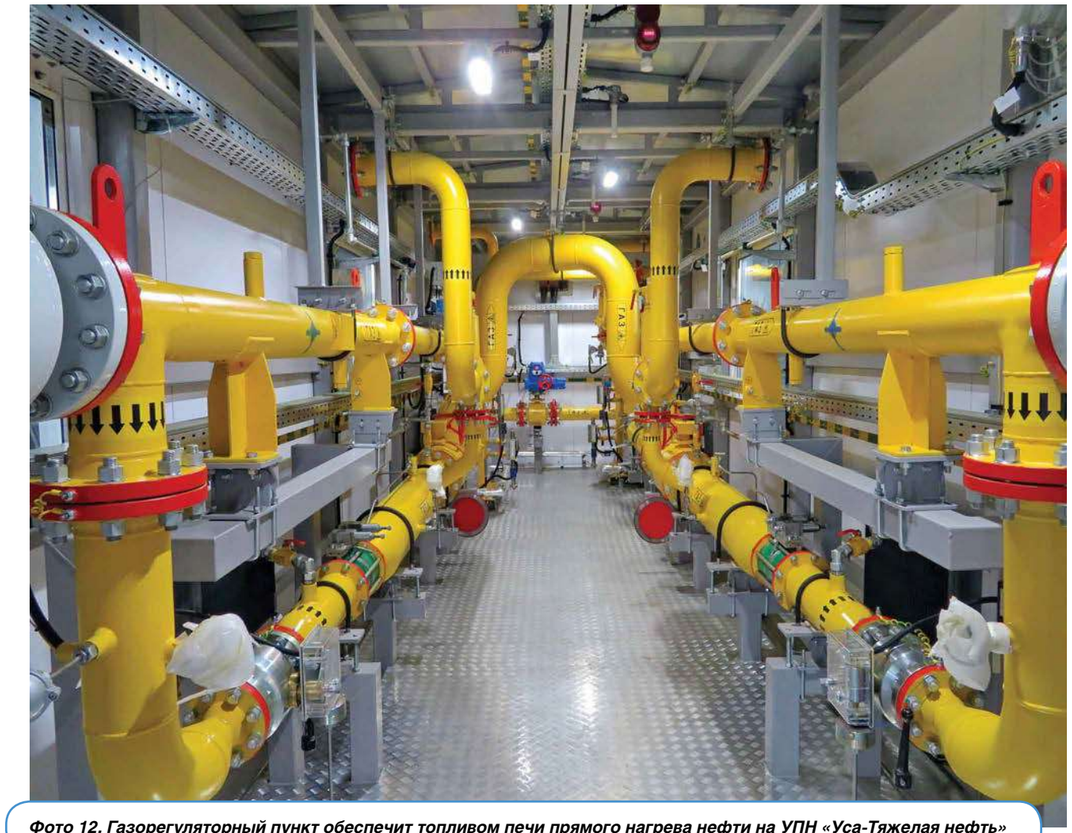


*Фото 12. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»*

## ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ «УСА-ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ»

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным пунктом (фото 12). ГРП «ЭНЕРГАЗ» – это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. ГРП также осуществляет измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность системы фильтрации ГРП – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм. Система редуцирования снижает давление газа с 1,6…2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25°С. Блочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

## ГАЗОПРИЕМНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ ТУРБИН ПИКОВО-РЕЗЕРВНЫХ ГТЭС В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16-ти газотурбинных установок Siemens SGT-800. На Минской ТЭЦ-5 будет действовать газотурбинная электростанция мощностью 300 МВт из 6 ГТУ, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (5 турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (3 турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (2 турбины).

ЭНЕРГАЗ поставит комплект оборудования газоподготовки и топливоснабжения. Это четыре газоприемные станции (по одной ГПС на каждую пиковую ГТЭС), которые смонтируют на питающих трубопроводах для фильтрации, подогрева и коммерческого учета топливного газа, поступающего в турбины энергоблоков.

***В заключение констатируем, что многофункциональные установки – это состоявшийся фактор в технологической сфере комплексной газоподготовки. Опираясь на мировой опыт и наращивая собственную практику, Группа ЭНЕРГАЗ совершенствует возможности оборудования подготовки газа для проектов различной сложности и масштаба.***

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

***ООО «ЭНЕРГАЗ»***
***105082, Москва,***
***ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1***
***тел. (495) 589-36-61***
***факс (495) 589-36-60***
***e-mail: info@energas.ru***
***www.energas.ru***

# Инновационный комплекс технических средств

## для нагрева потока нефтесодержащих жидкостей

***О. В. БОГОМОЛОВ** – д.т.н., академик РАЕН, генеральный директор ООО Инженерная компания «ИНТЕРБЛОК»*

Российская группа ИНТЕРБЛОК в составе инженерной компании «ИНТЕРБЛОК» (ИНН 7734396510) и производственной компании «ИНТЕРБЛОК-ТЕХНО» (ИНН 3128073142) является разработчиком и производителем промышленных парогенераторов и инновационных технологий на их основе. Инновационные разработки защищены патентами.

***Рис. 1. Парогенератор ИНТЕРБЛОК***

Разработан мобильный комплекс технических средств для нагрева потока нефтесодержащих жидкостей для определения их химического состава на нефтепромыслах. Комплекс включает дизельный парогенератор (рис. 1) и конденсационный кожухотрубчатый теплообменный аппарат, конструктивно представляющий собой горизонтальную емкость длиной 6000 мм и диаметром 900 мм. Внутри емкости располагаются нефтяные трубы (рис. 2). Межтрубное пространство заполняется паром от парогенератора. Парогенератор (патент №181138) не требует дымовой трубы. В энергонезависимом исполнении – со встроенным электрическим дизель-генератором, обеспечивается автономная непрерывная работа парогенератора на одной заправке в течение 30–40 часов. Тепловая мощность парогенератора и теплообменника выбираются в зависимости от производительности потока.

Технологический процесс нагрева нефтесодержащей жидкости начинается с ее поступления из скважины в теплообменный аппарат, соединенный с парогенератором. В расчетах принято – скорость потока нефтесодержащей жидкости до 1000 м$^3$/сутки, давление до 690 бар, температура на входе в теплообменник 5°С.

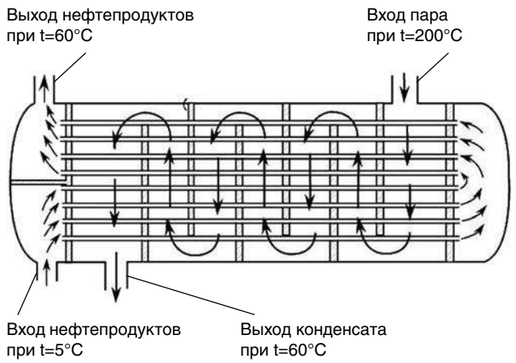



***Рис. 2. Схема теплообменника***

Вырабатываемый парогенератором водяной пар имеет регулируемые в диапазоне от +100°С до +200°С температуру, относительную влажность от 80% до 40% и обеспечивает нагрев нефтесодержащих жидкостей до температуры 60–80°С. При этом давление пара не превышает безопасного значения 0,05 МПа.

**Стоимость отечественного комплекса технических средств ИНТЕРБЛОК, включая дизельный энергонезависимый парогенератор и конденсационный кожухотрубчатый теплообменный аппарат, ориентировочно 10–15 млн. рублей.**

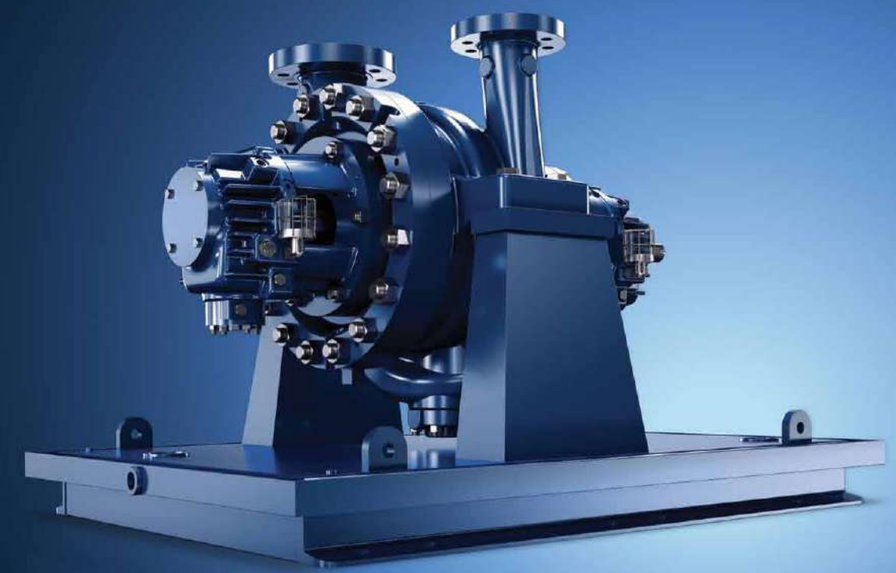
В настоящее время на нефтепромыслах применяются теплообменники импортного производства, рассчитанные на работу с паром высокого, до 12–14 бар, давления от паровых котлов. Стоимость подобного теплообменника, без учета стоимости источника пара, 250–300 тыс. долларов США.

ИНТЕРБЛОК™
ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ

***ООО Инженерная компания «ИНТЕРБЛОК»***
***123592, Москва, ул. Кулакова, д. 20, стр. 1Б***
***тел. (495) 728-92-93, (903) 149-87-81***
***e-mail: info@interblock.ru***
***www.promo.interblock.ru***
***www.interblock.ru***



АБСОЛЮТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ ПРИ ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ



Непревзойденная работоспособность и производительность насосов RPH при перекачивании разнообразных нефтепродуктов на заводах химической и нефтехимической промышленности подтверждается вариативностью конструкции и материального исполнения, а также большим опытом применения в мире. В производственной линейке насосов RPH всегда можно подобрать требуемый агрегат даже для самых тяжелых условий эксплуатации. Насосы RPH выполняются в соответствии со стандартами API: API 610, API 682 и API 685. Подробнее на www.ksb.ru

**Наши технологии. Ваш успех.**
Насосы ▪ Арматура ▪ Сервис

KSB

# Двух и трехшарошечные конструкции буровых долот.

## Преимущества и недостатки

***Д. Ю. СЕРИКОВ*** *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*
***Д. А. БОРЕЙКО*** *– к.т.н., доцент, заведующий кафедрой МОНиГП ФГБОУ ВО «УГТУ»*

История создания и освоения многочисленных типов и размеров шарошечных буровых долот самых различных конструкций началась в 1909 году, когда американский полковник-миллиардер Говард Хьюз запатентовал в США первое двухшарошечное буровое долото. Именно двухшарошечное долото стало родоначальником применяемых и в настоящее более 1500 типоразмеров шарошечных буровых долот, используемых как при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин, так и проведении геологоразведочных работ.

**Ключевые слова:** бурение скважин, буровое долото, шарошка, проходка на инструмент, механическая скорость бурения.

Это долото явилось продолжением и развитием ранее достаточно успешно применявшегося в США одношарошечного долота для бурения мягких пород. В отличие от динамики работы одношарошечного долота, породоразрушающие элементы которого соскребали породу с полусферической поверхности образуемого забоя и достаточно часто истирались, динамика работы двухшарошечного долота обеспечивала создание плоского забоя. Зубья этого долота, перекатываясь по забою, разрушали породу ударным воздействием. Это обеспечивало гораздо большую стойкость зубьев от истирания и механическую скорость бурения, вполне достаточные для бурения относительно неглубоких геологоразведочных скважин, строящихся в те годы.

***Рис. 1. Конструкция трехшарошечного бурового долота***

В 1929 году Говард Хьюз разработал и запатентовал созданное на базе двухшарошечного трехшарошечное буровое долото, обладающее значительно большей устойчивостью к сохранению направления бурения, чем двухшарошечное, и ставшее впоследствии, на протяжении более чем 100 лет, основным породоразрушающим инструментом для бурения глубоких нефтяных и газовых скважин во всем мире (рис. 1).

Однако, двухшарошечные долота сумели сохранить свою нишу в общем объеме производимого бурового инструмента и в настоящее время продолжают успешно применяться как для бурения геологоразведочных скважин, так и при проведении других видов буровых работ. На рис. 2 представлена принципиальная конструктивная схема двухшарошечного бурового долота, содержащего лапы 1 с наклонными цапфами 2 и самоочищающиеся шарошки 3, смонтированные на цапфе 2 посредством подшипников 4. Периферийные венцы шарошек 3 оснащены призматическими зубьями 5 и 6, при этом зубья 5 одной шарошки входят в межвенцовую впадину 7 другой шарошки, у которой периферийный ряд зубьев 6 выполнен таким образом, что угол $\alpha_1$ межзубцовых впадин 8 равен углу $\alpha_2$ межвенцовой впадины 7.

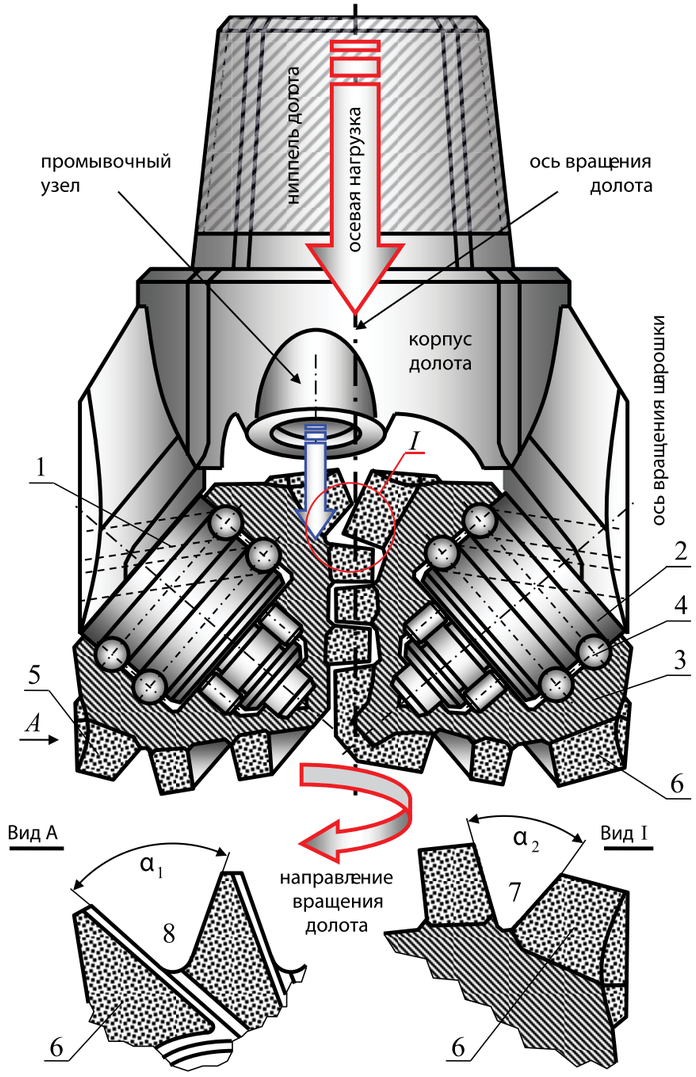



***Рис. 2. Конструкция двухшарошечного бурового долота***
***$\alpha_1$ – угол межзубцовых впадин;***
***$\alpha_2$ – угол межвенцовой впадины;***
***1 – лапы;***
***2 – наклонные цапфы;***
***3 – шарошки самоочищающиеся;***
***4 – подшипники;***
***5 и 6 – зубья призматические;***
***7 и 8 – впадины межзубцовые.***

К преимуществам двухшарошечного долота по сравнению с трехшарошечным такого же диаметра можно отнести наличие более значительных диаметров шарошек и габаритов опорных узлов. Это связано с тем, что в двухшарошечных долотах на 25…40% объем, ограниченный для шарошек, необходимо распределить только на две части, вместо трех в трехшарошечных долотах того же диаметра (рис. 3).

Этими важными обстоятельствами постепенно начали пользоваться для создания новых конструкций двухшарошечных буровых долот малого и среднего диаметров для бурения уже твердых и даже твердо-крепких пород.

Рост механической скорости бурения двухшарошечных долот по сравнению с трехшарошечными такого же диаметра, обеспечивается за счет увеличения габаритных наружных размеров шарошек и их подшипниковых узлов, большим вылетом и шагом зубьев, позволяющим увеличить динамику воздействия зубьев вооружения на породу.

Увеличенный вылет над телом шарошки и больший шаг между зубьями при перекатывании двух шарошек по забою с примерно одинаковым количеством венцов и зубьев на каждой шарошке, как и у трехшарошечных долот (от 2 до 3 венцов на шарошке), обеспечивают разное количество одновременно контактирующих с забоем зубьев. Оно составляет примерно 2…3 зубка для двухшарошечного долота, а для трехшарошечного – 4…6 зубков. Но поскольку число шарошек у тех и других долот различно, то у двухшарошечных долот общее количество одновременно контактирующих зубков составляет (2…3)×2 = (4…6) штук, а для трехшарошечных (2…3)×3 = (6…9) штук, то есть в полтора раза больше. А как известно, чем меньшее количество одновременно контактирующих с забоем зубков, тем больше создаваемое ими удельное давление на породу. Таким образом, у двухшарошечных долот удельное давление, создаваемое зубьями их вооружения на породу, примерно в 1,5 раза больше, чем у аналогичных по диаметру трехшарошечных долот при одинаковой осевой нагрузке.

При создании двухшарошечных долот с твердосплавным зубчатым вооружением увеличенная толщина стенок шарошек, кроме обеспечения увеличенных габаритов опоры, позволяет разместить и закрепить путем запрессовки или пайки твердосплавные зубки увеличенных габаритов, обладающих повышенной стойкостью по сравнению с твердосплавными зубками меньшего размера, используемых при оснащении аналогичных по диаметру трехшарошечных долот.

У двухшарошечных долот есть еще одно важное преимущество перед трехшарошечными долотами. Очень малые габариты скважины по диаметру не позволяют разместить на лапах трехшарошечных долот приливы для установки боковых промывочных узлов.

>>>

Поэтому для промывки забоя у этих долот, как правило, используется только один центральный промывочный узел, который надежно очищает от шлама лишь центральную часть бурового инструмента и значительно хуже периферийную. Струя промывочной жидкости, прежде чем достигнуть забоя, попадает на поверхностные вершинные части шарошек, и только потом, пройдя сквозь узкие щели самоочищающихся шарошек, сталкивается с поверхностью забоя. Это существенно увеличивает абразивный износ и без того менее прочных вершинных частей шарошек, снижает эффективность очистки забоя, очищая лишь центральную его часть, и, как следствие, снижает механическую скорость бурения и проходку на инструмент.

В отличие от трехшарошечных, у двухшарошечных долот условия для размещения боковых промывочных узлов значительно более выгодные.

Между внешними габаритами двух шарошек имеется достаточно большие боковые пространства, в которых свободно размещаются боковые приливы, доходящие практически до самой поверхности забоя, на конце которых размещаются сменные гидромониторные насадки (рис. 4).

Известно, что трехшарошечные долота малого диаметра, в которых возможно разместить на лапах приливы для промывочных узлов со сменными твердосплавными насадками, лишь условно называются гидромониторными. Постоянный гидромониторный эффект, дополнительно к механическому разрушению породы забоя зубьями долота, обеспечивает кроме очистки забоя еще и гидромеханическое разрушение породы, которое возникает только при условии, когда выходное отверстие из промывочной насадки находится над забоем не более чем на величину равную восьми диаметрам ее выходного отверстия.

Поскольку промывочные каналы между двумя шарошками направлены не в центр, на вершины шарошек, а непосредственно на свободную поверхность периферии забоя, занимающую по площади его значительную часть, приближение выходного отверстия гидромониторных насадок к его поверхности обеспечивает наличие эффекта дополнительного гидромеханического разрушения породы.

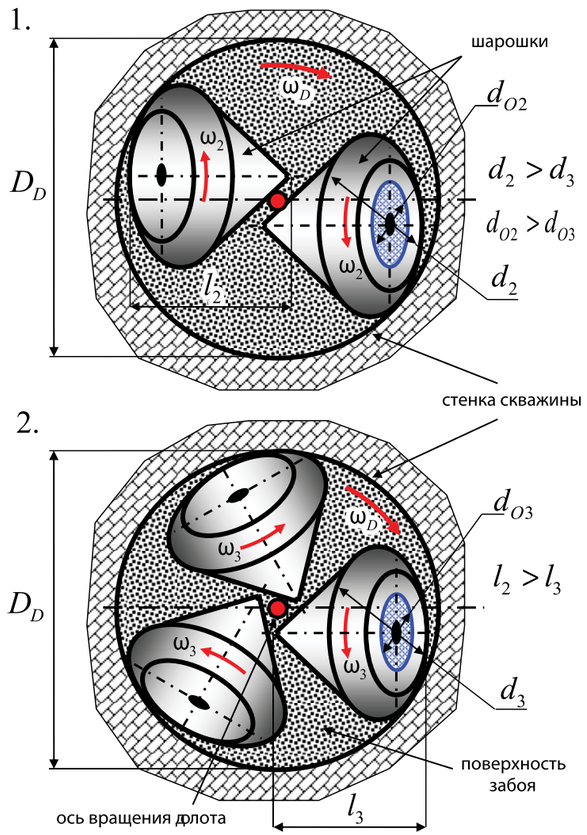



***Рис. 3. Сравнение конструкций двух- и трехшарошечного бурового долота***
***$d_2$ – диаметр шарошки двухшарошечного долота;***
***$d_3$ – диаметр шарошки трехшарошечного долота;***
***$\omega_2$ – угловая скорость вращения шарошки двухшарошечного долота;***
***$\omega_3$ – угловая скорость вращения шарошки трехшарошечного долота;***
***$\omega_D$ – угловая скорость вращения долота;***
***$d_{O2}$ – диаметр опорного узла двухшарошечного долота;***
***$d_{O3}$ – диаметр опорного узла трехшарошечного долота;***
***$l_2$ – длина образующей шарошки двухшарошечного долота;***
***$l_3$ – длина образующей шарошки трехшарошечного долота;***
***$D_D$ – диаметр долота.***

Наибольшее успешное применение двухшарошечных долот характерно при бурении известняков, аргиллитов, алевролитов, плотных глин и мергелей.

Как правило, двухшарошечные долота выпускаются не в трехсекционном сварном исполнении, как трехшарошечные, а в двухсекционном, что значительно снижает трудоемкость и упрощает технологию их изготовления.

Оси цапф шарошек двухшарошечных долот обычно наклонены под углом 58÷57°30’. Шарошки оснащены самоочищающимися фрезерованными зубьями или твердосплавными зубками клиновидной формы с большим вылетом над телом и большим шагом. Рабочие поверхности фрезерованных зубьев армируются зерновым твердым сплавом, содержащим карбид вольфрама и кобальт.

Известно, что конструкции двухшарошечных буровых долот, предназначенные для бурения твердых, средних и мягких пород сильно отличаются друг от друга. Одной из основных отличительных особенностей является наличие или отсутствие проскальзывания зубьев вооружения по забою, определяемое как геометрическими параметрами шарошек, так и их пространственной ориентацией относительно оси вращения долота.



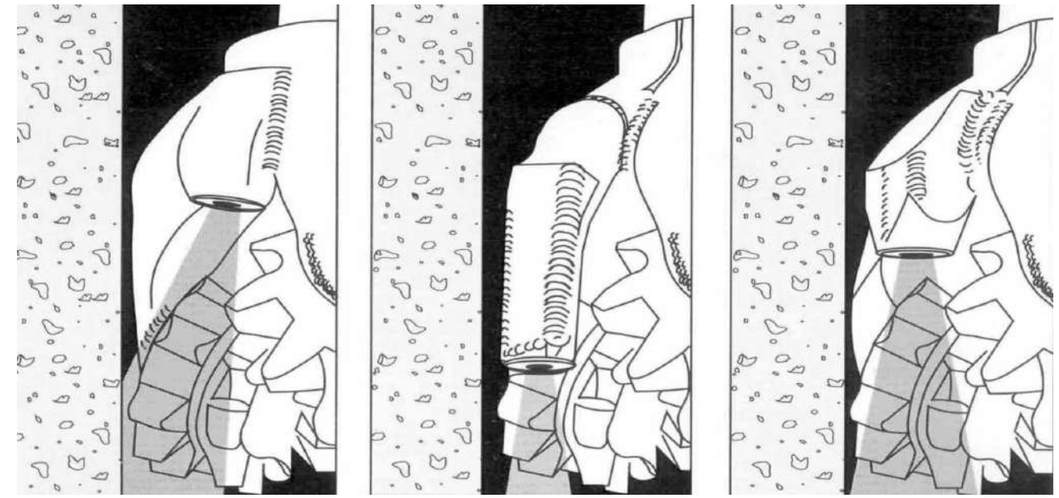


***Рис. 4. Варианты размещения промывочных узлов***

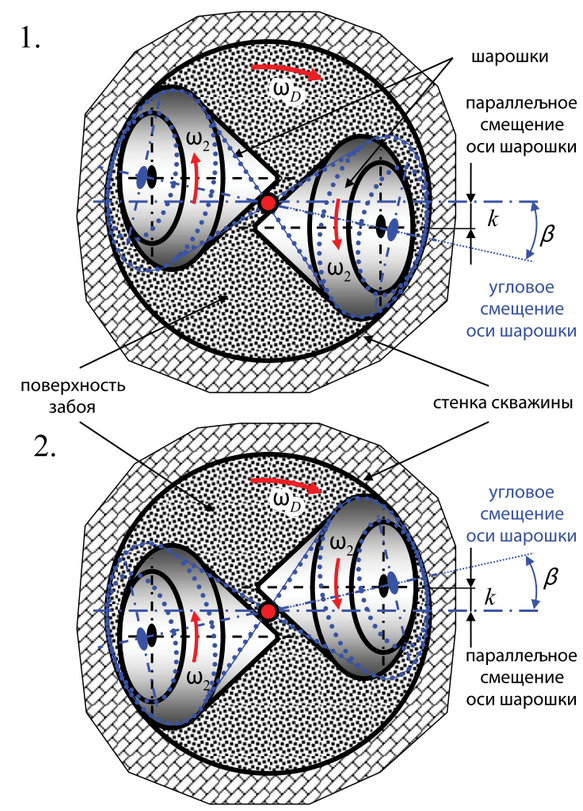



***Рис. 5. Принципиальная схема вариантов пространственной ориентации шарошек двухшарошечного бурового долота***
***$\omega_2$ – угловая скорость вращения шарошки;***
***$\omega_D$ – угловая скорость вращения долота;***
***$k$ – параллельное смещение оси шарошки;***
***$\beta$ – угловое смещение оси шарошки.***

От соотношения величины качения и скольжения зубьев по забою зависит характер разрушения породы, изменяющийся от дробяще-скалывающего для твердых пород до ударно-режущего для мягких. Как правило, двухшарошечные буровые долота для мягких и средних пород проектируются так, чтобы при вращении инструмента шарошки перемещались по поверхности забоя с одновременным проскальзыванием. С целью увеличения величины проскальзывания зубьев вооружения по забою у долот данных типов оси вращения шарошек смещают или разворачивают как по направлению, так и против направления вращения долота. Принято считать, что в первом случае смещение имеет положительное значение, а во втором – отрицательное. Величина параллельного смещения ***k*** или угол разворота ***β*** задаются в зависимости от типа и размера двухшарошечного бурового долота (рис. 5).

Смещение осей шарошек относительно оси вращения долота позволяет существенно повысить срезающие усилия зубчатого вооружения при внедрении его в породу забоя, требующих на порядок меньшей энергии при разрушении мягких и средних пород. Это позволяет дополнительно повысить эффективность бурения. В зависимости от величины диаметров двухшарошечных долот, смещения осей шарошек составляет от 3 до 6 мм.

**Таблица 1. Сравнительный анализ достоинств двухшарошечных буровых долот по отношению к трехшарошечным**

| Преимущество двухшарошечного долота | Практическая значимость |
|---|---|
| Выпускаются не в трехсекционном сварном исполнении, как трехшарошечные, а в двухсекционном, что позволяет снизить себестоимость их изготовления. | – Значительное снижение трудоемкости и упрощение технологии их изготовления.<br>– Позволяет существенно снизить затраты на приобретение шарошечных буровых долот. |
| Наличие более значительных наружных диаметров шарошек и габаритов опорных узлов. | – Повышение долговечности и надежности работы шарошек за счет значительного увеличения размеров подшипников, а также толщины стенок шарошек.<br>– Уменьшает скорости вращения шарошек, что снижает интенсивность износа подшипниковых узлов.<br>– Возможность размещать на поверхностях увеличенных венцов большее количество породоразрушающих элементов, больших размеров фрезерованных или твердосплавных зубьев. |
| Увеличение габаритных наружных размеров шарошек позволяет использовать зубчатое вооружение с большим вылетом и шагом зубьев. | – Увеличение динамического воздействия зубьев вооружения на породу забоя.<br>– Возможность увеличения осевой нагрузки на долото для создания условий для объемного разрушения породы.<br>– Обеспечение разного количества одновременно контактирующих с забоем зубьев: удельное давление, создаваемое зубьями вооружения двухшарошечных долот на породу, примерно в 1,5 раза больше, чем у аналогичных по диаметру и одинаковой осевой нагрузке трехшарошечных долот. |
| Двухшарошечные долота с твердосплавным зубчатым вооружением, оснащаются зубьями большего размера, чем на трехшарошечных долотах аналогичного диаметра. | – Твердосплавные зубки увеличенных габаритов, обладают повышенной стойкостью к изнашиванию и знакопеременным динамическим нагрузкам по сравнению с твердосплавными зубками меньшего размера, используемых при оснащении аналогичных по диаметру трехшарошечных долот.<br>– Повышение механической скорости бурения, а также проходки на долото. |
| Значительно более выгодные условия для размещения боковых промывочных узлов. | – Обеспечение наличия эффекта дополнительного гидромеханического разрушения породы. |
| Увеличенное свободное пространство между шарошками двухшарошечного долота по сравнению с трехшарошечным, позволяет задавать большие смещения шарошек. | – Обеспечивает большие скольжения зубьев по забою, а следовательно и большую механическую скорость бурение. |
| Двухшарошечная компоновка дает возможность более полноценно применять сфероконические шарошки. | – Использование шарошек данной формы обеспечивает не только успешное углубление скважины, но и качественное уплотнение ее стенок. |

Двухшарошечные долота со вставными твердосплавными зубками имеют минимальные смещения осей, порядка 1…1,5 мм или изготавливаются вообще без их смещения.

Увеличенное свободное пространство между шарошками двухшарошечного долота по сравнению с трехшарошечным, позволяет задавать большие смещения шарошек, как параллельные, так и угловые, обеспечивающие большие скольжения зубьев по забою, а, следовательно, и большую механическую скорость бурение. Также двухшарошечная компоновка дает возможность более полноценно применять сфероконические шарошки обеспечивающих не только углубление скважины, но и качественное уплотнение ее стенок.

Результаты сравнительного анализа конструкций двух- и трехшарошечных долот сведены в табл. 1.

Таким образом, явные преимущества двухшарошечных буровых долот, обозначенные в табл. 1, предопределяют необходимость совершенствования их конструкций для повышения эффективности процесса бурения нефтяных и газовых скважин.

Все представленные преимущества двухшарошечных буровых долот перед трехшарошечными одинакового диаметра обеспечивают необходимость их применения при бурении скважин различного назначения и дальнейшего совершенствования их конструкций и технологий изготовления.

