Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

6/2020 '79

15 ЛЕТ

НЕФТЬ И ГАЗ

всероссийский отраслевой
информационно-технический журнал

АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКИ

КЛИНЦЫ

Подробнее читайте на стр. 60

АГП-36-3К

www.oaokaz.ru

(48336) 4-55-33

КАЗ

Новый инновационный проект
Акционерного общества «Клинцовский автокрановый завод»

www.agpkaz.ru

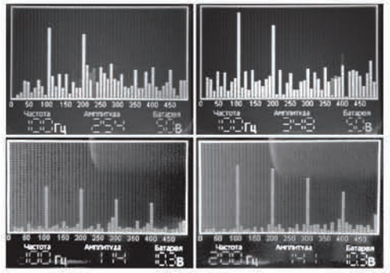
УЛЬТРАСКАН-2004М

НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

www.metacon.ru

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов

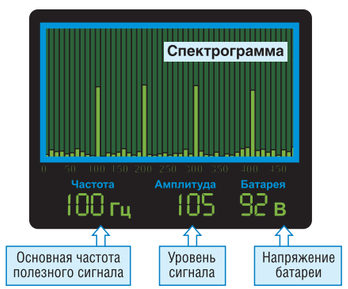


Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

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 I тел. (3822) 562780, 568984 I e-mail: metakon_tomsk@mail.ru

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

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

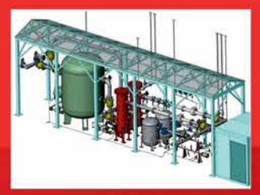
Системы комплексной газоподготовки

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

СНГП

www.niisngp.ru

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

АО Научно-исследовательский и проектный институт

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

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.

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»

420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая Красная, 13а
тел./факс (843) 264-28-62, e-mail: main@niisngp.ru

УралТрубоДеталь
Качество в деталях

www.uraltrubodetal.ru

СТАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДА ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

ДЕТАЛИ ИЗ СТАЛЕЙ: 3, 20, 09Г2С, 13ХФА, 08(12)Х18Н10Т

ТРОЙНИКИ
штампованные,
штампосварные, сварные
по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

ТЕПЕРЬ
И 1-ГО ИСПОЛНЕНИЯ

ПЕРЕХОДЫ
штампованные
по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

ТЕПЕРЬ
И 1-ГО ИСПОЛНЕНИЯ

ЗАГЛУШКИ, ДНИЩА
штампованные
по ГОСТ, ТУ
Dn ≤ 820 мм
Pn ≤ 32 МПа

ОТВОДЫ
крутоизогнутые, секторные
сварные по ГОСТ, ОСТ, ТУ
15, 30, 45, 60, 90 градусов
Dn ≤ 1620 мм
Pn ≤ 16 МПа

- Вся продукция сертифицирована
- Изготавливается только из качественного российского сырья
- 100% УЗК сварных швов
- 2 года гарантии
- СМК сертифицирован по стандартам ИНТЕРГАЗПРОМ

ООО «УралТрубоДеталь»

+7 (351) 277-86-84
order@utd74.ru

СОДЕРЖАНИЕ

10 Комплексная подготовка топлива для газовых турбин на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная»

16 70 лет инноваций в компрессоростроении

20 Владимир Смычников: «Мы готовы к новым вызовам»

24 Вскрытие и бурение зон с аномально высоким и низким пластовым давлением

28 Совершенствование бурового инструмента для бурения скважин в условиях аномально высокого пластового давления

34 О перспективных направлениях развития шарошечного инструмента для бурения боковых стволов малого диаметра

40 Совершенствование процесса технического обслуживания и ремонта машинного оборудования

46 Сырье для комплексной защиты нефтегазового оборудования

50 Метрологическое обеспечение производства промышленных узлов учета углеводородов ООО НПО «Турбулентность-Дон»

СФЕРА. Нефть и Газ №6/2020 (79)

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

Заявленный тираж 10 000 экз.
Дата выхода 13.11.2020г.
Цена свободная.

Адрес редакции (Издателя):
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 271, офис 615
тел./факс (812) 633-30-67, info@s-ng.ru
сферанефтьигаз.рф, www.s-ng.ru

Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел./факс (812) 603-25-25
www.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.

ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО в РОССИИ с гордостью

КОРИОЛИСОВЫЙ РАСХОДОМЕР
Turbo Flow CFM

100% отечественный продукт

Имитационная поверка на месте эксплуатации

Монтажный размер и протокол обмена, соответствующий импортным аналогам

Модификация для измерения КПГ для топливозаправочных колонок АГНКС

Система самодиагностики с контролем метрологических характеристик в эксплуатации

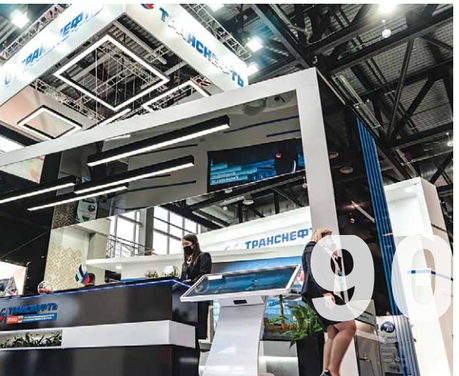
Функция оценки параметров мультифазного потока

Модификация для учета высоковязких жидкостей прямотрубного исполнения

Широкий температурный диапазон измерения сред, в том числе СПГ

Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
Россия, г. Ростов-на-Дону,
1 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



СОДЕРЖАНИЕ

56 «УЛЬТРАСКАН-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

60 Автогидроподъемники «КЛИНЦЫ»

62 Пружины бывают плоскими

64 Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

70 Современные технологии Flottweg на страже экологии

74 Оборудование ООО ПК «ЮГНЕФТЕМАШ» для нефтегазохимического комплекса

80 Сняты все барьеры для внедрения учета нефтепродуктов в единицах массы

84 Некоммерческое развитие системы мониторинга для обеспечения безопасности мобильных объектов ОАО «Севернефтегазпром»

90 Газ. Нефть. Технологии 2020 – всё по плану

Генеральный директор:
Андрей Назаров
info@s-ng.ru

Главный редактор:
Андрей Назаров
info@s-ng.ru

Выпускающий редактор:
Александр Николаев
pr@s-ng.ru

Ответственный секретарь:
Кира Шустрова

Директор по маркетингу:
Светлана Кривошеева
sk@s-ng.ru

Руководитель отдела по работе с клиентами:
Алексей Смирнов
as@s-ng.ru

Менеджеры отдела по работе с клиентами:
Ирина Назарова
Юлия Аксеновская
Александр Черный

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Корректура:
Елизавета Ставская

Отдел подписки и распространения:
Галина Чуприкова
Елена Головина

Выставочная деятельность:
Кристина Глинкина
Ксения Баранова

Комплексная подготовка топлива для газовых турбин
на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная»

***Д. А. КРАМСКОЙ** – инженер-эксперт ООО «СервисЭНЕРГАЗ»*

На электростанциях, оснащенных современными газотурбинными, газопоршневыми или парогазовыми установками, трудно переоценить значение качества газа и беспрерывности топливоснабжения. Комплексная подготовка газового топлива – это обязательное условие планомерной, эффективной и надежной эксплуатации генерирующего оборудования.

Электростанция на базе газотурбинных технологий построена компанией РусГидро во Владивостоке и введена в эксплуатацию 10 сентября 2018 года. ГТУ-ТЭЦ «Восточная» – это первый объект большой энергетики, возведенный за последние 47 лет в столице Приморского края.

Группа РусГидро – один из крупнейших российских энергетических холдингов, который обеспечивает надежное энергоснабжение многих потребителей страны, в том числе Дальневосточного федерального округа. С этой целью РусГидро внедряет качественное и эффективное оборудование, инновационные технологии и передовые решения.

ГТУ-ТЭЦ «ВОСТОЧНАЯ». ПРЕДЫСТОРИЯ

История появления ТЭЦ берет свое начало в конце 60-х годов прошлого века. Тогда на ее площадке действовала угольная теплоцентраль. В конце 1970-х годов теплоцентраль закрыли по экологическим соображениям, а ее мощности заменили Центральной пароводяной бойлерной. В ЦПВБ для получения горячей воды использовался пар Владивостокской ТЭЦ-2, поступающий по паропроводу длиной 7 км.

Такое решение имело очевидные недостатки – бойлерная была зависимым энергоисточником, к тому же протяженный паропровод давал значительные потери тепла. И все же ЦПВБ эксплуатировалась более 30 лет, и только после полной выработки ресурса ее оборудования последовало решение о создании нового энергообъекта.

Необходимость строительства электростанции была также вызвана увеличением городского потребления электроэнергии и тепла и постройкой новых жилых районов «Снеговая Падь» и «Патрокл».

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ СЕГОДНЯ

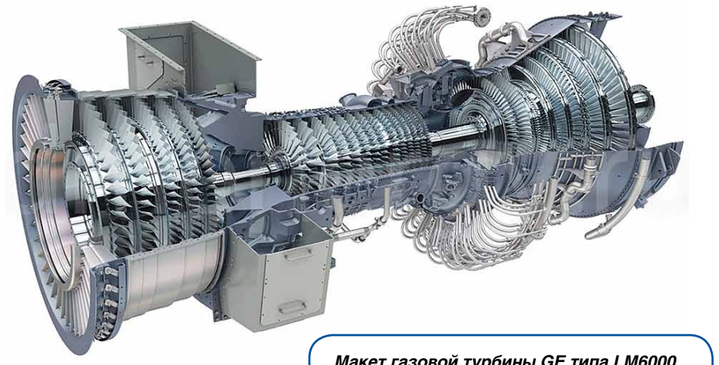
Новая станция, работающая в режиме когенерации, обеспечивает до 20% потребности Владивостока в электричестве и потребность в тепле и горячей воде ряда предприятий и более 50 тыс. квартир в нескольких районах города. Ввод ТЭЦ создал также значительный резерв энергии для проектируемых жилых кварталов развивающегося города.

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» обладает электрической мощностью 139,5 МВт и тепловой мощностью 432 Гкал/ч.

Проектная годовая выработка электроэнергии составляет 791 млн кВт·ч, тепла – 1,377 млн Гкал.

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке

ГЕНЕРИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ



Макет газовой турбины GE типа LM6000

Турбины модельного ряда LM6000 – лидер в сегменте мощности 40+ МВт. В настоящее время в мире функционирует свыше 1300 ГТУ LM6000, которые суммарно отработали более 40 млн часов с надежностью 99,8%. Эти установки характеризуются компактностью (около 5 м в длину), рекордно быстрым пуском (5 мин) и выходом на полную мощность (менее 10 мин), топливной эффективностью и высоким КПД в простом цикле (до 42%).

Станция оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действуют три аэропроизводные газотурбинные установки GE – ГТУ типа LM6000 PF DLE с системой повышения мощности SPRINT. Эта технология помогает снижать температуру в камере сгорания турбины за счет разбрызгивания мелкодисперсной водяной пыли. При этом компрессор осуществляет сжатие и подачу большего количества воздуха, что повышает выходную мощность турбины. Единичная электрическая мощность газотурбинных агрегатов на ТЭЦ «Восточная» – 46,5 МВт.

Каждая ГТУ оснащена камерой сгорания типа DLE с системой сухого подавления выбросов оксидов азота во всем диапазоне мощности. Это позволяет сохранять низкий уровень выбросов даже при неполной загрузке турбины. Установки укомплектованы модульными многоступенчатыми системами фильтрации воздуха (КВОУ) с антиобледенительной системой, которая обеспечивает надежную работу ГТУ в зимних условиях.

Из турбин отработавшие горячие газы попадают в котлы-утилизаторы, где нагревают воду – это повышает общую эффективность использования топлива.

Для выдачи тепла установлены три пиковых водогрейных котла, а для производства пара для промышленных нужд – два паровых котла.

Котлы-утилизаторы изготовлены ПАО «Силовые машины», пиковые водогрейные котлы – АО «Дорогобужкотломаш», паровые котлы – ООО «Энторрос», силовые трансформаторы – ООО «Тольяттинский Трансформатор» и АО «Группа СВЭЛ».

Основным видом топлива для электростанции является природный газ.

>>>

КОМПЛЕКСНАЯ ГАЗОПОДГОТОВКА

Блочный пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»

Топливоснабжение энергоблоков ТЭЦ «Восточная» осуществляет система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ», расположенная на площадке газового хозяйства. Она обеспечивает необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу. Основные элементы системы – блочный пункт подготовки газа (БППГ), дожимная компрессорная станция (ДКС) и парк газовых ресиверов.

Все оборудование поставлялось с максимальной степенью заводской готовности (97%). Коэффициент технического использования составляет 0,92+, надежности пусков – 0,95+.

БЛОЧНЫЙ ПУНКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

БППГ изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту и представляет собой технологическую установку, основное назначение которой – измерение расхода и фильтрация газа. Максимальная производительность БППГ составляет 40 000 м^3/ч, расчетная производительность – 36 000 м^3/ч, что соответствует номинальному расходу топлива на 3 ГТУ.

Установка оборудована высокоэффективной сепарационной системой с коалесцирующими фильтрами-скрубберами. Степень очистки газа – 99,98% для загрязнений размером свыше 10 мкм. Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих картриджей.

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит автоматически. Из-за климатических условий дренажный резервуар объемом 1,5 м^3 имеет наземное исполнение. Узел дренажа оснащен электрообогревом, устройством контроля уровня жидкости и оборудованием для удаления конденсата в передвижную емкость.

Для измерения объема газа, поступающего в энергоблоки ГТУ-ТЭЦ «Восточная», БППГ укомплектован двухлинейным блоком коммерческого учета газа с относительной погрешностью не более 1,5%. Данные от него передаются по коммуникационным каналам на верхний уровень АСУ ТП.

Блок учета позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расход и эффективность использования топлива.

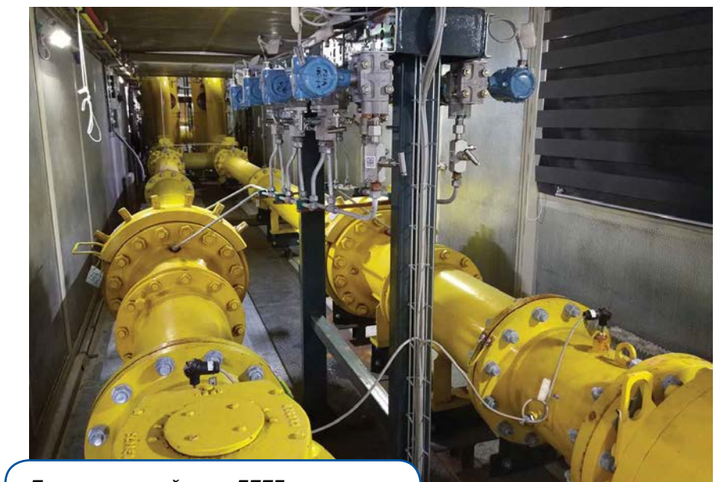
Блочный пункт размещается в отдельном всепогодном модуле с интеграцией элементов на единой раме; действует в автоматическом режиме; оснащен системами рабочего и аварийного освещения, обогрева и вентиляции помещения, а также системами безопасности.

После предварительной подготовки поток топливного газа направляется в ДКС.

ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

ДКС от компании ЭНЕРГАЗ состоит из трех модульных компрессорных установок (две КУ в работе, одна в горячем резерве) и служит для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ. КУ выполнены на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

В двухступенчатых КУ применяется технология сжатия газа в два этапа, без промежуточного охлаждения. Это позволяет компрессорной станции стабильно работать во всем диапазоне изменения давления на всасывании, вне зависимости от питающей линии.



Технологический отсек БППГ

Двухступенчатое компримирование обеспечивает также высокую степень сжатия: минимальное давление газа на входе – 0,57 МПа, максимальное давление нагнетания – 4,81 МПа (ограничено уставками ГТУ).

Максимальная производительность каждой КУ составляет 18 000 м^3/ч. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки, связанной ГТУ и контролируется в диапазоне от 0 до 100%. Для этого используется специальная двухуровневая система регулирования.

Первый уровень – управление золотниковым клапаном компрессора – обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30%...100%, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй уровень), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженных турбин.

Технологической схемой ДКС предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры газа, необходимой для нормальной работы турбин. Оптимальная температура подачи топлива установлена производителем газотурбинных установок и составляет +60°С.

Дожимная компрессорная станция

Проектные требования по чистоте топливного газа обеспечивает система фильтрации КУ: входной стрейнер, газо-масляный сепаратор 1-й ступени очистки и коалесцирующий (страховочный) фильтр 2-й ступени. Содержание аэрозолей масла в газе на выходе – не более 1 ppmw (мг/кг), жидкие примеси отсутствуют.

Установки размещаются в собственных укрытиях контейнерного типа, оснащенных системами жизнеобеспечения. Согласно требованиям безопасности, каждая КУ оборудована системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Компрессорная установка №1 в составе ДКС топливного газа

ПАРК ГАЗОВЫХ РЕСИВЕРОВ

Система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» включает также смонтированный на выходе ДКС парк газовых ресиверов для сглаживания пульсаций давления в газораспределительной сети.

При останове одной из компрессорных установок объем подготовленного газа (25 кубометров) гарантирует устойчивую работу (без снижения мощности) турбин ГТУ-ТЭЦ на время, необходимое для полноценного включения в эксплуатацию резервной КУ.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГАЗОПОДГОТОВКИ

Пункт подготовки газа и дожимные компрессорные установки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Локальные системы управления (САУ) БППГ и КУ выполнены на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения и коммутационного оборудования. Они расположены внутри блок-модулей – в специальных отсеках, отделенных от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой.

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность управления.

>>>

В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса не менее 30 мин.

Локальные САУ интегрированы с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивают дистанционное управление установками, автоматические защиты и сигнализацию, контролируют технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывают параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводят информацию на панель оператора. Управление с центрального щита ГТУ-ТЭЦ осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Газовый ресивер на площадке газового хозяйства

Комплексный ввод системы газоподготовки и топливоснабжения в действие (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», которая входит в структуру Группы ЭНЕРГАЗ. В ходе эксплуатации сервисные инженеры проводят плановое техобслуживание этого оборудования – через каждые 4 000 часов наработки.

ПОДГОТОВКА ГАЗА ДОВЕРЕНА ПРОФЕССИОНАЛАМ

Деятельность Группы ЭНЕРГАЗ развернута от Калининграда до Сахалина. Наши технологические установки функционируют на Дальнем Востоке, в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь, Казахстан и Узбекистан.

С учетом реализуемых в 2020 году проектов ЭНЕРГАЗ достиг отметки в 300 поставленных модульных установок для подготовки и компримирования газа.