В настоящее время, в связи с тем, что основные объемы бурения осуществляются долотами Polycrystalline Diamond Bits (PDC), работы по разработке и созданию новых конструкций двухшарошечных долот заметно уменьшились. Однако с появлением новых материалов и технологий создаются условия для дальнейшего совершенствования двухшарошечных буровых долот как по вооружению, подшипниковым узлам, так и системам промывки.

Это подтверждается и тем, что основные ведущие мировые фирмы-производители бурового инструмента на постоянной основе серийно выпускают самые различные конструкции двухшарошечных долот малого и среднего диаметров, преимущественно до 244,5 мм, а буровые сервисные компании охотно их используют.

**ЛИТЕРАТУРА:**


1. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений. В 2-х частях, М.: Инновационное машиностроение, 2015. – 826 с.
2. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: автореф. дис. … д-ра техн. наук: 05.02.13. – Ухта, 2018. – 45 с.
3. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / П. А. Палий, К. Е. Корнеев. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
4. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 7–8. – С. 20–27.
5. Мокшин А. С. Шарошечные долота / А. С. Мокшин, Ю. Е. Владиславлев, Э. Л. Комм. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
6. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
7. Богомолов Р. М., Носов Н. В., Крылов С. М., Кремлев В. И. Совершенствование технологии и сборки буровых шарошечных долот. М.: Машиностроение, 2014. – 228 с.

# Повышайте энергоэффективность
## Вашей гидравлической системы вместе с KSB

Мегатренды, такие как рост населения во всем мире, изменение климата и исчерпаемость природных ресурсов – серьезные проблемы нынешнего и будущих поколений. В связи с этим обеспечение энергоресурсосбережения рассматривается как одна из ключевых стратегий в области подбора и эксплуатации оборудования. В таком ключе насосное оборудование, как один из главных потребителей энергоресурсов в системе, представляет собой особый экологический вызов.

Например, общее энергопотребление насосов для промышленных применений в странах Евросоюза составляет порядка 300 ТВт·ч в год (учтены водяные насосы, насосы систем отопления и процессные насосы).

Концепция FluidFuture® от KSB позволяет реализовать потенциал энергосбережения в четыре этапа. Причем для правильного проведения анализа и разработки мер по оптимизации объектом исследования становится вся гидравлическая система в целом и полный жизненный цикл оборудования.

Концепция энергосбережения включает следующие этапы: аудит системы, расчет параметров, ввод в эксплуатацию и обеспечение высокоэффективного режима работы.

### ЭТАП 1. Аудит системы

Предварительный аудит можно сделать с помощью мобильного приложения KSB Sonolyzer®, которое выявит, находится ли рабочая точка в пределах или за пределами диапазона оптимальной нагрузки. Более детальный анализ профиля нагрузки становится доступным, если насос оснащен интеллектуальным прибором контроля параметров PumpMeter или на объекте установлена система KSB Guard для дистанционного мониторинга работы всего насосного парка. Полученные результаты и рекомендации помогут предпринять первичные шаги по оптимизации работы насосных агрегатов и принять решение о целесообразности проведения подробного инструментального аудита системы.

Для анализа энергоэффективности комплексных систем применяется устройство оперативной регистрации данных System Effizienz Service®, которое фиксирует параметры работы насосов и их взаимодействие с системой, дает детальную оценку рабочим диапазонам и эксплуатационным характеристикам. На основе полученных данный специалисты KSB составляют протокол с рекомендациями по оптимизации.

### ЭТАП 2. Расчет параметров

Для обеспечения энергоэффективной и экономичной работы системы особую важность представляет комплексный расчет параметров. С этой целью отдельные компоненты гидравлической системы адаптируются к требованиям системы и идеально согласовываются друг с другом.

В зависимости от структуры установки важным шагом на этапе расчета параметров будет подбор компонентов: насосов, арматуры, приводов и систем автоматизации. При идеальном взаимодействии проточной части, двигателя и средств автоматизации, а также параметризации трубопроводов достигается энергосбережение до 60%.

Особая экологическая роль отводится применению высокоэффективного синхронного реактивного электродвигателя KSB SuPremE® (IE5), которым могут оснащаться любые насосы сухой установки с регулируемой частотой вращения.

Он проявляет свои наилучшие качества при работе в зоне частичных нагрузок, причем он обладает столь же высокой энергоэффективностью, как и синхронные двигатели с постоянными магнитами (СДПМ), но имеет ряд неоспоримых преимуществ, таких как полное исключение риска размагничивания, меньшая инертная масса ротора и более высокий пусковой момент, более низкая рабочая температура.

К тому же по сравнению с синхронным двигателем с постоянными магнитами двигатель KSB SuPremE имеет более экологичную конструкцию, так как для его изготовления не требуется труднодобываемый редкоземельный металл, ресурсы которого ограничены, а добыча и утилизация крайне негативно влияют на окружающую среду.

Для того чтобы сделать точный расчет параметров и подбор оборудования, компания KSB предлагает три варианта профессионального программного обеспечения: **KSB EasySelect®** – комплексный инструмент подбора насосов и трубопроводной арматуры для всех областей применения; **KSBase Building Consult** – специальная программа расчета параметров оборудования для проектов инженерного обеспечения зданий и сооружений; **Helps PumpSelection** – программное обеспечение KSB для выполнения комплексных проектов в водопро-водно-канализационном хозяйстве.

>>>

## ЭТАП 3. Компетентный ввод в эксплуатацию

Установка насоса – важный шаг при оптимизации системы. KSB оказывает услуги по шеф-монтажу, пусконаладке и вводу в эксплуатацию, компания также предлагает различные программы сервисного сопровождения на протяжении всего жизненного цикла оборудования, это способствует увеличению межремонтных пробегов и более длительную бесперебойную работу.

## ЭТАП 4. Высокоэффективный режим работы

Максимальную экономию электроэнергии при эксплуатации обеспечивают высокоэффективные системы, состоящие из правильно подобранных, идеально сочетающихся насосов, приводов, арматуры, а также средств автоматизации.

Интеллектуальные технологии KSB автономно обеспечивают адаптацию производительности к потребности, непрерывный мониторинг, своевременное выявление перегрузок, нерасчетных режимов и отклонений, что предотвращает возникновение неисправностей и выход оборудования из строя. Все это гарантирует долговечную энергоэффективную работу и значительную экономию затрат. Специалисты ООО «КСБ» тщательно изучат вашу систему, проанализируют ее режимы работы и дадут подробную консультацию о том, как правильно оптимизировать ее работу, подобрать и модернизировать оборудование внутри нее, обеспечить слаженную энергоэффективную работу всех ее компонентов, увеличить межремонтный пробег и снизить расходы на эксплуатацию.

***www.ksb.ru***

150 лет
Люди. Идеи. Достижения.

KSB




ХИМСЕРВИС
1994

МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®
ЗАРЕГИСТРИРОВАННАЯ ТОРГОВАЯ МАРКА

Компания «Химсервис» уже более 25 лет разрабатывает и производит оборудование для катодной защиты от коррозии подземных трубопроводов и резервуаров, а также металлоконструкций морских сооружений.

Анодные заземлители Менделеевец®, контрольно-измерительные пункты, электроды сравнения, датчики коррозии и другое оборудование надёжно работают на объектах нефтегазовой отрасли и жилищно-коммунального хозяйства.

Продукция компании «Химсервис» выпускается под торговой маркой **Менделеевец®**. На сегодняшний день предприятие производит более 50 наименований продукции для систем ЭХЗ и диагностики подземных трубопроводов.

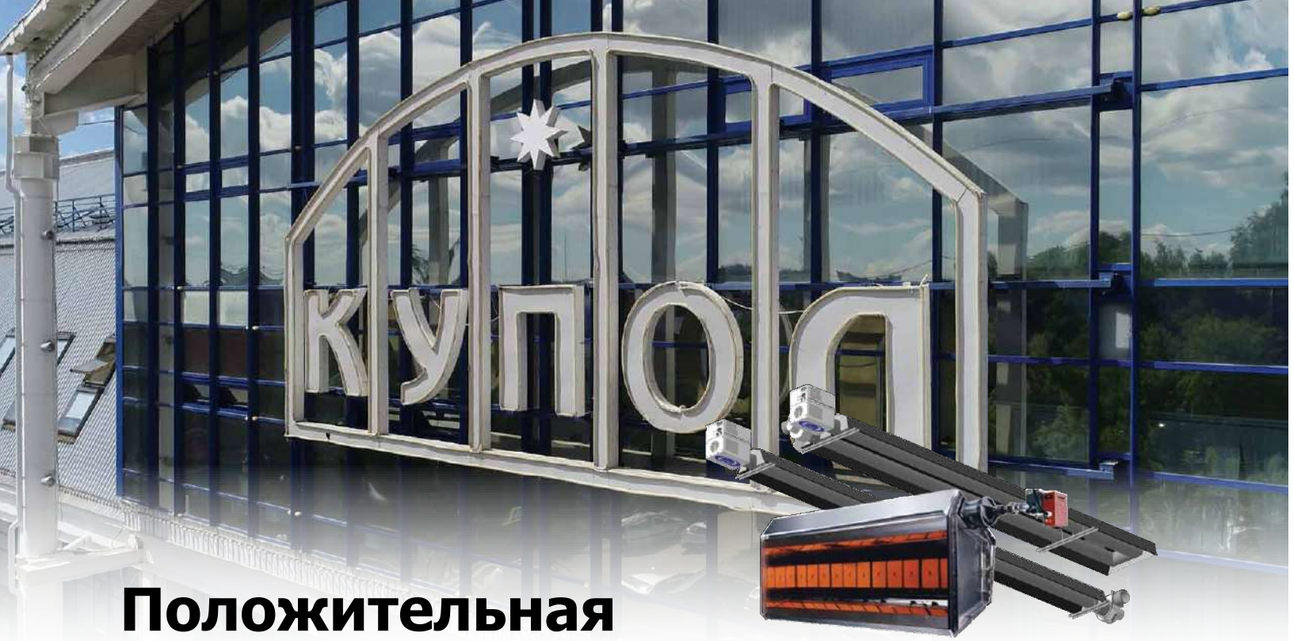
Продукция сертифицирована по требованиям ЕАЭС, СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ, ПАО «Транснефть» и имеет подтверждение Минпромторг РФ о производстве продукции на территории России.

СДЕЛАНО В РОССИИ EAC IGC

www.химсервис.com

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Телефон: 8 (800) 201-44-77
E-mail: op@ch-s.ru




# Положительная энергетика ИЭМЗ «Купол»

## Оборонные технологии для отопления промышленных объектов

Производитель знаменитого ЗРК малой дальности «Тор» Ижевский электромеханический завод «Купол» в рамках программы диверсификации предлагает оборудование для десятка отраслей экономики – от машиностроения до атомной энергетики. Высокотехнологичные решения в системе B2B («бизнес – бизнесу») помогают руководителям крупных, средних и малых предприятий организовывать производство и оптимизировать процессы в разных сферах. Яркий пример – выпуск климатического оборудования, которым «Купол» занимается более 20 лет. Особую нишу здесь занимают газовые системы лучистого обогрева для производственных и инфраструктурных объектов, которые экономят собственнику бизнеса до 70% затрат на отопление.

*Главная особенность газовых систем лучистого обогрева (ГСЛО) – экономичность. Секрет успеха в самом типе обогрева, в системе управления процессом и принципах организации производства изделия на ИЭМЗ «Купол».*

### ЛУЧИСТЫЙ ОБОГРЕВ

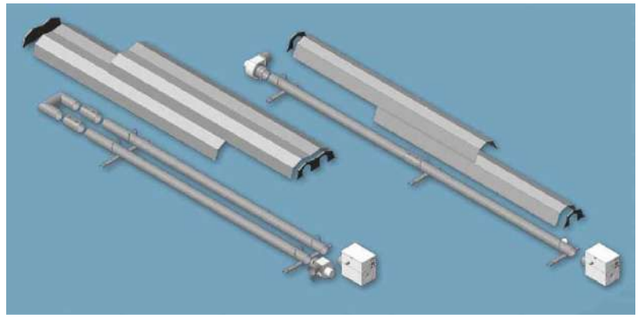
Принцип действия ГСЛО, основанный на лучистом обогреве, известен и популярен за рубежом, но является новым для России. Полезная нагрузка системы – инфракрасные обогреватели, которые работают на природном или сжиженном газе. Они устанавливаются в верхней части помещений на высоте от 3,5 метров и испускают тепловые лучи, близкие по длине волны к солнечному излучению в инфракрасной части спектра. Тепло проходит сквозь воздух, нагревая не весь объем помещения, а только пол и прочие поверхности предметов, которые находятся в зоне воздействия инфракрасного излучения и с которыми непосредственно контактируют люди. Такой подход позволяет избежать перепада температур по высоте отапливаемого объекта. Он не только экономичный, но и экологичный: инфракрасное излучение в таком спектре безопасно для человека, а продукты горения не контактируют с окружающим воздухом и выводятся наружу с помощью системы дымоудаления.

### СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

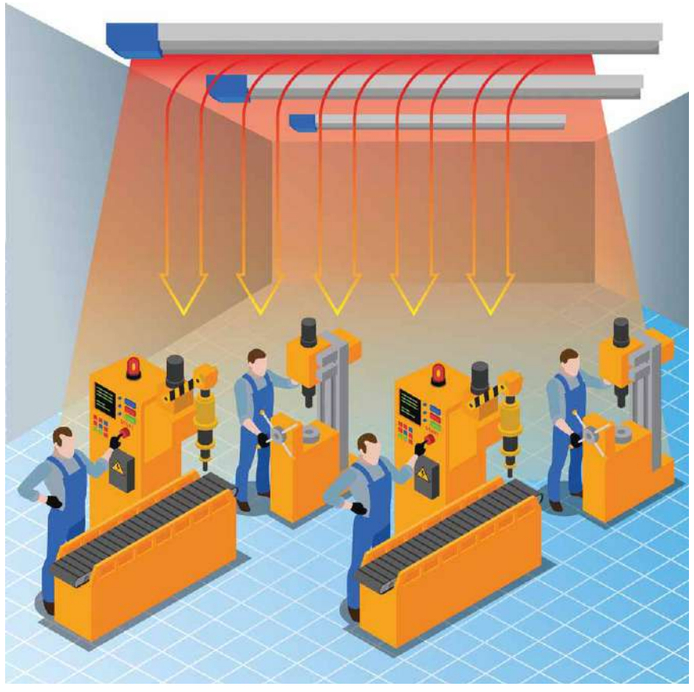
ГСЛО – комплексное решение. В состав комплекта поставки входит система управления, которая ведет непрерывный мониторинг и зональный обогрев по заданным температурным режимам – рабочему, дежурному, режиму выходного дня. Только за счет перевода системы в дежурный режим на нерабочее время предприятие экономит до 40% газа в год. В условиях русской зимы средний срок окупаемости продукта – 1,5–2 года. Затем ГСЛО начинает экономить средства предприятия, обеспечивая пассивный доход.

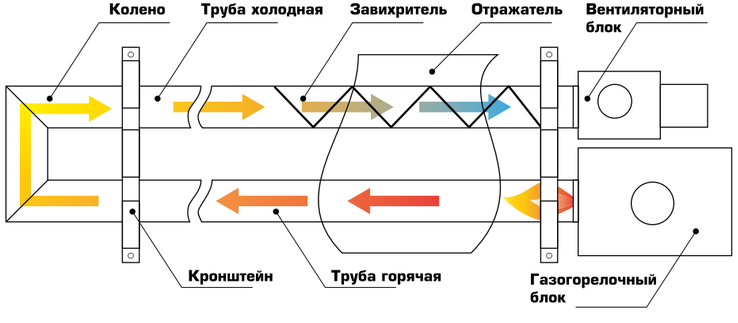
### ТЕХНОЛОГИИ

С 2005 года газовые системы лучистого обогрева серийно выпускаются на мощностях Ижевского электромеханического завода «Купол». Это предприятие имеет институт военной приемки, сертификаты для работы в каждой из отраслей присутствия и систему качества, единую для специального и гражданского производства. ИЭМЗ «Купол» входит в состав Концерна ВКО «Алмаз-Антей», научно-производственного оборонного холдинга, ведет работу по диверсификации с соблюдением требований Концерна и в кооперации с другими его предприятиями. Организованные таким образом процессы обеспечивают высокую надежность всей продукции ИЭМЗ «Купол».



***Газовые системы лучистого отопления. Образцы ИКНГ с U-образным и L-линейным излучателем***



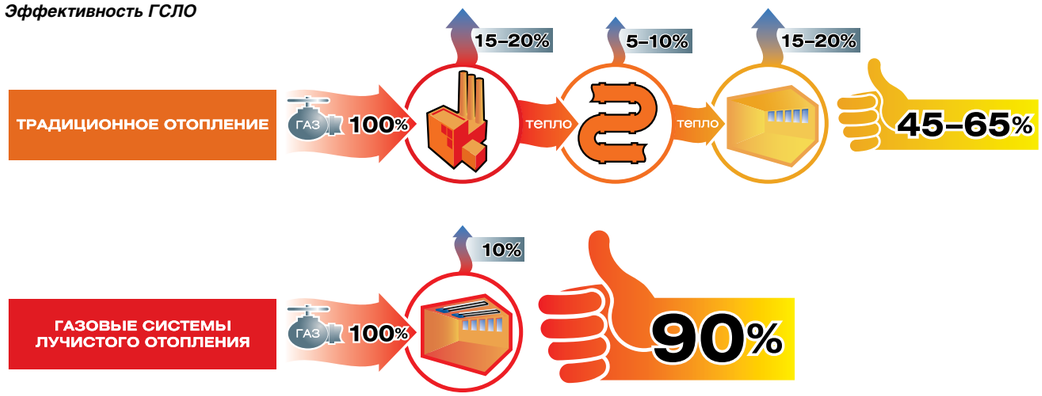



***Принцип действия ГСЛО***

Опираясь на сильные качества ОПК (научно-технологический комплекс, возможности ОКР, опыт организации работы с нуля), «Купол» осваивает требования коммерческих рынков – скорость, гибкость, короткое плечо принятия решений. Для этого на заводе создаются малые проектные группы, которые объединяют представителей разных специальностей и отвечают за весь цикл производства изделий: от эскизной компоновки опытного образца до монтажа на объекте и гарантийного обслуживания. Такая многопрофильная команда работает и с газовой теплотехникой.

>>>

*Эффективность ГСЛО*




**Главный конструктор направления «Системы и устройства воздушного отопления» ИЭМЗ «Купол» Евгений Потапов:**

*– В нашу команду входят конструкторы, технологи, специалисты по гарантии, представители отдела продаж, слесари и регулировщики высокой квалификации. В таком составе мы работаем уже более пяти лет и, кстати, объединились не «по приказу», а в процессе работы над совершенствованием продукции. С этой командой в 2016–2018 годах мы разработали новую линейку инфракрасных излучателей, провели расчеты и десятки испытаний, которые подтвердили их актуальность. В итоге наши изделия по характеристикам не уступают импортным аналогам, а по отдельным позициям и превосходят их. В числе наших преимуществ низкая цена, удобство технического обслуживания, и минимальная токсичность отработавших газов, которая достигается за счет более эффективной системы смесеобразования и горения. А еще при освоении нового мы уделяем большое значение отработке тонкостей на производстве. Конструкторы и технологи выходят из офисов, берут в руки слесарные инструменты, учитывают рекомендации регулировщиков, чтобы создать максимально эргономичную компоновку.*

*Благодаря такому подходу на выходе у нас получаются изделия «советской школы», простые, интуитивно понятные и ремонтопригодные. Последняя опция не является самой востребованной. У одного из потребителей в эксплуатации находится 200 изделий ГСЛО, которые я сопровождал как конструктор, и за три года работы ни одно из них не вышло из строя.*

## РАЗВИТИЕ

ИЭМЗ «Купол» занимается не только серийным производством ГСЛО. Специалисты предприятия осуществляют точную настройку систем перед отгрузкой на базе заводской лаборатории, а также сопровождают монтажные и пусконаладочные работы на территории заказчика. В общей сложности завод реализовал более тысячи изделий ГСЛО, которые обогревают энергетические и инфраструктурные объекты, предприятия машиностроения и металлургии.

Концерн ВКО «Алмаз-Антей» признал ижевские ГСЛО наиболее эффективными образцами российского энергосберегающего оборудования и рекомендовал их к внедрению на своих предприятиях.

В этом году «Купол» оснащает производственные помещения одного из предприятий Концерна – Нижегородского завода 70-летия Победы.

В России есть спрос на энергоэффективные технологии. Они нужны социальным учреждениям, муниципалитетам, предприятиям и целым отраслям промышленности. Поэтому «Купол» развивает это направление. На заводе освоены модификации ГСЛО с повышенным классом брызго- и влагозащищенности.

В 2021 году завершаются опытно-конструкторские работы по газовой системе инфракрасного отопления «светлого типа». Она работает по тому же принципу, что и ГСЛО «темного типа», но за счет нагрева керамической пластины. Изделия светлого типа более простые и дешевые в эксплуатации. Их отличает высокая интенсивность излучения: температура рабочей поверхности 1200ºС, против 650ºС у систем «темного типа». Это позволяет обогревать более крупные помещения, такие как самолетные ангары, с высотой подвеса излучателя свыше 15 метров. Системы будут готовы к реализации с начала 2022 года, а заказы можно размещать уже сейчас.


***АО «Концерн ВКО «Алмаз-Антей»***
***121471, г. Москва, ул. Верейская, д. 41***
***тел. (495) 276-29-65***
***факс (495) 276-29-69***
***e-mail: antey@almaz-antey.ru***
***www.almaz-antey.ru***

***АО «Ижевский электромеханический завод «Купол»***
***426033, г. Ижевск, ул. Песочная, д. 3***
***тел. (3412) 91-70-87***
***e-mail: 077@kupol.ru***
***www.kupol.ru***





**www.sensandsys.ru**

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

**ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН**

**УСЛУГИ**

**РЕМОНТ** гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание

**ПОВЕРКА** первичная и межинтервальная поверка приборов

**ОСНОВНАЯ ПРОДУКЦИЯ**

- Датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов
- Пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров
- Датчики и системы контроля и регулирования уровня
- Плотномеры жидкости и газа вибрационные
- Датчики и системы для измерения температуры

***тел. 8 800 600-75-45***

**ООО «Датчики и системы»**
346818, Ростовская обл., Мясниковский р-н, х. Ленинаван, пер. Индустриальный, д. 3, e-mail: inbox@piezo.su

# Создание кластера по производству нефтегазового оборудования – механизм повышения конкурентоспособности отрасли

***И. О. БЛИНКОВ*** *– начальник отдела АО «УПП «Вектор»*
***О. Г. БЛИНКОВ*** *– д.т.н., профессор-консультант ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б. Н. Ельцина»*

В данной статье рассматриваются предполагаемые направления государственной политики поддержки кластеров. При этом, кластер представлен и как обучающая организация, что подразумевает включение вузов в структуру кластера.

**Ключевые слова:** кластер, нефтегазовый комплекс, конкурентоспособность, инновации, нефтегазовое оборудование.

*Кризисные явления в мировой экономике самым настоятельным образом заставляют использовать в качестве выхода из сложившейся ситуации принципиально новые способы и формы организации производства.*

Речь идет о построении системы кластеров как формы организации нового технопромышленного и социокультурного уклада. Организация промышленных кластеров направлена на создание новой формы организации труда и обращена к накоплению ресурсов и обеспечению разносторонней занятости трудовых ресурсов на территории. В данном контексте кластеры – это добровольные объединения крупных устойчивых производств с множеством средних и малых предприятий, научно-технических фирм – создателей технологий, рыночных институтов и потребителей, взаимодействующих друг с другом в рамках единой цепочки с целью создания стоимости, сосредоточенных на ограниченной территории и осуществляющих совместную деятельность в процессе производства и поставки конкретного типа услуг и продуктов.

**Концепция государственной кластерной политики должна предусматривать следующие основные направления по стимулированию и содействию развитию кластеров:**

1. Содействие системному развитию кластеров. В том числе: побуждение и поддержка создания специализированных кластеров, стратегическое планирование их развития, установление эффективного информационного сотрудничества между участниками кластера и стимулирование укрепления взаимодействия между ними;
2. Развитие механизмов поддержки кластерных проектов, направленных на повышение конкурентоспособности предприятий и содействие их эффективному взаимодействию. При этом предоставление поддержки конкретным проектам должно осуществляться вне зависимости от принадлежности участвующих в их реализации предприятий к разным типам собственности. При разработке стратегий развития кластеров должна учитываться возможность получения доступа к указанным механизмам поддержки проектов, направленных на повышение конкурентоспособности предприятий – участников кластера;
3. Обеспечение благоприятных условий развития кластеров, включающих: осуществление целевых инвестиций в развитие инженерной и транспортной инфраструктуры, реализуемое с учетом задач развития кластеров; предоставление налоговых льгот в соответствии с действующим законодательством; снижение административных барьеров, повышение эффективности системы профессионального образования, содействие развитию сотрудничества между предприятиями и образовательными учреждениями.

**В качестве основных аспектов в реализации кластерных проектов рассматриваются:**

- повышение качества управления на предприятиях кластера, повышение качества продукции и как следствие – конкурентоспособности предприятий-поставщиков, развитие механизмов субконтрактации; стимулирование инноваций и развитие механизмов коммерциализации технологий, поддержка сотрудничества между научно-исследовательскими учреждениями и предприятиями;
- содействие привлечению прямых инвестиций, а также маркетинговой поддержке товарной продукции и услуг, выпускаемой предприятиями – участниками кластера;
- вовлечение в кластер неэффективных предприятий с целью их перепрофилирования и модернизации.

Говоря о перспективах реализации проекта кластера по производству оборудования для нефтегазового комплекса, мы рассматриваем кластер не только как механизм решения конкретных производственных задач, но и как соединяющее звено между наукой и комплексными разработками. Формирование новых комплексных технологических решений является ключевым преимуществом такого кластера, обеспечивающего перевод знаний о новых физических принципах и эффектах, полученных в исследовательских лабораториях, в промышленные технологии производства, в техническое «ноу хау» приборов и инструментальных систем нового класса. Привлечение в состав кластера учебного или научно-исследовательского учреждения делает возможным эффективное применение фундаментальных, технологических, технических, естественно-научных, гуманитарных, экономических знаний. Именно это составляет основу новых комплексных технологических решений и новых форм управления производством. Такой кластер является производителем комплексного практико-ориентированного знания, позволяющего определить зоны приоритетных инвестиционных вложений, одной из которых несомненно является задача диверсификации экономики нефте- и газодобывающих регионов.

Важнейшим условием создания опытных производств нового поколения формируемого кластера является постоянный процесс переподготовки менеджеров и инженеров кластера, что позволяет его рассматривать в качестве обучающей организации, осваивающей новые институциональные схемы деятельности. Управление знаниями как условие формирования экономики развития – таковы потребности сегодняшнего дня. Кластер, создаваемый при академическом вузе, можно рассматривать как обучающую организацию. Основная идея состоит в том, чтобы создать на основе научно обоснованных и технологически реализуемых комплексных решений, а также коммерческих механизмов условия для создания интересных рабочих мест и новых стратегических типов занятости на данной территории, прежде всего для молодежи. Мы говорим не о возрождении натурального хозяйства на территории отдельно взятого субъекта федерации, а о стремлении к определенной самодостаточности региона. Ведь кластер – это сообщество экономически тесно связанных и близко расположенных фирм смежного профиля, взаимно способствующих общему развитию и росту конкурентоспособности друг друга. Именно кластерная организация промышленности создает современную базу для промышленного освоения новых материалов и тем самым подготавливает комплексные производственно-технологические пакеты для выгодных инвестиционных вложений.

**ЛИТЕРАТУРА:**

1. 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: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №4. – С. 48–51.
2. Пиканов К. А. Сериков Д. Ю. Повышение качества проектирования вооружения бурового инструмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №1. – С. 59–62.
3. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Влияние цифровизации на управленческие процессы предприятий нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. – №6. – С. 34–36.
4. Маслин А. И., Новиков А. С., Сериков Д. Ю. Повышение эффективности нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №4. – С. 9–15.
5. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
6. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.
7. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Повышение качества межотраслевых связей важный фактор развития нефтегазовой промышленности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2021. – №4.
8. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
9. Серикова У. С., Сериков Д. Ю. Обеспеченность ресурсами углеводородов – главный фактор социально-экономического и инфраструктурного развития российской Арктики // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2018. – №1. – С. 106–112.
10. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование транспорта газа на базе смешанных вычислительных систем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №8. – С. 32–36.
11. Сериков Д. Ю. Анализ технологий изготовления стального армированного вооружения шарошечных буровых долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №4. – С. 8–15.
12. Анисимова С. Е., Ефимочкина Н. Б., Сериков Д. Ю. Коммуникативное пространство HR брендинга в digital-среде // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2019. – №6. – С. 26–27.
13. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Проблемы и перспективы российско-китайского энергетического диалога в сфере нефти и газа // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. – №4. – С. 57–61.
14. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Методика оценки функционирования организационно-экономического механизма при реализации инновационного процесса // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2020. – №1. – С. 88–92.
15. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Экономический эффект, достигаемый при реструктуризации нефтегазовых компаний // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2020. – №1. – С. 85–87.
16. Мастепанов Н. И., Новиков А. С., Спичак В. В., Сериков Д. Ю. Новые подходы к прогнозу ФЕС по данным электромагнитных зондирований и ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №5. – С. 56–60.

# Трубы МПТК от «ТМС групп»:
## проверено годами, доказано исследованиями

***А. Г. ТОРГАШОВ*** *– руководитель службы внедрения технологий ООО «ТМС-ТрубопроводСервис»*
***Л. А. СУФИЯНОВА*** *– корпоративный журналист ООО «ТМС-ТрубопроводСервис»*

В современном мире нефтедобывающий комплекс выступает неотъемлемой частью, формирующей национальную экономику большинства стран и регионов. В экономике Республики Татарстан большое внимание уделяется именно нефтегазовому комплексу, так как продукция данной отрасли составляет значительную часть внешнеторгового оборота республики, увеличивает внутренний валовый продукт.

ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» является одним из крупнейших региональных специализированных производителей изолированной трубной продукции повышенной надежности. Предприятие выросло из структурного подразделения компании ПАО «Татнефть», в котором в тандеме работали проектанты (институт ТатНИПИнефть) и эксплуатационщики-изготовители трубной продукции. Благодаря этому эффективно получалось решать проблемные вопросы предприятий добычи и системы ППД.

ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» вопросами коррозии труб занимается с 1985 года. За этот срок накоплен большой опыт в борьбе с коррозией металла, препятствующей эффективной работе трубопроводного транспорта. Удалось решить проблему отрицательного воздействия на окружающую среду и высокой коррозии в системе ППД – сократив количество порывов на трубопроводах системы ППД ПАО «Татнефть» за несколько десятилетий более чем в 20 раз за счет внедрения металлопластмассовых труб с наконечниками из коррозионностойкой стали (далее МПТК).

***Почему же именно данная конструкция явилась самым наилучшим решением?***

МПТК предназначены для сооружения трубопроводов, транспортирующих пластовую, сточную и пресную воды в системе поддержания пластового давления. Продукт получил высокую оценку правительства Республики Татарстан и был награжден Дипломом 3-й степени конкурса «Лучшие товары Республики Татарстан», как «Лучшее техническое решение».