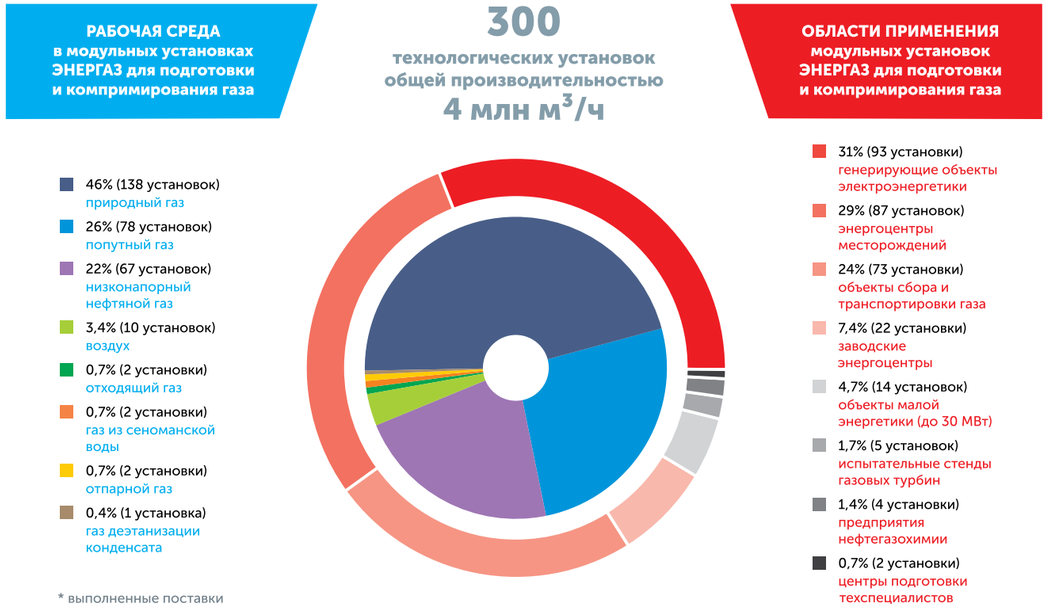
Диапазон их единичной производительности – от 270 до 185000 кубометров в час. Суммарная производительность этого оборудования превысила 4 млн м³/ч.

Пункты подготовки газа и дожимные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» эксплуатируются на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, объектах сбора и транспортировки газа, энергоцентрах собственных нужд месторождений, предприятиях нефте- и газопереработки, а также на объектах специального назначения – испытательных стендах газовых турбин и технических учебных центрах.

Рабочей средой являются различные типы газа: природный, попутный, низконапорный нефтяной, отходящий, отпарной, газ из сеноманской воды, воздух, газ деэтанизации конденсата.

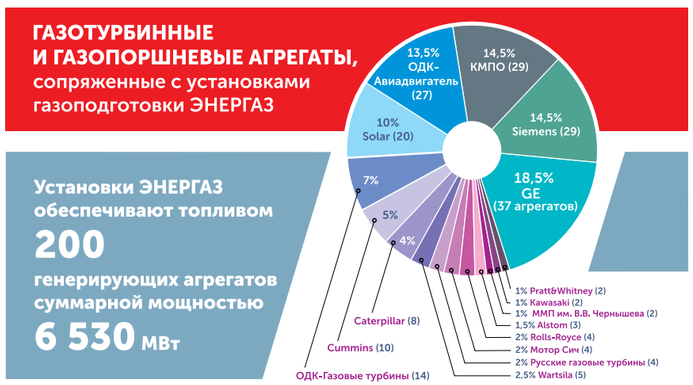
В нефтегазовой отрасли наши установки действуют в составе 62 объектов на 47 месторождениях. Среди них: электростанции, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанизации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

Плановое техобслуживание оборудования газоподготовки на ГТУ-ТЭЦ «Восточная»



Рабочая среда (тип газа) и области применения модульных технологических установок «ЭНЕРГАЗ»

Число таких энергоагрегатов достигло 200. Диапазон их единичной мощности составляет от 1,2 до 187 МВт, суммарная электрическая мощность превысила 6,5 гигаватт. В эту статистику не входят агрегаты, проходящие заводское тестирование на испытательных стендах ПАО «Протон-Пермские моторы», АО «ОДК-Газовые турбины», ЗАО «Невский завод» и ПАО «ОДК-УМПО», которые также получают топливный газ от наших установок.



Энергоагрегаты, сопряженные с установками газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт эксплуатации системы топливоснабжения турбин ГТУ-ТЭЦ «Восточная» анализируется в Группе компаний ЭНЕРГАЗ как универсальный и учитывается при индивидуальном проектировании и изготовлении оборудования газоподготовки, предназначенного для новых энергообъектов различной мощности, создаваемых на базе парогазовых, газотурбинных и газопоршневых энергоблоков.

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

70 лет инноваций
в компрессоростроении

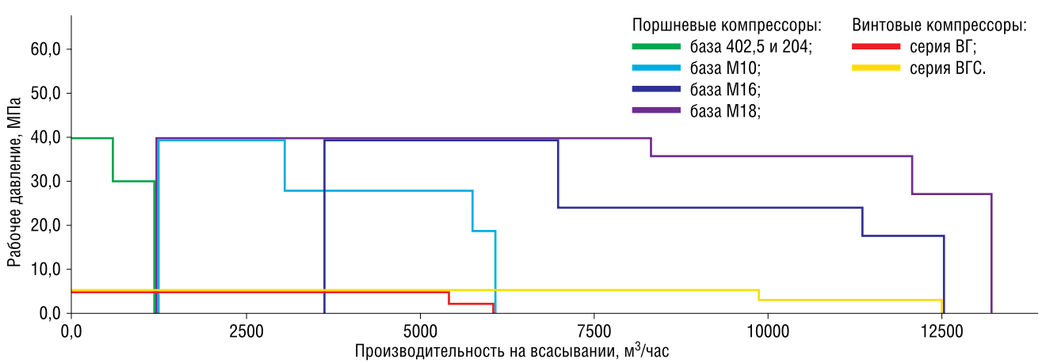
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ПЕНЗКОМПРЕССОРМАШ

ЛЕТ 70 1950-2020

В этом году ОАО «Пензкомпрессормаш» отметило 70-летний юбилей. ОАО «Пензкомпрессормаш» являлось одним из ключевых предприятий, которое стояло у истоков современного отечественного компрессоростроения. За годы работы было разработано и внедрено большое количество типов компрессорного оборудования. Продукция ОАО «Пензкомпрессормаш» всегда отвечает стандартам времени и имеет высокое качество, как изготовления, так и технических решений.

Номенклатурный ряд ОАО «Пензкомпрессормаш» включает поршневые и винтовые компрессоры мощностью до 2 МВт, различные установки на их базе и герметичные электронасосные агрегаты.

За последнее десятилетие предприятие сделало большой шаг в развитии, расширив линейку выпускаемого оборудования, а также обновив станочный парк современным оборудованием. Учитывая потребности нефтяных и газовых компаний были разработаны новые поршневые компрессоры на оппозитных базах М16 и М18.Также были освоены инновационные компрессорные и энергосберегающие установки.



Рабочие характеристики компрессоров ОАО «Пензкомпрессормаш»

Поршневые компрессоры М16

Поршневые оппозитные компрессоры максимальной мощностью 2 МВт предназначены для предприятий нефте- газопереработки, нефтехимии, химической промышленности. Являются аналогом компрессоров Сумского НПО им. Фрунзе. Конструкция компрессоров соответствует стандарту API618.

Поршневые компрессоры М18

Абсолютно новая разработка. Первый Российский быстроходный компрессор мощностью до 2 Мвт. Предназначен для предприятий добычи и переработки. Разработан с учетом возможности агрегатирования электродвигателем, газопоршневым двигателем, дизельным двигателем. Конструкция выполнена в соответствие со стандартом API618. Различные варианты размещения: в помещение, под навесом, в блок-боксе.

Опытный образец компрессора проходит заводские испытания. Успешно пройден первый этап – холостая обкатка, на котором была проверена работоспособность узлов и систем компрессора. По результатам ревизии замечаний не выявлено и компрессор допущен до 2 этапа испытаний – ресурсные испытания под нагрузкой. >>>

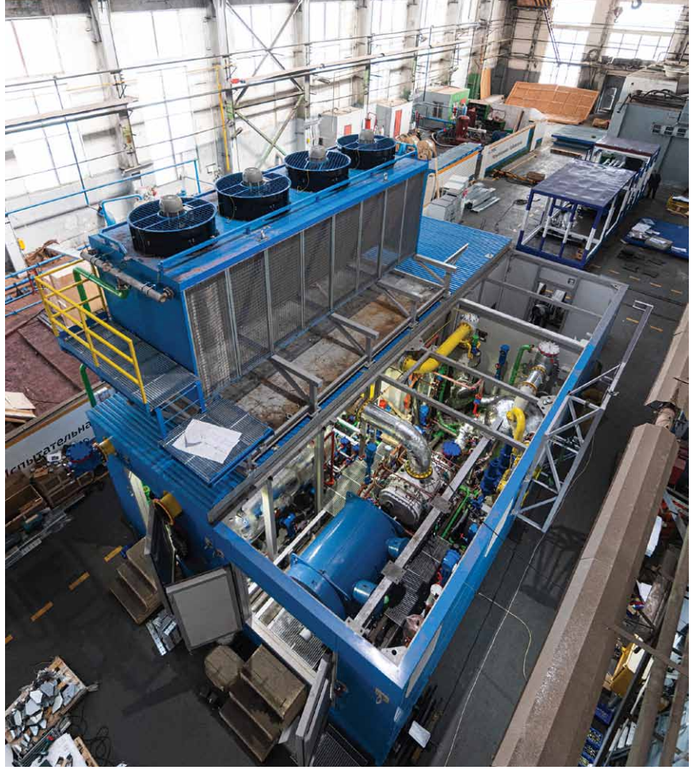
Модульные компрессорные установки

Дальнейшее развитие получила серия компрессорных станций блочно-модульного исполнения на базе винтовых компрессоров серии ВГ.

ОАО «Пензкомпрессормаш» готово предложить МКУ оснащенные системами подготовки газа, жизнеобеспечения, а также рядом передовых технических решений, обеспечивающих длительный период работы установки без присутствия персонала.

В качестве компрессоров применяются компрессоры серии ВГ с общей и двухконтурной системой смазки. Компрессоры с раздельной системой смазки имеют ряд преимуществ:

- низкие эксплуатационные затраты;
- длительный межремонтный интервал (не менее 8000 мч);
- устойчивость к изменению состава газа.



АГНКС

В рамках программы по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива ОАО «Пензкомпрессормаш» в 2015 г. освоило производство автомобильных газовых наполнительных станций (АГНКС) для заправки автотранспорта сжатым природным газом.

Основным элементом модуля является поршневая компрессорная установка собственного производства. Доля импортозамещающих технологий до 100%.

ОАО «Пензкомпрессормаш» выпускает широкую линейку модулей компрессорных заправочных, входящих в АГНКС, и осуществляющих компримирование газа, поступающего от городских газовых сетей (давление от 0,03–12 кгс/см^2 газа) до давления 200–250 кгс/см^2 с производительностью компрессора от 300 до 1200 нм^3/ч.

Энергосберегающее оборудование

■ ПВМ

Совместно с промышленным партнером ООО «ВМ-Энергия» разработана линейка паровых винтовых машин для выработки электроэнергии из пара. В настоящий момент на ОАО «Пензкомпрессормаш» изготавливается ПВМ-2000 с выработка мощности до 1400 кВт. Предлагаемое оборудование имеет уникальные технические характеристики по температуре пара на входе до +350°С и давление на входе до 22 кгс/см^2, не имеющие аналогов в России и за рубежом. Опытный образец такого оборудования подтвердил заявленные технико-экономические характеристики. Максимальная выработка электроэнергии до 2 МВт. Оборудование может применяться на производствах, где есть пар.

■ Газовые детандеры

На базе винтовых компрессоров сухого сжатия ОАО «Пензкомпрессормаш», зарекомендовавших себя с положительной стороны, ведется разработка газовых детандеров. Газовые детандеры предназначены для преобразования потенциальной энергии газа в электроэнергию путем редуцирования. Основные потребители такого оборудования газораспределительные станции и газорегулирующие пункты. Максимальная выработка электроэнергии до 2 МВт.

ОАО «Пензкомпрессормаш» имеет большой опыт решения различных задач по компрессоростроению. Это, а также наличие полного цикла производства компрессорного оборудования позволяют оперативно и качественно предлагать оптимальные технические решения на поставленные задачи.

НАШ ОПЫТ – ВАШ ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР.

ОАО «Пензкомпрессормаш»
440015, Пенза, ул. Аустрина, 63
тел. (8412) 500-485, e-mail: pkm@pkm.ru, www.pkm.ru

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/401

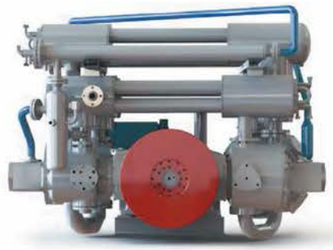
Серия ТГА
Давление до **400** бар
Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

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

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

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

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

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

Владимир Смычников:
«Мы готовы к новым вызовам»

В сентябре 2020 года GEA в России отмечает 5-летие с момента отгрузки первого заказа, выполненного на производственной площадке в Климовске. Владимир Смычников, директор обособленного подразделения ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС», – рассказал о том, как с одинаковым успехом производить технологически сложное оборудование для пищевой индустрии и нефтегазовой отрасли и почему важно держать связь с коллегами по всему миру.

Владимир, как вы пришли в GEA и стали руководить площадкой?

– В компании я работаю около 13 лет, начинал с должности проектного менеджера. По образованию я инженер-механик холодильных машин, закончил Московский университет инженерной экологии и ранее занимался проектированием систем холодоснабжения.

В GEA меня вместе с коллегами стали вовлекать в крупные проекты из разных сфер: строительство и сборка градирни для охлаждения воды на Краснодарской ТЭЦ, санно-бобслейной трассы в Сочи, предприятий по переработке птицы и КРС компании «Мираторг» в Брянске. Постепенно у нас сформировалась проектная команда.

В марте 2015-го GEA был подписан контракт на изготовление семи дожимных компрессорных установок для Вынгапуровского нефтегазового месторождения. Для реализации этого проекта в компании было принято решение организовать собственное производство в Климовске. По сути, это было продолжение нашей работы по адаптации сборки оборудования к российским требованиям.

Как такой разносторонний опыт помог команде при строительстве площадки?

– Как говорит генеральный директор группы компании ГЕА в России Оливер Ческотти: «Каждый проект для нас – это управляемое путешествие. Мы всегда изучаем заново технологические процессы, все тонкости и нюансы строительства. Это дополнительная мотивация для развития, и каждый раз это захватывающе и очень интересно».

Прежде чем заняться строительством площадки в Климовске, в течение 1,5 мес. мы посетили заводы GEA в Германии и Италии, которые выпускали подобное оборудование. При сборке компрессорных агрегатов и холодильных машин мы совместно с коллегами из Южной Африки проводили анализ процессов сборки и затраченного времени. Наш накопленный опыт и опыт коллег нам очень пригодился. Возможность получить консультации экспертов из разных стран – это одно из серьезных преимуществ нашего концерна.

Почему в качестве месторасположения площадки был выбран именно Климовск?

– Это одно из самых удобных мест: отличная транспортная доступность – всего 25 км от Москвы. Мы граничим с Подольском – промышленным центром Подмосковья.

Правильность нашего решения пять лет назад подтверждает и тот факт, что вся округа сейчас застраивается логистическими складами. Рядом две ж/д станции, аэропорты Внуково и Домодедово, что удобно и для наших заказчиков, которые часто приезжают на площадку.

Как быстро удалось запустить производство?

– Запуск площадки мы произвели в короткие сроки и, что немаловажно, с малыми инвестициями – менее 500 тыс. евро, хотя проект был начат с нуля. В начале мая въехали на арендованные площади, а в середине месяца приступили к сборке холодильного оборудования для химического предприятия. Параллельно вели монтаж систем электроснабжения, воздушных трубопроводов на самой площадке. К концу июля мы уже были готовы к первому большому заказу – сборке дожимных компрессорных установок.

Как вы справились с первым заказом? И что было самым сложным в начале работы?

– Для нас это был вызов, наша команда – это строители, а не производственники. Поэтому мы буквально с нуля открывали для себя, как устроен технологический процесс.

Первый проект давался непросто. Дожимная компрессорная станция – это контейнер, внутри которого размещается технологического оборудования с системами жизнеобеспечения: отопления, пожаротушения, газового анализа, видеонаблюдения, удаленного доступа и др. И тут, что называется, пришлось почувствовать разницу: при монтаже холодильного оборудования отклонение в проводке трубопровода в полметра – не проблема. В контейнере же каждый сантиметр на вес золота, важна точность чертежей: ошибка в 2–3 мм может привести к переделыванию узлов. Большую роль сыграла качественная работа наших проектировщиков. В процессе сборки оборудования нам большую помощь оказали наши коллеги из Италии, которые помогали нам своими советами при осуществлении контроля качества выполнения работ на промежуточных этапах сборки. Мы чувствовали себя частью большой международной команды GEA!

В итоге наши установки работают в условиях Западной Сибири уже в течение четырех лет в жестком режиме 24/7 и не вызывают нареканий.

Возвращаясь к пищевой индустрии: какие особенности у сборки оборудования для производителей продуктов питания?

– В феврале 2016 года мы получили заказ на изготовление пяти автоматических пастеризационных установок для производства напитков и переработки молока. И это был наш первый опыт сборки изделий из нержавеющей стали. Был организован отдельный участок – он должен быть строго отделен от цехов с черной сталью, чтобы избежать электрохимической коррозии. Для такого оборудования предъявляются очень высокие требования к качеству сварных соединений, швы должны быть гладкими и не иметь сильного усиления корня, т.к. гладкая внутренняя поверхность стенок снижает гидравлическое сопротивление потока в трубе, остатки продукта не остаются на швах и гарантирует 100% промывку.

Для этого мы закупили соответствующее оборудование, много консультировались с нашими технологами, на первых этапах на производстве находился супервайзер, который контролировал выполнения работ и делился с нами тонкостями и нюансами.

В 2018-м возникла необходимость сборки десяти холодильных установок для охлаждения молока после дойки на фермах. Сейчас линейка значительно расширилась, в Климовске мы выпускаем холодильные машины мощностью от 50 до 360 кВт.

В целом, если говорить о номенклатуре нашей площадки, 75% составляет оборудование для пищевой промышленности и 25% – для газово-нефтяной отрасли.

>>>

Что входит сегодня в эти 75% и формирует номенклатуру?

– Большой спектр: наша база – холодильное оборудование для молочных предприятий и ферм, мясоперерабатывающих комбинатов и пивоваренных заводов. Также для молочной и пивоваренной промышленности мы собираем пастеризаторы из нержавеющей стали, нагреватели сливок, карбонизаторы, карбоблендеры, пункты приема молока, распределительные гребенки, панели переключения потоков.

Для нефтегазовой промышленности: дожимные компрессорные станции, блоки подготовки и охлаждения газа, сепарационные установки на базе сепараторов и декантеров в блочно-модульном и мобильном исполнении.

Отдельное направление – производство электрощитов для всех направлений нашего концерна. За пять лет работы в Климовске мы выпустили почти 200 единиц различного оборудования, отгрузили более 600 шт. электрических шкафов собственного производства. И номенклатура только растет. В настоящее время производственная площадка успешно выпускает порядка 25 видов номенклатуры. Так, в 2019 году объем работ по сравнению с предыдущим годом увеличился на 40%.

Но при этом каждый проект – это индивидуальное решение?

– Да, у нас не конвейерное производство, каждый новый проект – это узловая сборка по техническому заданию заказчика со своей индивидуальной документацией, спроектированной нашими инженерами в России.

Кроме того, в Климовске мы сами изготавливаем все металлоконструкции, металлические рамы, узлы трубопроводов. Основные компоненты – компрессоры, декантеры, сепараторы, теплообменники – получаем с наших заводов GEA в других странах, но применяем и комплектующие российского производства.

На площадке проводится проверка сварных соединений, дефектоскопия, испытания на прочность и плотность трубопроводов, общий контроль работоспособности инженерных систем. Кстати, заказчик может приехать на любой этап – приемку конструкций, пневматические испытания, на выходной контроль.

Часто у нас проходят и аудиты, причем как коллег из GEA (недавно аудит сепарационной техники проводили специалисты завода из Германии), так и заказчиков. К примеру, одна из крупнейших нефтегазовых компаний привлекает независимых экспертов еще до начала работы, и они контролируют все этапы сборки и, конечно, управление качеством. Такую возможность может предоставить далеко не каждая компания, особенно, если ее производственные мощности находятся за пределами России.

Кроме того, у программистов, которые занимаются разработкой программного обеспечения, есть возможность обкатать программу у нас на производстве до того, как оборудование будет поставлено заказчику. Это позволяет значительно сократить сроки запуска оборудования. Так, последнюю дожимную установку для применения в энергетике запустили всего за две недели, – и получили бонусом заказ еще на три!

Что представляет собой площадка в Климовске сегодня? Сколько сотрудников работает на ней?

– У нас около 3 тыс. м^2 производственных площадей, включая офисные помещения, зону хранения и комплектации материалов и компонентов, заготовительный участок, покрасочную камеру, участок сборки электрощитов, участок сборки изделий из нержавеющей стали, сварочные посты и сборочный участок.

Так как производство многофункциональное, вся команда, а это около 50 человек, состоит из специалистов не только высокой квалификация и опыта, но и универсальности. Наши сотрудники умеют практически все, и это дает команде огромное преимущество и возможность реагировать на изменения и трансформироваться под любые задачи клиента.

Как на вашей работе сказалась пандемия?

– Начну с того, что с первых дней мы были подключены к информационной сети GEA и получали рекомендации от коллег, которые столкнулись с вирусом раньше нас, в том числе на заводах в Китае.

Во время пандемии мы продолжали работать, т.к. большая часть наших клиентов – это пищевые производства, операционная деятельность которых не останавливалась в этот период. В связи с этим во время работы мы строго придерживались всех гигиенических и санитарных требований.

Эпидемиологическая обстановка в столице и области была сложной, но нам до сих пор удалось избежать случаев заражения сотрудников коронавирусом. Был продуман вопрос с доставкой рабочих, чтобы исключить общественный транспорт, мы развели смены на участках для приема пищи, организовали дополнительную уборку помещений, а также вели разъяснительную работу. И это дало результаты: люди очень ответственно и осознанно подошли к непростой ситуации.

Кроме того, пандемия помогла оптимизировать нашу работу. В рамках компании прошли обучающие программы по оптимизации и увеличению эффективности. У нас многоцелевая площадка, и это дает уверенность, что мы справимся с любыми вызовами. Кризис делает нас сильнее!

Какие приоритеты в развитии площадки в будущем?

– Планов много. Сегодня мы выпускаем оборудование для четырех из пяти дивизионов концерна и скоро планируем покрыть все потребности. Наше оборудование поставляется на предприятия в России и в страны СНГ, но мы изучаем возможность поставки и за рубеж.

В ближайших планах – перевести участок сборки из нержавеющей стали в отдельный цех, чтобы отвечать требованиям не только пищевой, но и химической и фармацевтической промышленности.

Каждый год растут объемы и увеличивается номенклатура производимого оборудования. В настоящий момент ведутся работы по сборке вентильных станций для холодильных систем пищевых предприятий.

В компании реализуется проект по внедрению новой ERP-системы SAP S/4 Hana, которая позволит существенно увеличить эффективность нашей работы. Мы являемся частью Global Production GEA, куда входит более 50-и заводов компании по всему миру. Если какая-то площадка перегружена, мы готовы реализовывать проекты на нашей производственной площадке. При этом уровень качества сборки и профессионализма специалистов должен, как всегда, оставаться высоким – единым для всех заводов GEA независимо от того, где произведено и собрано оборудование – в Германии, Китае или России.

GEA engineering for a better world

ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС»
127273, Москва, ул. Отрадная, д. 2Б, стр. 9
тел. (495) 787-20-20
www.gea.com/russia

Вскрытие и бурение зон
с аномально высоким и низким пластовым давлением

А. С. НОВИКОВ *– к.т.н., технический директор ООО «МИП Георазведка плюс»*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В данной статье описаны специфика и сложности вскрытия и бурения зон с аномально высоким и низким пластовым давлением. Проведен анализ возможных осложнений при сооружении и эксплуатации скважин в данных условиях. Даны рекомендации, позволяющие снизить риски возникновения внештатных ситуаций при проведении буровых и эксплуатационных работ в зонах с аномально высоким и низким пластовым давлением.

Ключевые слова: аномально высокое и низкое пластовое давление, проходка скважины, глубина залегания пород, эксплуатационная колонна.

Как известно, при нормальных условиях пластовое давление в каждой точке залежи нефти и газа равно гидростатическому давлению, замеренному на уровне ВНК, плюс избыточное давление. В природных условиях существует много залежей, особенно на больших глубинах, имеющих пластовое давление, значительно превосходящее расчетное гидростатическое. Возникновение аномально высокого пластового давления объясняется следующими причинами:

1. Передачей части горного давления на залежь. Если скелет породы слабый, то часть горного давления передается на жидкость или газ, находящиеся в ее порах. К таким породам со слабым скелетом, в частности, относятся глины. Поэтому в изолированных линзовидных, карманообразных резервуарах, находящихся внутри глинистых толщ, возникают аномальные давления, превышающие нормальное гидростатическое давление.
2. Кратковременное повышение пластового давления возникает при землетрясениях или сдвигах земной коры. Многочисленные наблюдения показывают, что в сейсмически активных областях перед землетрясением повышаются дебиты нефти в скважинах.
3. Тектонические движения по разломам. В приподнятом блоке залежи, разорванной разломами, в течении длительного времени, будет сохраняться прежнее высокое пластовое давление, характерное до ее вздымания.
4. Вторичное увеличение объема залежи в зонах высоких температур. В зонах больших глубин и высоких температур сложные углеводородные соединения с длинными цепями разрушаются с образованием большого количества простых молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объема. Увеличение объема залежи приводит к возрастанию давления внутри замкнутого резервуара. По этой причине в газоконденсатных залежах, образующихся за счет разрушения газонефтяной залежи, часто наблюдается аномально высокое пластовое давление.
5. Вторичное сокращение объема пор в коллекторах при кристаллизации цемента в законтурных частях резервуара. Залежь при этом приобретает замкнутый или полузамкнутый характер.

Таким образом, аномально высокое пластовое давление может возникать под действием разных причин, но главными из них являются замкнутая линзовидная форма резервуара и ее запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами.

Все аномально высокие пластовые давления фиксируются только в непрочных коллекторах (глины, соль), в то время как в крепких телах, обладающих более жестким и прочным скелетом, аномально высокое пластовое давление практически нигде не зафиксированы.

В недрах Земли существуют также залежи, имеющие аномально низкое пластовое давление. Его появление может быть обусловлено вторичным увеличением объема резервуара ввиду возникновения вторичной трещиноватости.

Пониженные давления возникают и при повторном опускании залежей. При этом восстановление нового пластового давления происходит не сразу, и в течение длительного геологического времени в залежи будет сохраняться низкое пластовое давление, существовавшее до ее опускания. Теоретическим обоснованием смены с глубиной нефтяных залежей газоконденсатными и газовыми явились по критериям определения границ существования жидких углеводородов. Согласно мнению отдельных исследователей, зона исчезновения нефтяных залежей располагается под изотермической поверхностью 200°С, залегающей в зависимости от градиентов на глубинах от 2,8 до 9,5 км.

ВСКРЫТИЕ И БУРЕНИЕ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

На природу возникновения аномально высокого пластового давления существует две гипотезы: экзогенная и эндогенная. Экзогенная включает в себя явления уплотнения, катагенетических преобразований, пород, осмоса, теплового воздействия на залежь и др. Эндогенная гипотеза объединяет явления тектогинеза, внедрения флюидов из подкорковых глубин. Эндогенная гипотеза наиболее предпочтительна, так как рассматривает больше аспектов, которые могут являться причиной аномально высокого пластового давления.

Месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями широко распространены во всем мире: Новая Гвинея, Ява, Бирма, Пакистан, Афганистан, Иран, Румыния, Алжир, Колумбия, Перу, США, Россия, Туркмения, Украина, Казахстан, Азербайджан.

Наряду с аномально высокими пластовыми давлениями встречаются, так называемые сверхдавления. Это давления равные горному и выше. В Пакистане на месторождении Кхаур на глубине 1800 м коэффициент аномальности составляет 2,3 и более. В США (район Миссисипи) на глубине 6096 м встречен пласт с давлением 1928 кг/см^2, т. е. коэффициент аномальности равен 3,1. При бурении самой глубокой скважины в США «Берта Роджерс» на глубине 9583 м вскрыт пласт «арбакал» с давлением 1690 кг/см^2. Произошел выброс расплавленной серы, скважина была ликвидирована.

Прогнозирование и количественное определение зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения необходимо для безаварийной проводки скважин в глубокозалегающих мощных глинистых толщах. Решение этой задачи входит в обязательный комплекс геолого-технологических исследований. Для выделения зон с аномально высоким пластовым давлением используются как технологические параметры, так и данные геолого-геофизических исследований разрезов скважин.

Существуют три группы метода прогноза аномально высокого пластового давления:

- **методы прогноза давлений до начала бурения скважин** – осуществляется по данным плевой разведочной геофизики (сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки, магниторазведки), по геологической аналогии;
- **методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин** – осуществляется как при остановках углубления, так и без остановок углубления (по данным геофизических исследований в скважинах, по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, по технологическим данным бурения, по петрофизическим данным);
- **методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения** – до спуска эксплуатационной колонны (по данным испытания объектов испытателями пластов). После спуска эксплуатационной колонны (по результатам освоения скважин).

Оперативным методом прогноза пластовых давлений без остановки бурения является метод d-экспоненты и метод σ-каротажа. Эти методы основаны на математической зависимости геометрии долота, показателей работы долота и режима бурения.

ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Обеспечить исправное состояние бурильных труб, противовыбросового и бурового оборудования. При возникновении проявления, принять меры к герметизации устья. После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить контролируемый долив и контролировать объем вытесненного бурового раствора. Режим долива должен обеспечивать поддержание

уровня раствора в скважине, близком к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается проектом с учетом допусков, установленных правилами. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные документацией по действию вахты при прямых и косвенных признаках начала и развития газонефтеводопроявлений.

Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким давлением, при возобновлении промывки скважины после спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

Таким образом, вскрытие и бурение зон с аномально высоким и низким пластовым давлением обладают своей спецификой и связано с определенными сложностями. Однако, соблюдение описанных выше рекомендаций позволит существенно снизить риски возникновения внештатных ситуаций при проведении буровых и эксплуатационных работ в зонах с аномально высоким и низким пластовым давлением, и как следствие повысить безопасность персонала, а также снизить сроки и стоимость строительства скважин.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мищевич В. И., Сидоров Н. А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973.
2. Сериков Д. Ю., Гинзбург Э. С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №4. – С. 18–22.
3. Новиков В. С., Новиков А. С. Укрощение огня. – М.: Полиграф-защита, 2010. – 216 с.
4. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. … докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
5. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 39–43.
6. 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.
7. Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Близнюков В. Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 28–31.
8. Егоров Н. Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. – 301 с.

Совершенствование бурового инструмента
для бурения скважин в условиях аномально высокого пластового давления

В. М. КОНОНОВ *– д.т.н., профессор ФГБОУ ВО Московский политехнический университет (МОСПОЛИТЕХ)*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В данной статье представлены результаты работы по разработке специальных конструкций буровых долот для проходки скважин в условиях аномально высокого пластового давления. Даны рекомендации по проектированию отдельных элементов буровых долот для бурения нефтяных и газовых скважин, обеспечивающих повышение основных эксплуатационных показателей данного вида бурового инструмента при проходке взрывоопасных пластов с высоким пластовым давлением, снижение травмоопасности и повышение безопасности бурового персонала.

Ключевые слова: коронка для бурения скважин, породоразрушающие элементы, механическая скорость бурения, проходка на инструмент.

Как показывают результаты многочисленных исследований, нефтегазоносные продуктивные пласты, в том числе и в зонах, обладающих повышенным пластовым давлением, необходимо разбуривать с учетом физико-химических характеристик пластовых флюидов и геолого-физических особенностей пласта-коллектора.

Технология вскрытия продуктивных нефтяных и газовых пластов, особенно в условиях аномально высоких пластовых давлений, включает большой круг вопросов, связанных зачастую с противоположными требованиями, например, по обеспечению «чистоты» стенок скважин, вскрывающих продуктивный пласт, и по плотности применяемых буровых растворов, обеспечивающих предупреждение флюидопроявлений. На практике данные вопросы решаются, как правило, в пользу применения более тяжелых растворов, т.е. путем увеличения репрессии, чем это требуют интересы максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов.

Репрессия, создаваемая в процессе бурения скважины, отрицательно влияет на коллекторские свойства пласта (стенки скважины), в результате чего удлиняются сроки освоения скважины, снижается ее дебит, уменьшается коэффициент нефтеотдачи.

Кроме того, чрезмерное превышение давления бурового раствора над пластовым давлением приводит к гидроразрыву пластов и к уходу в пласт большого количества бурового раствора.

Однако, несмотря на нежелательные последствия при применении утяжеленных буровых растворов (повышение динамических нагрузок, увеличение «закупоривающей» способности буровых растворов и тд.), эта технология бурения дает возможность достигать требуемых практических результатов, т.е. без осложнений обеспечивать процесс строительства скважин, от которого, в значительной степени зависит геологическая и экономическая эффективность разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Повышению эффективности бурения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (или высоких пластовых давлений) способствует применение специального бурового инструмента, и, в частности, буровых коронок, предназначенных для бурения скважин (или интервалов) с высоким пластовым давлением.

На сегодняшний день, существует множество разработок, направленных на совершенствование конструкций коронок для бурения скважин. Однако, несмотря на это, все равно существует необходимость дальнейшего совершенствования существующих и поиска новых конструкций данного вида бурового инструмента.

Это связано, прежде всего, с тем, что практически все существующие конструкции обладают одним существенным недостатком, снижающим эффективность их работы, заключающимся в возможности попадания шлама во внутреннюю полость коронки и в конечном итоге приводит к заклиниванию запорного органа. В этом случае запорный орган не может выполнить свою функцию и шлам под высоким давлением через буровые штанги будет выброшен в рабочую зону обслуживающего персонала. Это повышает травмоопасность бурового персонала, а кроме того, значительно увеличивает непроизводительные затраты времени на очистку полости штанг от угольного штыба.

В связи с этим были разработаны специальные конструкции коронок для бурения скважин, позволяющих повысить технико-экономические показатели работы данного вида инструмента, а также снизить травмоопасность и повысить безопасность бурового персонала в процессе проходке взрывоопасных пластов.

По первому варианту технический результат достигается тем, что в коронке для бурения скважин в высокогазоносных пластах, содержащей корпус с седлом, глухим осевым каналом и кольцевой расточкой, сообщенной с наружной поверхностью корпуса промывочными каналами, и установленный в полости глухого осевого канала запорный орган с радиальными каналами, сообщенными в рабочем положении с кольцевой расточкой корпуса, которая снабжена ограничителем хода запорного органа, установленным

>>>

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

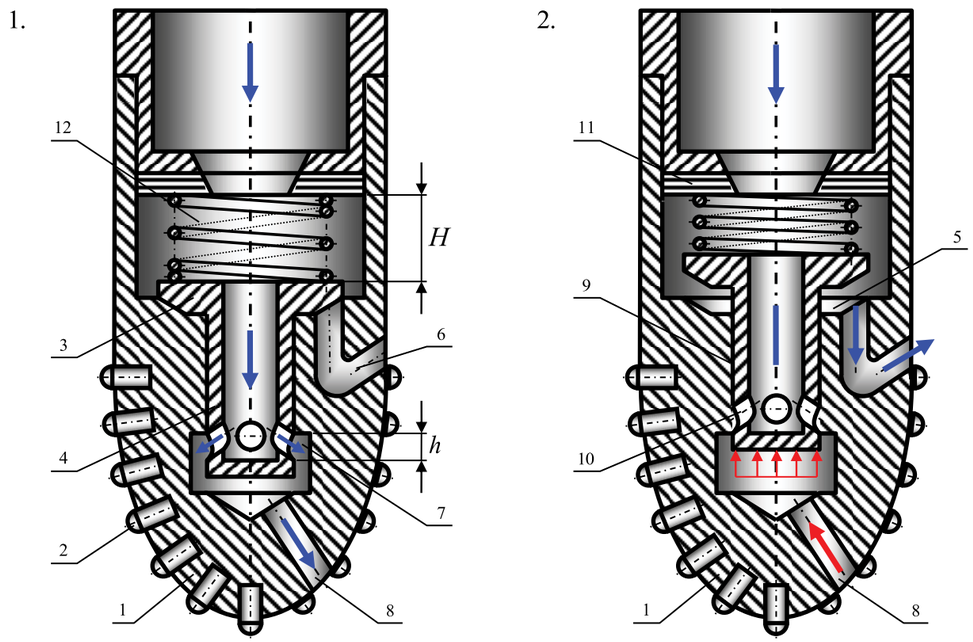


Рис. 1. Общий вид буровой коронки в продольном разрезе:
1 – в рабочем положении; 2 – после срабатывания запорного органа

в верхней части корпуса, и упругим элементом, расположенным между ограничителем хода и запорным элементом, при этом ход запорного органа больше расстояния между нижней кромкой радиальных каналов запорного органа и верхней кромкой кольцевой расточки.

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что ограничитель хода запорного органа выполнен в виде набора дисков разной толщины.

Буровая коронка содержит корпус 1 с седлом 5, глухим осевым каналом 9 и кольцевой расточкой 7, сообщенной с наружной поверхностью корпуса 1 промывочными каналами 8. В полости глухого осевого канала 9 размещен запорный орган 4 с коническим буртом 3, взаимодействующим с седлом 5, и радиальными каналами 10, сообщенными в рабочем положении с промывочными каналами 8 корпуса 1. Корпус 1 оснащен породоразрушающими элементами 2 в виде твердосплавных пластин или синтетических алмазных вставок, выбираемых в зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых пород. Коронка снабжена расположенным в верхней части корпуса 1 ограничителем хода 11 запорного органа 4, который может быть выполнен состоящим из нескольких съемных дисков разной толщины. Выполнение ограничителя хода 11 запорного органа 4 в виде нескольких дисков разной толщины позволяет более широко регулировать ход запорного органа 4 для различных условий работы. Между ограничителем хода 11 и запорным элементом 4 расположен упругий элемент 12, при этом ход H_1 запорного органа 4 больше расстояния h между нижней кромкой радиальных каналов 10 запорного органа 4 и верхней кромкой кольцевой расточки 7.