Металлопластмассовая труба (МПТК) – стальная труба, внутри которой установлена полиэтиленовая оболочка и закреплена коррозионностойкими наконечниками для защиты сварного шва. Но проверить или подтвердить надежность эксплуатационных характеристик конструкции МПТК в лабораторных условиях не представлялось возможным из-за отсутствия необходимых методик, стандартов. Поэтому для решения данной проблемы ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» совместно с ООО НПЦ «Самара» провели научно-исследовательские работы, целью которой и являлось – подтвердить надежность конструкции МПТК производства ООО «ТМС-ТрубопроводСервис», изготовленной по ТУ 24.20.13-026-67740692-2018 «Трубы и патрубки металлопластмассовые».

Для детального исследования конструкции МПТК, было разработано поэтапное техническое задание на проведение ряда испытаний.

### Первый этап

Первым этапом стало определение надежности сварного соединения МПТК в зависимости от способа сварки (электродуговая, полуавтоматическая) и толщины используемого наконечника. При проведении исследований по оценке надежности сварного соединения МПТК к внешним и внутренним напряжениям, формируемым в процессе сварки изделия, а также в процессе эксплуатации были изготовлены образцы, смоделированы и проведены несколько видов испытаний. Произведено моделирование механических нагрузок при строительно-монтажных работах (СМР) на специальном стенде (расчетные изгибающие нагрузки при трехточечном изгибе и нагрузки при кручении). Было определено влияние климатических факторов (перепады температур). Прошли микроструктурные исследования, а также механические испытания сварного соединения (определение механических свойств при растяжении, ударной вязкости, стойкости к изгибу).

Как показали микроструктурные исследования, сварной шов конструкции МПТК выполнен в три прохода (рис. 1–2) и имеет четко выраженные зоны формирования сварного шва (корень, облицовочный и заполняющий слой).

В макроструктуре сварного соединения конструкции МПТК после проведенных испытаний по моделированию механических нагрузок на изгиб и кручение, а также перепадов температур трещины по линии сплавления в структуре шва отсутствуют.

Далее образцы подвергались механическим испытаниям на статическое растяжение, ударный изгиб на трех образцах в соответствии с ГОСТ 9454, 6996, изгиб по ГОСТ 14019, 6996.

По результатам механических испытаний специалисты пришли к следующим выводам. Микротрещины отсутствуют и наблюдается снижение механических свойств в сварных соединениях конструкции МПТК всех исследуемых исполнений. Выявлено незначительное снижение механических свойств сварного соединения, выполненного электродуговым методом, к динамическим нагрузкам (испытание на ударный изгиб) по сравнению со сварными швами, выполненными полуавтоматом.

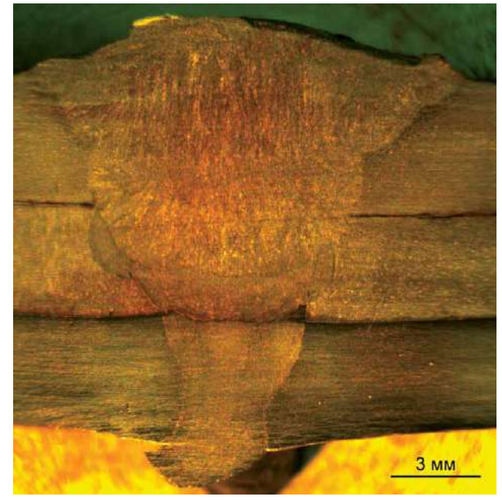



***Рис. 1. Макроструктура сварного соединения (электродуговая сварка) МПТК с наконечником толщиной 4 мм***

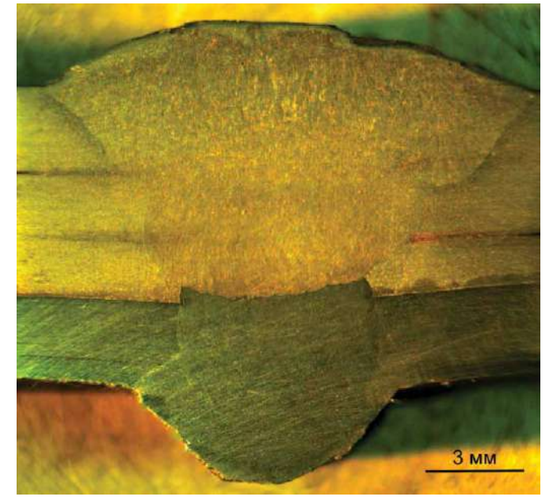



***Рис. 2. Макроструктура сварного соединения***

### Второй этап

На втором этапе специалисты определяли надежность защемления полиэтиленовой оболочки в зависимости от конструкции наконечника и толщины оболочки для футерования. Специалисты исследовали влияние количества канавок на общем фоне толщины наконечника, длины и толщины наконечника (2,5 мм, 3 мм – не стандарт, 4 мм – стандарт), а также влияние толщины полиэтиленовой оболочки (3 мм – не стандарт, 4 мм – стандарт).

Надежность защемления полиэтиленовой трубы наконечником определялась на изготовленных образцах по методике, описанной в ТУ 24.20.13-026-67740692-2018 «Трубы и патрубки металлопластмассовые» на стенде ООО «ТМС-ТрубопроводСервис».

Образец МПТК устанавливали на испытательный стенд, фиксируя один конец образца, и с помощью специальной оснастки вторую половину образца тянули на расстоянии 500 мм либо до момента разрыва полиэтиленовой трубы, либо выхода полиэтиленовой оболочки из-под наконечника.

Согласно ТУ 24.20.13-026-67740692-2018, обрыв полиэтиленовой трубы по телу считается положительным результатом. Уход оболочки из-под наконечника и разрыв оболочки в переходной зоне – отрицательным.

В результате проведенных исследований в части надежности защемления полиэтиленовой оболочки было установлено, что наиболее надежная конструкция МПТК является в стандартном исполнении с применением наконечника длиной 300 мм, толщиной 4 мм с двумя канавками и полиэтиленовой оболочки толщиной не менее 4 мм.

**Таблица 1. Параметры испытаний**

| Марка | Жидкая фаза | Газовая фаза, МПа | | | Температура, °С | Длительность, часы | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $CO_2$ | $H_2S$ | $N_2$ | | | | |
| ПЭНД | 5% р-р NaCl в воде | 4 | 0 | 0 | 80 | 240 | 720 | 2400 |
| | | 0 | 1 | 3 | | | | |
| | нефть | – | | | | | | |
| ПЭВД | 5% р-р NaCl в воде | 4 | 0 | 0 | 40 | | | |
| | | 0 | 1 | 3 | | | | |
| | нефть | – | | | | | | |

### Третий этап

На третьем этапе произошло определение стойкости полиэтиленовой оболочки к деструкции. При определении стойкости полиэтиленовой оболочки к деструкции было исследовано влияние среды, насыщенной коррозионно-активными компонентами ($CO_2$, $H_2S$, Cl), на механические свойства ПЭ в зависимости от длительности воздействия и вида коррозионно-активного компонента. Для проведения испытаний были изготовлены образцы полиэтиленовых оболочек из полиэтилена ПЭВД и ПЭНД.

Стойкость к деструкции определялась при помощи автоклавных испытаний в среде, насыщенной коррозионно-активными элементами, а также выдержке в сырой нефти. Параметры исследований приведены в табл. 1.

Зависимость механических свойств полиэтиленовых оболочек (предел прочности и относительное удлинение) в зависимости от вида среды и длительности выдержки приведены на диаграммах (рис. 3–4).

По результатам лабораторных автоклавных испытаний стойкости полиэтиленовой оболочки к деструкции установлено отсутствие деструкции на всех исследуемых образцах полиэтиленовых оболочек (ПЭНД, ПЭВД) при температуре

>>>

эксплуатации, регламентируемой ТУ 24.20.13-026-67740692-2018. Кроме того, определено, что уровень механических свойств, полученных при испытании на растяжение, образцов полиэтиленовых оболочек ПЭНД, ПЭВД после выдержки в модельных средах, насыщенных коррозионно-активными компонентами ($CO_2$, $H_2S$, Cl) в течение 2400 часов, соответствует требованиям НД.

***Рис. 3. Диаграмма предела прочности ПЭНД***

***Рис. 4. Диаграмма предела прочности ПЭВД (полуавтоматическая сварка) МПТК с наконечником толщиной 4 мм***

## Четвертый этап

Четвертым этапом стало моделирование реальных условий эксплуатации трубопровода, при котором специалисты определяли стойкость конструкции МПТК к декомпрессионному схлопыванию.

При определении стойкости конструкции МПТК к декомпрессионному схлопыванию было исследовано влияние используемой марки полиэтилена на фоне толщины оболочки, температуры эксплуатации, содержания газового фактора транспортируемой среды в системе нефтесбора и системе ППД при резком сбросе давления. Параметры испытаний к декомпрессионному схлопыванию для системы нефтесбора приведены в табл. 2.

Параметры испытания к декомпрессионному схлопыванию для системы ППД при высоких давлениях приведены в табл. 3 и рис. 5.

В результате проведенных исследований по определению стойкости конструкции МПТК к декомпрессионному схлопыванию установлено, что марка полиэтилена, а также толщина полиэтиленовой оболочки напрямую влияют на стойкость конструкции к декомпрессионному схлопыванию. С уменьшением плотности полиэтилена и толщины стойкость к декомпрессионному схлопыванию снижается.

Увеличение температуры эксплуатации увеличивает скорость диффузии газов в полиэтиленовую оболочку, но в рамках максимально допустимых температур эксплуатации, регламентируемых ТУ 24.20.13-026-67740692-2018.

Конструкция МПТК с применением полиэтиленовой оболочки ПЭНД имеет стойкость к декомпрессионному схлопыванию при значениях газового фактора не выше 10 м$^3$/т.

При исследовании стойкости конструкции МПТК к коррозионно-активным компонентам среды были проведены еще несколько видов испытаний. Были оценены внешний вид внутренней антикоррозионной защиты (полиэтиленовой оболочки) после испытаний, внешний вид стальной трубы под оболочкой и в области защемления полиэтиленовой оболочки, после испытаний, а также прошли микроструктурные исследования с применением локального энергодисперсионного анализа (на внутренней поверхности трубы под оболочкой).

Испытания конструкции МПТК к коррозионно-активным компонентам производились на специальном стенде. Образец устанавливали на две металлические опоры. С торцов заглушили специальными заглушками со встроенными кранами для сброса давления и модельного раствора с одной стороны и датчиками для контроля температуры и давления внутри испытательного образца, а также подачи газа, с другой стороны.

За температуру испытаний была выбрана максимальная температура эксплуатации, регламентируемая ТУ 24.20.13-026-67740692-2018 и составляющая для полиэтилена ПЭВД 40°С, для ПЭНД 80°С.

Как показали испытания, на поверхностях полиэтиленовых оболочек после выдержек в модельных средах при заданных условиях, набухание, пузыри,



**Таблица 2. Параметры исследования для системы нефтесбора**

| Марка полиэтилена | Толщина, мм | Параметры испытаний | | Заполнение |
|---|---|---|---|---|
| | | Температура | Давление $CO_2$, атм. | |
| ПЭНД | 4,5 | 80 | 10–40 | Дистиллированная вода ¾ от объема |
| ПЭНД | 3 | 80 | 10–40 | |
| ПЭВД | 4,5 | 40 | 10–40 | |
| ПЭВД | 3 | 40 | 10–40 | |

**Таблица 3. Параметры исследования для системы ППД**

| Марка полиэтилена | Толщина, мм | Параметры испытаний | | Заполнение |
|---|---|---|---|---|
| | | Температура | Давление воды, атм. | |
| ПЭНД | 4,5 | 80 | 120 | Вода 100% |

***Рис. 5. Испытательный стенд на декомпрессионное схлопывание конструкции МПТК для системы ППД при высоких давлениях***

трещины, раковины и другие дефекты, нарушающие сплошность оболочки, отсутствуют (рис. 6–8). Наличие коррозионных повреждений не выявлено.

В области защемления полиэтиленовой оболочки наличие повреждений в зоне контакта с наконечником не обнаружено, отложения и следы модельного раствора на поверхности полиэтиленовой оболочки под наконечником отсутствуют, что свидетельствует о герметичности конструкции МПТК.

Микроструктурные исследования проводились на специально подготовленных металлографических шлифах, вырезанных из верхней и нижней образующих стальной трубы образцов МПТК. Результаты исследований приведены на рис. 9 и в табл. 4.

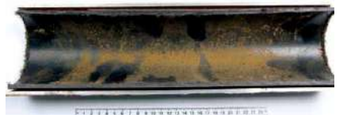
**Таблица 4. Химический состав отложений**

| Element | C | O | Fe |
|---|---|---|---|
| | *Wt* % | | |
| Область 1 | 07,84 | 32,75 | 59,42 |
| Область 2 | 09,11 | 35,57 | 55,31 |
| Область 3 | 05,53 | 34,65 | 59,82 |
| Область 4 | 05,95 | 41,73 | 52,33 |
| Область 5 | 02,15 | 25,83 | 72,02 |

По результатам микроструктурных исследований установлено: на внутренней поверхности стальной трубы под полиэтиленовой оболочкой имеется слой отложений толщиной 53–75 мкм (верхняя образующая) и 30–67 мкм (нижняя образующая) для конструкции МПТК с применением полиэтиленовой оболочки из ПЭНД.

По результатам локального энергодисперсионного анализа отложений, на внутренней поверхности стальной трубы на верхней образующей они состоят из оксидов железа и незначительного количества кремнийсодержащих соединений, на нижней образующей – из оксидов и карбонатов железа.

***а)***



***б)***

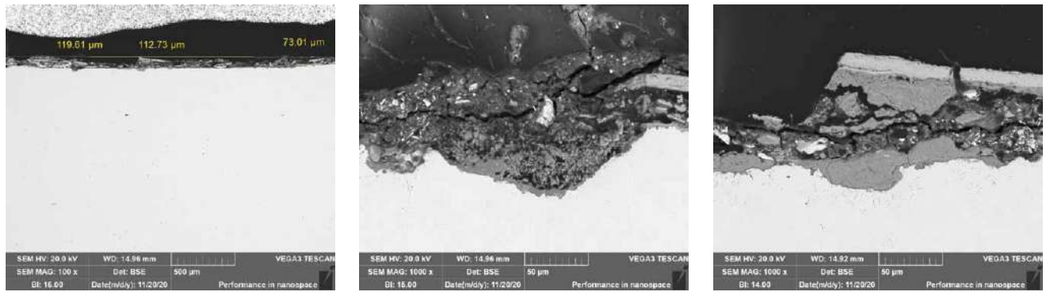
***Рис. 6 (а, б). Внутренняя поверхность после испытаний***
***а) верхняя образующая***
***б) нижняя образующая***

***а)***

***б)***

***Рис. 7 (а, б). Внутренняя поверхность после испытаний***
***а) верхняя образующая***
***б) нижняя образующая***

***Рис. 8. Внутренняя поверхность после испытаний***




*а)* *б)* *в)*

***Рис. 9 (а, б, в). Морфология и химический состав отложений на внутренней поверхности стальной трубы под полиэтиленовой оболочкой после испытаний***

В ходе проведения исследований стойкости и герметичности конструкции МПТК к коррозионно-активным компонентам специалисты установили следующее. Во-первых, конструкция металлопластмассовой трубы, футерованной внутри полиэтиленовой оболочкой, закрепленной стальными наконечниками (МПТК), обеспечивает герметичность в области защемления полиэтиленовой оболочки стальным наконечником, ограничивает доступ транспортируемой среды, содержащей коррозионно-активные компоненты к поверхности металла труб под полиэтиленовой оболочкой и металла сварного шва, что препятствует коррозионному разрушению стальной трубы.

Во-вторых, в качестве материала полиэтиленовой оболочки необходимо использовать полиэтилен с большей плотностью ПЭНД и толщиной не менее 4 мм, имеющих более низкую газопроницаемость.

## Пятый этап

Последним, завершающим, этапом испытаний стал расчет прогнозируемого срока службы МПТК, исходя из проведенных исследований. На основании проведенных исследований, в частности, моделировании реальных условий эксплуатации, был произведен расчет прогнозного срока службы МПТК. Для этого была определена фактическая скорость локальной коррозии стальной трубы под полиэтиленовой оболочкой за время выдержки в модельной среде, насыщенной коррозионно-активными компонентами.

Максимальная расчетная скорость коррозии для образца МПТК с применением полиэтиленовой оболочки из ПЭНД составила 0,15 мм/год. Срок службы до образования сквозного коррозионного повреждения, при заданных условиях эксплуатации и толщине стенки стальной трубы 4,5 мм, составит 30 лет.

## Выводы

После проведенных исследований конструкция МПТК, выпускаемая ООО «ТМС-ТрубопроводСервис», подтвердила свою надежность не только в процессе эксплуатации, но и лабораторными испытаниями на соответствие требованиям ТУ 24.20.13-026-67740692-2018.

Таким образом, наиболее надежной конструкцией МПТК, с точки зрения надежности и дальнейшей эксплуатации, является конструкция в стандартном исполнении с применением наконечника из коррозионностойкой стали длиной не менее 300 мм, толщиной не менее 4 мм с двумя канавками по периметру и полиэтиленовой оболочкой ПЭНД толщиной не менее 4 мм.

Изменение конструкции в сторону уменьшения толщины нержавеющего наконечника, толщины полиэтиленовой оболочки может привезти к уходу и схлопыванию полиэтиленовой оболочки из-под наконечника, тем самым выводя из строя конструкцию.

Кроме того, конструкция МПТК позволяет снизить затраты на эксплуатационное владение трубопровода за счет доказанного временем срока службы 25 лет, на строительство трубопровода за счет исключения запасов на толщину стенки стальной трубы под коррозию при проектировании и повысить экологическую безопасность.

***ООО «ТМС-ТрубопроводСервис» открыто для заказчика и работает только с собственными разработками, подтвержденными патентами, обладает сильным коллективом специалистов, привлекает к работе проектные институты и независимые лаборатории, обладает богатой экспериментальной базой. На предприятии есть свой цеховой испытательный стенд, оснащенная собственная лаборатория, большинство составляющих продуктов изготавливается на самом предприятии. Специалисты последовательно изучают материалы, проводят лабораторные исследования, опытно-промышленные испытания, изготавливают продукцию под требования конкретного заказчика.***

***УК ООО «ТМС групп»***
***423453, г. Альметьевск,***
***ул. Герцена, д. 1 «Д»***
***тел. 8 (800) 250-79-39***
***e-mail: tmcg@tmcg.ru***
***https://тмс-групп.рф***

# **Современные лакокрасочные покрытия** для комплексной защиты объектов нефтяной промышленности

Объекты нефтегазовой отрасли требуют ответственного подхода к обеспечению их долговременной и бесперебойной работы. Количество российских производителей лакокрасочных покрытий с продукцией мирового уровня незначительно, поэтому на рынке широко представлен спектр дорогостоящих зарубежных защитных покрытий. Развитие российских производителей лакокрасочных материалов может существенно влиять на сложившуюся ситуацию. Значительные глубины сезонного промерзания оттаивания и наличие пучинистых грунтов характерны для значительной части территории РФ в отличие от зарубежных стран. Поэтому перед ведущими отечественными лакокрасочными предприятиями, такими как Научно-производственный холдинг ВМП, наиболее остро встала задача по разработке современных антикоррозионных покрытий с противопучинистыми свойствами.

## ЭПОКСИДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

В отечественной нефтяной отрасли наибольшей популярностью пользуются эпоксидные системы. Еще несколько лет назад было трудно представить, что эпоксидный материал возможно наносить при отрицательных температурах, однако сегодня, благодаря оригинальным рецептурам ВМП, окраска успешно осуществляется при температурах до -10°С. Материалы холдинга воплощают самые эффективные технологии и обеспечивают защиту металла на срок до 30 лет и более.

Системы покрытий, состоящие из эпоксидных грунтовок и атмосферостойких финишных полиуретановых эмалей, позволяют обеспечить надежную длительную антикоррозионную защиту и необходимый внешний вид на весь срок службы. Например, **ИЗОЛЭП-mastic + ПОЛИТОН-УР (УФ), ИЗОЛЭП primer + ПОЛИТОН УР (УФ)**.

Эпоксидные материалы серии **ИЗОЛЭП-oil** с высоким сухим остатком применяют для защиты внутренних поверхностей нефтяных резервуаров.

Растет интерес потребителей в нефтегазовой отрасли к материалам для объектов, эксплуатирующихся в морском климате. Покрытия ВМП соответствуют широкому спектру условий эксплуатации.

Эпоксидное покрытие **ИЗОЛЭП-гидро** применяют для защиты подводных поверхностей портовых терминалов нефтегазовых комплексов, расположенных в прибрежной морской зоне, а также конструкций морских буровых платформ.

Широкая возможность модификации материалов путем использования специальных наполнителей и добавок позволяет создавать лакокрасочные материалы для самых суровых условий эксплуатации.

***Лакокрасочное покрытие ИЗОЛЭП-primer + ПОЛИТОН-УР (УФ) защищает металлоконструкции Антипинского НПЗ***

## ПРОТИВОПУЧИНИСТЫЕ АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ СВАЙ

Свайные фундаменты из стальных труб получили широкое распространение при возведении объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа в сложных природно-климатических условиях Севера (насосные станции, разветвленные системы трубопроводов, жилые и общественные здания, мосты и др.). В этих регионах при принятии проектных решений по определению длин свай необходимо учитывать практически повсеместное распространение пучинистых грунтов.

Пучение грунтов проявляется в процессе их сезонного промерзания и оттаивания, действует на сооружения и здания в течении всего срока их эксплуатации.

В случае, если не учитывать силы пучения, может происходить «выпучивание» фундаментов, не позволяющее эксплуатировать объекты. Возможны и аварийные последствия от этих негативных процессов.

Сваи в грунтах необходимо защищать эпоксидными антикоррозионными покрытиями в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 изм. 2 «Защита строительных конструкций от коррозии и старения. Подземные сооружения», СП 24.13330.2011 «Свайные фундаменты», СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». В случае, если эти антикоррозионные покрытия являются и противопучинистыми, то их применение может позволить значительно уменьшить длину свай и уменьшить стоимость СМР.

Компанией ВМП разработан уникальный эпоксидный материал **ИЗОЛЭП-mastic** позволяющий выполнить антикоррозионную защиту стальных свай и одновременно значительно снизить касательные силы морозного пучения на них. Полученная гладкая поверхность после применения **ИЗОЛЭП-mastic** согласно исследований специализированного института АО «Фундаментпроект» показали, что касательные силы пучения для металлических свай снижаются на 20–60%.

***Лакокрасочное покрытие ИЗОЛЭП-mastic защищает сваи объектов проекта «Арктик СПГ 2» ПАО «НОВАТЭК»***

>>>

О технологичности применения современных эпоксидных толстослойных покрытий можно судить при сравнении с кремнийорганическими и другими устаревшими типами материалов.

Согласно требований ГОСТ 9.602-2016 толщина антикоррозионного покрытия составляет 350 мкм. Грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-mastic** позволяет получить требуемую толщину всего за один слой. Тогда как устаревшие материалы на кремнийорганической, битумно-полимерной основах или грунтовка ГФ-021, с толщиной нанесения одного слоя в 40–60 мкм, требуют нанесения большого количества слоев для достижения необходимой толщины покрытия.

## СОВРЕМЕННЫЕ ОДНОСЛОЙНЫЕ ПОКРЫТИЯ

Время не стоит на месте. Совершенствуются материалы и технологии их производства. Холдинг ВМП, находясь на пике передовых разработок химической промышленности, выпускает новые, а также улучшает отлично зарекомендовавшие себя материалы. Повышенная стойкость к агрессивным средам, атмосферостойкость и другие необходимые свойства покрытий ВМП достигаются оптимально сбалансированными рецептурами, внутренними испытаниями, многократным тестированием, а также использованием качественного современного сырья. Заключения испытательных лабораторий независимых отраслевых центров подтверждают высокое качество продукции ВМП.

***Грунт-эмаль ИЗОЛЭП-mastic для антикоррозионной и противопучинистой защиты***

***Грунт-эмаль ЭВОПОЛ-12 для защиты металла и бетона***

На рынке в последние годы наметилась тенденция к замене многослойных систем на однослойные. Последний тип покрытий еще называют direct-to-metal (DTM). Это современные надежные материалы. Сейчас в ассортименте холдинга есть несколько DTM-материалов: грунт-эмаль **ИЗОЛЭП-mastic**, грунт-эмаль **ВИНИКОР акрил 51** и **ПОЛИТОН-ZP**.

В 2020 году холдинг ВМП представил новый DTM-материал, предназначенный для всесезонного применения на объектах нефтегазового комплекса – грунт-эмаль **ЭВОПОЛ-12**. Он наносится непосредственно на металл или бетон без предварительного грунтования. Допускает нанесение при температуре до -25°С, сочетает защитные свойства грунтовки и высокие декоративные качества эмали, стоек к УФ-излучению. Применяется для защиты конструкций, эксплуатируемых в условиях открытой промышленной атмосферы в зонах умеренного и холодного климата.

## КОМПЛЕКСНАЯ ЗАЩИТА НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ КОРРОЗИИ И ОГНЯ

Воздействие высоких температур при пожаре снижает механическую прочность металла. Резко возрастают риски человеческих жертв, материальных потерь, обрушения зданий.

Для огнезащиты несущих металлоконструкций зданий и сооружений холдинг ВМП предлагает использовать материалы ПЛАМКОР, представленные огнезащитными красками, конструктивным огнезащитным материалом и комбинированной конструктивной огнезащитой.

В ассортименте холдинга представлены составы для огнезащиты металла внутри помещений, в открытой атмосфере, в условиях целлюлозного и углеводородного горения. Все огнезащитные составы прошли огневые испытания и сертифицированы на совместимость с рядом антикоррозионных грунтовок и эмалей холдинга.

*ВМП выступает единым центром ответственности, обеспечивая стабильное качество продукции, полное технологическое сопровождение и услуги по нанесению материалов.*

***ЗАО НПХ ВМП***
***620100, Екатеринбург,***
***ул. Ткачей, д. 25***
***тел. 8 (800) 500-54-00***
***e-mail: office@fmp.ru***
***www.vmp-holding.ru***

# Многофункциональные контроллеры связи с объектом компании АО «ЭМИКОН»

***А. А. АЛЕКСЕЕВ** – к.т.н., генеральный директор АО «ЭМИКОН»*

В традиционных системах автоматизации (СА) в шкафах устройств связи с объектом (УСО), помимо собственно контроллера ввода/вывода, как правило, устанавливается достаточно большое количество дополнительных устройств (объектовые клеммники, промежуточные клеммники, промежуточные реле, барьеры искрозащиты, устройства защиты от импульсных перенапряжений, преобразователи и разветвители сигналов, предохранители, размыкатели и др.). Так как каждый шкаф УСО имеет различный набор сигналов, определяемый проектом, то для каждого УСО разрабатывается оригинальная схема электрическая и схема соединений, оригинальный сборочный чертеж и т.д. Это достаточно трудоемкий процесс. Кроме того, сборка и наладка такого шкафа также занимает довольно долгое время. При изменении проекта в процессе разработки и изготовления системы автоматизации, что бывает не так уж редко, переработка технической документации может также отнять много времени и других ресурсов.

В шкафах УСО на базе Многофункционального Контроллера Связи с Объектом (МКСО) нет необходимости в применении таких дополнительных устройств. Модули ввода-вывода построены по принципу ALL INCLUSIVE. Это достигается за счет того, что функционал малоканальных модулей ввода/вывода (от 1 до 3-х каналов), входящих в состав контроллера МКСО, обеспечивает обработку **всех необходимых** типов входных сигналов СА (включая искробезопасные) и формирование **всех необходимых** типов выходных сигналов СА (включая искробезопасные). При этом также обеспечивается требуемый уровень защиты модулей ввода/вывода от воздействий импульсных перенапряжений.

Модули ввода/вывода устанавливаются в крейт, содержащий кроссовую плату с объектовыми клеммниками. Полевые кабели, минуя промежуточные клеммники, подключаются непосредственно к клеммам кроссовой платы. Тем самым обеспечивается подключение сигналов от объектовых кабелей системы автоматизации к модулям ввода/вывода МКСО.

При использовании МКСО в шкафах УСО за счет минимизации количества дополнительных устройств время на разработку и изготовление шкафов существенно (в разы) сокращается.

Кроме того, также сокращается время на поиск и устранение возможных неисправностей в ходе пусконаладки и в процессе эксплуатации.

Для различных типоразмеров шкафов УСО (как односторонних, так и двухсторонних) разработаны типовые схемотехнические и конструктивные решения.

Все это существенно упрощает, ускоряет и удешевляет разработку и изготовление СА на базе контроллеров серии МКСО.

## Структура МКСО

МКСО представляет собой проектно-компонуемое изделие и имеет блочно-модульную конструкцию (рис. 1). Каждый блок содержит крейт и модули (ввода/вывода, сетевые, коммуникационные). Типы крейтов и модулей, а также их количество определяются проектом.

**В состав МКСО входят следующие блоки:**

- блок коммуникационный (БК) – один блок в одном шкафу УСО;
- блок ввода/вывода (БВВ) – от одного до шестнадцати блоков в одном шкафу УСО (в зависимости от его габаритов);
- блок внутришкафного контроля (БВК) – один блок в одном шкафу УСО.

МКСО осуществляет ввод/вывод объектовых сигналов СА и работает под управлением центрального процессорного устройства (ЦПУ), установленного в шкафу контроллера центрального (КЦ).

Связь МКСО с КЦ осуществляется по информационной сети «Сеть УСО».

МКСО поддерживает следующие конфигурации Сети УСО: магистраль, кольцо, дублированная магистраль, дублированное кольцо.

МКСО могут быть использованы как в распределенных, так и в локальных СА.

***Рис. 1. МКСО***

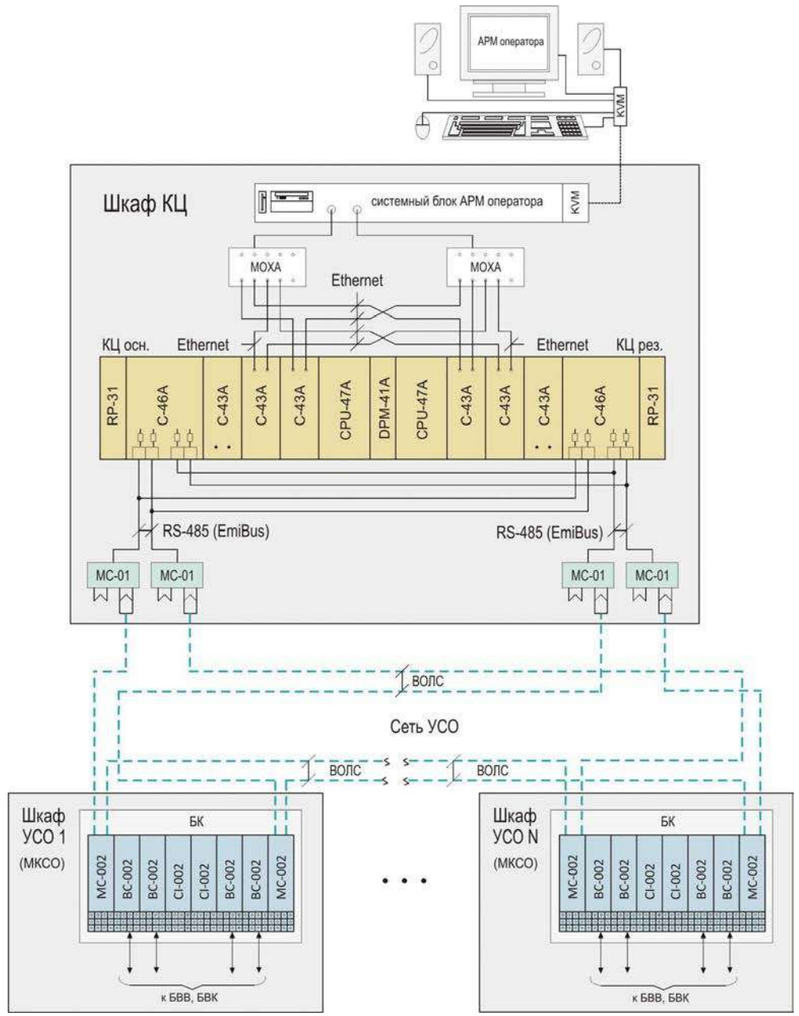



***Рис. 2. Структурная схема распределенной СА на базе МКСО***

В распределенных СА расстояние между КЦ и удаленными УСО может достигать нескольких километров. В качестве линий связи Сети УСО в распределенных СА используется оптоволоконный кабель (одномодовый или многомодовый).