Ход запорного органа 4 определяется по формуле:

$$H_1 = H - (n \cdot d) > h,$$

где: H – расстояние между обращенными один к другому торцами запорного органа 4 и ограничителем хода 11, n – число витков пружины, d – диаметр витка пружины.

В процессе бурения промывочная жидкость через колонну буровых штанг подается в полость коронки и оттуда через радиальные каналы 10, кольцевую расточку 7 и промывочные каналы 8 на забой скважины.

При микровыбросах запорный орган 4 под действием давления газа, значительно превышающего давление промывочной жидкости и поступающего через промывочные каналы 8 и воздействующего на его нижний торец, поднимается вверх. При этом благодаря выбранному ходу запорного органа 4 радиальные каналы 10 запорного органа 4 располагаются выше верхней кромки кольцевой расточки 7, предотвращая попадание штыба в полость бурового става и открывая одновременно кольцевой паз 5 и радиальные каналы 6. При этом наличие упругого элемента 12 позволяет более равномерно распределить осевую нагрузку на торец запорного органа 4 и тем самым исключить его перекос и заклинивание в канале 9. Промывочная жидкость через каналы 6 поступает в кольцевую полость между стенками бурового става и скважины и уменьшает энергию микровыбросов, вплоть до их подавления.

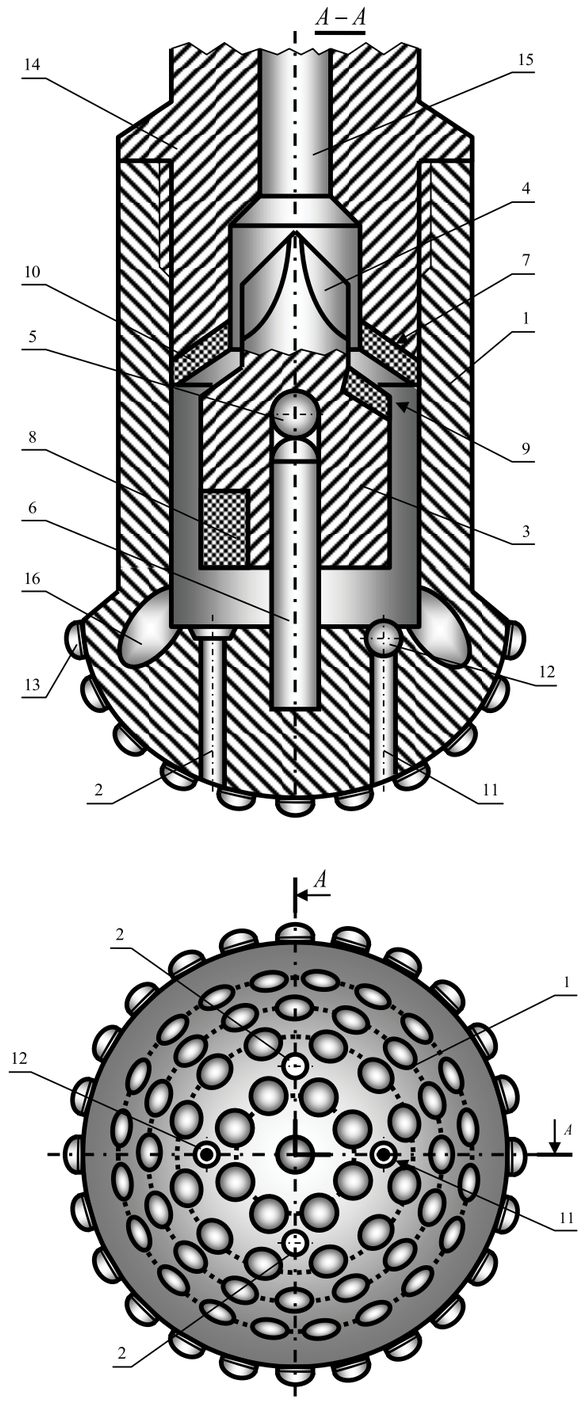


Рис. 2. Принципиальная схема коронки в продольном разрезе по линии А-А

Применение предложенной коронки позволит повысить эффективность работы данного вида бурового инструмента при проходке взрывоопасных пластов и снизить травмоопасность бурового персонала.

По второму варианту технический результат достигается тем, что в коронке для бурения скважин в высокогазоносных пластах, содержащей корпус с седлом и промывочными каналами и установленный в его полости посредством вертикально закрепленного штифта запорный орган с лопастями и дебалансной вставкой в периферийной части, при этом запорный орган со стороны седла снабжен постоянным магнитом, расположенным диаметрально противоположно дебалансной вставке, а седло корпуса снабжено дополнительным магнитом, в тоже время постоянные магниты ориентированы одноименными полюсами один навстречу другому.

Буровая коронка содержит корпус 1 с седлом 7 и промывочными каналами 2 и установленный в полости корпуса 1 запорный орган 3, выполненный со спиральными или наклонными лопастями 4 в его верхней части и дебалансной вставкой 8, расположенной в его периферийной части. Запорный орган 3 установлен посредством шарика 5 на вертикальном штифте 6, который закреплен в глухом пазу корпуса 1. В предложенной коронке запорный орган 3 стороны седла 7 снабжен постоянным магнитом 9, расположенным диаметрально противоположно относительно дебалансной вставки 8, а седло 7 корпуса 1 снабжено дополнительным кольцевым магнитом 10, при этом постоянные магниты 9 и 10 ориентированы одноименными полюсами один навстречу другому.

Магнитная система предназначена для компенсации крутящего момента, создаваемого дебалансной вставкой 8 в верхнем положении запорного органа 3. Это достигается путем подбора энергии магнитной системы и массы дебалансной вставки 8. Корпус 1 выполнен с дополнительными промывочными каналами 11, расположенными симметрично относительно оси корпуса 1 и обеспечивающими повышение скорости срабатывания запорного органа 3 при выбросах. Каналы 11 в исходном положении оснащены шаровыми клапанами 12, которые после газового выброса под действием центробежных сил попадают в полости 16. Корпус 1 оснащен породоразрушающими элементами 13 в виде твердосплавных пластин или синтетических алмазных вставок. Вооружение коронки выбирается в зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых пород. Коронка через ниппель 14 с каналом 15 для подачи очистного агента соединяется с буровым ставом (не показан), посредством которого и спускается в скважину. При нормальном процессе бурения жидкость через промывочные каналы 2 из бурового става направляется на забой скважины, проходя через лопасти 4.

>>>

Благодаря выполнению лопастей спиральной формы или расположению их под углом к продольной оси коронки они создают крутящий момент даже при незначительном расходе промывочной жидкости. Крутящий момент от лопастей 4 передается на запорный орган 3, который также начинает вращаться на шарике 5. При вращении запорного органа 3 посредством дебалансной вставки 8 создаются колебания, которые передаются корпусу 1 коронки, что предотвращает ее заклинивание, а, следовательно, и заклинивание забойной части бурового става.

В момент микровыброса газа запорный орган 3 под действием давления газа, поступающего через промывочные каналы 2 и 11, воздействующего на его нижний торец, поднимается вверх и плотно перекрывает проходное сечение седла 7, предотвращая попадание шлама в полость бурового става. Это достигается благодаря подбору магнитной системы из постоянных магнитов 9 и 10 таким образом, чтобы в верхнем положении запорного органа сила отталкивания одноименных полюсов магнитов 9 и 10 точно компенсировала крутящий момент, создаваемый дебалансной вставкой 8.

Применение предложенных буровых долот позволит повысить эффективность работы данного вида бурового инструмента при проходке интервалов с аномально высоким пластовым давлением, а также снизить травмоопасность бурового персонала и повысить безопасность проведения буровых работ.

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. Васильев А. А., Вышегородцева Г. И., Сериков Д. Ю., Исследование влияния схемы промывки шарошечного бурового долота на очистку забоя скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №5. – С. 25–28.
3. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, опубл. Б.И. № 26 от 20.09.1997.
4. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. …докт. техн. наук. 05.02.13 /Сериков Дмитрий Юрьевич/ – Ухта., 2018. – 433 с.
5. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю., Гринев А. М., Дедов Н. И. Бурение дополнительных боковых стволов долотами PDC // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №2. – С. 17–20.
6. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 39–43.
7. Сериков Д. Ю., Богомолов Р. М., Панин Н. М. Совершенствование конструкций буровых долот истирающе-режущего типа // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №3. – С. 32–34.
8. Кершенбаум В. Я. Буровой породоразрушающий инструмент. В 2-х томах / Кершенбаум В. Я., Торгашев А. В., Мессер А. Г. – М.: Наука и техника, 2003. – 250 с.
9. Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Близнюков В. Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 28–31.
10. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / Палий П. А., Корнеев К. Е. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
11. 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.
12. Панин Н. М., Кононов В. Н. и др. Коронка для бурения скважин в высокогазоносных пластах. Пат. РФ на изобр. №2479709С1, опубл. 20.04.2013.
13. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование процесса износа вооружения бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №10. – С. 37.
14. Сериков Д. Ю., Ясашин В. А., Панин Н. М., Богомолов Р. М. Промывочный узел бурового долота. Пат. РФ на изобр. №2505660, опубл. Б.И. № 3 от 27.01.2014.
15. Вышегородцева Г. И., Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №6. – С. 12–17.
16. Сериков Д. Ю. Разработка конструкции и технологии изготовления бурового инструмента для РТБ с центробежно-объемно-армированным вооружением: дис. …канд. техн. наук. – М, 1992.
17. 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.
18. Сериков Д. Ю., Гинзбург Э. С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №4. – С. 18–22.
19. 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.
20. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.

О перспективных направлениях развития шарошечного инструмента для бурения боковых стволов малого диаметра

Р. М. БОГОМОЛОВ – *д.т.н., профессор Самарского государственного технического университета*

В статье представлены результаты исследований и рекомендации возможных направлений в разработке шарошечного инструмента для строительства боковых стволов горизонтальных скважин. Приводятся данные и описания образцов инновационных инструментов, позволяющих значительно повысить показатели бурения.

Ключевые слова: горизонтальные боковые стволы скважин, одношарошечные буровые долота, полусферическая форма забоя, трехшарошечные буровые долота, корпус бурового долота, промывочная система бурового долота, промывочные узлы долота.

В нашей стране существуют десятки тысяч законсервированных бездействующих глубоких нефтяных скважин, на строительство которых были затрачены огромные средства, сотни тысяч тонн металла труб и дорогих сопутствующих реагентов. Причина консервации, как правило, состоит в истощении пластов в близлежащих зонах расположения скважин.

Прогрессивной технологией реанимации таких скважин предусматривается частичное использование уже построенных ранее стволов при забуривании из них новых боковых стволов в горизонтах, содержащих достаточное количество углеводородного сырья. Для этого в нужном интервале обсадной колонны выфрезеровывается окно в направлении дополнительной скважины. После окончания бурения боковой скважины и ее освоения, через множество отверстий в многометровом коллекторе-сборнике, помещенном непосредственно внутрь нефтеносного пласта, давление нефти значительно возрастает, скважина становится рентабельной и значительно повышается срок ее эксплуатации.

Основной трудностью реанимации законсервированных скважин является малое пространство, ограниченное диаметром обсадной колонны, порядка 160 мм и менее. В таких условиях вырезать окно в стенке стальной трубы, обеспечивающее через него свободный проход бурового долота, бурильной колонны для бокового ствола очень трудно. На практике диаметр буровых долот, применяемых для бокового бурения обычно не превышает 124,5 мм. Такой малый диаметр применяемого долота не в состоянии обеспечить высокие показатели его работы при бурении и высокую стойкость от абразивного изнашивания. Поэтому буровики заинтересованы в создании новых, более высокоэффективных буровых инструментов. В настоящей статье речь пойдет именно о возможных перспективах повышения показателей работы буровых шарошечных долот малого размера для строительства боковых скважин.

Самой большой прочностью и износостойкостью среди всех известных типов шарошечных долот малого диаметра обладают одношарошечные долота (рис. 1).

Элементы, из которых они состоят, кратно прочнее составных элементов трехшарошечных долот одного размера по диаметру. Это особенно касается размеров и прочности элементов долот малого диаметра 124,5 мм, упоминавшихся выше.

Рис. 1. Общий вид одношарошечного долота 1-190,5 СЗ-АУ

У одношарошечных долот кратно прочнее и мощнее, чем у трехшарошечных долот одинакового размера, габариты – подшипниковой опоры, толщина стенки шарошки, в которой можно закрепить более крупные и более стойкие твердосплавные зубки, более мощные цапфы лап. Именно поэтому за несколько десятилетий массового применения одношарошечных долот разного диаметра, в самых разных районах страны поломок деталей этих долот при бурении скважин глубиной до 6000 не отмечалось. В отличие от одношарошечных, в массовом применении трехшарошечных долот таких же размеров, поломки деталей, даже с оставлением шарошек на забое, не были редкостью.

Однако, у наиболее прочных одношарошечных долот были свои большие недостатки. Они постепенно привели к почти полному исключению их применения в глубоком бурении. Это обусловлено разными обстоятельствами. Во-первых, динамикой работы вооружения долот этого типа. Копытообразные породоразрушающие зубки при вращении долота во время бурения совершают сложное планетарное перемещение по поверхности забоя, вращаясь одновременно вокруг двух осей: оси цапфы и оси долота, по полусферической поверхности. При этом острая кромка вершины копытообразного зубка находится постоянно в контакте с породой забоя, послойно соскребая ее. Даже при относительно малом абразивном истирании кромки вершины зубка быстро снижается темп срезания породы, что приводит к снижению механической скорости бурения. Например, при затуплении площади режущей кромки на 30% механическая скорость бурения падала в 2 раза. Другой недостаток одношарошечного долота заключался в том, что при планетарном перемещении зубков, часть поверхности забоя оставалась не полностью перекрытой зубками, до совершения 18–20 последовательных оборотов долота. И только после указанного числа оборотов на забое не оставалось неперекрытых участков, и долото получало возможность углубления в забой на единичную глубину разового внедрения зубков. Другим недостатком одношарошечного долота была низкая интенсивность промывки забоя от шлама. Его сферическая шарошка имела одинаковый диаметр со стенкой скважины, и промывка была возможной только через вращающиеся узкие пазы на сфере шарошки. Еще одним недостатком применения одношарошечных долот являлось то, что оно плохо сохраняло направление бурения.

Из-за этих обстоятельств трехшарошечные долота в 1960–1980-х годах постепенно вытеснили одношарошечные. Причин такого вытеснения несколько. Первая причина в динамике разрушения породы на забое. Вместо полусферического забоя трехшарошечные долота образуют практически плоский забой и полностью перекрывают его не за 18–20 оборотов, как одношарошечные, а всего за 1–2 оборота, что повышает механическую скорость бурения. При перекатывании шарошек по забою зубья шарошек разрушают породу не безударным срезанием, как одношарошечные, а ударно–скалывающим способом, при значительно большей механической скорости бурения. Трехшарошечные долота имеют три отстоящие друг от друга точки контакта с забоем, поэтому они лучше сохраняют направление бурения, чем одношарошечные.

Но, как уже упоминалось выше, у трехшарошечных долот, особенно малого диаметра, имеется очень важный недостаток. Малый размер по диаметру обуславливает малые габариты секций, когда общий пространство долота по диаметру приходится делить на три части – (под углом 120°). Получающиеся при этом габариты отдельных секций и деталей долота получаются слишком мелкими, а значит и малопрочными. Это резко снижает показатели работы долот малого диаметра и приводит к достаточно частым поломкам и авариям. Поэтому начали появляться новые варианты конструкций долот для бурения боковых скважин.

К таким конструкциям относится буровое шарошечное долото (рис. 2), на котором позициями обозначены: корпус 1, замковая резьба 2, промывочные каналы 3 и 4, лапа 5, породоразрушающая шарошка 6, установленная в корпусе 1 на оси 10, тяга 11, соединяющая шарнир 12 лапы 5 и шарнир 13 лапы 8. Калибрующая шарошка 9 посажена на цапфу 14 лапы 8, на роликовых и замковом подшипниках 15, 15. 17. Корпус 1 снабжен ограничительным упором 18, причем верхняя часть 19 лапы 5 и верхняя часть паза 20 корпуса 1 образует клиновую пару. Долото работает следующим образом.

В процессе спуска бурильной колонны в скважину, долото проходит зоны уступов благодаря наличию направляющих шарошки 6 и торцевого конуса калибрующей шарошки 9. При создании нагрузки на долото разрушение породы новым вооружением, равнодействующая реакция, приложенная к шарошке не проходит через ось 7 и под действием момента вращения относительно оси 7 происходит поворот лапы 5 с шарошкой 6 вокруг оси 7. Поворот лапы 5 благодаря шарниру 12, тяге 11 и шарниру 13 приводит к повороту лапы 8 с калибрующей шарошкой 9 вокруг оси 10. Удаление шарошек 6 и 9 от оси долота происходит до тех пор, пока калибрующие поверхности не войдут в контакт со стенкой скважины. При вращении долота на забое шарошки 6 и 9 совершают планетарное движение разрушая одновременно породу на забое и на стенке скважины.

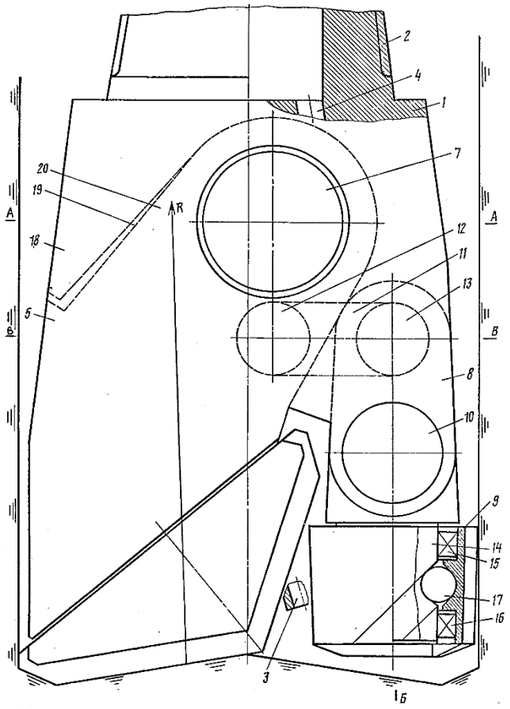


Рис. 2. Комбинированное долото малого размера для бурения боковых стволов

По мере притупления вооружения прямых и обратного конусов породоразрушающей шарошки и вооружения калибрующей шарошки. Постепенно увеличивают нагрузку на долото, шарошки раздвигаются, компенсируя износ зубьев. При этом конус основной породоразрушающей шарошки в комбинации с боковой цилиндрической калибрующей шарошкой установлен на одном горизонтальном уровне, а их лапы с цапфами размещены на горизонтальных осях с возможностью разворота вокруг них. Обе лапы шарнирно связаны между собой тягами. Целью этого изобретения является увеличение срока работы при разных стадиях износа твердосплавного вооружения долота за счет непрерывной компенсации постепенной потери диаметра за счет изворота цапф лап вместе с шарошками до контакта со стенкой скважины.

>>>

При спуске в скважину лапы с шарошками сдвигаются к оси долота, а по достижении забоя и создании осевой нагрузки, лапы с шарошками снова раздвигаются до контакта со стенкой скважины. По мере износа вооружения шарошек и увеличении осевой нагрузки, износ долота по диаметру компенсируется его раздвижением до контакта со стенкой ствола, сформированного ранее.