На рис. 2 представлена структурная схема распределенной СА на базе МКСО (топология Сети УСО – дублированное кольцо). В качестве КЦ используются модули серии DCS-2000 исполнения М3.

Связь МКСО с Сетью УСО осуществляется посредством блока БК. В данном случае связь с Сетью УСО, выполненной с использованием волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), осуществляется посредством коммуникационных модулей МС-002.

КЦ, имеющий в своем составе 4-х канальный сетевой модуль С-46А, опрашивает блоки БК, установленные в каждом шкафу УСО. Протокол передачи данных – EmiBus, скорость передачи данных – 1,8 Мбит/с.

Как видно из рис. 2, абонентами Сети УСО являются четырехканальные сетевые модули С-46А (master), установленные в КЦ, и сетевые модули ВС-002 и CI-002 (slave), установленные в БК каждого шкафа УСО. Коммуникационные модули МС-002 выполняют функции медиаконвертеров.

Для обеспечения сетевого резервирования в БК устанавливаются две или одна пара модулей ВС-002, в зависимости от количества БВВ в шкафу УСО (к каждой паре модулей ВС-002 можно подключить до восьми БВВ плюс один БВК). Кроме того, в БК могут быть установлены сетевые модули CI-002 для обеспечения связи с внешними интеллектуальными устройствами по протоколу ModBus RTU.

Модуль С-46А в КЦ является ведущим устройством Сети УСО (EmiBus Master), сетевые модули БК являются ведомыми устройствами Сети УСО (EmiBus Slave). Сетевые модули имеют специальные DIP-переключатели для задания сетевого адреса устройства (от 0 до FFH). Таким образом, общее количество сетевых модулей в Сети УСО должно быть не более 256.

>>>

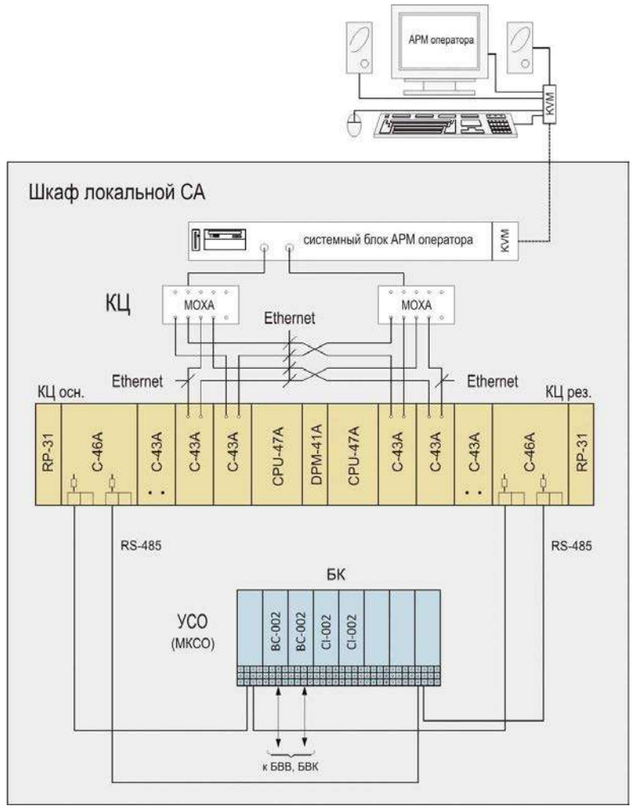



***Рис. 3. Структурная схема локальной СА на базе МКСО***

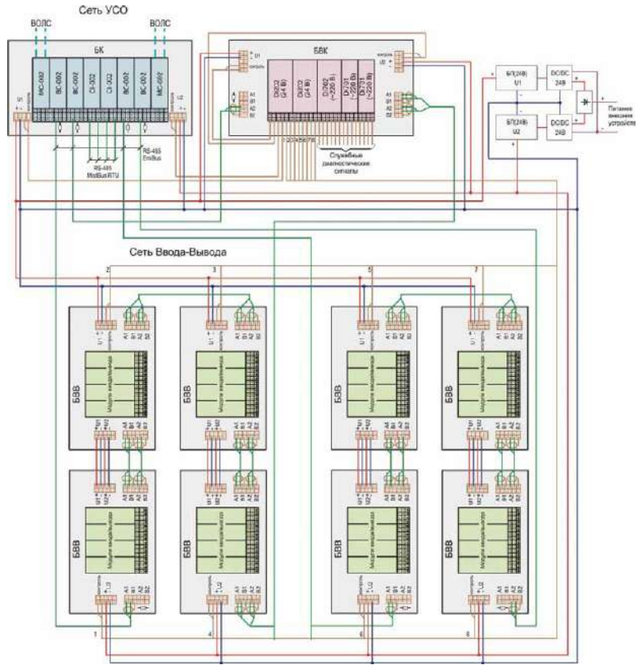



***Рис. 4. Структурная схема шкафа УСО, выполненного на базе МКСО***

В локальных СА МКСО располагается в одном шкафу с ЦПУ.

При этом в качестве линий вязи Сети УСО используются экранированные витые пары (интерфейс RS-485).

На рис. 3 представлена структурная схема локальной СА на базе МКСО.

Сеть УСО реализована посредством интерфейса RS-485. Сетевой модуль С-46А в КЦ подключается экранированной витой парой непосредственно к клеммникам БК. При этом поддерживается топология Сети УСО – дублированная магистраль.

На рис. 4 представлена структурная схема типового шкафа УСО.

Основным блоком в шкафу УСО является БК, обеспечивающий информационную связь с КЦ по Сети УСО, а также с блоками БВВ и БВК по Сети Ввода-Вывода по дублированным линиям связи.

Питание блоков также задублировано и осуществляется от двух источников питания «+24 VDC» (в состав контроллера МКСО не входят), расположенных в шкафах УСО. Топология Сети УСО – дублированная магистраль.

Все модули, входящие в состав блоков БК, БВК и БВВ, имеют по два ввода питания «+24В» с раздельными цепями «0В». Результирующее питание формируется внутри каждого модуля с использованием схем двойного диодного «ИЛИ» (как по цепям питания, так и по цепям «0В»), при этом в МКСО обеспечивается контроль целостности цепей питания.

## Блок коммуникационный БК

Конструктивно БК состоит из крейта с установленными в него сетевыми и коммуникационными модулями (рис. 5).

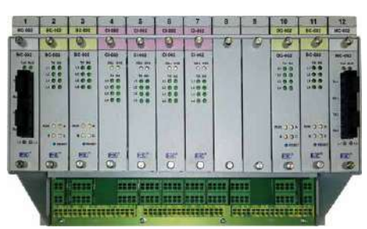


***Рис. 5. БК-12***

Крейт блока коммуникационного (КБК) представляет собой металлический каркас с закрепленной на нем кроссовой платой.

Кроссовая плата содержит:

- разъемы для подключения модулей (для каждого типа модулей выделены соответствующие платоместа);
- клеммы питания для подключения цепей питания +24В и контроля питания;
- клеммы для непосредственного подключения к КЦ (RS-485);
- клеммы для подключения объектовых интерфейсных кабелей (RS-485);
- клеммы для подключения БВВ и БВК.

В состав БК входят сетевые модули BC-002 и CI-002, модули оптических медиаконвертеров MC-002 (многомодовые) или MC-003 (одномодовые).

Сетевые модули BC-002 и CI-002 имеют восьмиразрядные двоичные задатчики адреса. Таким образом, максимальное общее количество абонентов (модулей BC-002 и CI-002) в одной сети ввода/вывода контроллеров МКСО – не более 256.

БК имеет четыре модификации (в зависимости от количества платомест в крейте) – БК-8, БК-10, БК-12, БК-14.

БК обеспечивает:

- информационную связь с КЦ по оптоволоконным линиям связи с помощью модулей контроллера сети ввода/вывода BC-002 и коммуникационных модулей – медиаконвертеров MC-002 или MC-003 при работе контроллера МКСО в составе распределенной СА;
- чтение данных из модулей ввода/вывода, расположенных в БВВ и БВК, и формирование управляющих команд для модулей вывода, расположенных в БВВ, посредством сетевых модулей BC-002;
- информационную связь с интеллектуальными датчиками и исполнительными механизмами, а также со смежными системами автоматики (RS-485, протокол ModBus RTU) посредством модулей контроллера интерфейсов CI-002.

На рис. 6 и 7 представлены структурные схемы БК.

## Блок ввода/вывода БВВ

Блок ввода/вывода (БВВ) предназначен для приема и обработки входных аналоговых и дискретных сигналов и формирования выходных аналоговых и дискретных сигналов.

В схемах с резервированием БВВ работает под управлением дублированных модулей контроллера сети ввода/вывода BC-002. Количество БВВ, подключаемых к одной паре модулей BC-002, – не более 8.

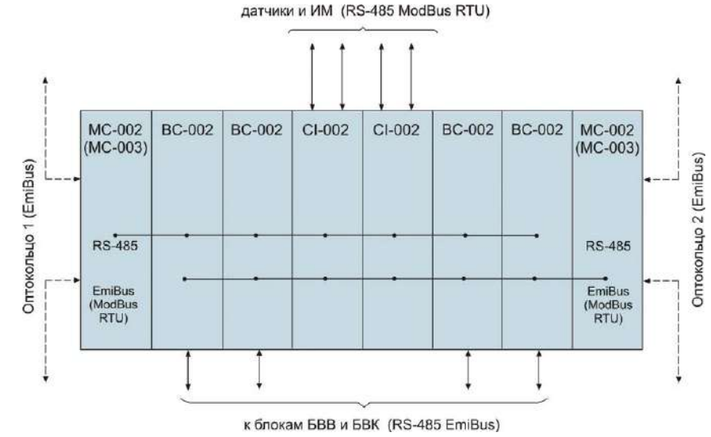



***Рис. 6. Структурная схема БК для распределенных СА***

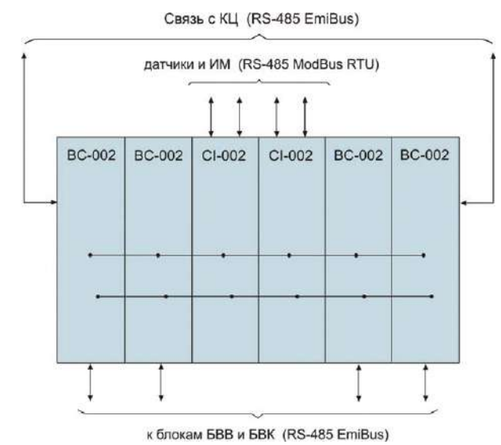



***Рис. 7. Структурная схема БК для локальных СА***

В состав БВВ входят крейт блока ввода/вывода (КБВВ) и модули ввода/вывода в соответствии с проектом заказчика (рис. 8).

Крейт БВВ содержит:

- каркас с направляющими для установки аналоговых и дискретных модулей ввода/вывода;
- кроссовую плату с клеммниками для подключения объектовых сигналов.

Кроссовая плата содержит разъемы для подключения модулей ввода/вывода, а также клеммники для подключения объектовых кабелей и установки перемычек. Кроме того, в каркас устанавливаются кодовые ключи для каждого типа модуля ввода/вывода в соответствии с проектной конфигурацией (для предотвращения неправильной установки модулей в каркас).

***Рис. 8. БВВ-02***

Модули ввода/вывода устанавливаются в крейт в соответствии с типами входных и выходных сигналов. По дублированному интерфейсу RS-485 (протокол – EmiBus, скорость – 1,8 Мбит/с) они соединены с парой модулей ВС-002, установленных в БК. В один БВВ может быть установлено до 16 модулей ввода/вывода.

Каркас содержит также две маркировочные планки. Одна из них расположена в непосредственной близости от объектовых клеммников, на нее наносятся обозначения клеммных полей. Вторая планка расположена в непосредственной близости от модулей ввода/вывода, на нее наносится позиционное обозначение модулей в крейте, а также тип установленного модуля.

Это существенно облегчает и упрощает монтаж, наладку и обслуживание шкафа УСО.

Объектовые сигналы модулей ввода/вывода через разъем кроссовой платы соединены с соответствующими объектовыми клеммами (пружинные клеммы с возможностью подключения объектовых одножильных проводов сечением до 2,5 мм$^2$). Для четырех объектовых сигналов модуля ввода/вывода в клеммнике кроссовой платы выделено восемь клемм (два ряда по четыре клеммы, клеммы одного ряда закорочены в кроссовой плате с соответствующими клеммами второго ряда). Это позволяет легко устанавливать перемычки в клеммнике и, тем самым, объединять объектовые сигналы с общим потенциалом (например, общий провод в цепях управления задвижкой). Крайний ряд клеммника кроссовой платы соединен с «землей» и используется для подключения экранов объектовых кабелей.

В кроссовой плате БВВ также реализована разводка двух каналов питания +24 В (U1 и U2) и двух каналов RS-485 (протокол EmiBus).

БВВ устанавливаются в шкафу УСО вертикально. Такое расположение БВВ существенно упрощает расключение объектовых кабелей на объектовые клеммники БВВ.

**Таблица 1.**

| Наименование БВВ | Количество платомест для общепромышленных модулей ввода/вывода | Количество платомест для искробезопасных модулей ввода/вывода |
|---|---|---|
| БВВ | 16 | 0 |
| БВВ-01 | 0 | 16 |
| БВВ-02 | 8 (верхние платоместа) | 8 (нижние платоместа) |
| БВВ-03 | 8 (нижние платоместа) | 8 (верхние платоместа) |

В БВВ возможна установка модулей ввода/вывода как общепромышленного исполнения, так и модулей ввода/вывода с искробезопасными входными цепями. В зависимости от количества и расположения искробезопасных платомест в кроссовой плате имеются четыре модификации БВВ, состав которых приведен в табл. 1.

Так как в составе БВВ отсутствуют активные элементы, неисправность которых может привести к потере связи с модулями ввода/вывода всего блока, то резервирующие друг друга сигналы СА, сигналы резервирующих друг друга агрегатов вспомогательных систем, регуляторов, датчиков, сигналы от разных магистральных насосных агрегатов (подпорных насосных агрегатов), пожарных шлейфов одного защищаемого объекта могут быть подключены на модули ввода/вывода, установленные в одном блоке БВВ. Главное, чтобы вышеперечисленные сигналы были разведены на разные модули ввода/вывода.

## Общие технические характеристики модулей ввода/вывода

Все модули ввода/вывода, входящие в состав БВВ, имеют два ввода питания +19...27 В. Результирующее питание формируется внутри модуля с использованием схемы двойного диодного «ИЛИ». Модули имеют по два канала RS-485 (протокол – EmiBus, скорость – 1,8 Мбит/с), подключаемые к модулям ВС-002. Напряжение гальванической изоляции между объектовой и системной частями модулей ввода/вывода, между соседними модулями ввода/вывода, между каналами ввода или вывода одного модуля – не менее 4 кВ.

Все модули ввода/вывода имеют встроенные устройства защиты от импульсных перенапряжений.

В модулях общепромышленного применения защита реализована на базе супрессоров, для искробезопасных модулей – на базе супрессоров и газовых разрядников.

Модули ввода/вывода допускают «горячую» замену и функционируют в режиме «plug and play», т.е. при установке их в соответствующее место БВВ они автоматически распознаются модулем ВС-002, и информация от модулей ввода/вывода начинает поступать в КЦ. Для защиты от некорректной установки модулей ввода/вывода в каркас БВВ используются специальные кодовые ключи, закрепленные на модулях, которые не позволяют произвести установку модуля, не соответствующего спецификации.

## Блок внутришкафного контроля БВК

БВК (рис. 9) предназначен для контроля внутренних сигналов шкафа УСО (входных напряжений 220 В переменного тока, напряжений формируемых блоков питания +24 В постоянного тока, состояния аккумуляторов, состояния UPS, температуры внутри шкафа, открывания дверей и др.).

*Рис. 9. БВК-10*

Блок БВК, по аналогии с БВВ, работает под управлением дублированных модулей контроллера сети ввода/вывода ВС-002 (интерфейс – RS-485, протокол – EmiBus, скорость – 1,8 Мбит/с).

БВК состоит из крейта блока внутришкафного контроля (КБВК) и модулей ввода/вывода внутришкафных сигналов.

В состав БВК входят следующие модули:

- модуль дискретного ввода Di701 (4 канала 220 В переменного тока);
- модуль дискретного ввода Di702 (6 каналов 220 В переменного тока);
- модуль дискретного ввода Di201 (4 канала 24 В постоянного тока);
- модуль дискретного ввода Di202 (6 каналов 24 В постоянного тока).

В зависимости от количества платомест в крейте, БВК может иметь три варианта исполнения: БВК-10, БВК-12, БВК-14.

В отличие от модулей ввода/вывода, входящих в состав БВВ, модули БВК имеют меньшее напряжение гальванической изоляции (1 кВ), большее количество каналов дискретного ввода в одном модуле, а также не имеют устройств защиты от импульсных перенапряжений. Все это существенно снижает их стоимость.

## Особенности конструкции шкафов УСО

При использовании контроллеров серии МКСО в шкафах УСО не требуется установка дополнительных устройств для тракта ввода/вывода объектовых сигналов. Поэтому становятся возможными разработка и изготовление типовых шкафов УСО (рис. 10).

Так как модули ввода/вывода МКСО – малоканальные, аппаратная избыточность в контроллере – минимальна. Кроме того, при конструировании шкафа УСО нет необходимости закладывать «резервные» сигналы и клеммники. Необходимо оставлять лишь резервные платоместа для модулей ввода/вывода в блоках БВВ. При последующих доработках шкафов УСО (при реконструкциях и модернизациях СА) достаточно подвести новые объектовые кабели к «резервному» блоку БВВ и установить в резервные платоместа БВВ модули ввода/вывода с необходимым функционалом, а также программно переконфигурировать УСО.

*Рис. 10. Типовой шкаф УСО на базе МКСО*

На рис. 11 показана компоновка лицевой и тыльной сторон типового шкафа УСО на базе контроллера МКСО (2000×800×600 мм, двухстороннего обслуживания).

В один шкаф такого габарита устанавливаются 10 блоков БВВ, т.е. максимальное количество модулей ввода/вывода в шкафу – 160. Максимальное количество дискретных сигналов в шкафу – 480, что позволяет подключить к одному шкафу УСО данного габарита, например, до 40 задвижек. Максимальное количество искробезопасных аналоговых сигналов в шкафу – 160.

В шкафу УСО (2000×1000×600 мм, двухстороннего обслуживания) можно установить 12 блоков БВВ.

Соответственно максимальное количество модулей ввода/вывода – 192.

Таким образом, за счет минимизации внутришкафного монтажа максимальное количество объектовых сигналов, подводимых к шкафу УСО на базе контроллеров МКСО, выше, чем при использовании традиционных конструктивных и схемотехнических решений.

Серийный выпуск контроллеров серии МКСО начался в четвертом квартале 2017 года.

В октябре 2018 года была сдана в промышленную эксплуатацию система автоматизации нефтеперекачивающей станции НПС-1 «Нововеличковская» (АО «Черномортранснефть»), разработанная и изготовленная по заказу ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» на базе контроллеров серии МКСО.

>>>

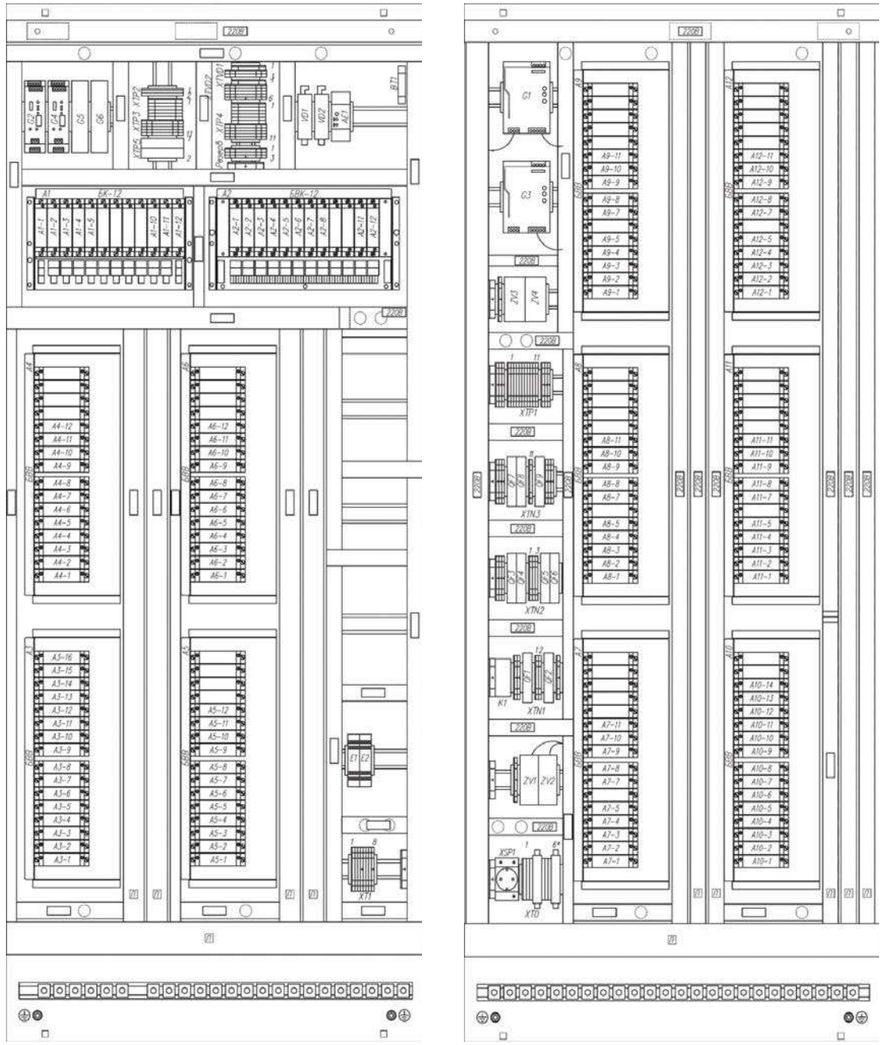


***Рис. 11. Компоновка лицевой и тыльной сторон типового шкафа УСО на базе контроллера МКСО (2000×800×600 мм, двухстороннего обслуживания)***

В 2020 году на базе программируемых логических контроллеров ЭМИКОН серий МКСО и DCS-2000 были сданы в промышленную эксплуатацию:

- система автоматизации (СА), система автоматического пожаротушения (САП) и система автоматического регулирования давления (САРД) нефтеперекачивающей станции (НПС) «Тарасовская» (АО «Черноморфранснефть»);
- СА, САП и САРД магистральной насосной станции (МНС-2) НПС «Сулак» (АО «Черноморфранснефть»);
- СА и САРД НПС «Аксинино-1» (АО «Транснефть – Дружба»);
- СА системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов (СИКН) линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «8Н» магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) «Участок 42» (АО «Транснефть – Дружба»).

***В настоящее время Многофункциональные контроллеры связи с объектом (МКСО) успешно применяются при создании систем автоматизации для объектов организаций ПАО «Транснефть».***

***АО «ЭМИКОН»***
***107207, Москва, Щелковское шоссе, д. 77***
***тел. (499) 707-16-45***
***e-mail: emicon@emicon.ru***
***www.emicon.ru***

ЭМИКОН

# РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

*Компания АО "ЭМИКОН" более 33 лет успешно работает в области промышленной автоматизации, специализируясь на разработке и производстве импортозамещающих программируемых логических контроллеров, а также проектировании и поставке "под ключ" АСУ ТП на их базе.*

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Разработка и производство программируемых логических контроллеров для предприятий всех отраслей промышленности;
- Комплексная автоматизация "под ключ" объектов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа;
- Производство и поставка программно-технических комплексов для систем автоматического пожаротушения, станционной и линейной телемеханики, учета энергопотребления и т.д.;
- Обучение специалистов заказчиков;
- Пожизненное обслуживание поставленных систем автоматизации.

## *МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ СВЯЗИ С ОБЪЕКТОМ (МКСО)*

*предназначены для работы в качестве устройств связи с объектом (УСО) в распределённых или локальных системах автоматизации (СА), включая объекты с наличием взрывоопасных зон*

При использовании МКСО в шкафах УСО за счёт минимизации количества дополнительных устройств время на разработку и изготовление шкафов существенно (в разы) упрощается. Кроме того, сокращается время на поиск и устранение возможных отказов и неисправностей в процессе эксплуатации.

Т.к. модули ввода/вывода серии МКСО являются малоканальными – аппаратная избыточность в контроллере минимальна.

Количество объектовых сигналов, подводимых к шкафу УСО на базе контроллеров МКСО, выше, чем при использовании традиционных конструктивных и схемотехнических решений.

Разработаны электрические схемы и конструкции типовых шкафов УСО различных размеров (как односторонних, так и двухсторонних).

Применение МКСО позволяет существенно упростить, ускорить и удешевить разработку и изготовление систем автоматизации.

АО "ЭМИКОН", Россия, 107207, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 77
Т./ф.: +7 (499) 707-16-45 E-mail: emicon@emicon.ru www.emicon.ru

*Участник выставки "НЕФТЕГАЗ-2021"*
*26-29 апреля, зал 2.3, стенд 23В25*
*г. Москва, ЦВК "ЭКСПОЦЕНТР"*

# Кориолисовые расходомеры **RHEONIK**

***В. Ю. ПЛЕЧАНОВ** – генеральный директор ООО «Кипарт»*

Кориолисовые расходомеры RHEONIK – это оборудование с инновационной конструкцией и уникальными характеристиками. Их можно применять для самых разных жидкостей и газов, измеряя расходы от 0,004 кг/мин. до 30000 кг/мин. Об особенностях и преимуществах данных приборов рассказывает В. Ю. Плечанов – генеральный директор компании «Кипарт», являющейся эксклюзивным представителем завода Rheonik в России.

Промышленное предприятие Rheonik Messtechnik GmbH (Германия) известно, как производитель кориолисовых расходомеров. У Rheonik узкая специализация: имея собственную лабораторию и завод, предприятие занимается разработкой и производством только кориолисовых расходомеров, поэтому специалисты Rheonik – эксперты в этой области, совершенствующие свои изделия с 1986 года.

К настоящему времени компания Rheonik создала широчайшую линейку кориолисовых расходомеров, охватывающую диапазоны измерения от 0,004 до 30000 кг/мин.

С их помощью измеряют массовый расход кислот и щелочей, нефти, битума и жиров, масел (как растительных, так и синтетических), пищевых продуктов и напитков, лаков, красок и наполнителей, топлива и теплоносителей, лекарственных препаратов, косметических средств и многих других жидкостей и газов.

*Сегодня мы поговорим об особенностях и характеристиках этой продукции.*

Сначала скажем несколько слов об отличиях кориолисового (массового) расходомера от других приборов, измеряющих объемный расход. В основу такого датчика положен эффект, названный в честь открывшего его французского ученого Гаспара-Гюстава де Кориолиґса (1792–1843). Если предмет движется по инерции в каком-либо пространстве (допустим, жидкость идет по измерительным трубкам расходомера), а это пространство одновременно меняет свою систему координат (трубки совершают равномерные колебательные движения), то возникает эффект отклонения: трубки отклоняются от своей нормальной траектории. Степень отклонения трубок (изменение вибрации) пропорциональна массовому расходу жидкости или газа.

***Рис. 1. Конструкция измерительной части кориолисового расходомера RHEONIK: экспонат с демонстрационного стенда***

Любой кориолисовый расходомер – сложное изделие. Какая форма измерительных трубок идеально подойдет под задачи измерения кориолисовым методом, какой механизм лучше обеспечит колебания и как избежать воздействия внешних вибраций, какую электронику и ПО применить для расчета сложной зависимости расхода от изменений колебаний системы – все эти и многие другие вопросы приходится решать разработчикам.

Специалисты Rheonik применяют в своих расходомерах уникальные решения, в первую очередь – измерительные трубки с необычным контуром (рис. 1). В большинстве кориолисовых расходомеров измерительный контур выполнен в форме буквы U, трапеции или ромба. У расходомеров под торговой маркой RHEONIK контур омегаобразный (Ω-образный), к тому же конструкция измерительных трубок дополнена торсионными стержнями и стабилизирующими утяжелителями. Это повышает точность расходомера, его механическую надежность, улучшает эксплуатационные характеристики.

Кроме конструктивных решений, о которых будет подробнее рассказано ниже, отметим удобный и информативный интерфейс трансмиттеров, входящих в состав расходомеров. Они оборудованы большим дисплеем с индикацией всех необходимых параметров на одном экране, а также кнопками для управления.

***Рис. 2. Трансмиттер RHE21***

С помощью USB-разъема расходомер можно подключить к компьютеру, проверить параметры, выполнить удаленную настройку. Для удобства интеграции с существующими системами управления и контроля предприятий у новейших моделей реализованы все необходимые выходные сигналы и протоколы: цифровые и аналоговые, RS-485, Ethernet IP, Modbus, PROFINET, EtherCat, PowerLink, PROFIBUS, DeviceNet, CAN, CAN Open, HART и др. А функция самодиагностики Assurance factor помогает понять, насколько точны измерения, в каком состоянии находится прибор.

Расходомер легко устанавливается на трубопровод. Ему не требуются длинные прямые участки до или после датчика. Компания Rheonik предлагает расходомеры RHM с различными типами присоединения к процессу: фланцевыми по стандартам DIN, EN-1092-1, ANSI, ГОСТ, резьбовыми типа BSP, NPT, G, Autoclave, Swagelok и др.

В России авторизованным эксклюзивным представителем Rheonik Messtechnik GmbH является компания ООО «Кипарт» из Санкт-Петербурга – поставщик высококачественных компонентов для промышленной автоматизации. Мы попросили генерального директора ООО «Кипарт» Виталия Юрьевича Плечанова рассказать подробнее о специфике кориолисовых расходомеров RHEONIK.

>>>

## Интервью с Виталием Юрьевичем Плечановым, генеральным директором ООО «Кипарт»

**Виталий Юрьевич, расскажите, пожалуйста, какие решения обусловили преимущества колебательной системы сенсоров RHEONIK и почему?**

Омегаобразные измерительные трубки подразумевают специальное устройство колебательной системы, не такое, как у других кориолисовых расходомеров.

Во-первых, колебания трубок сенсора проходят в иной плоскости, чем колебания трубопровода. Во-вторых, колебательная система смонтирована на основе торсионных стержней, вокруг оси которых создаются вибрации. Получается полностью контролируемый колебательный процесс, что обеспечивает очень стабильную работу всей системы в целом. Уникальная конструкция этой системы позволяет получить высокую амплитуду колебаний и соответственно сильный и помехоустойчивый сигнал. За счет этого существенно снижается воздействие внешних вибраций, которые являются неизменным спутником любого производства. Дополнительно воздействие вибрации снижается за счет таких решений, как удаленность измерительной части от места присоединения к процессу и цифровой измерительный фильтр процессора сигналов в трансмиттере.

Другой плюс омегаобразной формы – возможность использовать трубки с толстыми стенками. В идеале толщину стенки трубок стараются сделать как можно меньше, к этому стремятся все производители кориолисовых расходомеров. Чем тоньше стенка, тем точнее прибор. Но в нашем случае стенки трубок можно делать относительно толстыми. А значит, мы можем применять различные материалы, варьировать их и за счет этого получать приборы, способные работать в экстремальных условиях: с разными давлениями и температурами.

**С какими температурами и давлениями могут работать кориолисовые расходомеры RHEONIK?**

У нас есть модели, рассчитанные как на криогенные, так и на высокотемпературные среды. Если взять всю линейку целиком, диапазон рабочих температур составляет от -200°C до +400°C.

Что касается давления, то сейчас в стандартных исполнениях выпускаются приборы, способные выдержать 1250 бар. В каталоге компании «Кипарт» они тоже есть, мы их предлагаем российским потребителям. В частности, за 2019 и 2020 годы были поставлены приборы RHEONIK с давлением до 1250 бар для объектов ОАО «Ямал СПГ», ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», ПАО «Газпром». А в настоящее время в России ведется проект по внедрению приборов RHM с рабочим давлением до 4000 бар!

**Насколько часто требуются такие исполнения на рынке?**

Кориолисовые расходомеры в исполнении для высокого давления заказывают нечасто, но Rheonik в этой области можно назвать экспертами и пионерами, так как конкуренты практически в 99% случаев не могут предложить альтернативного прибора с аналогичными характеристиками. Работа с высоким давлением весьма проблематична, так как оно (давление) влияет на геометрию трубок, а значит, и на показания прибора. Кориолисовым расходомерам на практике, когда они работают на высоких давлениях, требуется поправка к измеренному расходу, и для реализации этой поправки к электронике прибора дополнительно подключают датчик давления. У Rheonik с этим проще – большие изменения давления практически не влияют на геометрию трубок сенсора, поэтому поправка не требуется.

При этом изменение давления измеряемой среды на 1 бар влияет на относительную погрешность измерения всего на 0,0001%.

Еще я хотел бы обратить внимание на то, что измерительная часть отделена от механических напряжений трубопровода входной секцией. Поэтому различные механические напряжения, перекосы трубы или температурные расширения, которые эти перекосы дают, несоосность – все это практически не воздействует на результаты измерений.

**А насколько частое обслуживание требуется расходомеру, установленному на объекте?**

В принципе такого уж частого обслуживания он не требует. Хотя ему нужны какие-то стандартные процедуры: установка на ноль при пуске, периодическая поверка. За счет продуманной механической части прибор очень точен и надежен, там буквально нечему ломаться. Электронике остается конвертировать его показания.

Хотя надо отметить, что высокая надежность – свойство вообще всех приборов кориолисового типа, потому что у них внутри нет трущихся частей, которые подвержены постоянному механическому износу. За счет этого им требуется минимальное обслуживание.

И, наверное, потребность в обслуживании еще больше снижается, когда прибор выполняет самодиагностику, так? Расскажите, пожалуйста, как реализована функция самодиагностики Assurance factor.

Опираясь на 33-летний опыт работы компании и результаты постоянных испытаний, которые проводятся в собственной лаборатории Rheonik, разработчики выделили те показатели, которые необходимо учитывать при самодиагностике. Это усилие приводов катушек, стабильность усиления, напряжение тока, симметрия, стабильность частоты и другое. Указанные параметры фиксируются в необходимых точках внутри прибора.

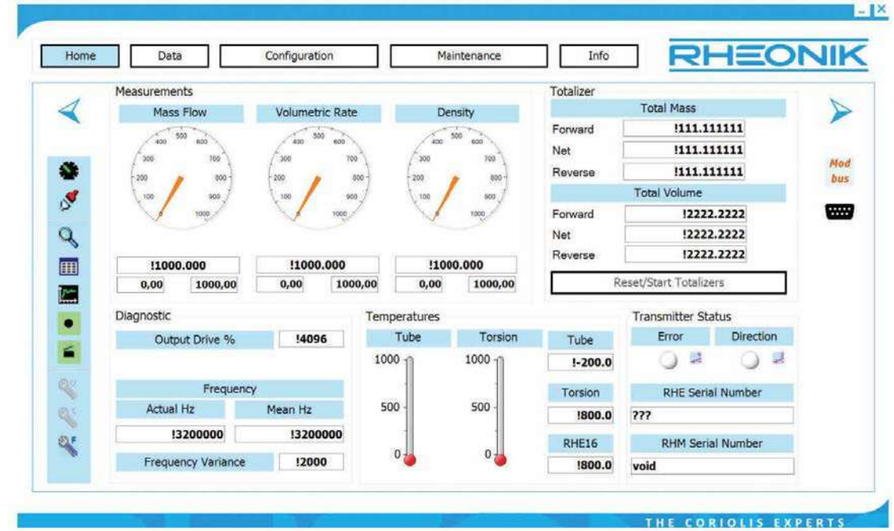



*Рис. 3. Панель индикации программы RHECom*

Абсолютно все показатели выводятся на экран прибора, причем умещаются на двух страницах, так что все их можно охватить взглядом, два раза нажав кнопку. К тому же экран способен менять цвет в зависимости от состояния прибора, то есть дополнительно служит индикатором, что очень удобно при работе в полевых условиях и когда расходомер установлен на приборной панели.

**Пожалуйста, расскажите о ПО RHECom, которое применяется для настройки расходомеров RHEONIK. Какую функциональность оно обеспечивает?**

Основная функция RHECom – это удобная конфигурация и настройка трансмиттера (рис. 2), который является главной интеллектуальной частью расходомера.

Настройку можно проводить с компьютера по протоколу USB. У программы хорошо продуманный интерфейс, благодаря чему можно видеть весь процесс «как на ладони». Температура, объемный и массовый расход, плотность, уровень выходящих/входящих сигналов и другие показатели – все это отражается в одном рабочем окне (рис. 3).

На самом трансмиттере тоже есть дисплей, но с компьютера все-таки настраивать удобнее. Кроме того, производитель предусмотрел возможность удаленной настройки в случае необходимости. В том числе возможна дистанционная помощь прямо с завода.

**Какой язык используется в данном ПО?**

Сейчас программа доступна на различных языках, основной – английский. Также к прибору прилагается подробная инструкция в очень хорошем переводе на русский. Так что никаких проблем с терминологией возникнуть не должно. Кроме того, как я уже сказал, консультант может подключиться к вашему прибору удаленно и помочь с настройками.

**Какая защита применяется у расходомеров RHEONIK? Подразумевается, как физическая, так и программная защита.**

Действительно, для коммерческого учета предусмотрена защита от несанкционированного доступа в настройки. У наших расходомеров она двухступенчатая: физическая и программная. Физическая защита выполнена в виде специальной наклейки на механическом переключателе, без переключения которого невозможно выполнение каких-либо настроек на расходомере. Наклейка сделана таким образом, что повторно приклеить ее невозможно. Программная защита реализована в самом расходомере. О ней я не хотел бы распространяться, но поверьте, это серьезный уровень защиты.


***ООО «Кипарт»***
***196158, Санкт-Петербург, Московское шоссе, д. 42, корп. 2, офис 421***
***тел. (812) 655-67-84***
***e-mail: sales@keypart.ru***
***www.keypart.ru***

УДК 533.12:534.221:534.22.093.3

# Ультразвуковые расходомеры Turbo Flow UFG-I

## с функцией оценки компонентного состава отходящих дымовых газов

***Р. И. СОЛОМИЧЕВ*** *– к.т.н., ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_solomichev@turbo-don.ru*
***А. Н. СЛОНЬКО*** *– ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_std2@turbo-don.ru*

Проведен обзор методов и средств измерения расхода отходящих дымовых газов, указаны их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения, который является универсальным и наиболее перспективным. Приведено описание методов газового анализа, среди которых получили широкое применение оптические, являющиеся пробоотборными методами. К беспробоотборным методам относится ультразвуковой метод газового анализа. Рассмотрены технические характеристики перспективных УЗ расходомеров серии Turbo Flow UFG-I производства ООО НПО «Турбулентность-Дон», в составе аппаратно-программного комплекса которых применена инновационная методика газового анализа на основе измеренной скорости звука.

**Ключевые слова:** дымовой газ, расход, скорость звука, плотность, система диагностики, температура, концентрация компонент.

## Постановка проблемы

В соответствии с 7-ФЗ от 10.01.2002 (в ред. От 27.12.2019) на объектах I категории стационарные источники выбросов загрязняющих веществ должны быть оснащены автоматическими измерительными системами контроля и учета выбрсов (АИСКиУВ) и средствами учета показателей загрязняющих веществ. По данным ресурса программно-технического обеспечения учета объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (ПТО УОНВОС) (табл. 1) на апрель 2021 года существует более 7500 объектов I категории. Причем в соответствие с Приказом Минприроды России от 18.04.2018 №154 не менее чем 60% от общих сбросов и выбросов производятся тремястами предприятиями, упомянутыми в приказе. В то время как 40% приходятся на оставшиеся 7200 объектов.

**Таблица 1. Статистика включенных в реестр объектов оказывающих негативное влияние на окружающую среду (НВОС)**

| Категория объекта | Количество в РФ |
|---|---|
| I | более 7500 |
| II | более 30000 |
| III | Более 60000 |
| IV | Более 10000 |

**В перечень объектов, оказывающих НВОС, которые относятся к I категории входят:**

- установки очистки газов и другое оборудование при производстве кокса;
- печи дожига отходящих газов при переработке природного газа;
- технологические печи и печи дожига отходящих газов в процессе нефтепереработки;
- установки по производству чугуна, стали и спеканию железной руды и прочие.

Действующее Законодательство (ПП № 422 от 16.05.2016 г., ИТС 22.1) предусматривает применение прямого инструментального контроля массовой концентрации/массы загрязняющих веществ там, где это возможно. Ведется перечень методик расчета, установлены обязательные требования к ним.

Особенностью измерительной задачи по учету дымовых выбросов является наличие градиентов температур, скоростей, концентраций загрязняющих веществ по сечениям дымовой трубы.

Типичное решение по учету выбросов состоит в том, чтобы оснастить дымовую трубу пробоотборными/беспробоотборными средствами измерений массовой концентрации загрязняющих веществ на основе газоанализаторов/хроматографов и средств измерения расхода. Основной недостаток такого подхода заключается в том, что результаты измерений массовой концентрации по высоте и сечению дымовой трубы будут существенно отличаться.

**Кроме того, для получения представительной пробы необходимо учесть множество факторов:**

- пробоотборные линии выпускают длинной не более 50 м, а контрольное сечение газохода может находится на большой высоте;
- для уменьшения химических превращений за время транспортирования пробы используют обогреваемые пробоотборные линии. Температура должна быть выше температуры точки росы (120°С), однако это не гарантирует отсутствие химических реакций внутри пробоотборной линии;
- точку установки пробоотборного зонда или газоанализатора выбирают на расстоянии 14D от последнего возмущения потока. Для трубы с диаметром выходного отверстия 3,6 м (типично для ТЭЦ) расстояние до контрольного сечения должно быть не менее 54 м, поэтому высоты трубы может быть не достаточно для выполнения данного условия. Таким образом, точность измерений будет зависеть не столько от точности применяемого аналитического оборудования, сколько от выбора места его установки.

Большинство представленных на рынке измерительных систем расхода дымовых газов – иностранные (компании SICK, Siemens, FPi, Emerson, PMI Systems, Durag), что противоречит политике импортозамещения в России. К тому же приборы зарубежных производителей не всегда доступны по причине высокой цены и дорогостоящего обслуживания либо из-за экономических преднамеренных мероприятий запретительного характера со стороны иных государств.

## Цель и задачи исследования

Целью исследования является анализ возможностей разработанного ультразвукового (УЗ) расходомера отходящих дымовых газов с функцией анализа их физико-химических параметров.

**Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:**

- выполнить анализ методов и средств измерения объема отходящих дымовых газов промышленных предприятий;
- выполнить анализ методов газового анализа, при оценке компонентного состава дымовых газов;
- рассмотреть характеристики и возможности УЗ измерителей объемного расхода отходящих дымовых газов Turbo Flow UFG-I с функцией оценки компонентного состава отходящих дымовых газов.

## Решение задач и результаты исследования

На данный момент при автоматическом контроле расхода отходящих дымовых газов сложных компонентных составов, изменяющихся во времени, а также «сухих и влажных» активно применяются насколько типов расходомеров, основанных на различных физических принципах:

- термомассовые (термоанемометрические);
- расходомеры, основанные на принципе перепада давления;
- вихревые расходомеры;
- оптические расходомеры;
- ультразвуковые.

Из всех перечисленных расходомеров, наибольшее применение нашли ультразвуковые в виду ограничений, накладываемых со стороны диаметров трубопроводов, высоких температур, запыленности, скоростей потока и агрессивности газовой среды.

Также, с учетом того, что объекты, упомянутые в приказе Минприроды России от 18.04.2018 №154, имеют трубопроводы диаметром более 2-х метров и, соответственно, должны быть оснащены автоматизированными системами непрерывного контроля и учета выбросов (АСНКиУВ) на базе ультразвуковых расходомеров.

Физической основой промышленного применения УЗ методов для измерения объемного расхода отходящих газов является функциональная зависимость времени распространения УЗ волн, распространяющиеся в газе по потоку и против него от скорости потока газа. В настоящее время применяется в основном времяимпульсный метод, доплеровский и корреляционный методы измерения скорости потока дымовых газов.

В конструкторском бюро ООО НПО «Турбулентность-Дон» разработаны и проходят испытания врезные УЗ расходомеры серии UFG-I (Ultrasonic Flowmeter of Gas), основанные на времяимпульсном методе измерения. Конструкция прибора предполагает несколько различных исполнений:

- модификация расходомера для газовых трубопроводов (рис. 1);
- моноблочная модификация (штанговая однолучевая), состоящая из пары приемо-передатчиков (рис. 2), закрепленных на одной измерительной штанге, в едином корпусе с возможностью одностороннего монтажа;
- двухблочная модификация, при которой приемопередатчики размещаются на противоположных сторонах газохода, – для труб среднего и большого диаметра (рис. 3).

Технические характеристики расходомеров серии Turbo Flow UFG-I приведены в табл. 2.

По характеру измеряемого физического параметра методы газового анализа можно разделить на механические, акустические, тепловые, магнитные, оптические, ионизационные, масс-спектрометрические, электрохимические, полупроводниковые [1].

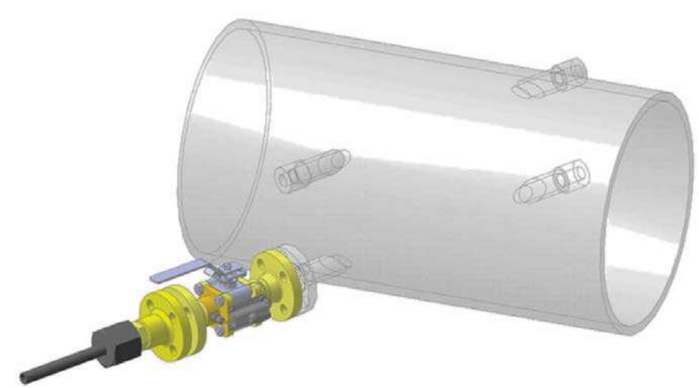


***Рис. 1. Врезные УЗ расходомеры для газовых трубопроводов***

>>>

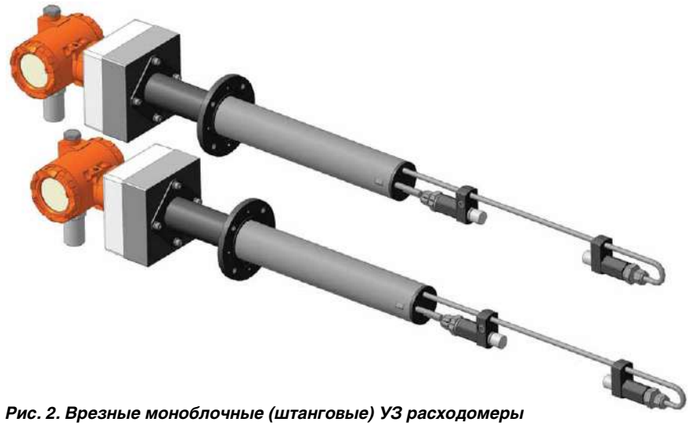


*Рис. 2. Врезные моноблочные (штанговые) УЗ расходомеры дымовых газов*

*Рис. 3. УЗ расходомер дымовых газов в двухблочном исполнении*

**Таблица 2. Технические характеристики расходомеров серии UFG-I**

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Диапазон условных диаметров, мм | от 50 до 12000 мм |
| **Параметры измеряемой среды** | |
| – диапазон температур, °С | от -50 до +260 |
| – диапазон давлений, Па | до 24000 |
| Скорость потока газа, м/с | от 0,03 до 120 |
| Относительнаяпогрешность измерения, % | 1,0 |
| Межповерочный интервал, лет | 4 |
| Взрывозащита | Exd |
| Глубина хранения часовых/суточных архивов, суток | 60 / 365 |
| **Выходные сигналы:** | |
| – частотно-импульсный масштабируемый, Гц | от 0 до 10 000 |
| – аналоговый токовый, мА | от 4 до 20 |
| – цифровой | RS-485 (Modbus RTU) |
| **Степень защиты по ГОСТ 14254** | |
| – первичный преобразователь (ПП)<br>– электронный блок (ЭБ) | IP67<br>IP65 |

**К механическим методам** относится волюмоманометрический метод, основанный на измерении объема или давления газовой пробы после химического воздействия на нее, которое может заключаться, например, в последовательном поглощении компонентов анализируемого газа подходящими реактивами в поглотительных сосудах. Минимально определяемые концентрации (МОК) от 0,001% до 0,01%.

К механическим методам также относят пневматический метод (аэростатический и аэродинамический). В первом случае измеряют плотность газовой смеси, во втором – зависящие от плотности и вязкости параметры таких процессов, как дросселирование газовых потоков, взаимодействие струй, вихреобразование и т.д. Эти методы применяют для анализа бинарных и псевдобинарных смесей, например, для определения $H_2$ в воздухе, $H_2$ в этилене, $CO_2$ в инертных газах, $C_{12}$ в $H_2$ и т.д. МОК метода от 0,01 до 0,1%.

**Акустические методы** основаны на измерении поглощения или скорости распространения звуковых и ультразвуковых волн в газовой смеси. Методы не избирательны и применяются, в частности, для определения $CH_4$, $O_2$, $H_2$, $CO_2$ в бинарных и псевдобинарных смесях. МОК метода от 0,001% до 0,1%.

**Тепловые методы** основаны на измерении теплопроводности газовой смеси (термокондуктометрический метод) или теплового эффекта радиации с участием определяемого компонента – (термохимический метод). Термокондуктометрическим методом находят содержание, напр., He, $CO_2$, $H_2$, $CH_4$ в бинарных и псевдобинарных смесях (МОК от 0,01% до 0,1%. Термохимический метод используют для избирательного определения CO, $CH_4$, $O_2$, $H_2$, контроля в воздухе взрывоопасных и пожароопасных примесей (смесей газообразных углеводородов, паров бензина и т.д.).

**Оптические методы**, основанные на рассеянии света, получили развитие благодаря лазерной технике. Они применяются, в частности, при дистанционном контроле чистоты атмосферы для определения главным образом вредных примесей – органических соединений, оксидов азота, серы, углерода и т.д. МОК метода от 0,000001% до 0,1%. Рефрактометрический метод используется для определения $CO_2$, $CH_4$, ацетилена, $SO_2$ и др. в бинарных и псевдобинарных смесях. МОК метода около 0,01%.

**Ионизационные методы** основаны на измерении электрической проводимости ионизованных газовых смесей. Ионизацию осуществляют радиоактивным излучением, электрическим разрядом, пламенем, УФ-излучением, на нагретой каталитически активной поверхности. Например, метод, основанный на измерении разницы сечений ионизации газов радиоактивным излучением, используют для анализа таких бинарных смесей, как $H_2$ – $N_2$, $N_2$ – $CO_2$, а также некоторых углеводородов (МОК метода около 0,01%). Метод, основанный на ионизации органических соединений в водородном пламени, применяют для определения органических примесей в бинарных газовых смесях и воздухе (МОК метода около 0,00001%).

**Масс-спектрометрические методы**, основанные на измерении масс ионизованных компонентов анализируемого газа (см. Масе-спектрометрия), применяют для определения инертных газов, $O_2$, $H_2$, оксидов углерода, азота и серы, а также неорганических, органических и металлоорганических летучих соединений. МОК метода от 0,00001% до 0,001%.

Развитию направления по оценке физико-химических параметров дымовых газов ультразвуковым методом способствует такие главные его преимущества как высокая чувствительность, безынерционность и бесконтактность измерения, отсутствие подвижных частей в потоке, возможность применения одновременно для измерения плотности и расхода агрессивных газов.

Возможность осуществлять газовый анализ с помощью УЗ реализуется благодаря накопленному опыту и новейшим уникальным в своем роде разработок конструкторского бюро ООО НПО «Турбулентность-Дон» в области газового анализа на основе измеренной скорости звука в нем [2, 3, 4]. Разработанная универсальная методика интерпретации скорости звука в зависимости от различного сочетания компонент газовой смеси позволяет ее распространить не только на анализ природного газа, но и на различные газовые смеси, включая попутный нефтяной газ, технически-важные газы, а также на дымовые газы. Принцип работы данной методики базируется на опытных эмпирических данных об измеренной скорости звука в анализируемом газе, полученных в ходе работы прибора в месте его установки.

Накопленные данные интерполируются в диапазоне температуры, давления, плотности при различном сочетании компонент газовой смеси.

Одним из преимуществ разработанной методики, является возможность использования ее при оценке объема и ФХП загрязняющих выбросов в атмосферу с применением различных видов исходного топлива, будь то природный газ, попутный газ, твердое (кокс, каменный уголь) или жидкое топливо (мазут, дизтопливо и пр.).

Основным недостатком метода является восприимчивость к изменению температуры газа, что значительно влияет на результат измерения скорости звука и плотности. Для исключения данной зависимости в средствах измерения производства ООО НПО «Турбулентность-Дон» применяются различные механизмы компенсации и коррекции дестабилизирующих факторов.

Вычислительный модуль блока электроники расходомеров Turbo Flow UFG-I разработан на основе высокопроизводительных контроллеров, позволяющих производить измерения в режиме реального времени. Наряду с высокой чувствительностью и низкой относительной погрешностью измерения плотности газа необходимо отметить следующие преимущества разработанных ультразвуковых расходомеров серии Turbo Flow UFG-I:

- наличие функции оценки компонентного состава анализируемого газа;
- возможность измерения плотности газа;
- надежность и долговечность работы первичных преобразователей с возможностью выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, давлений, агрессивности и токсичности среды измерения;
- возможность поверки и калибровки прибора в месте эксплуатации.

Кроме того, нужно отметить следующие преимущества от использования данной системы:

- непрерывное ведение часовых/суточных архивов измеряемых параметров потока газа;
- снижение стоимости модернизации существующих узлов измерения расхода газа, когда использование потоковых газоанализаторов экономически нецелесообразно.

## Выводы

1. Проведен обзор методов и средств измерения расхода отходящих дымовых газов, указаны их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения, который является универсальным и наиболее перспективным.
2. Приведено описание методов газового анализа, среди которых получили широкое применение оптические, являющиеся пробоотборными методами. К беспробоотборным методам относится ультразвуковой метод газового анализа.
3. Рассмотрены технические характеристики перспективных УЗ расходомеров серии Turbo Flow UFG-I производства ООО НПО «Турбулентность-Дон», в составе аппаратно-программного комплекса которых применена инновационная методика газового анализа на основе измеренной скорости звука.

**ЛИТЕРАТУРА:**


1. Газовый анализ: принципы и методы измерений [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://analitech.ru/ (дата обращения: 16.04.2021).
2. Соломичев Р. И. Оценка физико-химических параметров природного газа акустическим способом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019, № 4/2019 (72). С. 46–51.
3. Соломичев Р. И. Исследование метрологических характеристик системы диагностики УЗ расходомеров UFG при оценке плотности природного газа / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019, № 5/2019 (73). С. 92–95.
4. Соломичев Р. И. Измерение плотности нефтепродуктов и концентрации компонент технологических жидкостей ультразвуковым методом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019, № 6/2019 (74). С. 60–64.



***Группа компаний «Турбулентность-ДОН»***
***346815, г. Ростов-на-Дону, 1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8***
***тел. (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86***
***e-mail: info@turbo-don.ru***
***www.turbo-don.ru***

# Отечественные кориолисовые расходомеры – стратегии и «ловушки» импортозамещения

***А. В. ЖЕСТКОВ*** *– к.ф-м.н., директор ООО «ЭлМетро-Инжиниринг»*

Яркий пример политики импортозамещения в РФ – задача создания отечественных кориолисовых расходомеров. Эти весьма сложные электронно-механические устройства, работающие на принципе силы Кориолиса, считаются наиболее точными и универсальными среди всех приборов для измерения расхода жидкости и газа. Коммерческий и технологический учет углеводородов в нефтяной и газовой промышленности в значительной степени основан на использовании именно этих изделий. Однако до недавних пор отечественные разработки в данной области отсутствовали, а рынок России оказался целиком занят импортными расходомерами. В 2010-е годы на рынке появилось несколько отечественных производителей, и они выбрали принципиально различные стратегии.

Массовые кориолисовые расходомеры до сих пор являются одним из наиболее сложных и трудновоспроизводимых приборов для измерения расхода жидкости и газа. И, соответственно, самых дорогих. Причина этого – сложность технологии, заключающаяся во множестве нюансов и ноу-хау, тщательно скрываемых ведущими мировыми фирмами-изготовителями, и дороговизне технологического оборудования для серийного производства. Сам принцип измерений основан на тонких эффектах и требует глубокой проработки конструкции на основе численного моделирования процессов механики и гидрогазодинамики.

Когда на рубеже нулевых и десятых годов XXI века несколько российских приборостроительных компаний поставили перед собой задачу вывести на рынок отечественные кориолисовые расходомеры, перед ними открывались различные альтернативные стратегии импортозамещения.

Одна из них, уже привычная для России, сводилась к ребрендингу, то есть сертификации под отечественной маркой готовых, как правило азиатских, моделей. При этом российское «производство» заключалось лишь в переклеивании шильдиков и калибровке таких приборов на проливочных метрологических стендах.

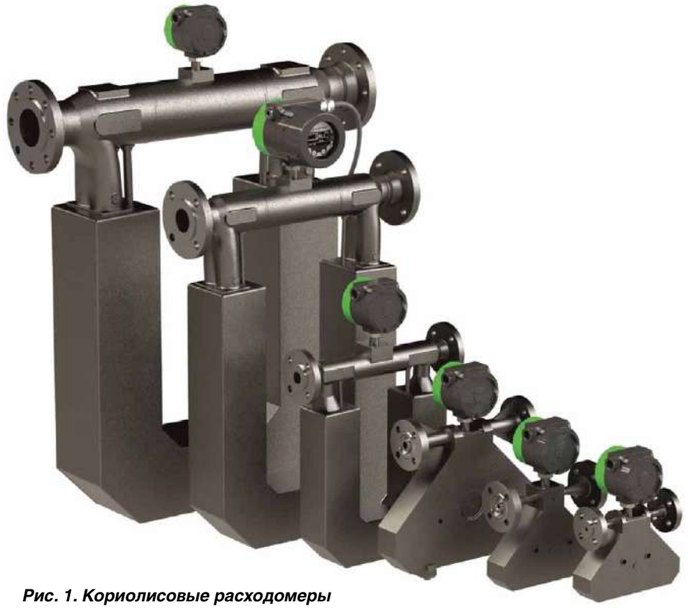


***Рис. 1. Кориолисовые расходомеры «ЭЛМЕТРО-Фломак»***

Вторая, «быстрая» стратегия предусматривала крупноузловую сборку из комплектующих изделий того же происхождения с постепенной частичной локализацией наименее сложных узлов на отечественных предприятиях по аутсорсингу. Иными словами, это опора на сторонние ресурсы: слепое копирование конструкций азиатских производителей и производственный аутсорсинг.

Третья стратегия, которую и выбрала Группа компаний «ЭлМетро», – наиболее сложная, но и наиболее перспективная – овладение полным циклом технологии расчета, проектирования и изготовления столь наукоемких приборов. Это потребовало больших затрат времени и ресурсов, теоретических исследований и анализа лучших решений от ведущих производителей. Но данная стратегия позволила приобрести бесценные знания и технологический опыт и выработать методику проектирования таких приборов во всем комплексе: от сложных расчетов конструкции датчика до моделирования прецизионных измерительных электронных схем.

***Рис. 2. Конструкционная пайка датчиков кориолисовых расходомеров в высокотемпературной вакуумной печи на заводе «ЭлМетро»***

Вышедший на рынок в 2011 году кориолисовый расходомер «ЭЛМЕТРО-Фломак» (рис. 1) первоначально был воспринят нефтегазовыми компаниями с опасением. Ведь у всех остался осадок от негативного опыта эксплуатации появившегося в середине нулевых годов и затем снятого с производства первого отечественного кориолисового расходомера. Его чувствительный элемент (датчик) внешне был очень похож на аналоги от западных производителей, но не обеспечивал стабильности и точности измерений. Он был полностью изготовлен методом сварки с присущими ей поводками и низкой точностью выдерживания геометрических размеров.

Дело в том, что принцип работы кориолисового расходомера основан на динамике колебаний системы из двух измерительных трубок, которая служит своего рода камертоном. Его частотная настройка – тонкая операция, подобная настройке музыкального инструмента, а идеальность частотных характеристик обеспечивается тщательностью сборки по принципу склейки деревянных деталей корпуса скрипки. И сварку конструкции кориолисового «камертона» можно уподобить скреплению деталей корпуса скрипки с помощью гвоздей. Вследствие этого и других просчетов, вызванных непониманием многих ноу-хау в технологии изготовления, да и теории работы прибора, новинка оказалась никому не нужна и быстро ушла с рынка.

Понимая сложность задачи, инженеры «ЭлМетро» сразу сделали ставку на высокие технологии производства. Это в первую очередь высокотемпературная конструкционная пайка кориолисового «камертона» в глубоком вакууме с последующим отжигом (рис. 2). Такая технология раньше применялась в нашей стране для столь большеразмерных деталей только в военно-промышленном комплексе. Лишь она позволила достичь высокой точности и повторяемости параметров механического чувствительного элемента датчика. Проводимая последовательно в едином технологическом цикле операция отжига обеспечивает стабильность частотно-резонансной характеристики чувствительного элемента во времени и под нагрузкой вследствие снятия механических напряжений в конструкции.