Положительным фактором в этой конструкции долота является разделение функций основной шарошки, разрушающей породу забоя подобно одношарошечному долоту и функций вспомогательной боковой цилиндрической калибрующей шарошки, не контактирующей с поверхностью забоя, а лишь только с боковой поверхностью стенки скважины. Этот фактор позволяет даже в долоте малого диаметра использовать главное преимущество одношарошечных долот – кратный запас опасных сечений деталей, а значит и их стойкости, по сравнению с деталями трехшарошечных долот того же размера, о чем уже упоминалось выше.

Отрицательными факторами в этой конструкции являются нестабильное колебание диаметра скважины во время бурения, возможность засорения шламом и заклинки зазоров между лапами и корпусом, невозможность получения постоянных выходных параметров по жестким требованиям действующих стандартов, а также высокая технологическая сложность изготовления. Эти факторы легли в основу создания другого одношарошечного долота с двумя цилиндрическими калибрующими шарошками (рис. 3), в котором недостатки устранены.

В этом долоте, как и в предыдущем, вместо обычных трех породоразрушающих шарошек, подвижно закрепленных на трех одинаковых цапфах лап, применена только одна породоразрушающая шарошка. Это позволило кратно увеличить габариты шарошки и ее опоры, а также кратно увеличить количество и размеры размещаемых на этой шарошке породоразрушающих твердосплавных зубков и повысить их стойкость по сравнению с зубками такого же по диаметру трехшарошечного долота. Суммарная поверхность контакта зубков единственной шарошки, единовременно находящееся в контакте с забоем при этом снизилось, увеличив удельное давление на породу забоя, а значит увеличилась механическая скорость бурения. При этом, наряду с увеличением стойкости вооружения, за счет увеличения наружных габаритов опоры единственной шарошки появилась возможность увеличить ее стойкость до 40%.

Очень важным свойством этого комбинированного долота, в отличие от серийного одношарошечного, являлось упоминавшееся выше изменение динамики разрушения породы на забое. Вместо безударного скобления полусферического забоя, характерного при работе серийного одношарошечного долота, предложенное комбинированное долото образует плоский забой, а его разрушение осуществляет ударно скалывающим воздействием. При этом величина средних шламовых частиц кратно возрастает. В отличие от частиц шлама, образуемого одношарошечным долотом. Это очень важное отличие. Для обеспечения сохранения диаметра долота от истирания в предложенной конструкции предусмотрены еще две боковые центрирующие шарошки, выполненные симметрично относительно оси долота.

С целью повышения эффективности и надежности работы долота при бурении боковых горизонтальных скважин, исключения вышеуказанных недостатков трехшарошечных и одношарошечных долот, использования их преимуществ, предложен новый буровой инструмент. Его конструкция содержит корпус с промывочными каналами, состоящий из двух или более секций. На цапфе лапы одной из секций, отходящей внутрь долота и наклоненной вниз относительно его оси, с помощью подшипников устанавливается единственная шарошка с породоразрушающими фрезерованными зубьями или твердосплавными зубками. В окнах второй и третьей секций устанавливаются еще две вертикальные калибрующие шарошки. Поверхности породоразрушающей и выступающие зубки двух калибрующих шарошек, образуют диаметр долота. Вертикальные плоскости, проходящие через оси калибрующих шарошек и ось долота, а также через среднюю точку касания обратного конуса породоразрушающей шарошки, максимально удаленную от оси долота, составляют между собой углы 120 градусов.

Калибрующие шарошки имеют цилиндрическую форму и оснащаются твердосплавными зубками, расположенными на наружной поверхности с условием равномерного ее перекрытия. Это необходимо для исключения поперечных боковых колебаний долота при перекатывании калибрующих шарошек по стенке скважины.

Общий вид долота показан на рис. 3.

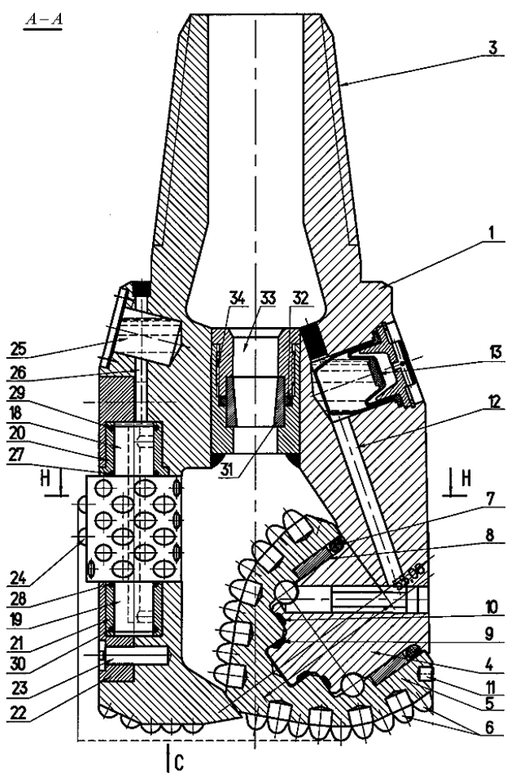


Рис. 3. Общий вид долота

Корпус долота образуется двумя свариваемыми секциями 1 и 2, на хвостовике корпуса нарезается присоединительная резьба 3. На цапфе 4 секции 1 подвижно закреплена шарошка 5, наружная поверхность которой оснащена породоразрушающими элементами 6. Последние могут выполняться как в виде фрезерованных зубьев, наплавленных твердым сплавом, так и в виде вставных твердосплавных зубков, как показано на рис. 3.

Опора породоразрушающей шарошки может иметь любую известную схему, например герметизированную маслонаполненную, с элементами: «подшипник скольжения – шариковый – упорный бурт – подшипник скольжения», как показано на рис. 3. Герметизация подшипников опоры может осуществляться эластичным кольцом 7 различного сечения, например круглого.

Радиальные подшипники могут выполняться как с промежуточной втулкой скольжения 8, так и без таковой – 9. Торцевой подшипник 10 может выполняться без промежуточного антифрикционного кольца–шайбы или с таковым (на рис. 3 не показано).

Зубки на шарошке 5 расположены таким образом, чтобы перекрыть полностью радиус забоя, поскольку разрушение породы на забое осуществляет только эта шарошка. Для предохранения от потери долотом диаметра при бурении. Установлен ряд зубков 11 со стороны стенки скважины. Компенсация расхода смазки при бурении осуществляется через систему каналов 12 мембранным узлом 13, включая полость на замковом пальце и подводные отверстия в цапфе (на рис.1 не показаны). Назначение секции 2 (рис. 4), кроме образования корпуса долота, состоит также в том, чтобы разместить и удерживать калибрующие шарошки 14 и 15 в окнах 16 и 17.

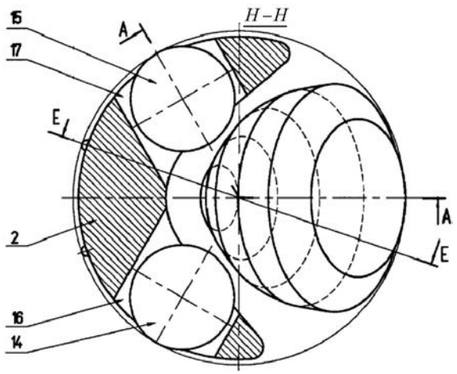


Рис. 4. Сечение долота по Н-Н

Секция 2, для упрощения технологии, может состоять из двух половин, соединяемых сваркой с секцией 1. Шарошки 14 и 15 имеют цилиндрические подшипниковые шейки 18 и 19, с помощью которых они закреплены в теле секции 2 с помощью антифрикционных установочных втулок 20 и 21, и крышки 22 с винтами 23 таким образом, чтобы вершины твердосплавных зубков 24, находились на поверхности, определяющей диаметр долота, как показано схематично на разрезе Н–Н на рис. 4. В верхней части секции 2 предусмотрен масляный резервуар 25 с системой каналов 26, соединяющих его с зонами трения во втулках 20 и 21. Для предохранения шеек 18 и 19 от попадания шлама во время бурения, сверху и снизу втулок 20 и 21 предусмотрены эластичные пары уплотнительных колец 27 и 29, а также 28 и 30.

Вдоль оси долота для обеспечения промывки забоя промывочной жидкостью, предусмотрена насадка – сопло 31 с уплотнительным кольцом 32 и резьбовой втулки 33, фиксирующей при завороте в резьбовое соединение 34 насадку-сопло 31.

На рис. 5 изображен вид снизу секции 2. Зубки 35 расположены на ее нижнем торце таким образом, чтобы они дополнительно перекрывали радиус забоя и разрушали воротники, а также защищали обращенную к забою поверхность 36 от абразивного износа.

Рис. 5. Вид снизу секции 2

На рис. 6 показано продольное сечение В-В части корпуса, показанной на рис. 5, с приближенным к забою промывочным узлом. Каналы 37 обеспечивают подачу промывочной жидкости через износостойкую насадку–сопло 38 с боковым эластичным уплотнением 39 и стопорным кольцом 40. Для лучшей очистки забоя и перекрытия его радиуса струей, под боковой насадкой 38 предусмотрен радиальный канал 41.

Буровое долото работает следующим образом. При его вращении колонной бурильных труб или забойным двигателем и создании осевой нагрузки, породоразрушающая шарошка перекатывается по забою, разрушая породу ударно-скалывающим воздействием. С помощью периферийного венца и вооружения обратного конуса породоразрушающей шарошки, а также с помощью обеих калибрующих шарошек, осуществляется калиброваниe стенки скважины.

Конструкция позволяет резко, до 40%, повысить стойкость работы опоры за счет увеличения габаритов породоразрушающей шарошки, по сравнению с габаритами шарошек трехшарошечного долота того же диаметра. Возможность усилить стойкость от сколов и абразивного износа твердосплавных зубков шарошки за счет возможности резкого увеличения их размеров.

Поскольку при работе предлагаемого долота в контакте с поверхностью забоя находятся зубки только одной шарошки, вместо трех как у трехшарошечного долота такого же диаметра, значительно возрастает удельная нагрузка на породу под каждым зубком. Это позволяет или повысить механическую скорость бурения, или снизить общую осевую нагрузку на долото, создавая щадящие условия для повышения срока работы опоры.

Калибрующие шарошки, равноудаленные друг от друга и от середины касания породоразрушающей шарошки со стенкой скважины, центрируют положение долота, препятствуя уводу оси скважины от заданного направления и калибруют стенку.

>>>

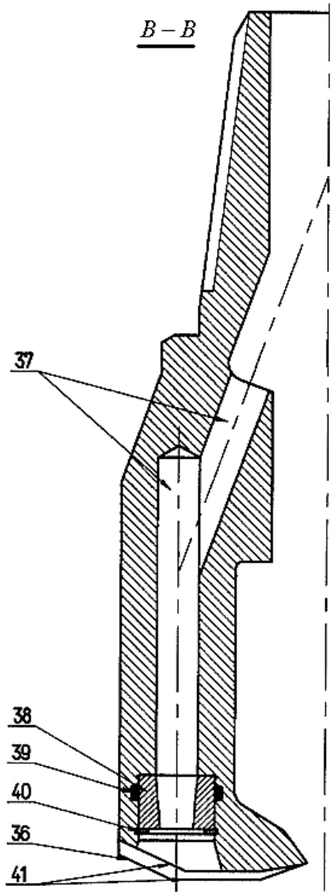


Рис. 6. Продольное сечение В-В части корпуса

В отличие от одношарошечного долота, способного разбуривать только лишь мягкие и средние малоабразивные породы безударным методом срезания, предлагаемое долото позволяет бурить еще и твердые, твердокрепкие и крепкие породы ударно–скалывающим методом.

В отличие от одношарошечных долот, позволяющих обеспечивать их углубление только после полного срезания непоражаемых участков после 18–20 оборотов шарошки, предлагаемое долото полностью перекрывает поверхность забоя практически за один оборот, что повышает механическую скорость бурения.

Обеспечивается более интенсивная очистка забоя за счет комбинированного расположения насадок–сопел. Боковая, приближенная к забою насадка обеспечивает гидромониторное воздействие и разрушает породу, смывая ее. Центральная – очищает центральную зону забоя от шлама и породорарушающую шарошку. Это дополнительно позволяет повысить механическую скорость бурения.

Изготовление в ОАО «Волгабурмаш» и испытания образца предлагаемого долота 1Ш124ТКЗ-ГАУ (рис. 7) на Ярино-Каменноложском месторождении ПФ ООО БК «Евразия» при бурении бокового ствола» в интервале 1424,8–1452,8 м Серпуховского горизонта, сложенного плотными известняками, обеспечило механическую скорость бурения до 7 м/час, с образованием достаточно крупных частиц шлама, размером 6–10 мм. Такой крупный размер шлама не образуется при бурении серийными долотами такого же малого размера и трехшарошечного и одношарошечного типа.

Рис. 7. Общий вид долота 1 Ш 124 ТКЗ ГАУ

Испытания подтвердили, что конструкция перспективна, что она обладает большими резервами работоспособности в промысловых условиях при бурении боковых стволов, а также целесообразность дальнейшей работы по подбору оптимальной формы породоразрушающей поверхности для пород различной твердости и динамики породоразрушения в долотах малого размера, применению новых, еще более стойких материалов. Особенно перспективным является применение для изготовления буровых долот малого размера для бурения боковых стволов породоразрушающих и калибрующих резцов PDC. Долота среднего и большого диаметра, оснащенные такими резцами, уже показали блестящие результаты во всех нефтегазодобывающих районах нашей страны и за рубежом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Марков О. А. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 938647. Кл. Е 21 В 10/64. Опубл. 1995 г.
2. Марков О. А., Богомолов Р. М., Мокроусов В. П. и др. «Буровое долото». Патент РФ № 2179619. Кл. Е 21 В 10/20. Опубл. 2002 г.
3. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. … докт. техн. наук. 05.02.13 / Сериков Дмитрий Юрьевич/ – Ухта., 2018. – 433 с.
4. 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.
5. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование процесса износа вооружения бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №10. – С. 37.
6. 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.
7. Вышегородцева Г. И., Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №6. – С. 12–17.
8. Сериков Д. Ю., Гинзбург Э. С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №4. – С. 18–22.
9. Васильев А. А., Вышегородцева Г. И., Сериков Д. Ю., Исследование влияния схемы промывки шарошечного бурового долота на очистку забоя скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №5. – С. 25–28.
10. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
11. Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Близнюков В. Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 28–31.
12. Сериков Д. Ю., Ясашин В. А., Панин Н. М., Богомолов Р. М. Промывочный узел бурового долота. Пат. РФ на изобр. №2505660, опубл. Б.И. № 3 от 27.01.2014.
13. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, опубл. Б.И. № 26 от 20.09.1997.
14. Сериков Д. Ю. Разработка конструкции и технологии изготовления бурового инструмента для РТБ с центробежно-объемно-армированным вооружением: дис. …канд. техн. наук. – М, 1992.
15. 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.
16. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Совершенствование вооружения шарошечного бурового долота // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №5. – С. 24–28.
17. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 39–43.
18. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
19. Мокшин А. С. Шарошечные долота / Мокшин А. С., Владиславлев Ю. Е., Комм Э. Л. – М.: Недра, 1971–216 с.
20. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №5. – С. 20–22.

Совершенствование процесса
технического обслуживания и ремонта машинного оборудования

***В. В. ДМИТРУК** – к.т.н., генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»*
***А. А. КАСЬЯНЕНКО** – к.т.н., главный инженер – первый заместитель генерального директора ОАО «Севернефтегазпром»*
***Р. В. БАЛЬКО** – главный инженер газового промысла ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: BalkoRV@sngp.com*
***Е. Б. КОВИНЧЕНКО** – ведущий инженер отдела главного механика ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: KovinchenkoEB@sngp.com*
***И. В. КРАВЧЕНКО** – главный механик – начальник отдела главного механика ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: KravchenkoIV@sngp.com*

Одним из основных факторов, гарантирующих эффективное функционирование предприятия нефтегазодобывающей отрасли и выпуск конкурентоспособной продукции, является высокий уровень промышленной безопасности производства, обеспечить который возможно за счет надежности эксплуатируемого оборудования, совершенствуя процессы его технического обслуживания и ремонта. Достичь положительных результатов в этом направлении деятельности возможно за счет внедрения инновационных методов и технологий, позволяющих на опережение по разработанному гибкому графику, не выводя оборудование из эксплуатации, провести диагностирование и при необходимости выполнить техническое обслуживание и ремонт только тех узлов, которые фактически изношены. Данный подход позволит минимизировать риски возникновения аварии или инцидента по причине отказа оборудования, сократить затраты и время на операции для определения технического состояния оборудования, оптимизировать количество, объем и продолжительность технических обслуживаний и ремонтов с рациональным использованием материалов и запасных частей.

В данной публикации представлено технико-технологическое решение по совершенствованию процесса технического обслуживания и ремонта машинного оборудования, эксплуатируемого на установке комплексной подготовки газа Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Севернефтегазпром», с учетом его фактического технического состояния.

Ключевые слова: машинное оборудование, эксплуатация и ремонт оборудования, фактическое техническое состояние, система диагностики оборудования, промышленная безопасность.

Руководствуясь указаниями диагностической системы, ответственные за исправное состояние машинного оборудования работники формируют перечень агрегатов, на которых требуется проведение технического обслуживания и ремонта, формируют планы целенаправленных работ, организовывают подготовку материалов и запасных частей, обеспечивают максимальную межремонтную наработку оборудования с сохранением его ремонтопригодности и продолжительной бесперебойной работоспособности.

Совершенствование процесса технического обслуживания машинного оборудования по фактическому техническому состоянию с изменением порядка его эксплуатации, согласовано с такими производителями машинного оборудования, как АО «Борхиммаш», Atlas Copco, ProMinent GmbH, Hermetic-Pumpen GmbH и др. и позволяет за короткий промежуток времени (5–10 мин.) провести диагностическое обследование одной единицы машинного оборудования без вывода ее из эксплуатации и определить необходимость проведения технического обслуживания и ремонта.

В соответствии с требованиями разработчиков и производителей оборудования, применяемого на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли, техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) производятся по разработанной в СССР единой системе планово-предупредительных ремонтов (ППР), которая имеет следующие существенные недостатки: повышенная трудоемкость работ по обслуживанию за счет усредненных и устаревших нормативных требований, проведение ТОиР машинного оборудования (МО) с заменой деталей и узлов, которые по своему фактическому техническому состоянию (ФТС) не требуют этого. Дополнительно необходимо отметить, что плановые остановы МО по наработке для проведения ТОиР, с последующими пусками в работу, негативно влияют на ресурс, технические характеристики и надежность МО.

В настоящее время на промышленных предприятиях активно применяются различные прогрессивные технологии ТОиР МО по ФТС. Ориентируясь на последние достижения отечественных научно-производственных компаний в области диагностики МО, в ОАО «Севернефтегазпром» проведено совершенствование процесса ТОиР МО, эксплуатируемого на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения (ЮРНГКМ). По результатам научно-исследовательской работы (НИР), на УКПГ ЮРНГКМ был совершенствован процесс ТОиР МО за счет разработанной и внедренной технологии рационального и обоснованного ТОиР по ФТС с применением персональной автоматизированной системы диагностики (ПАСД) с ранним обнаружением и устранением неисправностей.