Но такая сложная технология обесценивается, если не обеспечить высокую точность формования/изгиба измерительных трубок как основных составляющих частей колебательной системы кориолисового датчика. Для достижения заданной геометрии завод «ЭлМетро» приобрел высокоточное оборудование и разработал специальную оснастку для 3D-формования трубок без деградации округлости сечения. Основная цель – достижение высокого качества, сбалансированности колебаний и стабильности частотной характеристики. Но и этого оказалось недостаточно. Для обеспечения требуемой сбалансированности потребовалось применить высокоточный контроль геометрии трубок с помощью координатно-измерительной 3D-установки с последующим индивидуальным подбором каждой пары (рис. 3).

Добившись максимума точности датчика расходомера, разработчики «ЭлМетро» не имели права потерять ни одной сотой доли процента достоверности измерений на электронном преобразовании сигнала. Особенностью электроники кориолисового расходомера «ЭЛМЕТРО-Фломак» стала прямая цифровая обработка первичного аналогового сигнала сенсора с необходимыми элементами адаптивной фильтрации помех и шумов, коррекции по давлению, температуре и неоднородности измеряемой среды. Использование специализированного сигнального процессора позволило применить весьма сложные математические алгоритмы вычислений, обеспечивающие высокую точность измерений, сохранив значительную скорость обновления данных. Последнее весьма критично для пульсирующих течений расходомеров в системах дозирования и слива-налива.

Разработчики электроники, по-видимому, первыми в мире применили для полевых устройств во взрывонепроницаемой оболочке емкостную клавиатуру, работающую сквозь 10 миллиметровое стекло. Это позволило отказаться от традиционной инфракрасной клавиатуры подобных приборов, неэргономичной и уязвимой к ложным срабатываниям.

>>>

Выбранная Группой компаний «ЭлМетро» стратегия освоения полного цикла технологий (расчет, проектирование и изготовление) позволила избежать ловушек, которые кроются в альтернативных «быстрых» решениях. Ее основа – развитие ключевых технологий производства кориолисовых расходомеров на своем заводе. Многолетний опыт разработки показал, что, только держа технологический процесс под своим контролем, можно получить качественную метрологию кориолисовых расходомеров. Опыт международных компаний так же свидетельствует о концентрации всех высокотехнологичных операций на своем производстве. Таким образом, предприятию удалось избежать «ловушки» аутсорсинга: в случае с кориолисовыми расходомерами стандартная схема производственного аутсорсинга для ключевых технологических операций не работает, поскольку приводит к существенному ухудшению конечных технических характеристик продукта.

В качестве примера можно привести упомянутую важнейшую технологическую операцию высокотемпературной вакуумной конструкционной пайки измерительных трубок датчика с последующим его отжигом (рис. 2). Без этого невозможно достичь стабильности механических свойств, а значит, и стабильности метрологических характеристик. Однако соответствующее оборудование очень громоздко, дорогостояще и требует высокой квалификации при обслуживании. Казалось бы, естественный путь – передать эту операцию на аутсорсинг, например, на предприятия военно-промышленного комплекса, где такое оборудование есть. Но это одна из ловушек, подстерегающих приборостроителя, поскольку технология и объем работ, которые там могут быть выполнены, ориентированы на конструкционную прочность и механическую надежность.
В данном же случае не менее важно выполнить специфические требования: обеспечить воспроизводимость и стабильность частотных характеристик. Это требует подбора паяльных материалов, длительной отработки и оптимизации оснастки для пайки и многого другого, что невозможно отладить на «чужом» производстве. К тому же с учетом режимности таких предприятий контроль и авторский надзор за техпроцессом, скорее всего, невозможен.

***Рис. 3. Контроль геометрии измерительных трубок с помощью координатно-измерительной 3D-установки на заводе «ЭлМетро»***

Другим примером неэффективности аутсорсинга производства кориолисовых расходомеров может служить технологическая операция изгиба/формования измерительных трубок – основных элементов кориолисового «камертона». Она, конечно, может быть выполнена контрактными производителями на общепромышленном трубогибном оборудовании, минимально достаточном для изготовления полотенцесушителей и выхлопных труб автомобилей. Это будет бюджетный и внешне соответствующий необходимым требованиям прибор, но точность изготовления остается неутешительной.

Еще одна ловушка следования «быстрым» стратегиям импортозамещения ведет к ограниченности продуктовой линейки. У азиатских производителей кориолисовых расходомеров отсутствуют типоразмеры менее Ду 10 мм. Это связано с существенно большей сложностью их проектирования и изготовления, повышенными требованиями к точности и сбалансированности колебательной системы измерительных трубок датчика. В отсутствие «прототипов» нет этих диаметров и у отечественных производителей, работающих по азиатским лекалам. В то же время серьезная потребность в таких типоразмерах возникла для комплектования систем дозирования реагентов в нефтегазовой промышленности, фармацевтике, малотоннажной химии.

Основываясь на своих компетенциях в проектировании и технологии производства, Группа компаний «ЭлМетро» разработала линейку кориолисовых расходомеров, начинающуюся от Ду 2 мм. Столь малых типоразмеров нет ни у кого из отечественных производителей.

В настоящее время линейка приборов «ЭЛМЕТРО-Фломак» представлена типоразмерами Ду от 2 до 200 мм, что покрывает диапазон расходов менее чем от 1 кг/ч до 1100 т/ч. Достигнута точность до ±0,1% при измерении расхода жидкостей и ±0,35% при измерении газов. Это соответствует самым высоким требованиям всех нефтехимических компаний.

Наряду с развитием типоразмерного ряда и повышением точности собственные разработки позволили управлять функциональностью приборов, откликаясь на требования заказчиков. Производители автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) газоводонефтяной эмульсии на нефтяных скважинах заинтересованы в применении кориолисовых расходомеров, максимально устойчивых к наличию газовой фракции. Это позволяет снизить требования к узлам предварительной сепарации газа и, соответственно, уменьшить их себестоимость. Совершенствование конструкции датчика и электронного преобразователя расходомера «ЭЛМЕТРО-Фломак» обеспечило устойчивость их работы даже с учетом высокого газового фактора.

***Рис. 4. Стенд «ЭлМетро» в рамках экспозиции ПАО «Газпром» на VIII Петербургском международном газовом форуме «Импортозамещение в газовой отрасли»***

При объемной доле газа до 3% в рабочих условиях выполняются требования ГОСТ 8.615 к точности измерения расхода жидкой фазы. Несколько сотен приборов «ЭлМетро» установлено в составе АГЗУ, эксплуатирующихся ведущими нефтяными компаниями РФ и Казахстана.

Устойчивость к газовым включениям очень важна и при измерении газового конденсата. «ЭЛМЕТРО-Фломак» внесены в Реестр материально-технических ресурсов ПАО «Газпром» и активно применяются на объектах общества.

«ЭЛМЕТРО-Фломак» – многопараметрические приборы, позволяющие кроме расхода жидкости и газа одновременно измерять плотность и температуру среды. Проведенные научно-исследовательские и конструкторские работы позволили создать специализированную модель прибора с повышенной точностью измерения плотности ±0,3 кг/м³ в широком диапазоне плотностей, причем без необходимости калибровки на рабочей жидкости. Изделия создавались в рамках дорожной карты ПАО «Газпром» по импортозамещению. Она предусматривает, в частности, замену автоматических поточных плотномеров Solartron и CDM100, долгое время монопольно применявшихся в России в системе измерений количества и качества нефти и блоках измерения качества нефти и газового конденсата. Проведены успешные эксплуатационные испытания прибора на одном из объектов ПАО «Газпром».

Качество технологий и продукции «ЭлМетро» подтверждено большим количеством аудитов и инспекций системы менеджмента качества разработок и производства, проведенных крупными компаниями: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ООО «Арктик СПГ», ПАО «Транснефть» и др. Результатом можно считать доверие заказчиков, в том числе вертикально интегрированных компаний, и включение продукции в их программы импортозамещения. Знаковым стало приглашение разместить стенд компании в экспозиции ПАО «Газпром» в рамках VIII Петербургского международного газового форума «Импортозамещение в газовой отрасли» (рис. 4).

Немаловажное преимущество опоры на собственные компетенции и технологии – доступная стоимость приборов для потребителя. Нынешнее соотношение валютных курсов делает импортозамещение экономически выгодным. Достигнутый уровень метрологических характеристик и технологии производства кориолисовых расходомеров в Группе компаний «ЭлМетро» гарантирует заказчикам уверенность в обоснованности замещения импортной продукции качественным российским оборудованием.

*Таким образом, выбранная «ЭлМетро» стратегия создания отечественных кориолисовых расходомеров показала свою эффективность. Она основывается на овладении полным циклом компетенций и технологий. По сути, это и есть подлинная реализация концепции технологической независимости России, ставшей столь актуальной в условиях санкционных ограничений. Компания продолжает исследования и разработки в перспективных направлениях: измерение криогенных сред (сжиженного природного газа), измерение многофазных сред, глубокая самодиагностика приборов с предсказанием изменения метрологических характеристик. «ЭлМетро» готова к сотрудничеству с ведущими вертикально интегрированными компаниями страны и метрологическими институтами.*

ЭЛМЕТРО
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ

***ООО «ЭлМетро-Инжиниринг»***
***454014, г. Челябинск,***
***Комсомольский пр., д. 60Б***
***тел. 8 (800) 222-1419***
***e-mail: info@elmetro.ru***
***www.elmetro.ru***

# Анализ существующих методик диагностики и неразрушающего контроля металлических конструкций нефтегазовых машин и агрегатов

Проведенный анализ аварийности в нефтегазовом комплексе (по официальным данным Ростехнадзора РФ) показал, что на объектах нефтегазового комплекса зафиксирован рост количества аварий, сопровождающихся материальным ущербом и гибелью людей. Такое состояние дел предопределяет необходимость совершенствования методов и методик оценки технического состояния нефтегазопромыслового оборудования и конструкций, что на современном этапе научно-технического развития обеспечивается, прежде всего, методами неразрушающего контроля (НК).

***Д. А. БОРЕЙКО*** *– к.т.н., доцент, заведующий кафедрой МОНиГП ФГБОУ ВО «УГТУ»*

Известно, что зарождение аварийного разрушения конструкций возникает с формирования зон концентрации напряжений (ЗКН), которые и определяют собой текущее состояние ресурса работающих конструкций. Для прогноза выработки этого ресурса и обеспечения безопасности работы конструкций возникает необходимость в постоянном количественном контроле уровня концентрации напряжений выявленных зон. Для этой цели вполне пригодны пассивные методы диагностики, в частности нетепловой природы, такие как акустическая эмиссия (АЭ) и пассивный феррозондовый метод (который так же еще называют методом измерения рассеивания магнитного потока (magnetic flux leakage, MFL)), чувствительность которых значительно эффективнее традиционных активных методов НК. Между тем, достоверность пассивных методов, несмотря на их регламентированность государственными стандартами, нередко подвергается скептицизму, поскольку результаты измерений могут носить неоднозначный характер и приводить к ошибочным диагностическим оценкам. Однако механизм этих методов порождается единым физическим явлением – деформационной перестройкой структуры металлов под воздействием внешних нагрузок и содержит единый массив информации, совместная интерпретация которой пока остается изученной недостаточно. Исследование этого взаимодействия является актуальной задачей, поскольку способствует повышению эффективности оценки технического состояния металлических конструкций нефтегазовых машин и агрегатов нетепловыми пассивными методами диагностики.

Анализ аварийности в нефтегазовом комплексе показал, что одним из определяющих факторов обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации технических устройств на опасных производственных объектах является контроль надлежащего их технического состояния. В настоящее время система диагностики и НК являются основополагающими и определяющими составными частями в решении проблемы повышения промышленной безопасности.

В общем смысле контроль – это проверка соответствия параметров объекта установленным техническим требованиям, а неразрушающие методы контроля при этом не нарушают пригодность объекта к эксплуатации. Несоответствие продукции установленным требованиям является дефектом, для обнаружения и поиска которого используются теория, методы и средства технической диагностики. Согласно ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения», техническая диагностика – это область знаний, охватывающих теорию, методы и средства определения технического состояния объектов. В свою очередь техническое диагностирование – это непосредственно процесс определения технического состояния объекта. Таким образом, НК включает в себя методы и средства технической диагностики для осуществления технического диагностирования объектов с целью прогнозирования их технического состояния и обнаружения дефектов.

Здесь следует учесть ряд факторов, влияющих на эффективность и пригодность различных методов для технического диагностирования нефтегазопромысловых конструкций. **К таким факторам относятся:**

- высокая чувствительность к обнаружению и регистрации малоразвитых дефектов, а также зарождающихся дефектов еще на стадии образования зоны повышенной локальной концентрации напряжений;
- возможность 100% контроля всего объема металлоконструкции;
- интегральность методов, что означает способность контролировать элементы сложной конфигурации (например, пространственной фермы), с большим количеством сварных соединений;
- соотношение эффективности контроля с его стоимостью.

При разработке методик применения именно пассивных методов НК следует учитывать также необходимость применения и ряда традиционных методов, без которых не обходится практически ни одна процедура технического освидетельствования. Необходимость применения таких методов, как правило, жестко регламентируются соответствующей нормативно-технической документацией.

Проведем краткий анализ требований нормативно-технической документации, регламентирующей применение различных методов НК для технического диагностирования наиболее распространенных конструкций, эксплуатирующихся в нефтегазовой промышленности. Анализ производится для того, чтобы определить те основные методы НК, которые наиболее часто встречаются при техническом диагностировании конструкций различных нефтегазовых машин и агрегатов. **Были проанализированы следующие источники:**

- федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- СТО Газпром 2-2.3-491-2010 «Техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением на объектах ОАО Газпром»;
- СТО Газпром 2-2.3-238-2008 «Методика акустико-эмиссионного контроля переходов магистральных газопроводов через водные преграды, автомобильные и железные дороги»;
- РД 153-39.1-059-00 «Методика технического диагностирования газорегуляторных пунктов»;
- ДиОР-05 «Методика диагностирования технического состояния и определения остаточного ресурса технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических производств»;
- СДОС-08-2012 «Методические рекомендации о порядке проведения акустико-эмиссионного контроля металлических конструкций грузоподъемных кранов стрелового типа»;
- РД 08-195-98 «Инструкция по техническому диагностированию состояния передвижных установок для ремонта скважин»;
- МУ 03–008–06 «Методические указания по экспертизе промышленной безопасности буровых установок с целью продления срока безопасной эксплуатации»;

а также другие подобные нормативных актов.

Установлено, что основными методами НК при проведении технического диагностирования являются:

**1. Визуальный и измерительный контроль (ВИК)**

Регламентируется руководящим документом РД 03-606-03 и проводится для выявления существующих дефектов, возникающих в процессе эксплуатации, путем внешнего осмотра конструкций с использованием стандартного измерительного инструмента (линейки мерной, рулетки, штангенциркуля, увеличительного стекла, переносного микроскопа и т.п.).

**2. Ультразвуковой контроль (УЗК)**

УЗК в нефтегазовой отрасли РФ производится в соответствии с целым рядом стандартов (РД РОСЭК-001-96; ГОСТ 14782-86; ГОСТ 12503-75; ГОСТ 28831-90 и др.) с целью выявления скрытых внутренних дефектов в виде трещин, непроваров, пор и неметаллических включений. Для проведения контроля применяется специализированная аппаратура, предназначенная для этих целей и обладающая необходимой чувствительностью.

**3. Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)**

УЗТ также регламентируется стандартами (ГОСТ Р ИСО 10893-12-2014; ГОСТ 22727-88; РД РОСЭК-006-97) и проводится в целях определения количественных характеристик коррозионно-эрозионных и эксплуатационных потерь металла стенок элементов металлоконструкции в процессе их эксплуатации.

**4. Радиографический метод**

Рентгено- и гаммаскопия применяется для обнаружения в элементах узлов металлоконструкции и в сварных швах трещин, непроваров, раковин, пор, шлаковых включений, а также других дефектов для расшифровки их характера с указанием размеров, места расположения и количества. Радиографический контроль проводится в соответствии с ГОСТ 7512-82.

Характерно, что плоскостные дефекты полностью не обнаруживаются радиографическим контролем. Поэтому рентгеновский метод имеет ограниченное применение.

**5. Капиллярный контроль**

Контроль проводят в соответствии с ГОСТ 18442-80 для определения поверхностных трещин, расслоений и других трещиноподобных дефектов. Осуществляется путем нанесения жидких проникающих веществ, их проникновения в полости дефекта и регистрации образующихся на поверхности индикаторных следов. Основой процесса проникновения является способность используемых жидкостей смачивать материал объекта контроля. Индикаторные следы, определяющие положение дефекта, образуются в результате взаимодействия пенетранта и проявителя. В пенетрант могут добавляться люминофоры, либо цветовые добавки для придания контраста фону.

Капиллярный контроль имеет ограниченное применение при контроле сварных швов из-за необходимости предварительной механической обработки поверхности с целью удаления чешуйчатости, брызг, окалины и обеспечения плавного перехода между наплавленным и основным металлом.

**6. Магнитопорошковый и феррозондовый методы контроля**

Магнитопорошковый (МПД) и феррозондовый (ФЗК) методы контроля проводятся в соответствии с ГОСТ Р 56512-2015 и ГОСТ Р 55680-2013 соответственно, а также другой специализированной действующей нормативно-технической документацией. Целью контроля является определение дефектов в виде трещин, непроваров, пор и неметаллических включений в изделиях из ферромагнитных материалов.

Магнитопорошковым методом определяются поверхностные дефекты и дефекты, располагающиеся на небольшой глубине. Метод основан на выявлении дефекта по расположению металлического порошка в зоне контроля предварительно намагниченного объекта. Чувствительность контроля определяется магнитными характеристиками материала, шероховатостью поверхности и свойствами применяемого порошка. Недостатком является большая вероятность принятия наклепа

>>>

поверхности за дефект, а контроль сварных швов возможен только после их механической шлифовки.

Феррозондовый метод основан на локации феррозондовым преобразователем собственного поля рассеивания дефекта в приложенном магнитном поле. Этот метод позволяет выявлять как поверхностные, так и под поверхностные дефекты, расположенные на глубине до 20 мм при низкой трудоемкости подготовки поверхности контроля. Этот методы бывает как активным, так и пассивным.

**7. Вихретоковый метод**

Вихретоковый контроль основан на взаимодействии внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых инициирующим полем в объекте контроля. Контроль проводится по ГОСТ Р ИСО 15549-2009 и эффективен для выявления поверхностных и подповерхностных трещин в ферримагнитных материалах. Метод используется для контроля металла в околошовных зонах сварных швов, особенно в местах концентрации напряжений для выявления трещин коррозионного растрескивания.

Недостатком метода является невозможность выявления внутренних дефектов сварного шва, поэтому необходимо использовать его совместно с дополнительными методами дефектоскопии (например, с ультразвуковой дефектоскопией).

**8. Твердометрия**

При проведении неразрушающего контроля обычно используют переносные твердомеры и руководствуются рядом стандартов (ГОСТ 22761-77; ГОСТ 9012-59; ГОСТ 22762-79; ГОСТ 18661-73; ГОСТ 9450-76). Этот вид контроля проводят:

- для оценки механических свойств конструкционных материалов в случае изменений этих свойств в процессе эксплуатации;
- если показатель твердости выступает одной из определяющих характеристик сварного шва и основного металла;
- для оценки механических свойств при идентификации марки стали, при отсутствии сведений о них.

**9. Металлографический анализ**

Металлографический анализ проводят в соответствии с ГОСТ 7565-81 и ГОСТ 22536.1-88 для:

- подтверждения изменения механических свойств;
- уточнения характера дефектов, выявленных другими методами контроля.

Анализ выполняют на металлографических шлифах, вырезанных из исследуемых металлоконструкций после их травления и последующего осмотра и фотографирования структуры со снятой реплики на металлографическом микроскопе.

**10. Спектрометрический анализ**

Спектральный анализ – это метод качественного и количественного определения состава веществ, основанный на исследовании их спектров испускания, поглощения, отражения и люминесценции. Производится в соответствии с требованиями стандартов (ГОСТ 18895-97; ГОСТ Р 54153-2010; ГОСТ 27809-95) в случае отсутствия сертификатов на марку стали в паспортах на конструкцию объект контроля для идентификации марок сталей или для осуществления входного контроля сталей и их соответствия сертификатам качества.

**11. Акустико-эмиссионный метод контроля (АЭ)**

Метод АЭ-контроля осуществляется в соответствии с несколькими стандартами (ГОСТ 20415-82; ГОСТ Р 52727-2007 и др.) и обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, поэтому дефекты регистрируются не по размеру, а по степени их опасности, при этом положение и ориентация дефекта не влияет на их выявляемость. Метод также может быть использован для слежения за развитием дефекта во времени при проведении испытаний или в процессе эксплуатации.

Эффективность существующих методов НК определяется большим числом факторов: выявляемость дефектов, производительность, оперативность, стоимость и др. При этом каждый метод НК эффективен в узконаправленной области, для которой он предназначен. При помощи визуальных и капиллярных методов обнаруживаются поверхностные дефекты; вихретоковыми и магнитными методами – поверхностные и подповерхностные дефекты; акустическими и радиационными методами – поверхностные, подповерхностные и внутренние дефекты. В табл. 1 представлены сравнительные характеристики различных видов контроля в виде оценки (по пятибалльной шкале) по уровню выявляемости дефектов в изделиях из различных материалов различного назначения.

С точки зрения автоматизации контроля наиболее приспособляемы вихревый и магнитный методы с феррозондовыми, индукционными и подобными типами преобразователей, а также радиационный метод контроля. Главные преимущества этих методов заключаются в отсутствии прямого контакта с контролируемым изделием и в предоставлении информации о дефектах в виде показаний приборов. Ультразвуковой метод с этой точки зрения требует контакта преобразователя с поверхностью изделия, и поиск дефекта ведется посредством сканирования поверхности. Самый высокий показатель выявляемости дефектов у акустических методов контроля, к которым в свою очередь относится и метод АЭ. Совсем незначительно уступают им магнитные методы контроля, к которым в свою очередь относится метод и пассивный феррозондовый метод.

**Таблица 1. Оценка выявляемости дефектов типа нарушения сплошности различными видами НК**

| Объект контроля | Вид неразрушающего контроля | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Радиационный | Акустический | Вихретоковый | Магнитный | Капиллярный | Оптический |
| **Прутки d, мм** | | | | | | |
| 3–4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 4 |
| 30–10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 4 |
| **Трубы сварные диаметром, мм** | | | | | | |
| 30–40 | 4 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| 50–150 | 3 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| 150–1000 | 4 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| **Листы толщиной, мм** | | | | | | |
| 0,1–1 | 3 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| 0,1–3,9 | 3 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 |
| 4–10 и более | 3 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| **Сортовой прокат** | | | | | | |
| | 3 | 5 | 3 | 3 | 4 | 4 |
| **Отливки** | | | | | | |
| | 3 | 4 | 3 | 3 | 4 | 4 |
| **Соединения** | | | | | | |
| Сварные | 3 | 5 | 3 | 3 | 4 | 0 |
| Паяные | 3 | 5 | 3 | 0 | 3 | 0 |
| Резьбовые | 0 | 0 | 3 | 5 | 4 | 0 |

Анализ методик НК показал, что метод пассивный феррозондовый метод не регламентирован практически ни в одном нормативном документе. Это объясняется тем, что этот метод является самым «молодым» из всех существующих в настоящее время и находится на стадии внедрения и апробации. Свидетельством этому являются отечественные и зарубежные стандарты и нормативно-технические документы. Основным, на наш взгляд, здесь является ГОСТ Р 53006-2008, в котором пассивный феррозондовый метод представлен под названием «метод магнитной памяти металла» и используется в качестве одного из основных при оценке ресурса потенциально опасных дефектов. Стоит отметить, что в этом же стандарте первым упоминается метод АЭ.

Преимуществом метода АЭ является возможность получения информации о степени опасности дефекта. Во многих случаях метод АЭ используется как дополнение к традиционным методам НК. Однако ни один из проанализированных методов, кроме пассивного феррозондового, не способен количественно, хоть и косвенно, оценить уровень остаточных напряжений выявленных опасных зон для определения предельного состояния металла в них. Поэтому существуют серьезные предпосылки по последовательному использованию методов АЭ и пассивного феррозондового метода для оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций и разработки методических подходов к их применению.

Стоит также отметить, что применение визуального и измерительного контроля, метода ультразвуковой толщинометрии и методов для определения механических свойств материала, является обязательным при техническом диагностировании различных нефтегазовых машин и агрегатов. Они дают необходимую общую информацию, количественный показатель толщины контролируемого материала и информацию о фактических механических характеристиках. В совокупности использования рассмотренных методов можно получить полноценную исчерпывающую информацию о техническом состоянии всего объекта контроля.

**ЛИТЕРАТУРА:**


1. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
2. Маслин А. И., Новиков А. С., Сериков Д. Ю. Повышение эффективности нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №4. – С. 9–15.
3. Клюев, В. В. Неразрушающий контроль и диагностика [Текст]: Справочник / В. В. Клюев, Ф. Р. Соснин, А. В. Ковалев и др. / ред. В.В. Клюева. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Машиностроение, 2003. – 656 с.: ил.
4. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
5. Баранов В. М. Акустическая диагностика и контроль на предприятиях топливно-энергетического комплекса [Текст] / В. М. Баранов, А. И. Гриценко и др. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
6. Сериков Д. Ю. Разработка конструкции и технологии изготовления бурового инструмента для РТБ с центробежно-объемно-армированным вооружением: дис. …канд. техн. наук. – М, 1992.
7. Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т. / ред. В. В. Клюев. – 2–е изд., испр. Т. 7: В 2 кн. Кн.1: Иванов В. И., Власов И. Э. Метод акустической эмиссии. Кн. 2: Балицкий Ф. Я., Барков А. В. Баркова Н. А. и др. Вибродиагностика. – М.: Машиностроение, 2006. – 829 с.
8. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Методика определения геометрических параметров вооружения бурового инструмента на основе математического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №6. – С. 29–33.
9. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
10. Гаффанов Р. Ф., Щенятский А. В., Сериков Д. Ю. Анализ проблем расчета запорной арматуры с нанесенным на нее коррозионным покрытием // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №7. – С. 23–27.
11. Белокоровкин С. А., Сериков Д. Ю. Определение геометрических параметров элементов опорных узлов шарошечных буровых долот с управляемой системой подачи смазочного материала // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. – №6. – С. 41–46.
12. Сериков Д. Ю., Мягков К. А. Исследование прочности калибратора-эжектора // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. – №2. – С. 48–53.
13. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.
14. Гаффанов Р. Ф., Сериков Д. Ю. Анализ существующих методик расчета наплавок и защитных покрытий на прочность // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №7. – С. 34–37.
15. Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Исследование напряженно деформируемого состояния двух смежных центробежно-обьемно-армированных зубьев вооружения шарошечного бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №9. – С. 42–47.
16. Мягков К. А., Гаффанов Р. Ф., Сериков Д. Ю. Совершенствование методики расчета на прочность фланцевых соединений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 40–15.
17. Мягков К. А., Танненберг Н. В., Гаффанов Р. Ф., Сериков Д. Ю. Оценка напряжено-деформируемого состояния участка трубопровода, с установленным на нем стабилизатором давления, в условиях возникновения и распространения гидравлического удара // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №1. – С. 46–52.
18. Сериков Д. Ю. Экспресс методика расчета на прочность стального армированного зубчатого вооружения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №8. – С. 14–17.
19. Верисокин А. Е., Граб А. Н., Граб Д. Н., Сериков Д. Ю. Анализ факторов, влияющих на работоспособность пакеров при проведении гидроразрыва пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №7. – С. 22–27.
20. Сериков Д. Ю. Методики определения физико-механических характеристик армирующего композиционного материала, используемого для упрочнения вооружения шарошечного бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №12. – С. 29–32.

# Актуальные вопросы нормирования требований

## пожарной безопасности в рамках разработки изменений №2 СП 155.13130.2014

***В. Н. МИКУШИНА*** *– к.т.н., заместитель технического директора ООО «СТАЛТ»*

В соответствии с планом научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ МЧС России на текущий год и плановый период 2022-2023 специалистами ФГБУ ВНИИПО МЧС России начата разработка «Изменений №2 СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности». Техническое задание на эту работу не обнародовано, но очень хочется надеяться, что разрабатываемые изменения будут посвящены решению не отдельных вопросов, а комплексно рассмотрят весь спектр актуальных для заказчиков и проектировщиков задач обеспечения пожарной безопасности этих объектов с учетом перспектив развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей, современного уровня противопожарных техники и технологий, соответствующего зарубежного опыта и экономической целесообразности.

Сообществом проектировщиков ожидается внесение ряда изменений, требующихся для закрытия не решенных вопросов и сокращения числа разрабатываемых СТУ по причинам отсутствия нормативных требований или «вынужденных» отступлений от них.

Одним из таких случаев отсутствия нормативных требований является проектирование резервуарных парков с резервуарами типа «стакан в стакане» – техническое решение известное давно и активно применяемое в настоящее время. В настоящее время вопросы постройки и защиты такого типа резервуаров проходят через СТУ или согласно СТО. В отношении разработки нормативных требований для применения такого технического решения зачастую приходится слышать, что оно редко применяется. А может быть потому и редко, что нормы не разработаны? При этом преимущества такой технической конструкции известны, признаны и востребованы.

Другим вопросом, который крайне важно отразить в новой редакции СП 155.13130, является требования к выбору способов тушения нефтепродуктов (смесевых моторных топлив), содержащих полярные жидкости (см. Приложение 2 к техническому регламенту ТР ТС 013/2011). Склады нефти и нефтепродуктов с таким видом пожарной нагрузки уже давно не редкость, а нормативных требований для них нет.

Для проектировщиков и для руководителей объектовых пожарных частей крайне необходимо нормативно корректно определиться с ответами на целый ряд вопросов:

1. С какой объемной концентрацией наличия в нефтепродукте полярных жидкостей (а лучше и каких именно) такое моторное топливо следует считать смесевым?
2. Какие допустимо применять пенообразователи?
3. Какие должны быть интенсивности и способы подачи огнетушащего вещества?

И т.д.

Следующим важным вопросом следует признать требования по инерционности срабатывания установок автоматического пожаротушения.

Положения п. 7 ГОСТ 12.3.046-91 указывают, что такие установки должны обеспечивать срабатывание в течение времени менее начальной стадии развития пожара (критического времени свободного развития пожара) по ГОСТ 12.1.004. Очевидно, что для тушения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами это означает, что подача огнетушащего вещества должна быть обеспечена до закипания верхнего слоя (т.е. не позднее чем через 40–60 секунд с начала горения, а не 180 секунд, как это обычно предусматривается со ссылкой на общие требования). В новой редакции Свода правил крайне полезно было бы обозначить численные значения этой инерционности для различных видов пожарной нагрузки и различных типов (размеров и конструкций) резервуаров.

Еще одним важным для обеспечения пожарной безопасности резервуарных парков вопросом является недопущение перегрева резервуаров, находящихся рядом с горящим.

>>>

Это всегда весьма большие расходы воды и, соответственно, довольно существенные затраты. Возможно стоит исследовать вопрос и разрешить к применению возможность формирования на поверхностях резервуаров со стороны пожара теплоизолирующих покрытий, например, с применением специальных пен, обладающих необходимой адгезией (быстротвердеющих, компрессионных и др.). Из теплофизики известно, что предотвратить нагрев гораздо эффективнее, чем отводить уже полученное тепло, да и экономически это может быть весьма целесообразно.

Наверняка у специалистов-практиков найдется еще целый ряд злободневных задач, которые необходимо безотлагательно решить в рамках разрабатываемых изменений в СП 155.13130. Правда при этом мы понимаем, что объем изменений может превысить лимит, установленный для внесения изменений, и формально приведет к принятию новой редакции Свода правил, но для заинтересованных сторон не важны формальности, для пользователей этим документом важно его итоговое содержание.

Для сбора таких наболевших вопросов необходимо более широко известить профессиональное сообщество, например, путем размещения извещения о подготовке изменений в указанный Свод правил на официальном сайте Росстандарта, что вопреки требованиям Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 01.07.2016 г. №624 до сих пор не выполнено.

Считаем уместным обратить внимание еще на одно важное обстоятельство. Пункт 4 Правил, утвержденных упомянутым постановлением, указывает: «Проект свода правил разрабатывается в соответствии с установленными в основополагающих национальных стандартах Российской Федерации и правилах стандартизации общими требованиями к построению, изложению и оформлению документов по стандартизации», т. е. должны выполняться все требования основополагающих стандартов. Пункт 4.3.6 ГОСТ Р 1.2 гласит: «Не допускается включение в стандарт положений, связанных с использованием объектов патентного права, которые защищены патентом, если от патентообладателя (лицензиара) не получено предварительное согласие на бессрочное лицензирование патента в интересах выполнения требований стандарта на безвозмездной основе».

**К чему на практике приводит такое требование?** Применение любой инновационной разработки или не может быть предусмотрено стандартом и сводом правил, или ее патентообладатель должен отказаться от своих эксклюзивных прав на эту инновацию. Очевидно, что такое положение вещей одновременно и сдерживает внедрение перспективных технических решений, и снижает стимул к самой их разработке (вкладываться в инновации будет один, а получать с нее прибыль другие). Считаем, что указанное выше положение ГОСТ Р 1.2, либо должно быть отменено, либо для запатентованных технических решений должен быть предусмотрен специальный порядок их включения в положения документов по стандартизации.

*Резюмируя, хочется еще раз отметить важность обновлений положений нормативных документов, проводимых согласованно с современным уровнем технологий и опыта, проводимых в обязательном открытом контакте с пользователями документов, на практике реализующих их требования и «из полей» знающих «белые пятна».*

***ООО «СТАЛТ»***
***197349, Санкт-Петербург,***
***ул. Ново-Никитинская, д. 20, лит. А***
***тел. (812) 327-43-71***
***e-mail: info@stalt.ru***
***www.stalt.ru***



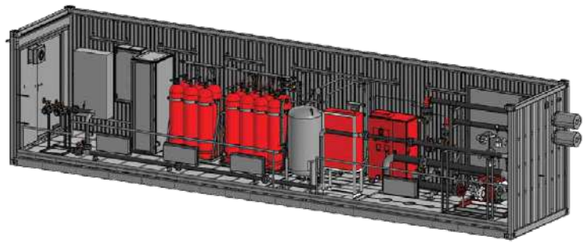
СТАЛТ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ

- Приборы системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения
- Оборудование систем газового и пенного пожаротушения (компрессионная пена)
- Приборы комплексных систем безопасности и дополнительное оборудование

8 (812) 327-43-71
www.stalt.ru

Модуль пенного пожаротушения «СТАЛТ»



Особенности применения компрессионной пены:

- Интенсивность орошения от 0,027 л/с*м$^2$
- Инерционность включения: 3 секунды
- Кратность пены: 10
- Высокая эффективность тушения: подавление полностью развитого пожара РВС-2000 с бензином за 2 минуты 25 секунд

# Взрывобезопасное оборудование
## ООО НПП «Магнито-Контакт»

### Извещатель пожарный ручной ИП535/В «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga) АТФЕ.425211.001 ТУ

### Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИП535Ex «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga) ПАШК.425211.126 ТУ

Извещатель пожарный ручной ИП535/В «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты **0Ex ia IIC T6 Ga** предназначен для ручного включения сигнала тревоги. По заказу потребителя ИП535/В «СЕВЕР» дополнительно оборудуется сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник. Степень защиты оболочкой соответствует IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Корпус извещателя может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 18 мм, герметичными вводами МКВ или МКВМ «ЛЕД» из нержавеющей стали, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием, стали с антикоррозионным покрытием (см. таблицу 1), предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

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

■ **Основные технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В.
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С.
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт;
  – напряжение 30 В;
  – ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129x158x72 мм.
- Масса извещателя: не более 0,5 кг.
- Степень зашиты оболочки: IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

**Таблица 1. Типы кабельных вводов МКВ, МКВМ «ЛЕД»**

| Тип кабельного ввода МКВ, МКВМ «ЛЕД» | Условное обозначение | Проходной диаметр, мм | Условное обозначение | Проходной диаметр, мм |
|---|---|---|---|---|
| Открытая прокладка кабеля | МКВ М20К | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25К | 6–18 |
| Труба с резьбой G1/2 | МКВ М20Т1/2 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25Т1/2 | 6–18 |
| Труба с резьбой G3/4 | МКВ М20Т3/4 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25Т3/4 | 6–18 |
| Металлорукав РЗЦ 10 мм | МКВ М20КМ10 | 6–8 | МКВМ ЛЕД М25КМ8 | 6–8 |
| Металлорукав РЗЦ 12 мм | МКВ М20КМ12 | 6–10 | МКВМ ЛЕД М25КМ10 | 6–10 |
| Металлорукав РЗЦ 15 мм | МКВ М20КМ15 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ12 | 6–12 |
| Металлорукав РЗЦ 20 мм | МКВ М20КМ20 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ15 | 6–15 |
| Бронированный кабель | МКВ М20В | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ20 | 6–18 |
| Бронированный кабель с двойным уплотнением | МКВ М20В2 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25В | 6–18 |
| **Пластиковые кабельные вводы** | | | | |
| Диаметр подключаемого кабеля | | от 6 до 14 мм | | |
| Диаметр подключаемого кабеля | | от 11 до 18 мм | | |



### Устройство дистанционного пуска УДП 535-50 «СЕВЕР» (0Ex ia IIC T6 Ga X) ПАШК.425211.127 ТУ

Устройство дистанционного пуска УДП 535–50 «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты **0Ex ia IIC T6 Ga X** предназначено для запуска систем пожарной автоматики при включении магнитоконтактного приводного элемента. Устройство оснащено дополнительным сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник. Степень защиты оболочкой соответствует IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Корпус устройства может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 18 мм, герметичными вводами МКВ или МКВМ «ЛЕД» из нержавеющей стали, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием, стали с антикоррозионным покрытием (см. таблицу 2), предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

Производитель рекомендует производить подключение устройств УДП 535–50 «СЕВЕР (0Ex ia IIC T6 Ga X) через барьеры искрозащиты: БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ, активный барьер искрозащиты АБИ ПАШК.426439.146ТУ маркировка [Ex ia Ga] IIB/IIC, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или устройство должно применяться с сертифицированными искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ia», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013.

■ **Основные технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В.
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С.
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт;
  – напряжение 30 В;
  – ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129x158x72 мм.
- Масса устройства: не более 0,5 кг.

**Таблица 2. Типы кабельных вводов МКВ, МКВМ «ЛЕД»**

| Тип кабельного ввода МКВ, МКВМ «ЛЕД» | Условное обозначение | Проходной диаметр, мм | Условное обозначение | Проходной диаметр, мм |
|---|---|---|---|---|
| Открытая прокладка кабеля | МКВ М20К | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25К | 6–18 |
| Труба с резьбой G1/2 | МКВ М20Т1/2 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25Т1/2 | 6–18 |
| Труба с резьбой G3/4 | МКВ М20Т3/4 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25Т3/4 | 6–18 |
| Металлорукав РЗЦ 10 мм | МКВ М20КМ10 | 6–8 | МКВМ ЛЕД М25КМ8 | 6–8 |
| Металлорукав РЗЦ 12 мм | МКВ М20КМ12 | 6–10 | МКВМ ЛЕД М25КМ10 | 6–10 |
| Металлорукав РЗЦ 15 мм | МКВ М20КМ15 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ12 | 6–12 |
| Металлорукав РЗЦ 20 мм | МКВ М20КМ20 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ15 | 6–15 |
| Бронированный кабель | МКВ М20В | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25КМ20 | 6–18 |
| Бронированный кабель с двойным уплотнением | МКВ М20В2 | 6–12 | МКВМ ЛЕД М25В | 6–18 |
| **Пластиковые кабельные вводы** | | | | |
| Диаметр подключаемого кабеля | | от 6 до 14 мм | | |
| Диаметр подключаемого кабеля | | от 11 до 18 мм | | |

>>>

## Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» (1Ex db IIC T6...T5 Gb X или 1Ex db IIC T6...T3 Gb X) АТФЕ.685552.153ТУ

Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» предназначена для соединения (разветвления) сигнальных кабелей. Маркировка взрывозащиты **1Ex db IIC T6...T5 Gb X или 1Ex db IIC T6...T3 Gb X** по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex коробка «СЕВЕРЛЕНД» выполнена из алюминиевого сплава, имеет резьбовые отверстия М16х1,5; М20х1,5; М25х1,5 под кабельные вводы. Производитель рекомендует применять Ex коробку со сменными металлическими кабельными вводами МКВМ «ЛЕД» или аналогичными металлическими вводами МКВ изготовленными из нержавеющей стали, стали с антикоррозионным покрытием, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием количеством от 1 до 4-х штук, соответствующими требованиям ТР ТС 012/2011 и имеющими действующие сертификаты соответствия.

При количестве вводов 2 шт. указывается расположение вводов (У) – угловое, прямое (без обозначения).

**По заказу потребителя Ex коробка может комплектоваться металлическими Ex-заглушками ВЗ «ЛЕД»**.

Ex коробка «СЕВЕРЛЕНД» может оснащаться керамическими или пластиковыми клеммниками. Количество клеммных пар пластиковых клеммников – 14, керамических – 9 или 8.

1. Габаритные размеры: 117х117х85 мм.
2. Масса (не более): 1,26 кг.
3. Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» рассчитана для эксплуатации при температуре: от -75°С до +195°С (маркировка 1Ex db IIC T6…T3 Gb X)** от -75°С до+95°С (маркировка 1Ex db IIC T6…T5 Gb X)** при относительной влажности воздуха до 93% при температуре +40°С.
   (**при монтаже необходим выбор кабеля и клеммников, соответствующего температуре эксплуатации).
4. Степень защиты обеспечиваемая оболочкой IP66/IP68 по ГОСТ 14254.
5. Климатические исполнение УХЛ2.1 по ГОСТ 15150.
6. Внутренний полезный объем: 218 мм$^3$.
7. Максимальные электрические параметры: напряжение U, не более 660 В; ток I, не более, 30 А; сечение подключаемой жилы до 4 мм$^2$* (*по требованию потребителя возможна поставка коробок с керамическими клемниками с сечением подключаемой жилы до 6 мм$^2$ и количеством клеммных пар 8).

**Таблица 3. Типы кабельных вводов МКВМ «ЛЕД»**

| Тип кабельного ввода МКВМ «ЛЕД» | Условное обозначение | Проходной диаметр кабеля, мм |
|---|---|---|
| Открытая прокладка кабеля | МКВМ «ЛЕД» М16К | 4–11 |
| Труба с резьбой G1/2 | МКВМ «ЛЕД» М16Т3/8 | 4–11 |
| Металлорукав РЗЦ 8 мм | МКВМ «ЛЕД» М16КМ8 | 4–8 |
| Металлорукав РЗЦ 10 мм | МКВМ «ЛЕД» М16КМ10 | 4–10 |
| Металлорукав РЗЦ 12 мм | МКВМ «ЛЕД» М16КМ12 | 4–11 |
| Бронированный кабель | МКВМ «ЛЕД» М16В | 4–11 |

| Тип кабельного ввода МКВМ «ЛЕД» | Условное обозначение | Проходной диаметр кабеля, мм |
|---|---|---|
| Открытая прокладка кабеля | МКВМ «ЛЕД» М20К | 4–14 |
| Труба с резьбой G1/2 | МКВМ «ЛЕД» М20Т1/2 | 4–14 |
| Труба с резьбой G3/4 | МКВМ «ЛЕД» М20Т3/4 | 4–14 |
| Металлорукав РЗЦ 10 мм | МКВМ «ЛЕД» М20КМ10 | 4–10 |
| Металлорукав РЗЦ 12 мм | МКВМ «ЛЕД» М20КМ12 | 4–12 |
| Металлорукав РЗЦ 15 мм | МКВМ «ЛЕД» М20КМ15 | 4–14 |
| Металлорукав РЗЦ 18 мм | МКВМ «ЛЕД» М20КМ18 | 4–14 |
| Бронированный кабель | МКВМ «ЛЕД» М20В | 4–14 |

| Тип кабельного ввода МКВМ «ЛЕД» | Условное обозначение | Проходной диаметр кабеля, мм |
|---|---|---|
| Открытая прокладка кабеля | МКВМ «ЛЕД» М25К | 6–18 |
| Труба с резьбой G3/4 | МКВМ «ЛЕД» М25Т3/4 | 6–18 |
| Металлорукав РЗЦ 8 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ8 | 6–8 |
| Металлорукав РЗЦ 10 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ10 | 6–10 |
| Металлорукав РЗЦ 12 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ12 | 6–12 |
| Металлорукав РЗЦ 15 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ15 | 6–15 |
| Металлорукав РЗЦ 18 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ18 | 6–18 |
| Металлорукав РЗЦ 20 мм | МКВМ «ЛЕД» М25КМ20 | 6–18 |
| Бронированный кабель | МКВМ «ЛЕД» М25В | 6–18 |



## Устройство соединительное Ex УС-2 (1Ex db IIC T6...T5 Gb/0Ex ia IIC T6...T5 Ga)

## Устройство соединительное Ex УС-2М (1Ex db IIC T6...T5 Gb/0Ex ia IIC T6...T5 Ga) АТФЕ.685552.154ТУ

Устройства соединительные Ex УС-2, Ex УС-2М предназначены для соединения (разветвления) сигнальных кабелей. Маркировка взрывозащиты 1Ex db IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011). Степень защиты оболочки IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Устройства выполнены из нержавеющей стали и изготавливаются различных диаметров. Устройства комплектуются соответствующими кабельными вводами МКВМ «ЛЕД» или МКВ количеством 2-х шт., с присоединяемой резьбой от М25 до М100. Применяемые кабельные вводы выпускаются 4-х типов и предназначены для подсоединения кабеля в металлорукаве с условным проходом от 8 до 50 мм; для открытой прокладки кабеля диаметром от 6 до 92 мм; для прокладки кабеля в трубе с резьбой от G3/4 до G 2; для прокладки бронированного кабеля с проходным отверстием кабеля от 6 до 79 мм.

Устройства могут оснащаться резьбовыми переходниками, предназначенными для перехода с отверстий в корпусе М75, М90, М100 и подсоединения кабельных вводов М25, М32, М40, М50, М63. Кабельные вводы и переходники изготовлены из нержавеющей стали, стали с антикоррозионным покрытием, латуни или латуни с антикоррозионным покрытием.

**Материал вводов и переходников определяется при заказе:**

- **«Н»** или без обозначения – нержавеющая сталь;
- **«С»** – сталь с антикоррозионным покрытием «цинк»;
- **«Л»** – латунь;
- **«ЛП»** – латунь с антикоррозионным покрытием.

Устройства комплектуются пластиковыми клемниками с диаметром подключаемого кабеля от 2,5 мм$^2$ до 10 мм$^2$.

**Максимальные электрические параметры:**
напряжение U, не более 400 В; ток I, не более, 30 А.

1. Климатические исполнение УХЛ2.1 по ГОСТ 15150-69.
2. Масса (не более): от 0,8 до 3,5 кг.
3. Температура эксплуатации: от -60°С до +70°С (для Т6), от -60°С до +95°С (для Т5).
4. Степень защиты оболочки IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

## Кнопка управления магнитогерконовая Ex ВК200 (кнопка) (0Ex ia IIC T6...T5 Ga X или 1Ex mb IIC T6...T5 Gb X) ПАШК.425411.152 ТУ

Кнопка управления магнитогерконовая Ex ВК200 (кнопка) предназначена для применения в системах безопасности объектов в качестве устройства управления различным оборудованием.

Маркировка взрывозащтты: **0Ex ia IIC T6…T5 Ga X / 1Ex mb IIC T6…T5 Gb X** по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex ВК200 (кнопка) имеет нормально-разомкнутый контакт геркона и встроенный светодиодный индикатор, управляемый от внешнего контроллера. Ex ВК200 (кнопка) выпускается с постоянно присоединенным кабелем в двух вариантах:

- **вариант А:** с выводом кабеля через отверстие в основании корпуса (осевой) – для скрытой прокладки;
- **вариант R:** с радиальным выводом кабеля в металлорукаве типа МРПИ-6.

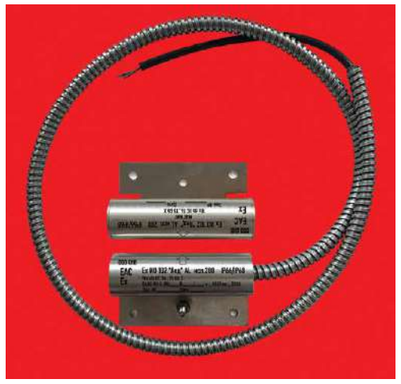
■ **Основные технические характеристики:**

- Габаритные размеры: диаметр 50х42 мм;
- Длина кабеля Ex ВК200 (кнопка) в базовой комплектации – 1 м* (*по требованию потребителя кнопки изготавливаются с любой длиной вывода);
- Масса Ex ВК200 (кнопка) в базовой комплектации с кабелем 1 м (не более): 0,5 кг;
- Климатическое исполнение УХЛ3.1 по ГОСТ 15150;
- Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой IP66/IP68 по ГОСТ 14254;
- Усилие нажима при замыкании контактов не более 3,0 кгс.

>>>

## Датчики взрывозащищенные герконовые Ex ДВГ 102 «ЛЕД»

## Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные Ex ИО 102 «ЛЕД» АТФЕ.425119.171 ТУ (1Ex db IIC T6…T5 Gb/PB Ex db I Mb или 1Ex db IIC T6…T5 Gb) (1Ex db IIC T6…T5 Gb X/PB Ex db I Mb X или 1Ex db IIC T6…T5 Gb X)



Датчики Ex ДВГ 102 «ЛЕД», извещатели охранные Ex ИО 102 «ЛЕД» предназначены для контроля положения частей конструкций и механизмов, конструктивных элементов зданий и сооружений, выполненных из магнитных (стали и сплавов) или немагнитных материалов (дерева, пластика, алюминия) с последующей выдачей сигнала.

Датчики и извещатели состоят из двух компонентов – датчика магнитоуправляемого (блока геркона) и задающего элемента (блока магнита). Блок геркона и блок магнита Ex ДВГ 102 «ЛЕД» и Ex ИО 102 «ЛЕД» помещены в металлические корпуса цилиндрической формы из алюминиевого сплава или нержавеющей стали. Блок геркона оборудован кабельным вводом, расположенным с торца корпуса. Материал ввода: нержавеющая сталь (Н или без обозначения), сталь с антикоррозионным покрытием «цинк» (С), латунь (Л), латунь с антикоррозионным покрытием (ЛП). Блоки геркона так же изготавливаются с постоянно присоединенным кабелем.

**Блоки геркона комплектуются сменными кабельными вводами различных исполнений:**

- для открытой прокладки кабеля диаметром 6–14 мм, 6–18 мм (индекс в обозначении К);
- для присоединения бронированного кабеля диаметром 6–14 мм, 6–18 мм (индекс в обозначении В);
- для прокладки присоединяемого кабеля в трубе Т3/4;
- для прокладки присоединяемого кабеля в металлорукаве (КМ8, КМ10, КМ12, КМ15, КМ18, КМ20) или постоянно присоединенным кабелем в металлорукаве РЗЦ* Ø8 или постоянно присоединенным бронированным кабелем диаметром до 18 мм (*по требованию заказчика возможна поставка извещателей с металлорукавом из нержавеющей стали РЗН).

Датчики и извещатели изготовленные в корпусах из нержавеющей стали и комплектуемые кабельными вводами имеют маркировку **1Ex db IIC T6…T5 Gb /PB Ex db I Mb**, в корпусах из алюминиевого сплава имеют маркировку **1Ex db IIC T6…T5 Gb X** по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Датчики и извещатели изготовленные в корпусах из нержавеющей стали и изготовленными с постоянно присоединенным кабелем в металлорукаве имеют маркировку **1Ex db IIC T6…T5 Gb X /PB Ex db I Mb X**, в корпусах из алюминиевого сплава имеют маркировку **1Ex db IIC T6…T5 Gb X X** по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

■ **Основные технические характеристики:**

- Габаритные размеры:
  блок геркона – 97x58x37 мм,
  блок магнитов – 100x58x37 мм.
- Масса (не более):
  блок геркона – 0,65 кг,
  блок магнитов 0,48 кг.
- Датчики рассчитаны для эксплуатации при температуре от -60°С до +70°С (для Т6), до +95°С (для Т5) при относительной влажности воздуха до 93% при температуре +40°С.
- Средний срок службы не менее 8 лет.
- Датчик не содержит драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).


***ООО НПП «Магнито-Контакт»***
***390027, г. Рязань, ул. Новая, 51В, пом. Н4***
***тел. (4912) 45-1694, 45-3788, 21-0215***
***(495) 320-0997, 8 (800) 350-96-27***
***e-mail: 451694@bk.ru***
***www. m-kontakt.ru***





RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ 2021–2022

НЕФТЬ И ГАЗ | ЭНЕРГЕТИКА | ГОРНОЕ ДЕЛО | ТРАНСПОРТ | ТЕЛЕКОМ | БЕЗОПАСНОСТЬ

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL&GAS AZERBAIJAN — 27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ CASPIAN OIL & GAS 2021

CASPIAN POWER — 10-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ЭНЕРГЕТИКА И АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ CASPIAN POWER 2021

1–3 ИЮНЯ 2021 | БАКУ

TransLogistica CASPIAN — 19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ТРАНСПОРТ, ТРАНЗИТ И ЛОГИСТИКА TRANSLOGISTICA CASPIAN 2021

22–24 ИЮНЯ 2021 | БАКУ

bakutel — 26-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ, ИННОВАЦИИ И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ BAKUTEL 2021

1–3 ДЕКАБРЯ 2021 | БАКУ

БАХРЕЙН

GDA Gulf Downstream Association — 2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ GDA 2022

СЕНТЯБРЬ 2022 | МАНАМА

ИНДИЯ

PETROTECH — 14-я ИНДИЙСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ PETROTECH 2022

2022 | НЬЮ-ДЕЛИ

КАЗАХСТАН

KIOGE OIL&GAS KAZAKHSTAN — 27-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ НЕФТЬ И ГАЗ KIOGE 2021

29 СЕНТЯБРЯ – 1 ОКТЯБРЯ 2021 | АЛМАТЫ

США

23rd WORLD PETROLEUM CONGRESS HOUSTON — 23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА WPC 2021

5–9 ДЕКАБРЯ 2021 | ХЬЮСТОН

СИНГАПУР

Gastech — 32-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ПРИРОДНОМУ И СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ ГАЗУ (СПГ) GASTECH 2021

13–16 СЕНТЯБРЯ 2021 | СИНГАПУР

ТУРКМЕНИСТАН

TurkmenTEL — 14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЯМ И ИНФОРМАЦИОННЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ TURKMENTEL 2021

НОЯБРЬ 2021 | АШХАБАД

УЗБЕКИСТАН

OGU Oil&Gas Uzbekistan — 24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ НЕФТЬ И ГАЗ • OGU 2021

18–20 МАЯ 2021 | ТАШКЕНТ

miningmetals 15 — 15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ГОРНОЕ ДЕЛО, МЕТАЛЛУРГИЯ И МЕТАЛЛООБРАБОТКА MININGMETALS UZBEKISTAN 2021

securex Uzbekistan — 12-я ЦЕНТРАЛЬНОАЗИАТСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ОХРАНА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА SECUREX UZBEKISTAN 2021

TransLogistica UZBEKISTAN — 17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ТРАНСПОРТ И ЛОГИСТИКА TRANSLOGISTICA UZBEKISTAN 2021

3–5 НОЯБРЯ 2021 | ТАШКЕНТ

ЮАР

AOW AFRICA OIL WEEK — 26-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ AFRICA OIL WEEK 2021

1–5 НОЯБРЯ 2021 | КЕЙПТАУН

RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

РАШН ЭНЕРДЖИ ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС
RE3 – RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

# Мостики переходные (МП)

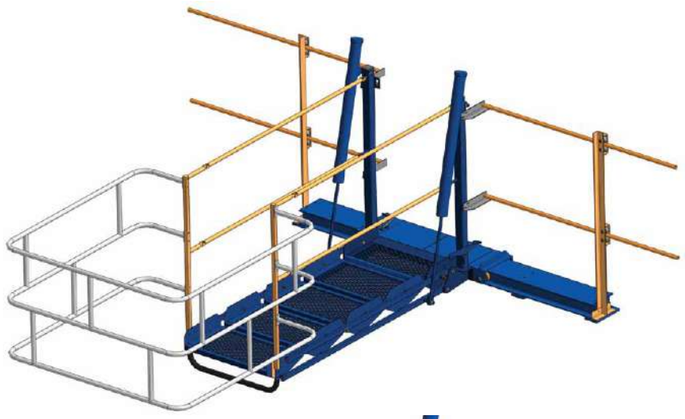
## для обеспечения безопасного доступа на автомобильные и железнодорожные цистерны для выполнения технологических операций

Под мостиками переходными (МП) понимается вид металлических конструкций, предназначенных для обеспечения безопасного доступа на автомобильные и железнодорожные цистерны с целью выполнения технологических операций, досмотра, забора проб и т.п.

Мостики переходные (МП) выполняются в искробезопасном исполнении, что позволяет использовать их во взрывоопасных зонах. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды устройства соответствуют исполнениям У, ХЛ или УХЛ категории 1 или 2 по ГОСТ 15150. По спец заказу возможно исполнение ОМ (для морского климата). Устройства исполнения У предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -40°С до +40°С. Устройства УХЛ, ХЛ предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -60°С до +40°С.

По принципу работы мостик переходной представляет собой конструкцию, состоящую из параллелограммного механизма с шарнирно закрепленными ступенями, благодаря которому ступени всегда остаются в горизонтальном положении. В качестве уравновешивающего механизма переходного мостика служат два амортизатора пружинного типа. В гаражном положении на эстакаде поручни мостика МП находятся в вертикальном положении и удерживаются защелкой (фиксатором гаражного положения). Для приведения устройства в рабочее положение оператор нажимает на защелку, выполненную в виде педали, и выводит мостик из вертикального положения. При касании бампера на цистерну, оператор фиксирует рабочее положение мостика цепями и механизмом фиксации. После фиксации оператор может передвигаться на цистерну.

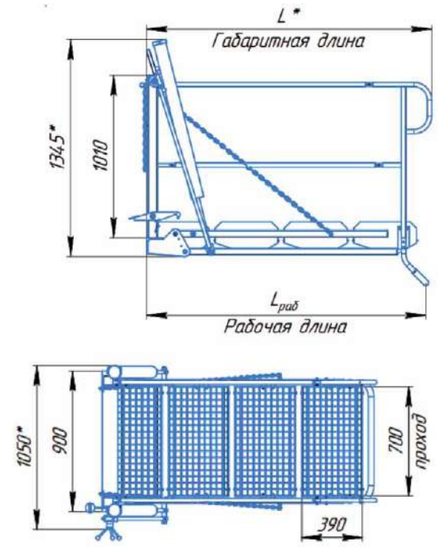
По окончании работ, для приведения изделия в гаражное положение, оператор подтягивает его за цепи и мостик поднимается под усилием пружинного амортизатора и фиксируется защелкой. Мостик переходной обеспечивает рабочий ход до 125°. Искробезопасность изделия достигается за счет применения в парах трения искробезопасных материалов (медь, латунь, полиамид).

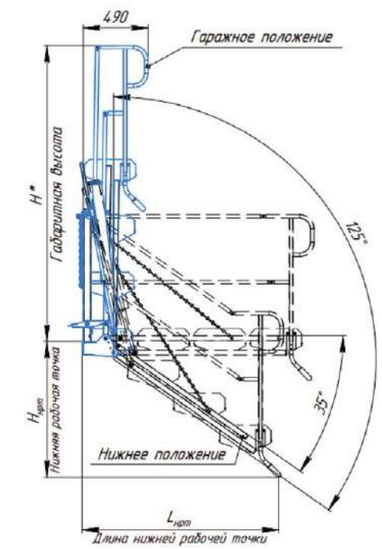


### Технические характеристики

Рабочая длина мостика должна быть больше расстояния от торца площадки до котла цистерны, но меньше расстояния от торца площадки до горловины $L_{max}<L_{раб}<L_{min}$. Учитывайте разницу высот площадки и котла цистерны, а также все типы обслуживаемых вами цистерн.

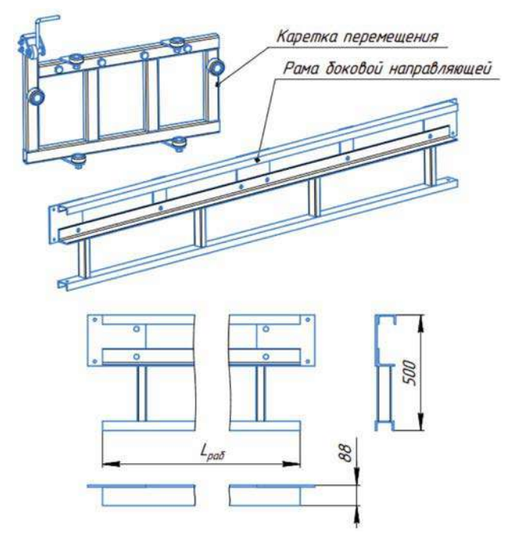
| Тип мостика | Технические характеристики | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | L* | H* | $L_{раб}$ | $L_{нрт}$ | $H_{нрт}$ | Масса мостика |
| МП-3 | 1320 | 1820 | 1290 | 1140 | 785 | 127 кг |
| МП-4 | 1750 | 2250 | 1720 | 1490 | 1030 | 146 кг |
| МП-5 | 2180 | 2675 | 2150 | 1840 | 1275 | 165 кг |
| МП-6 | 2610 | 3105 | 2580 | 2190 | 1520 | 184 кг |



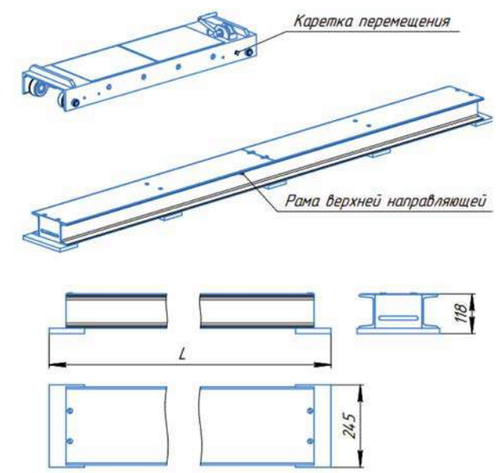




### Механизм продольного перемещения

В случае необходимости обслуживания цистерны по всей длине существует 2 типа механизма перемещения мостика. Определив подходящий тип крепления следует указать длину рамы в метрах. Рамы направляющих изготавливаются длинной в диапазоне 2...6 м. При требовании направляющей, превышающей длину 6 м, то направляющая составляется из 2-х и более частей.