Данное техническое решение обеспечило:

- исключение аварийных ситуаций по причине внезапного отказа МО [1];
- увеличение межремонтного периода эксплуатации МО, снизив при этом риск возникновения инцидента или аварии [2];
- сокращение сроков плановых остановочных ремонтов, за счет наличия информации о фактическом техническом состоянии контролируемого МО;
- оптимизацию эксплуатационных расходов на ТОиР, за счет своевременного устранения выявленных на ранней стадии развития дефектов узлов и деталей МО [3];
- контроль объема и качества работ при исполнении обслуживающим персоналом диагностических предписаний ПАСД;
- разработку плана целенаправленного ТОиР в реальном времени на основе анализа информации о ФТС МО.

ПОРЯДОК СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТОИР МО НА ЮРНГКМ

Совершенствование процесса ТОиР МО на УКПГ ЮРНГКМ проведено за счет внедрения новой технологии ТОиР МО по ФТС, разработанной в рамках НИР в следующем порядке.

Составлен перечень МО для перехода на ТОиР по ФТС на основании проведенного анализа ответственности и конструктивных особенностей каждой технологической единицы. Определен коэффициент технического использования каждой единицы МО, как отношение фактической наработки МО в год к возможной максимальной наработке (8760 час.). На рис. 1 показано распределение среднего коэффициента технического использования по технологическим позициям со средней наработкой в год, входящих в состав этих позиций МО.

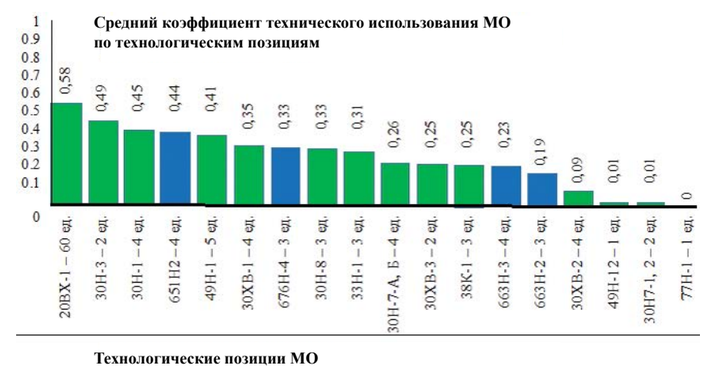


Рис. 1. Распределение среднего коэффициента технического использования МО по технологическим позициям

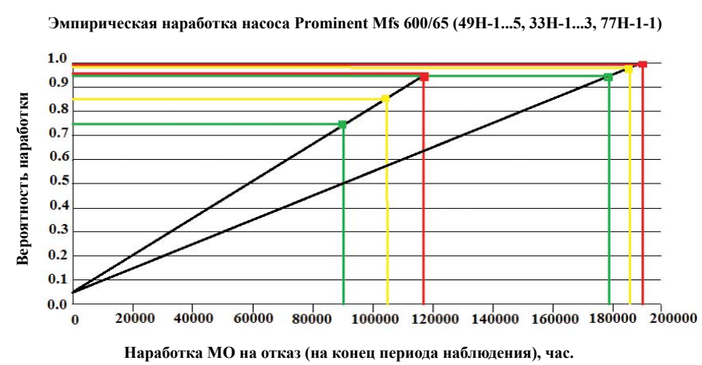


Рис. 2. Пример модели суммарной наработки МО

На основе анализа технологических схем установки МО, возможных факторов опасности, категорий опасности помещений, в которые технологические позиции входят, ответственностью позиций в общем производственном процессе газового промысла и с учетом рекомендаций ГОСТ Р 53563, ГОСТ Р 53564 [4], МО распределены по двум категориям опасности: 98 единиц – вторая категория, 14 единиц – третья. На рис. 1 вторая категория выделена зеленым цветом, третья – синим.

На основе параметров аппроксимирующих функций рассчитаны интервалы безопасной эксплуатации МО:

а) до момента, предшествующего обнаружению неисправности (зарождению дефекта), т.е. до перехода в состояние «требует принятия мер»;
б) до момента, предшествующего достижению предельного состояния, т.е. до перехода в состояние «недопустимо»;
в) до момента, предшествующего отказу МО [5].

Графически данный интервал определен как проекция точки пересечения горизонтальной прямой на заданном уровне вероятности с аппроксимирующей кривой на ось наработки.

Диапазоны вероятностей, в пределах которых рассчитывался тот или иной интервал безопасной эксплуатации агрегата, в процессе исследования установлены следующими:
0.75...0.95 для диапазона (1),
0.85...0.98 для диапазона (2),
0.95...0.999 для диапазона (3).

На рис. 2 в качестве примера приведены модели наработки МО Prominent Mfs 600/65 для технологических позиций 49Н-1-1…5, 33Н-1-1…3, 77Н-1-1. Интервал (а) – между зелеными проекциями, интервал (б) – между желтыми, интервал (в) – между красными.

Исходя из текущей степени оснащенности агрегатов средствами контроля, обеспечивающими возможность своевременного обнаружения и предупреждения развития неисправностей сформированы измеряемые/контролируемые параметры МО.

Выполнен расчет базовой вероятности возникновения опасного состояния МО, как отношение числа неисправностей, приводящих к отказу МО, контролируемых системами мониторинга в т.ч. АСУ ТП УКПГ к >>>

общему числу неисправностей, приводящих к отказу МО. Базовая вероятность возникновения опасного состояния МО рассчитывалась, как среднее значение суммы коэффициентов контроля неисправностей каждой единицы МО. Коэффициент контроля неисправностей это доля неисправностей единицы МО, которая определяется при помощи систем контроля технологических параметров АСУ ТП и систем мониторинга технического состояния МО с вероятностью близкой к 1.

Расчет базовой вероятности возникновения опасного состояния МО проводился на основе принятой классификации оборудования технологического комплекса по категориям опасности и степени оснащенности МО измерительными методами контроля (давление, температура, токи, вибрация и др.), которые позволяют своевременно и достоверно выявить неисправности в этом МО [6].

Базовая вероятность пропуска опасного состояния рассчитывалась по формуле:

$$BPf = (1 - (\sum_{i} = 1 \text{ to } N\ (\sum_{j} = 1 \text{ to } M\ PRF_{ji}))/N)*100\% \quad (1),$$

где: PRF_{ji} – фактор снижения вероятности пропуска опасного состояния i-ой единицы МО, j-ым методом контроля неисправностей; N – количество МО; M – количество методов контроля (выявления) неисправностей МО (вибрационный, тепловой, токовый, параметрический и др.).

Традиционно для вибрационного метода контроля состояния МО, а именно для мониторинга параметров вибрации с периодом наблюдения на много меньшим минимально возможного времени развития неисправности до критического уровня, фактор снижения вероятности составляет 0,65–0,7. Чем больше период наблюдения, тем ниже значение данного фактора.

Установлена периодичность получения информации о техническом состоянии МО с учетом определения скорости развития в нем неисправностей и для обеспечения мониторинга состояния. Скорость развития неисправностей определена на основе статистики по отказам, принятой периодичности проведения работ по ТОиР, а также категории опасности и базовой вероятности возникновения отказа каждой единицы МО, определяемой из степени оснащенности МО методами контроля и их технического состояния. Периодичность наблюдения должна быть в несколько раз меньше продолжительности развития неисправности МО до предельного состояния.

Выполнен расчет требуемого периода диагностики на основании установленной периодичности получения информации о техническом состоянии МО, т.е. интервал проведения диагностического контроля для каждой единицы МО. На рис. 3 приведены зависимости интервалов периодичности мониторинга МО технологической позиции (49Н-1-1...5, 33Н-1-1…3, 77Н-1-1) соответствующих стадий эксплуатации от вероятности пропуска своевременного распознавания опасного состояния, построенные в логарифмическом масштабе, где графически показано определение интервалов периодичности диагностики при заданном уровне вероятности 5%.

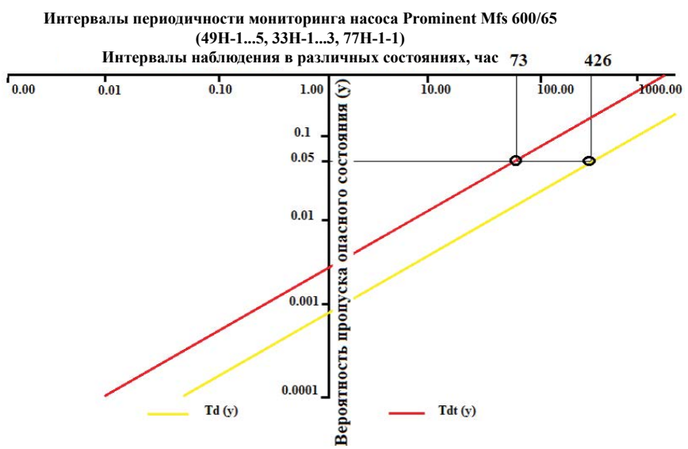


Рис. 3. График зависимости периодичности мониторинга от вероятности пропуска опасного состояния насоса

Определен состав и структура системы диагностики на основе данных о функциональной схеме управлением предприятием (подчиненность служб эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования, а также ведения технологического процесса), данных по составу аппаратных и программных средств и информационных листов по результатам выявленных проблем в период эксплуатации, внеплановым и аварийным ремонтам оборудования, данных систем контроля.

Выполнен расчет норм вибрации на основе данных о конструктивных и технологических особенностях каждого конкретного МО, вибрационного обследования, учитывающих как конструкционные особенности МО, так и рекомендации производителей данного МО.

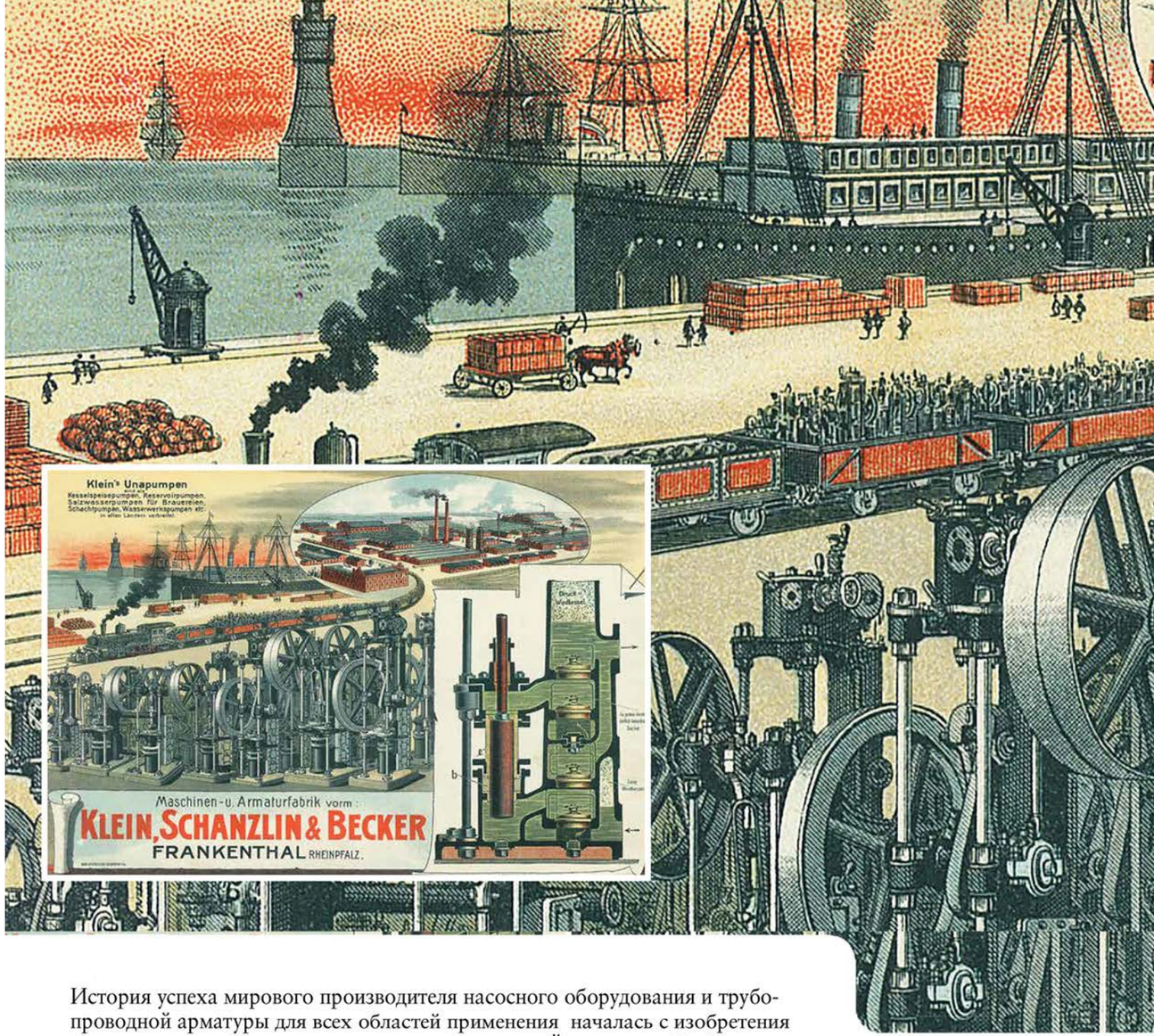
Определены методы диагностики вибрации, обеспечивающие в совокупности достоверную информацию о состоянии МО, а также определены места измерения вибрации на МО.

На основе данных информационных листов по результатам проведенного анализа возникающих проблем в период эксплуатации, внеплановым и аварийным ремонтам МО, данных систем контроля и на основе анализа его вибрационной активности, определена возможность учета технологических параметров работы МО при оценке технического состояния МО.

На основе информационных листов с выявленными проблемами за период эксплуатации, внеплановым и аварийным ремонтам МО, определен безопасный интервал наблюдения состояния МО на различных стадиях процесса деградации его технического состояния.

На основе данных технологических схем объектов УКПГ ЮРНГКМ с указанием топологии размещения МО, отметок по высоте определен рациональный с логистической точки зрения маршрут обхода оператором ПАСД МО, определены вариации этого маршрута с учетом степени деградации состояния МО и категорий опасности.

По итогам указанного порядка внедрения технологии разработана ПАСД, в конфигурацию которой внесены перечни МО, подлежащего периодическому обходу, рассчитанные нормы вибрации для различных параметров, контролируемых ПАСД и периодичность диагностики МО. >>>



История успеха мирового производителя насосного оборудования и трубопроводной арматуры для всех областей применения началась с изобретения аппарата для питания котла немецким инженером Йоханнесом Кляйном. 18 сентября 1871 года Йоханнес Кляйн, Фридрих Шанцлин и Август Беккер основывают компанию "Frankenthaler Maschinen- & Armatur-Fabrik Klein, Schanzlin & Becker" в немецком городе Франкентале. Название KSB складывается из начальных букв фамилий ее основателей – Klein, Schanzlin, Becker.

В настоящее время международный концерн KSB – это глобальное предприятие, представленное 39 заводами, собственными литейными производствами в 8 странах мира, филиалами, дочерними компаниями и центрами сервисного обслуживания более чем в 100 странах мира на 5 континентах.

150 лет
Люди. Идеи. Достижения.

KSB

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЦЕССА ТОИР МО ПО ФТС НА ПРОИЗВОДСТВЕ

На объектах УКПГ ЮРНГКМ практическое применение совершенствованного процесса ТОиР МО по ФТС, с учетом использования ПАСД, реализовано и осуществляется следующим образом:

Пользователь ПАСД выполняет указания системы диагностики, отображаемые на мониторе рабочей станции в части проведения необходимых измерений, загружает в систему диагностики обновление маршрута с учетом предыдущих указаний. ПАСД выстраивает оптимальный маршрут диагностики МО, обеспечивающий наименьшие затраты трудовых ресурсов (рис 4). В соответствии с подготовленным маршрутом, пользователь направляется к МО, устанавливает единственный датчик вибрации в предусмотренные точки контроля вибрации (рис. 5). ПАСД автоматически определяет соответствие данной точки сформированному маршруту. Далее пользователь инициализирует процесс измерения вибрации, согласно карте диагностического контроля (рис. 6), выполняет измерения параметров оборудования во всех предусмотренных маршрутом точках по каждому узлу МО.

При каждом очередном измерении параметров пользователем системы диагностики выполняется контроль ФТС узлов МО с отображением на мониторе ПАСД рекомендаций по дальнейшей эксплуатации диагностируемого МО. В случае необходимости, руководствуясь указаниями автоматической экспертной системы ПАСД, пользователь оперативно информирует ответственного руководителя о необходимости принятия соответствующих мер, обеспечивающих сохранение ремонтопригодности и бесперебойную работу МО.

По результатам измерений параметров всех МО, предусмотренных маршрутом, пользователем производится передача данных из рабочей станции ПАСД в локальную диагностическую станцию (промышленный ноутбук) и заполняется акт диагностического контроля.

Лица, ответственные за техническое состояние МО, контролируют на экране диагностической станции или на рабочей станции пользователя результаты обхода и оценивают фактическое состояния МО.

Руководствуясь указаниями ПАСД, ответственные за техническое состояние МО формируют перечень МО, требующих проведения ТОиР, выполняют рекомендации ПАСД, нормализуя состояние МО, формируют планы целенаправленных работ, необходимых материалов и запасных частей, обеспечивают максимальный межремонтный пробег МО при сохранении его ремонтопригодности.

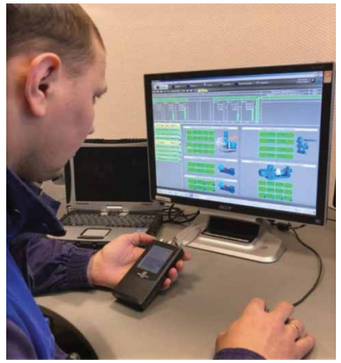
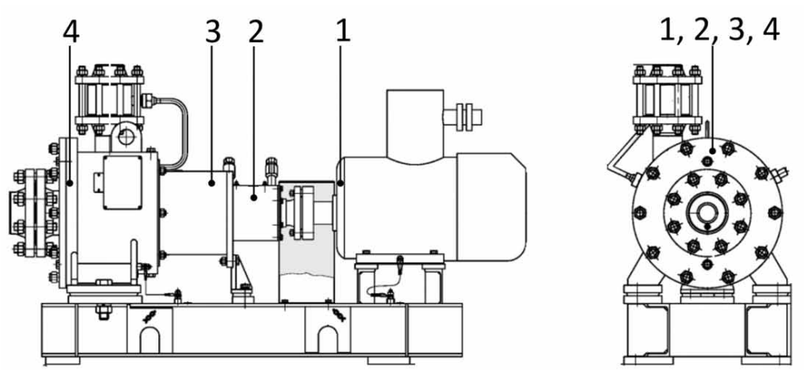


Рис. 4. ПАСД выстраивает оптимальный маршрут диагностики

Рис. 5. Измерение вибрации оборудования

КАРТА диагностического контроля агрегата насосного ГДМ 19-Е-20/80-К-18,5-У2 (поз. 30Н-8-1А, 2А, 1Б, 2Б, корпус регенерации ТЭГа)



Периодичность – 15 суток.
Трудоемкость – 1/6* чел. час.

*трудоемкость с учетом времени на измерение, прохождение маршрута, выгрузку измеренных данных.