***Механизм перемещения боковой (МПП-Б). Монтируется на торец металлоконструкции***



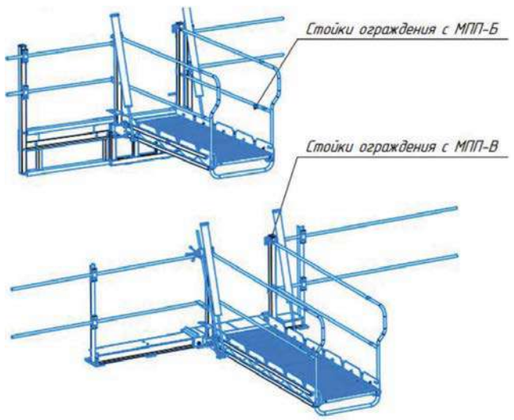

***Механизм перемещения верхний (МПП-В). Монтируется на верх металлоконструкции***

>>>

## Ограждения для механизмов перемещения

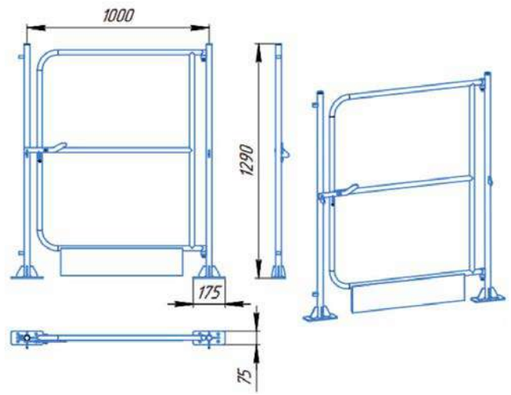
Для безопасности при эксплуатации мостиков переходных с механизмами перемещения, устанавливаются ограждения на выбор: стойки ограждений, ограждения поворотные.

Стойки ограждений устанавливаются в торцах направляющей. На стойках установлены ролики, по которым перемещается перила, сопровождая мостик на протяжении всей длины направляющей.



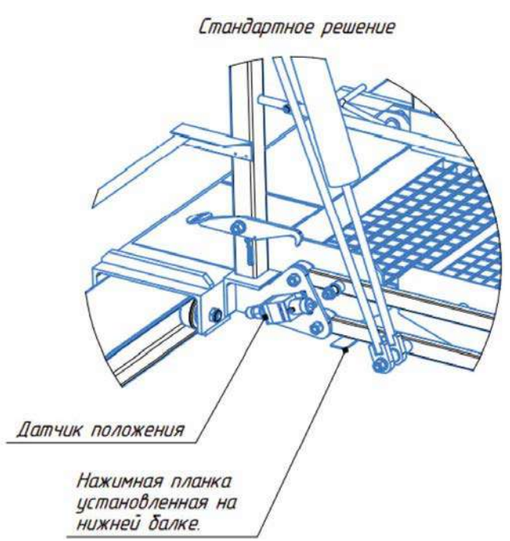

Стойки ограждений возможны к установке на механизмах перемещения длиной до 4 м.

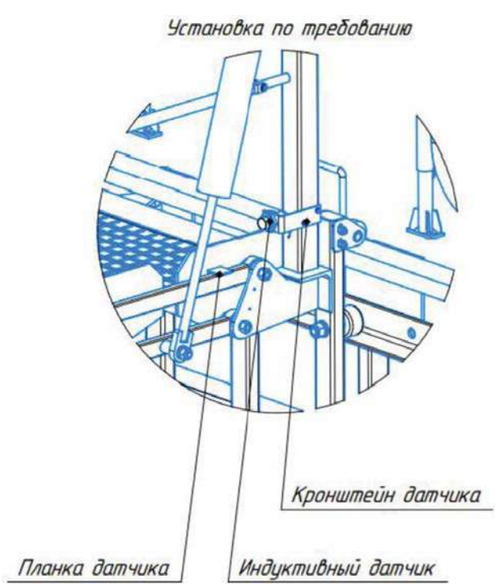
Ограждения поворотные монтируются на металлоконструкцию. Ограждения представляют собой поворотную калитку, крепящуюся к стойке. На ограждении расположен самозапирающийся фиксатор положения. Ограждения устанавливаются с шагом 1 м в количестве, требуемом для перекрытия всей длины рамы направляющей.




## Датчик гаражного положения

Для обеспечения безопасности технологических процессов, в которых задействован мостик переходной возможна установка датчика гаражного положения, дающего сигнал о состоянии мостика. Датчик может давать запрещающий сигнал на запрет налива, на красный/зеленый сигнал светофора и т.д. При заказе мостика с датчиком гаражного положения, датчик устанавливается в нижней части мостика. По требованию возможна установка определенного проектом типа датчика (концевой выключатель, индуктивный датчик и т.п.) По умолчанию устанавливается концевой выключатель типа ДВГ-КВ.

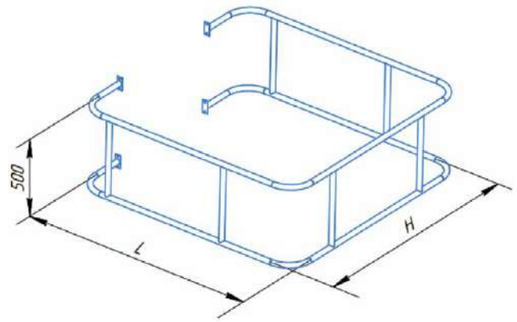


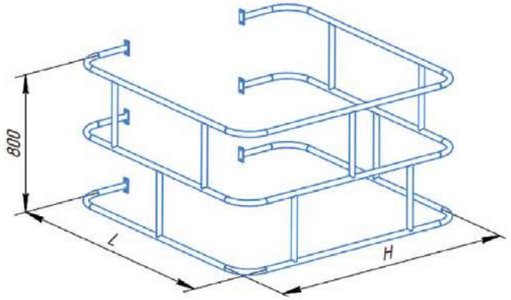



## Ограждение дополнительное

Ограждение дополнительное (кольцо безопасности) устанавливается на стойках перил мостика тем самым обеспечивая повышенную защиту оператора от падения во время работ на цистерне. Ограждение изготавливается из алюминиевой трубы Ф32. Основные исполнения ограждения приведены ниже.

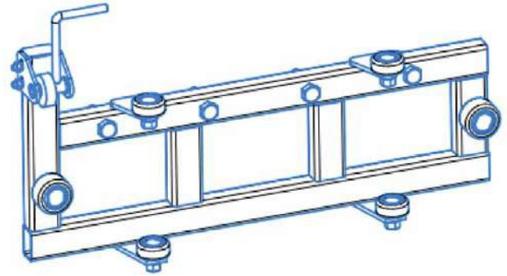



| | Длина - L, мм | Ширина - H, мм | Масса, кг |
|---|---|---|---|
| **ОД 500** | 1500 | 1500 | 23 |
| **ОД 500** | 1500 | 1900 | 26 |

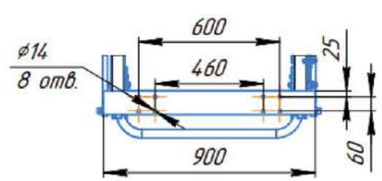



| | Длина - L, мм | Ширина - H, мм | Масса, кг |
|---|---|---|---|
| **ОД 800** | 1500 | 1500 | 23 |
| **ОД 800** | 1500 | 1900 | 26 |
| **ОД 800** | 1500 | 2300 | 45 |

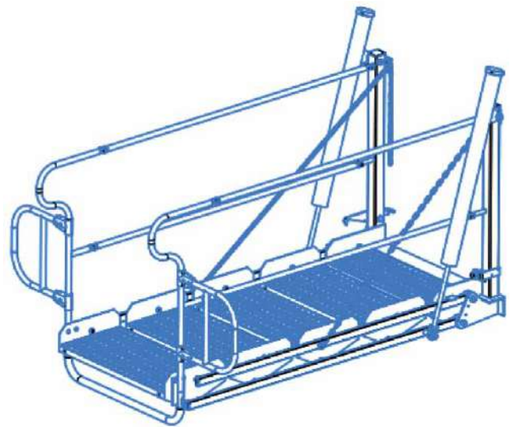
Имеются решения по автоматизации механизма поднятия/опускания мостика на разных типах оборудования (гидравлическое, электрическое, пневматическое). Имеются нестандартные размеры ограждений дополнительных до 3500 мм шириной. Исполнение мостиков с шириной прохода 820 мм. Высота перил до 1250 мм. Разные типы присоединения к металлоконструкции (приварка, болтовое, по чертежам).



***Каретка МПП-Б уменьшенная***




***Присоединение по требованию***



***Мостик с ограждениями дополнительными указанными заказчиком***

***ООО «ТД «ЮГНЕФТЕМАШ»***
***127018, Москва, ул. Складочная, д. 1, стр. 1, подъезд 11, этаж 3, офис 736***
***тел. 8 (800) 600-14-92 – звонок бесплатный***
***тел. (495) 137-97-81***
***e-mail: info@td-yugneftemash.ru***
***www.td-yugneftemash.ru***

# Опыт перехода от стандарта BS OHSAS 18001:2007 к требованиям стандарта ISO 45001:2018

## в ОАО «Севернефтегазпром»

***В. В. ДМИТРУК*** *– к.т.н., генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»*
***А. А. КАСЬЯНЕНКО*** *– к.т.н., главный инженер – первый заместитель генерального директора ОАО «Севернефтегазпром»*
***А. В. БЕРЕЗОВСКИЙ*** *– заместитель главного инженера по охране труда – начальник отдела охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Севернефтегазпром»*
***А. Е. ОЗЕРИНА*** *– начальник отдела системы менеджмента качества ОАО «Севернефтегазпром»*
***Н. В. ПОНОМАРЕНКО*** *– ведущий инженер отдела охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Севернефтегазпром»*
***Д. А. ШРАМКО*** *– инженер по охране труда газового промысла ОАО «Севернефтегазпром»*

Создание безопасных условий труда, сохранение жизни и здоровья работников, обеспечение бесперебойной эксплуатации опасных производственных объектов являются одним из основных приоритетов при осуществлении производственной деятельности ОАО «Севернефтегазпром». С целью исключения опасностей и минимизации рисков за счет принятия эффективных профилактических мер, в 2009 году в ОАО «Севернефтегазпром» внедрена интегрированная система менеджмента, включающая в себя систему менеджмента качества, систему экологического менеджмента и систему менеджмента производственной безопасности. В 2010 году система менеджмента производственной безопасности Общества впервые была сертифицирована на соответствие требованиям стандарта BS OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности».

**Ключевые слова:** охрана труда, интегрированная система менеджмента, система менеджмента производственной безопасности, международные стандарты

*В настоящей публикации представлены этапы и опыт внедрения требований нового международного стандарта ISO 45001:2018 в систему менеджмента производственной безопасности ОАО «Севернефтегазпром».*

В связи с принятием в марте 2018 года международного стандарта ISO 45001:2018 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности – Требования и руководство по применению» (далее – международный стандарт), был установлен трехлетний переходный период, в течение которого организации, внедрившие BS OHSAS 18001:2007, должны перенастроить свою систему менеджмента производственной безопасности на соответствие требованиям нового стандарта.

Ранее, как известно, в 2015 году появились новые редакции двух наиболее распространенных международных стандартов на системы менеджмента – ISO 9001:2015 «Системы менеджмента качества – Требования» и ISO 14001:2015 «Системы экологического менеджмента – Требования и руководство по применению».

Следуя сложившейся практике, характерной для крупных производственных компаний, в рамках интегрированной системы менеджмента ОАО «Севернефтегазпром» происходило одновременное внедрение элементов менеджмента качества, экологического менеджмента и менеджмента производственной безопасности, при этом внедрение требований новых редакций международных стандартов ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 приходилось совмещать с требованиями BS OHSAS 18001:2007. С выходом нового стандарта появилась возможность в полной мере интегрировать требования систем менеджмента качества, охраны окружающей среды и системы менеджмента производственной безопасности ОАО «Севернефтегазпром».

В 2019 году ОАО «Севернефтегазпром» успешно проведена работа по переходу СМПБ со стандарта BS OHSAS 18001:2007 на требования международного стандарта ISO 45001:2018.

В настоящей статье рассмотрены основные отличия требований международного стандарта ISO 45001:2018 от стандарта BS OHSAS 18001:2007, а также основываясь на опыте ОАО «Севернефтегазпром», приведены практические шаги по адаптации требований нового международного стандарта к существующим процедурам, предусмотренным действующей интегрированной системой менеджмента ОАО «Севернефтегазпром».

### Практические шаги по внедрению международного стандарта

Новый международный стандарт имеет аналогичную структуру с международными стандартами ISO 9001:2015 и ISO 14001:2015, в связи с чем, внедрение СМПБ осуществлялось в рамках действующей в Компании Интегрированной системы менеджмента (далее – ИСМ), отвечающей требованиям указанных международных стандартов, в качестве отдельной подсистемы.

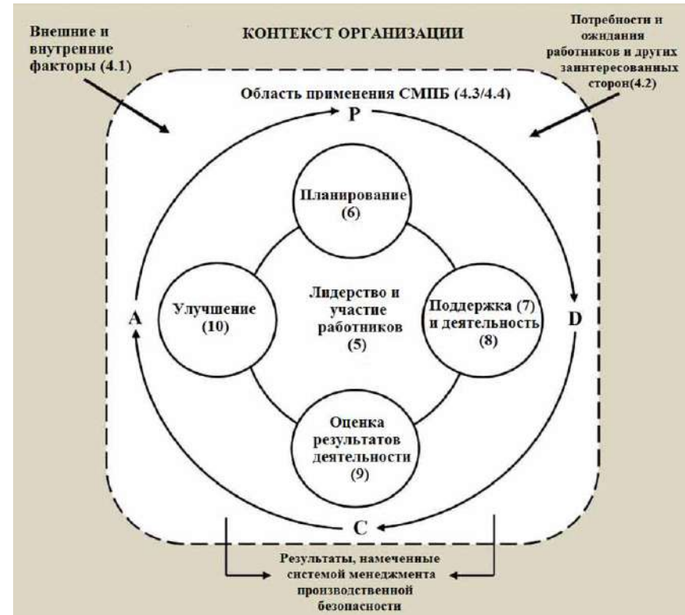



***Рис. 1. Пример интеграции структуры ISO 45001:2018 в цикл PDCA***

За основу нового стандарта ISO 45001:2018 приняты положения BS OHSAS 18001:2007. При этом, главная концептуальная идея нового международного стандарта – организация взаимодействия между предприятием и всеми заинтересованными сторонами в контексте окружающей бизнес-среды.

Все нововведения международного стандарта, можно условно разделить на две основные категории: «дополнения» – это те требования которых раньше не было в стандарте BS OHSAS 18001:2007, и «уточнения» – те требования которые уточняют положения BS OHSAS 18001:2007.

В основе функционирования системы менеджмента производственной безопасности по-прежнему заложен цикл непрерывного совершенствования Деминга-Шухарта PDCA: «Планируй (P) – Выполняй (D) – Проверяй (C) – Улучшай (A)». На рис. 1 приведен пример интеграции структуры ISO 45001:2018 в цикл PDCA.

Также неизменной осталась и основная цель внедрения СМПБ – предотвращение производственных травм и причинения вреда здоровью работников, а также обеспечение безопасных в плане здоровья и условий труда рабочих мест.

Главное отличие стандартов заключается в том, что ISO 45001:2015 фокусируется на взаимодействии между предприятием и бизнес-средой, а BS OHSAS 18001:2007 – на предотвращении различных угроз для здоровья работников и прочих внутренних проблемах.

Также новый стандарт отличается от BS OHSAS 18001:2007 тем, что он:

- базируется на процессах, а не на процедурах;
- рассматривает как риски, так и возможности;
- включает мнения заинтересованных сторон;
- рассматривает безопасность труда в контексте устойчивой и стабильной организации;
- легко интегрируется с ISO 9001, ISO 14001 и другими стандартами ISO.

Одним из значимых дополнений, которые появились в стандарте ISO 45001:2018, является необходимость в самом начале этапа «Планируй» (P) цикла PDCA определить контекст организации. С этой целью работниками, ответственными за функционирование ИСМ и ее подсистем, с участием представителя трудового коллектива, на этапе внедрения требований новых версий международных стандартов ISO 9001:2015 и ISO 14001:2015 были определены внешние и внутренние факторы, которые относятся к деятельности ОАО «Севернефтегазпром» и влияют на способность достигать запланированных результатов в области функционирования ИСМ, в том числе в области СМПБ, а также заинтересованные стороны и их требования, применимые к ИСМ. По результатам проведенной работы представителем руководства по ИСМ утверждены «Перечень внешних и внутренних факторов ОАО «Севернефтегазпром» и «Перечень заинтересованных сторон ОАО «Севернефтегазпром». С учетом внешних и внутренних факторов, влияющих на способность достигать запланированных результатов в области ИСМ, применимых законодательных и других требований в «Руководстве по интегрированной системе менеджмента» определены область и границы применения ИСМ.

Следующим значимым дополнением международного стандарта является требование об оценке рисков, связанных с установлением, внедрением, функционированием и поддержанием СМПБ, то есть «системных рисков», и определение возможностей в области профессионального здоровья и безопасности, а также возможностей для СМПБ. В ОАО «Севернефтегазпром» разработана и утверждена методика оценки рисков и возможностей, связанных с разработкой, внедрением и поддержанием СМПБ, результаты оценки которых учитываются при поддержании и совершенствовании Единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью ОАО «Севернефтегазпром», а также при разработке Целей и задач в области ИСМ. Дополнительно, в существующую документированную процедуру «Идентификация опасностей и управление рисками в области производственной безопасности» внесены изменения и дополнения в части совершенствования методов идентификации опасностей, их пересмотра, методики оценки рисков, метода анализа существующих мер управления рисками, определения необходимых мер и возможностей по улучшению производственной безопасности, а также порядка документирования их результатов и информирования персонала.

Значительные уточнения требований в ISO 45001:2018 коснулись элемента «Лидерство и участие работников». В соответствии с этими требованиями высшее руководство организации

>>>

должно, наряду с прочим, принять ответственность за обеспечение безопасных и безвредных рабочих мест и видов деятельности, интеграцию требований СМПБ в бизнес-процессы организации, защиту работников от преследования, когда они сообщают об инцидентах, опасностях, рисках и возможностях и т.д. Указанные требования учтены при пересмотре «Политики ОАО «Севернефтегазпром» в области качества, охраны окружающей среды, производственной безопасности» (далее – Политика), а также локальных нормативных актов в области ИСМ. Положения Политики разработаны из учета необходимости соответствовать целям и контексту организации, а также характеру рисков и возможностей в области производственной безопасности, свойственных ОАО «Севернефтегазпром». В Политику включены обязательства по исключению опасностей и снижению рисков в области производственной безопасности, а также по обеспечению консультаций, участию работников и их представителей в СМПБ. Перед утверждением Политики ее положения рассматривались и обсуждались в трудовых коллективах.

Отдельно следует остановиться на элементе международного стандарта «Консультации и участие работников», которые теперь должны осуществляться на всех этапах создания, внедрения и функционирования СМПБ, начиная с проведения обучения и выделения ресурсов, необходимых для этого процесса, и заканчивая расследованием инцидентов и несоответствий с определением корректирующих действий. С этой целью в ОАО «Севернефтегазпром» разработаны и реализуются механизмы, обеспечивающие консультации и участие работников на всех уровнях функционирования СМПБ. Интересы работников в оперативных вопросах в области производственной безопасности представляют руководители структурных подразделений, а также уполномоченный представитель трудового коллектива, который избирается на конференции трудового коллектива. Работники ОАО «Севернефтегазпром» (непосредственно или через уполномоченного представителя трудового коллектива) привлекаются для консультирования и участия по вопросам в области СМПБ, в том числе при определении потребностей и ожиданий заинтересованных сторон, разработке Политики в области ИСМ, идентификации опасностей и оценке рисков и возможностей, определении действий по устранению опасностей и снижению рисков и т.д. Участие и консультирование с работниками проводится посредством опросов, обсуждения проектов документов, получения информации в рамках системы контроля безопасности условий труда работниками (с применением карт наблюдения – SOS), посредством согласования локальных нормативных актов в области производственной безопасности с уполномоченным представителем трудового коллектива. Предусмотрено участие представителя трудового коллектива в планировании и рассмотрении результатов внутренних аудитов ИСМ. Регламентирована необходимость привлечения к анализу несоответствий в области производственной безопасности и установлению причин их появления, при необходимости, заинтересованных работников структурных подразделений, в том числе рабочего персонала. Установлена необходимость доведения информации по несоответствиям в области производственной безопасности, выполненным мероприятиям и их результативности до заинтересованных работников структурных подразделений, в том числе рабочего персонала, представителя трудового коллектива (ознакомлением с результатами расследования несчастных случаев, протоколами совещаний по результатам анализа несоответствий в структурных подразделениях, типовыми несоответствиями, выявленными в рамках внутреннего аудита и производственного контроля и т.д.).

**На этапе «Выполняй»** (D) цикла PDCA стандарт ISO 45001:2018 дополнился требованиями к организации процедуры осуществления закупок, в том числе услуг подрядных организаций, а также процессов, переданных на аутсорсинг, с целью обеспечения их соответствия требованиям СМПБ. При этом, данное требование коррелируется с требованиями международных стандартов ISO 9001:2015 и ISO 14001:2015, с целью выполнения которых в ОАО «Севернефтегазпром» ранее была разработана система обеспечения соответствия закупаемых материально-технических ресурсов, работ и услуг установленным требованиям, в том числе предоставляющая возможность осуществлять оценку и выбор поставщиков и подрядных организаций на основе их способности поставлять продукцию, предоставлять услуги, выполнять работы в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации и локальных нормативных актов ОАО «Севернефтегазпром» в области СМПБ.

Следует отметить также и уточнение, касающееся оказания первой помощи, которое было внесено в требования элемента «Готовность к аварийным ситуациям и реагирование». Заметим, что это уточнение тесно связано с требованиями трудового законодательства Российской Федерации, регламентирующими вопросы оказания первой помощи, в соответствии с которым в ОАО «Севернефтегазпром» разработана и поддерживается в актуальном состоянии инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим. Все работники проходят ежегодное обучение по оказанию первой помощи, которое предусматривает просмотр специального видеофильма с комментариями медицинского работника, а также практическое проведение реанимации на манекене. С учетом существующих процедур разработка дополнительных мероприятий для выполнения требований международного стандарта не потребовалась.

**На этапе «Проверяй»** (C) цикла PDCA в элементе «Анализ руководством» расширились входные данные, которые подлежат соответствующему рассмотрению, в том числе:

- изменение внешних и внутренних факторов, относящихся к СМПБ;
- потребности и ожидания заинтересованных сторон;
- информация об инцидентах, рисках и возможностях.

В этой связи, пересмотрена и актуализирована с учетом требований международного стандарта документированная процедура «Планирование, анализ и постоянное улучшение интегрированной системы менеджмента».

По результатам проведенного сертификационного аудита в октябре 2019 года система менеджмента производственной безопасности ОАО «Севернефтегазпром» сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 45001:2018 (рис. 2).



## ВЫВОД

При том, что два стандарта отличаются друг от друга, система управления, разработанная в ОАО «Севернефтегазпром» в соответствии с BS OHSAS 18001:2007 и требованиями законодательства РФ, стала надежной платформой для перехода на ISO 45001:2018. Результаты внедрения в Компании требований ISO 45001:2018 позволяют сделать вывод, что охрана здоровья и безопасность труда рассматриваются в контексте стабильной и устойчивой организации.

**ЛИТЕРАТУРА:**


1. Международный стандарт ISO 45001:2018 «Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья. Требования и руководство по использованию».
2. Система менеджмента безопасности труда и охраны здоровья. Требования. BS OHSAS 18001:2007.



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

СЕРТИФИКАТ

настоящим удостоверяет, что предприятие

Открытое акционерное общество "Севернефтегазпром"

ул. Ленина, д. 22
629380 села Красноселькуп
Красноселькупский район
Ямало-Ненецкий автономный округ
Российская Федерация

внедрило и поддерживает
Систему менеджмента безопасности труда и охраны здоровья

Область деятельности:
Добыча, подготовка и реализация углеводородного сырья (включая разработку и обустройство, эксплуатацию объектов, геологоразведочные работы на Южно-Русском участке недр)

Посредством аудиторской проверки, задокументированной в отчете, было получено подтверждение о том, что эта система менеджмента отвечает требованиям следующего стандарта:

ISO 45001 : 2018

Регистрационный номер сертификата 31100441 OHS18
Действителен с 2019-11-12
Действителен до 2022-11-11
Дата сертификации 2019-11-12

DQS GmbH

Markus Stehr
Генеральный директор

Certification Body: DQS GmbH, August-Schanz-Straße 21, 60433 Frankfurt am Main, Germany
Administrative Office: OOO DQS, DONUSS, Respublikanskaya str. 3, 150003 Yaroslavl, Russian Federation

***Рис. 2. Сертификат соответствия требованиям ISO 45001:2018***

## НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ «ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ»

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

OilGas conference

| | |
|---|---|
| **19–24 апреля**<br>г. Новороссийск | 2-я международная научно-практическая конференция<br>**Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе** |
| **24–29 мая**<br>г. Сочи | 10-я международная научно-практическая конференция<br>**Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов** |
| **31 мая–5 июня**<br>г. Сочи | 16-я международная научно-практическая конференция<br>**Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития** |
| **20–25 сентября**<br>г. Новороссийск | 12-я международная научно-практическая конференция<br>**Строительство и ремонт скважин** |
| **4–9 октября**<br>г. Сочи | 9-я международная научно-практическая конференция<br>**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, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа

При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала каждого мероприятия предоставляется скидка 5%

В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения конференций может быть изменено

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

Торгово-промышленная палата Российской Федерации

Российское газовое общество

Союз Нефтегазопромышленников России

Государственная Дума ФС РФ

ОРГАНИЗАТОР

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ТЕЛ.: +7 (861) 212-85-85 E-MAIL: MAIL@OILGASCONFERENCE.RU WEB: OILGASCONFERENCE.RU

# ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ТНФ

**7–9 сентября**
Казань-2021

28-я международная специализированная выставка
**НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ**

OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ОАО «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
expokazan02@mail.ru
Тел. (843) 202-29-93
www.expokazan.ru

16+

# II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
## «КОРРОЗИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»
## CORROSION OIL&GAS 2021

**15-17 сентября, 2021 г.**

## Санкт-Петербург

**Менеджер проекта:**
Дарина Посошина
ООО "Мономакс"
(www.monomax.ru)
сервис-агент конференции
Тел.+7 921 5547044
Email corrosionrussia@onlinereg.ru

**Выставка и спонсорская поддержка:**
По вопросам Выставки и Спонсорской поддержки обращаться к менеджеру конференции

www.corrosionrussia.org
www.fb.com/corrosionrussia

---

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

27-я Казахстанская международная выставка и конференция

# НЕФТЬ И ГАЗ

29 сентября – 1 октября 2021

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ

RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

**НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА**

ТЕРРИТОРИЯ NDT

**18-21 ОКТЯБРЯ 2021**
**МОСКВА • ЦВК ЭКСПОЦЕНТР**

## КРУПНЕЙШАЯ ОТРАСЛЕВАЯ ПЛОЩАДКА В РОССИИ И СНГ

**18+** КРУГЛЫХ СТОЛОВ С УЧАСТИЕМ ЭКСПЕРТОВ

**3 000+** РУКОВОДИТЕЛЕЙ И СПЕЦИАЛИСТОВ

**60+** КОМПАНИЙ-ЛИДЕРОВ В ОБЛАСТИ НК И ТД

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ • ИННОВАЦИИ
РУКОВОДИТЕЛИ КОМПАНИЙ • КЛЮЧЕВЫЕ ЗАКАЗЧИКИ
ПРЕДСТАВИТЕЛИ ВЛАСТИ • ОТРАСЛЕВЫЕ СМИ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ • ДЕФЕКТОМЕТРИЯ
МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ • ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА
ОЦЕНКА РИСКА • ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА

**В РАМКАХ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕДЕЛИ**

ТЕХНОФОРУМ • TECHNOFORUM
РЕЗКА • WELDING • CUTTING RUS WELD
ТЕРРИТОРИЯ NDT
РЕКЛАМА • REKLAMA

**28 000 +** $M^2$ ВЫСТАВОЧНОЙ ПЛОЩАДИ

**29 000 +** ПОСЕТИТЕЛЕЙ

**500 +** КОМПАНИЙ УЧАСТНИЦ

**EXPO.RONKTD.RU**

РОНКТД

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА
**РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ**
RONKTD.RU

# 5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

## X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
# ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Министерство энергетики Российской Федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ
uniper
OMV
Boskalis
ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
Концерн ВКО Алмаз - Антей

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ГАЗПРОМБАНК
ГМС ГРУППА
БАНК РОССИЯ
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
ОМК
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
**ЭКСПОФОРУМ**
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
**GAS-FORUM.RU**

18+

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

# НЕФТЕГАЗ

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

**18–21.04.2022**

**Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru**

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

**АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»**

**САМЫЙ МОЩНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ МОБИЛЬНОГО ЖИЛЬЯ**

**кедр**

**вагон–дома**

**www. kedrvagon.ru**

**Прицепы вагоны–дома передвижные модели "Кедр".** На собственной базе бывшего оборонного производства нами освоено изготовление прицепов вагонов-домов передвижной модели "Кедр".

**Наш основной производственный принцип – неоспоримое качество продукции.** Используемые материалы, технологии и высокий уровень персонала завода, обеспечивают отличные потребительские качества выпускаемых изделий.

**ТЕХНОЛОГИИ ОБОРОННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

627144, Тюменская обл., г. Заводоуковск, ул. Заводская, 1 «А» | e-mail: zmz@kedrvagon.ru

тел. (34542) 2-34-78 - приемная | тел./факс (34542) 2-12-04, 2-33-36 | тел. (34542) 2-43-05 - отд. снабжения

ЭЛМЕТРО
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ

# РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ высокоточных измерений расхода – расходомеры «ЭлМетро»

## Многопараметрический кориолисовый расходомер «ЭЛМЕТРО-Фломак»

- Полностью российское производство
- Устойчивость к газовым включениям от 0 до 100%
- Встроенная расширенная интеллектуальная система самодиагностики
- Вычисление концентрации двухкомпонентных сред

## Расходомеры-счетчики газа «ЭЛМЕТРО-Флоус» (ДРУ)

- Встроенный вычислитель в электронном блоке расходомера с коррекцией по давлению и температуре (МР113, МР118, ГОСТ 30319, ГОСТ 8.611-2013 и др.)
- Вывод диагностических параметров на дисплей и наличие диагностических карт
- Поверка имитационным методом
- Самодиагностика и контроль качества сигнала
- Решения для агрессивных сред и сред с капельной фракцией

ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ НА **WWW.ELMETRO.RU**
E-MAIL: **INFO@ELMETRO.RU**

Основной офис – г.Челябинск
**8 800 222-14-19**
**8 (351) 220-12-34**

Добавочные номера для региональных представительств:
**5002** Уфа
**5016** Казань
**5163** Самара
**5072** Тюмень
**5078** Санкт-Петербург
**5077** Москва