Таблица 1. Обозначение точек контроля

№	Обозначение	Наименование	Направление
1	ППД	Подшипник передний двигателя	Радиальное
2	ППН	Подшипник передний насоса	
3	ММН	Магнитная муфта насоса	
4	ПЗН	Подшипник задний насоса	

Рис. 6. Карта диагностического контроля

Применение совершенствованного процесса ТОиР МО по ФТС с использованием ПАСД повысило техногенную безопасность на УКПГ ЮРНГКМ, операционную эффективность эксплуатации МО и автоматизировало формирование планов целенаправленных работ по ТОиР МО, включая заказ материалов и запасных частей.

Внедрение в 2017 году в опытную, а затем в 2018 году в промышленную эксплуатацию на УКПГ ЮРНГКМ технологии ТОиР МО по ФТС позволило достичь следующих положительных результатов:

- с 82% до уровня 11% снизилась базовая вероятность возникновения отказа (останова) объектов УКПГ по причине выхода из строя МО, переведенного на ТОиР по ФТС;
- в два раза увеличился интервал ТОиР с пропорциональным сокращением затрат на внеплановые ремонты МО, переведенного на новый порядок ТОиР;
- трудоемкость работ по ТОиР МО сократилась с 4078 чел. час до 1825 чел. час.

Внутренняя норма рентабельности совершенствования технологии ТОиР МО составила 23,6% со сроком окупаемости 6 лет и экономическим эффектом 2,47 млн. руб. за период 10 лет. Индекс эффективности составил 2,7.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Костюков В. Н. Мониторинг безопасности производства. М.: Машиностроение. 2002. 224 с.
2. Костюков А. В., Костюков В. Н. Повышение операционной эффективности предприятий на основе мониторинга в реальном времени. М.: Машиностроение. 2009. 192 с.
3. Костюков В. Н. Мониторинг состояния и рисков эксплуатации оборудования в реальном времени – основа промышленной безопасности // Костюков В. Н., Махутов Н. А., Костюков А. В. В сб.: Федеральный справочник: Т. 26. М.: НП «Центр стратегического партнерства», 2012. – 496 с. С. 321–326.
4. ГОСТ Р 53563-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Порядок организации. ГОСТ Р 53564-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Требования к системам мониторинга.
5. Костюков В. Н., Костюков А. В. Мониторинг неисправностей и рисков эксплуатации оборудования в реальном времени // Оценка и управление индустриальными рисками в промышленной безопасности. Мониторинг рисков сложных и уникальных объектов: сборник докладов III школы-семинара. – М.: Полигн-прессс, 2014. с. 37–48.
6. Костюков В. Н., Костюков А. В., Синицын А. А., Тарасов Е. В. Оценка надежности безопасной эксплуатации агрегатов НХК // Оценка и управление индустриальными рисками в промышленной безопасности. Мониторинг рисков сложных и уникальных объектов: сборник докладов III школы-семинара. – М.: Полигн-прессс, 2014. с.142–154.

ИФН-300, 300/1
ИЗМЕРИТЕЛЬ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЕТЛИ ФАЗА-НУЛЬ, ФАЗА-ФАЗА
- Измерение активного и реактивного сопротивления петли фаза-нуль (земля), фаза-фаза от 0,01 Ом до 200 Ом;
- измерение полного сопротивления петли фаза-нуль (земля), фаза-фаза от 0,01 Ом до 300 Ом;
- измерение электрического сопротивления постоянному току (металлосвязь) от 0,01 Ом до 999 Ом (для ИФН-300);
- вычисление ожидаемого тока короткого замыкания, приведенного к напряжению сети 220 В - до 22 кА и 380 В - до 38 кА;
- диапазон измерения напряжения переменного тока до 450 В;
- магнитный держатель (для ИФН-300);
- беспроводная связь с компьютером, обработка данных в программе RS-Terminal® (для ИФН-300);
- межповерочный интервал - 2 года.

«СТАЛКЕР» ПМ-2
МАРКЕРОИСКАТЕЛЬ
Обнаружение всех типов электронных маркеров, которые используются для идентификации подземных коммуникаций.
- Определение положения пассивных и активных электронных маркеров всех типов: «Кабельное ТВ», «Газ», ВОЛС, «Телеком», «Канализация», «Водопровод», «Электроснабжение», «Техническая вода»;
- режим сканирования: поиск одновременно до четырех маркеров различного типа;
- определение глубины залегания маркера (в зависимости от типа маркера – до 2,5 м);
- подключение к GPS/Глонасс для наложения координат объекта на карту;
- питание от двух Ni-Mh-аккумуляторов: 6 В, 2 А·ч;
- степень защиты: IP54.

«СТАЛКЕР» 75-24
КОМПЛЕКС ТРАССОПОИСКОВЫЙ
Локализация и диагностика подземных коммуникаций.
ПРИЕМНИК ПТ-24
50 ГЦ
1024 ГЦ
ФУНКЦИЯ «КОМПАС» С РЕЖИМОМ «ВТОРАЯ ЛИНИЯ»
Одновременное схематическое отображение на дисплее искомой коммуникации и трассы с протекающим током 50, 100 или 300 Гц.
GPS выноска подземных трасс с последующим наложением на карту.
- Время работы - до 10 ч.
- Поиск положения передающих зондов и камер телеинспекции.
- Увеличенный, сверхъяркий цветной дисплей.
- Диапазон рабочих температур: от -30 до +55 °С

ГЕНЕРАТОР ГТ-75
- Мощность - 75 Вт.

на правах рекламы

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

Сырье для комплексной защиты нефтегазового оборудования

***М. К. КОРБУШ** – старший технический специалист компании «Аттика»*

Коррозия металла является одной из главных причин выхода из строя нефтегазового оборудования. Опыт эксплуатации стальных товарных и технологических резервуаров показывает, что внутренняя поверхность, как правило, подвергается равномерной и язвенной коррозии. Скорость равномерной коррозии составляет 0,04–1,1 мм/год. Наиболее опасны сквозные поражения, приводящие к утечке продукта. Скорость язвенной коррозии при этом превышает равномерную в 3–6 раз и может достигать 3–8 мм/год. Такие скорости коррозионных процессов сокращают межремонтный срок эксплуатации. При этом расходы на ремонт могут составлять до 20% капитальных затрат на строительство резервуаров.

Одним из пассивных способов защиты нефтегазового оборудования от коррозии является лакокрасочное покрытие (ЛКП), которые в свою очередь должны обладать высокой эффективностью защитного действия, иметь хорошую адгезию к металлу и обладать высокими прочностными свойствами.

Лакокрасочные материалы (ЛКМ) должны иметь хорошую технологичность при нанесении различными методами окрашивания. В соответствии с международными требованиями для долговременной защиты металлоконструкций рекомендуются эпоксидные, полиуретановые, этилсиликатные, хлоркаучуковые и поливинилхлоридные ЛКМ.

Атмосферная среда, контактирующая с нефтегазовым оборудованием, имеет высокую коррозионную активность.

Для обеспечения долговременной защиты оборудования и техники, эксплуатирующийся в подобных условиях необходимо соблюдать требования системам ЛКП, прописанных в ИСО 12944-5.

ГК «Аттика» в 2020 году запустила собственное производство смол в Ленинградской области. Ассортимент выпускаемой продукции включает от высококачественных акриловых связующих для долговечных полиуретановых покрытий до модифицированных алкидных и ненасыщенных полиэфирных смол. Так же компания продолжает дистрибьюторскую деятельность продукции Synthopol, Kukdo, Cardolite и пр.

Такой широкий сырьевой выбор позволяет нашим партнерам изготавливать весь комплекс покрытий для нефтегазовых магистралей, резервуаров и других промышленных единиц с особенными условиями эксплуатации.

Коррозии подвержена как внешняя, так и внутренняя поверхность нефтегазового оборудования, находящегося в постоянном контакте с нефтью и агрессивными газами. В качестве защиты внутренней поверхности в основном используют эпоксидные составы. Защиты наружной поверхности представлены на рис. 1.

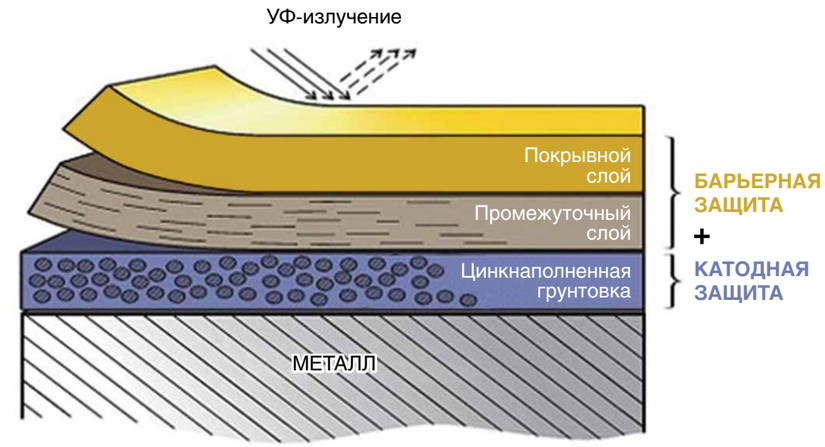


Рис. 1. Схема комплексного защитного покрытия для наружной поверхности

Для катодной защиты трубопроводов ГК Аттика может предложить экономичное эпоксиэфирное связующее собственного производства **ATTALATE ET-240**, представляющее 60% раствора смолы в ксилоле.

Особенностью данной смолы является возможность наполнения ее цинком с получением протекторного грунта со стабильными свойствами. Такие покрытия обладают удовлетворительной бензостойкостью. Так же при выборе ЛКП для объектов нефтегазового сектора необходимо особое внимание уделять морозостойкости ЛКП. Морозостойкость характеризуется температурой, ниже которой ЛКП самопроизвольно разрушается или разрушается при незначительных механических воздействиях. **ATTALATE ET-240** содержит в своем составе 40% жирных кислот высыхающих масел, за счет чего он «сапопластифицирован» и обладает значительной морозостойкостью.

Таблица 1. Характеристики эпоксиэфирной смолы

Наименование	Форма поставки	Вязкость, сек.	Масло	Применение
ATTALATE ET-240	60% в ксилоле	150–220*	40% жирных кислот высыхающих масел	Модифицированная эпоксидом алкидная смола. Для хим-, водостойких 1-компонентных грунтов, грунт-эмалей, цинконаполненных грунтов с быстрым временем высыхания.

**условная вязкость 50%-раствора*

Для более ответственных покрытий предпочтительнее использовать эпоксидные смолы на основе Бисфенола А компании **KUKDO**. Основные характеристики представлены в табл. 2.

Таблица 2. Характеристики эпоксидных смол

Наименование	Форма поставки	Вязкость, мПа*с	Эпоксидный эквивалент, г/экв	Применение
YD-128	100%	11500–13500	184–190	ЭП-системы с высоким сухим остатком, безрастворные системы.
YD-136*80	80%	2500–6000	290–335	Грунты общего назначения.

В комплексе с химстойкими отвердителями **Cardolite**, способными работать в условиях повышенной влажности и отрицательных температур, что немаловажно для специфики нефтегазовой отрасли, возможно получить надежное эпоксидное покрытие: грунт, грунт-эмаль и эмаль для финишных покрытий внутренней поверхности нефтегазового оборудования. В табл. 3 представлены основные отвердители и их свойства.

Таблица 3. Характеристики феналкаминных отвердителей

Наименование	Форма поставки	Вязкость, мПа*с	AHEW г/экв	Применение
Cardolite NC 558	96%	500–1500	95	Низкая вязкость, высокая адгезия, для безрастворных ЭП-систем
Cardolite NC 562	65%	300–2300	175	Быстросохнущие ЭП-грунты индустриального морского применения. Возможность использования в холодных условиях с высокой влажностью.
Cardolite NC 541*90	90%	3000–6000	145	Для промышленных защитных покрытий с тяжелыми условиями эксплуатации, хорошая водостойкость и защита от коррозии.

>>>

В связи с низкой УФ-стойкостью эпоксидных смол, на смену им для финишных и промежуточных покрытий пришли полиуретаны (ПУ). Покрытия на основе полиуретанов отличаются высокой долговечностью, УФ-стойкостью, химстокостью и отличными физико-механическими характеристиками. Для долговременной антикоррозионной и атмосферной защиты нефтегазовых магистралей, цистерн и резервуаров ГК Аттика предлагает следующие смолы:

SYNTHALAT A 077 – гидроксилсодержащая акриловая смола, выпускаемая по франшизе компании Synthopol на территории Ленинградской области. Представляет собой 60% раствор смолы в ксилоле, содержит 2,6% гидроксильных групп, что делает ее универсальным связующим, область ее применения грунт-эмали и эмали.

Компания Аттика также рада предложить для финишных покрытий смолу **SYNTHALAT A-TS 3947**. Связующее представляет собой гидроксилсодержащую акриловую смолу с высоким сухим остатком, предназначенную для использования в сочетании с алифатическими полиизоцианатами, торговой марки ATTONATE. Смола предназначена для получения двухкомпонентных покрытий с высокой устойчивостью к истиранию, химическому и атмосферному воздействию, быстрому времени высыхания, хорошей адгезией к стали. Характеристики свойств смол представлены в табл. 4.

Таблица 4. Характеристики акриловых смол

Наименование	Форма поставки	Вязкость,	Содержание ОН-групп, %	Применение
SYNTHALAT A 077	60% в ксилоле	1700–2300	2,6	Промышленные покрытия г/с и х/с с хорошей эластичностью, адгезией.
SYNTHALAT A-TS 3947	65% в ксилоле/БАЦ (19:16)	2400–4400	4,2	Автоэмали с высоким глянцем, эластичностью, хорошей адгезией, твердостью, атмосферо- и хим.стойкостью.

Технический отдел компании рад помочь на любой стадии разработки и внедрения продуктов для производства ЛКМ. Наши специалисты подберут оптимальную систему для решения ваших задач: от консультации по интересующим продуктам до отработки и проведения испытаний выбранной системы в лаборатории.

ЛИТЕРАТУРА:

1. И. Л. Розенфельд, Ф. И. Рубинштейн, К. А. Жигалова. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями.
2. А. М. Сухотин, Ю. И. Арчаков (ред.). Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность. Справочное руководство.

ATTIKA Resin's expert

ООО «Аттика»
Ленинградская обл., Тосненский р-н, д. Аннолово, 2-й Вертикальный проезд, д. 9
тел. (812) 441-20-50
e-mail: info@attikarus.ru
www.attikarus.ru

ГК РУСКОМПОЗИТ КСИ

НОВОПЛАСТ – ПЕРВАЯ АТТЕСТОВАННАЯ РОССИЙСКАЯ СИСТЕМА ДЛЯ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ ЗАВОДСКОГО НАНЕСЕНИЯ С ТЕМПЕРАТУРОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТ -60°С ДО +80°С БЕЗ ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ДИАМЕТРАМ

Покрытие обладает высокой прочностью, сопротивлением к растрескиванию, стойкостью к УФ излучению. Обладает эластичностью при отрицательных температурах. Отличается высокой производительностью и стабильностью характеристик, в том числе и стойкостью к катодному отслаиванию.

- Широкая область применения для труб различных назначений
- Применяется при нанесении как 2-х слойного так и 3-х слойного покрытий труб без необходимости замены материалов
- Применяется при изоляции труб методом как боковой так и кольцевой экструзии
- При производстве используется сырье российского производства

Адгезионная композиция «НОВОПЛАСТ-2СЛ» - применяется для заводского нанесения защитной изоляции на трубы в качестве универсального подклеивающего слоя полиэтиленового антикоррозионного покрытия труб.

Адгезионная композиция «НОВОПЛАСТ-3СЛ» - применяется для заводского нанесения защитной изоляции на трубы в качестве подклеивающего слоя полиэтиленового антикоррозионного покрытия труб больших диаметров.

Композиция полиэтилена «НОВОПЛАСТ-ПЭ» - применяется для нанесения наружного слоя покрытия при изоляции труб с температурой эксплуатации до 60°С.

Композиция полиэтилена «НОВОПЛАСТ-ПЭ-80» - применяется для нанесения наружного слоя покрытия при изоляции труб с температурой эксплуатации до 80°С.

Композиция полиэтилена «НОВОПЛАСТ-ПЭ-БД» - применяется для нанесения наружного слоя покрытия при изоляции труб больших диаметров.

Самарская область, г. Новокуйбышевск, Железнодорожный проезд, д. 1

+7(84635) 3-95-66, +7(84635) 3-95-32 sales@ksi-izol.ru www.ksi-izol.ru

Метрологическое обеспечение производства промышленных узлов учета углеводородов

УДК 681.121.89.082.4:681.5.08

ООО НПО «Турбулентность-Дон»

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*

Представлена структура технической основы метрологического обеспечения производства ООО НПО «Турбулентность-Дон», перечислены основные задачи метрологического обеспечения. Раскрыто понятие качества продукции, применительно к приборам учета расхода углеводородов. Установлена прямая связь качества выпускаемой продукции и количества выполняемых измерений в технологическом цикле производства приборов учета газа и нефтепродуктов. Повышение качества продукции в значительной степени определяет выживаемость и успех предприятия в условиях рынка, темпы технического прогресса, внедрения инноваций, рост эффективности производства, экономию всех видов ресурсов, используемых на предприятии. Одновременное обоснованное экономически повышение количества и качества производимых многократных измерений и снижение при этом издержек, связанных с данной операцией невозможно без применения автоматизированных стендовых систем измерений, используемых для контроля, как характеристик отдельных модулей измерителя, так и прибора в сборе.

Ключевые слова: метрологическое обеспечение, приборы учета газа и нефтепродуктов, метрологические параметры, эталонная установка, стенды, поверка и калибровка.

ООО НПО «Турбулентность-Дон» имеет существенный опыт разработки и внедрения метрологически обеспеченных измерителей расхода, физический принцип действия которых основан на нескольких методах: ультразвуковом, термоанемометрическом, электромагнитном и струйном. Все без исключения приборы содержат в своем составе вычислитель расхода, измерительный модуль и первичный преобразователь, – каждый из которых обладает индивидуальными функциями и параметрами, присущими данным физическим принципам. В данный момент на предприятии проводится опытно-конструкторская разработка кориолисового массового расходомера-счетчика жидкостей и газов.

Необходимо заметить, что ООО НПО «Турбулентность-Дон» является предприятием, которое реализует полный цикл производства измерителей расхода – конструирование, изготовление и механическая обработка деталей, разработка и изготовление электронных плат, производство первичных измерительных преобразователей, сборка, стендовые испытания приборов, в том числе и производство самих испытательных стендов, которые впоследствии проходят метрологическую аттестацию (рис. 1). Производство и последующие испытания кориолисовых массовых расходомеров-счетчиков предполагается осуществлять с помощью вновь разработанных уникальных стендов.

В рамках реализации различных проектов НИОКР в ООО НПО «Турбулентность-Дон» разрабатываются новые методики и принципы измерения параметров газо-жидкостных сред, большинство из которых признаны ПАО «Газпром» перспективными разработками в России.

К основным задачам метрологического обеспечения производства приборов учета газа и нефтепродуктов в ООО НПО «Турбулентность-Дон» можно отнести [1, 2]:

- обеспечение единства измерений при разработке, производстве и испытаниях расходомеров;
- организация и обеспечение метрологического обслуживания средств измерений: учета, хранения, поверки, калибровки, юстировки, наладки, ремонта;
- разработка и внедрение в производственный процесс методик выполнения измерений, гарантирующих необходимую точность измерений;
- проведение метрологической экспертизы конструкторской и технологической документации;
- организация и обеспечение метрологического обслуживания измерительных каналов измерительных систем: учет, аттестация, поверка, калибровка, наладка;
- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, измерительных систем;
- разработка и внедрение нормативных документов, регламентирующих вопросы метрологического обеспечения.

Кроме этого, одной из основных задач является работа над повышением эффективности метрологического обеспечения производства, которая включает следующие мероприятия:

- ревизия и оптимизация контрольного, измерительного и испытательного оборудования, замена морально устаревшего измерительного оборудования современным, внедрение новых методов измерений;

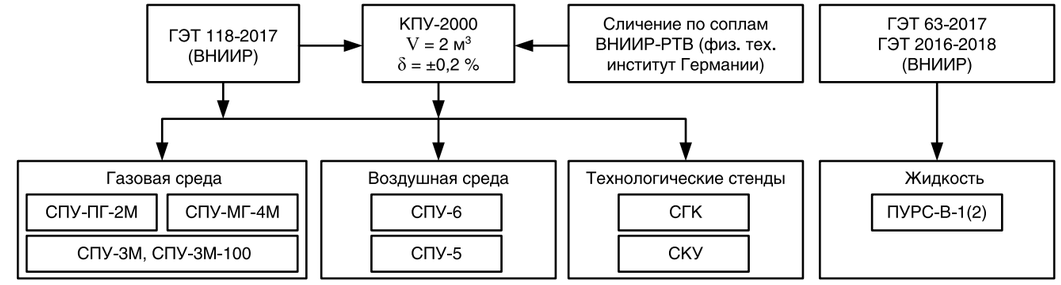


Рис. 1. Техническая основа метрологического обеспечения ООО НПО «Турбулентность-Дон»

- автоматизация измерительных процессов и оптимизация точности измерений по экономическому критерию: анализ степени важности измерительной информации, использование более точных средств измерений на ответственных участках, использование средств измерений с более грубым классом точности, где это целесообразно;
- совершенствование процедур поверки, калибровки, ремонта средств измерений с учетом экономической эффективности: внедрение новых эталонов, аккредитация метрологической службы;
- повышение профессионального уровня персонала, занимающегося вопросами метрологического обеспечения, упорядочение структуры службы, занимающейся метрологическим обеспечением [3].

На современном рынке остро стоит вопрос совершенствования и поддержания технических характеристик продукции, которые являются одними из основных (а при выпуске средств измерений – основными) составляющих качества продукции. На качество приборов оказывает влияние огромное число факторов. К ним относятся: уровень научно-технических исследований; качество схемно-технической отработки изделий; технологичность конструкции; качество применяемых технологических процессов; техническая оснащенность производства; качество поставляемых материалов и комплектующих; уровень организации и культура производства; ритмичность работы; обеспеченность кадрами и их квалификация; качество контроля изделий на этапах проектирования и разработки, производства и испытаний.

Для оценки показателей качества продукции применяются методы [4]: измерительный; расчетный или аналитический; статистический; экспертный; органолептический; социологический. Решение проблемы качества во многом зависит от качества получаемой измерительной информации.

Получение объективной информации об измеряемом показателе основано на выработке требований к измеряемому (контролируемому) параметру; выборе средств измерений, методик выполнения измерений требуемой точности; соблюдении целого комплекса метрологических правил получения, обработки и представления результатов измерений [5].

Таблица 1. Метрологическое стендовое оборудование собственной разработки ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Название установки	Среда испытаний	Назначение	Характеристики
СПУ-ПГ-2М	Природный газ, поверочные газовые смеси (ПГС)	Эталонная сопловая поверочная установка на природном газе	Диапазон расходов газа от Q_{min}=1 м³/ч до Q_{max}=16000 м³/ч Относ. погрешность, не более ±0,3%
СПУ-МГ-4М		Эталонная сопловая поверочная мультигазовая установка	Диапазон расходов газа от Q_{min}=0,2 м³/ч до Q_{max}=2500 м³/ч Относ. погрешность, не более ±0,3%
СГК		Автоматизированный стенд проверки герметичности и сухой калибровки ультразвуковых расходомеров газа	Максимальное избыточное давление 1,6 МПа, Относ. погрешность, не более, – по температуре, ±0,15% – по давлению, ±0,15%
КПУ-2000	Воздух	Эталонная колокольная установка	Объем V=2 м³ Относ. погрешность, не более ±0,2%
СПУ-6		Эталонная сопловая поверочная установка расходомеров счетчиков газа	Диапазон расходов газа от Q_{min}=0,2 м³/ч до Q_{max}=2500 м³/ч Относ. погрешность, не более ±0,2%
СПУ-5		Эталонная сопловая калибровочная и поверочная установка бытовых счетчиков (расходомеров) газа	Диапазон расходов газа от Q_{min}=0,016 м³/ч до Q_{max}=65 м³/ч Относ. погрешность, не более ±0,35%
СКУ		Автоматизированная калибровочная и поверочная установка ультразвуковых расходомеров газа	Диапазон расходов газа от Q_{min}=1,4 м³/ч до Q_{max}=1100 м³/ч Относ. погрешность, не более ±0,35%
СПУ-3М, СПУ-3М-100		Мобильная эталонная поверочная установка счетчиков (расходомеров) газа	Диапазон расходов газа (в зависимости от модификации) от Q_{min}=0,016 м³/ч до Q_{max}=100 м³/ч Относ. погрешность в раб. усл., не более ±0,3%
ПУРС-В-1(2)	Жидкость (вода)	Установка поверочная расходомерная для настройки, калибровки и поверки СИ расхода и объема жидкости различных типов	Диапазон расходов м³/ч, – по весовому контуру от 0,03 до 217,2 – по объемному контуру от 0,34 до 217,2 Относ. погрешность %, не более, – по весовому контуру ±0,07 – по объемному контуру ±0,3

>>>

В современном мире качество выпускаемой продукции определяет конкурентоспособность предприятия, его устойчивое развитие. Качество является основным фактором реализации товара по выгодной цене.

Обеспечение качества выпускаемой продукции и услуг является основной целью деятельности метрологии, стандартизации и сертификации.

При высокотехнологичном производстве узлов учета углеводородов в ООО НПО «Турбулентность-Дон» на операции, связанные с различными измерениями, отводится до 20–50% от совокупного времени изготовления приборов. Следует отметить, что три четверти от данного количества времени – это автоматизированные стендовые проверки отдельных модулей электроники, сборок, первичных измерительных преобразователей (датчиков), а также расходомеров в собранном виде при их калибровке и первичной поверке.

Качество выпускаемой продукции зависит как от качества технологических процессов производства, так и, в немалой степени, от качества метрологического обеспечения производства (качества выполняемых в процессе производства и при приемке готовой продукции измерительных и контрольных операций). Эти операции применяются при входном контроле сырья и комплектующих изделий, контроле состояния производственных технологических процессов, выходном контроле качества. Следовательно, измерения и инструментальный измерительный контроль являются важными элементами управления качеством продукции [6].

От выпуска высококачественной продукции выигрывает и национальная экономика, поскольку в этом случае увеличиваются экспортный потенциал и доходная часть платежного баланса страны, повышается авторитет государства в мировом сообществе. Тот факт, при котором приборы учета газа и нефтепродуктов производства ООО НПО «Турбулентность-Дон», а также системы телеметрии экспортируются в шесть стран ближнего и дальнего зарубежья (Беларусь, Казахстан, Узбекистан, Киргизия, Украина, Иран) говорит о высоком доверии к выпускаемой продукции в данных странах.

Отсюда вытекает необходимость постоянной, целенаправленной, кропотливой работы всего персонала, участвующего в выпуске измерительных приборов, по поддержанию и повышению качества продукции.

Так, в арсенале производственно-технологических мощностей ООО НПО «Турбулентность-Дон» имеется следующее уникальное метрологическое стендовое оборудование собственной разработки, приведенное в табл. 1.

Установка – СПУ-ПГ-2М – первый на территории РФ эталон с измеряемой средой – природный газ. Введена в эксплуатацию в 2003 г. Установка СПУ-ПГ-2М предназначена для воспроизведения объемного расхода и объема газа. Принцип действия СПУ ПГ-2М основан на подаче природного газа из газопровода высо¬кого давления после редуцирования в одну из трех измерительных линий, на которой устанавливается испытуемый расходомер, и последовательного сличения с эталонными критическими соплами. Для переключения потока газа в состав измерительных линий включена запорно-регулирующая арматура. Комплекты критических сопел формируют заданный расход, путем их комбинации с помощью управляемой в автоматическом режиме запорно-регулирующей арматуры. Весь цикл испытаний и поверки автоматизирован посредством разработанного аппаратно-программного комплекса специалистами ООО НПО «Турбулентность-Дон».

Рис. 2. Установка расходомерная СПУ-ПГ-2М

Эталонная мультигазовая поверочная установка СПУ-МГ-4М предназначена для проведения испытаний и исследования метрологических характеристик расходомеров газа различного принципа действия в диапазоне расхода от 0,2 до 6500 м^3/ч. На различных составах газа. Особенностью конструкции установки является возможность создавать в замкнутом кольцевом контуре различные комбинации расхода при различных значениях давления (от 0 до 1,2 МПа избыточного давления) и температур (от -15°С до +70°С). Процесс испытаний полностью автоматизирован.

Рис. 3. Сопловая поверочная установка СПУ-МГ-4М

Установка поверочная СПУ-5 предназначена для воспроизведения единицы объемного расхода при поверке бытовых и коммунальных счетчиков газа. Проведение поверки счетчиков газа основано на сравнении результатов одновременных измерений объема воздуха поверяемым счетчиком газа и установкой. Результат измерений объема с помощью установки принимают в качестве действительного значения.

В качестве эталона в установке используются сопла, работающие в критическом режиме. С помощью каждого сопла установки задается определенный объемный расход воздуха, значение которого зависит от площади (диаметра) горловины сопла.

Рис. 4. Установка поверочная СПУ-5

Колокольная поверочная установка КПУ-2000 предназначена для воспроизведения заданного объема и объемного расхода газа, создаваемого с помощью колокольного мерника при использовании набора критических сопел. Принцип действия поверочной установки основан на сравнении эталонного объема и объемного расхода газа, прошедшего через установку с показаниями поверяемого средства измерения. В качестве рабочей среды используется газ, забираемый из ресивера, входящего в состав поверочной установки. Конструкция резервуара обеспечивает поддержание постоянной температуры газа под колоколом и масла в резервуаре. Контроль температуры и давления газа, подаваемого из-под колокола, осуществляется автоматической системой управления при помощи встроенных датчиков температуры и давления.

Особо следует отметить, что установка КПУ-2000 воспроизводит единицу измерения объема газа не только от ГЭТ-118 в соответствии с действующей ГПС, но и путем выполнения периодических сличений через эталоны переносчики – критические сопла, имеет согласование с единицей объема газа от эталона физико-технического института Германии (PTB).

Рис. 5. Колокольная поверочная установка КПУ-2000

>>>

Переносные поверочные установки серии СПУ-3М предназначены для поверки коммунально-бытовых приборов учета газа типоразмеров G1.6-G25 на месте эксплуатации без демонтажа.

Рис. 6. Переносная поверочная установка серии СПУ-3М

Установка поверочная расходомерная ПУРС-В-1 (далее – установка), предназначена для настройки, калибровки и поверки средств измерения расхода и объема жидкости различных типов.

Рис. 7. Установка поверочная расходомерная ПУРС-В-1

Согласно вышеизложенному, для повышения качества, надежности и конкурентоспособности выпускаемой продукции, увеличения производительности предприятия необходимо осуществлять сплошной непрерывный контроль технических характеристик производимых устройств. Это возможно только при автоматизации процесса проведения испытаний и создании специализированных систем – стендов.

Рис. 8. Автоматизированная поверочная установка ультразвуковых счетчиков газа СКУ

Стенды с системой автоматического управления имитируют работу испытуемой детали или прибора в сборе на режимах, заявленных производителем. Испытание прибора со снятием в автоматическом режиме всех параметров направлено на контроль качества продукции и интенсификацию производства.

Каждый этап производства узлов учета сопровождается определенным набором испытаний, как составных модулей по отдельности, так и приборов в сборе. Реализованные алгоритмы всевозможных проверок в аппаратно-программном комплексе стендов, автоматизируют процесс проведения испытаний. Это повышает не только производительность, поскольку в автоматическом режиме измерения проводятся многократно быстрее, но и точность, поскольку виртуальные приборы позволяют проводить измерения по нескольким каналам одновременно, гарантируя идентичность сигналов при относительных измерениях и испытаниях, проводимых методом сличения с образцом. Кроме того, математическая обработка результатов измерений также производится автоматически – по окончании испытаний в отчет выводятся значения измеряемых параметров и их отклонений от номинального значения.

При разработке стендов в ООО НПО «Турбулентность-Дон» для технологического цикла производства узлов учета углеводородов были учтены их необходимые степени гибкости. Стенды разработаны с учетом унификации номенклатур приборов, при которой достигается возможность проведения испытаний, например, приборов с различными диаметрами, и имеется возможность выполнять несколько поставленных задач – проверочных и настроечных. Трудозатраты оператора сведены к минимуму: производится лишь выбор модификации устройства из имеющегося списка, и, в зависимости от выбранного типа, изменяются записываемые настройки приборов: проверяемые параметры, номинальные значения параметров, пределы допускаемых погрешностей и так далее.

Научно-производственное объединение Турбулентность-Дон, специализирующееся на выпуске расходомеров газа промышленного и бытового исполнения различных модификаций, основанных на различных физических принципах измерения, наращивает объем выпуска продукции, что сопряжено с расширением мощностей на различных этапах производства: при сборке, настройке и проверке работоспособности, калибровке и складировании. В частности, увеличение выпуска ультразвуковых расходомеров газа UFG-F-C для применения на трубопроводах малых диаметров от 50 до 100 мм в качестве альтернативы измерительным комплексам на базе турбинных и ротационных счетчиков газа сопряжено с внедрением автоматизированных систем, с целью интенсификации производства и сокращения производственных издержек. В этой связи были разработаны и внедрены в производство линейки ультразвуковых расходомеров газа UFG-F-C автоматизированные стенды СГК и СКУ.

Рис. 9. Стенд проверки герметичности и сухой калибровки ультразвуковых расходомеров газа (СГК)

На данный момент в ООО НПО «Турбулентность-Дон» разработаны отечественные кориолисовые расходомеры газа и жидкостей Turbo Flow CFM [7], параллельно ведется разработка стенда-имитатора многофазного газо-жидкостного потока для обеспечения технологического цикла производства данных приборов.

ВЫВОДЫ

1. Представлена структура технической основы метрологического обеспечения производства ООО НПО «Турбулентность-Дон», перечислены основные задачи метрологического обеспечения. Одной из основных задач является работа над повышением эффективности метрологического обеспечения производства, которая включает такие мероприятия, как автоматизация измерительных процессов и оптимизация точности измерений по экономическому критерию, совершенствование процедур поверки, калибровки, ремонта средств измерений с учетом экономической эффективности: внедрение новых эталонов, аккредитация метрологической службы.
2. Раскрыто понятие качества продукции, применительно к приборам учета расхода углеводородов. Установлена прямая связь качества выпускаемой продукции и количества выполняемых измерений в технологическом цикле производства приборов учета газа и нефтепродуктов. Повышение качества продукции в значительной степени определяет выживаемость и успех предприятия в условиях рынка, темпы технического прогресса, внедрения инноваций, рост эффективности производства, экономию всех видов ресурсов, используемых на предприятии.
3. Одновременное обоснованное экономически повышение количества и качества производимых многократных измерений и снижение при этом издержек, связанных с данной операцией невозможно без применения автоматизированных стендовых систем измерений, используемых для контроля, как характеристик отдельных модулей измерителя, так и прибора в сборе. Так, на предприятии ООО НПО «Турбулентность-Дон» внедрено более девяти сертифицированных автоматизированных эталонных установок собственной разработки, используемые для всех типов выпускаемых промышленных и бытовых приборов учета газа и жидкостей. Среди подобных разработок имеются модификации мобильных поверочных установок для расходомеров-счетчиков коммунально-бытового сегмента (СПУ-3М).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Лежнина И. А. Метрологическое обеспечение производства: учебное пособие / И. А. Лежнина, А. А. Уваров; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 120 с.
2. Никуличева Н. Г. Метрологическое обеспечение и контроль качества материалов и изделий: монография / Никуличева Н. Г. [и др]; под общей редакцией д.т.н., проф. В.Т. Прохорова. – Шахты: Изд-во ГОУ ВПО «ЮРГУЭС», – 164 с.
3. Коротков В. С. Метрология, стандартизация и сертификация: учебное пособие / Коротков В. С., Афонасов А. И. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 194 с.
4. Ширялкин А. Ф. Метрология в аспектах качества: учебное пособие / Ширялкин А. Ф., Шароухова В. П. – Ульяновск: УлГТУ, 2010. – 168 с.
5. Главный форум метрологов. Метрологические службы. Режим доступа: // www. metrologu.ru/info/metrologia/metrologicheskoe-obespechenie-proizvodstva/metrologicheskaa-sluzhba.html – Загл. с экрана.
6. Малинин Д. В. Метрология. Значение метрологии для рыночной экономики. Режим доступа: http://metrob.ru/HTML/Stati/staty/malinin.html – Загл. с экрана.
7. Соломичев Р. И. Методы и средства измерения параметров многофазных потоков / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2020. № 5/2020 (78). С. 50–54.

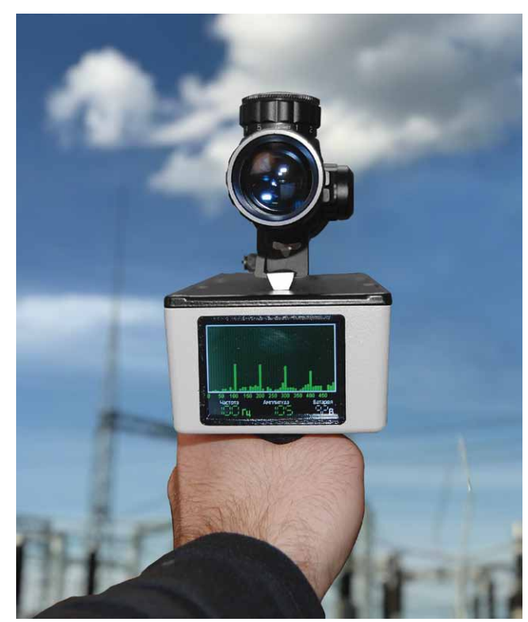
Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
346815, г. Ростов-на-Дону, 1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел. (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86
e-mail: info@turbo-don.ru
www.turbo-don.ru

«УЛЬТРАСКАН-2004»
для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским Научно-производственным предприятием «Метакон», для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением, был разработан и выпускается прибор «Ультраскан-2004».

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью (до сотен километров) с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий – обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.

Наиболее распространенное повреждение на ВЛ – однофазное замыкание «на землю» – происходит вследствии повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов. Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам при устранении повреждений следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии. При этом, выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии.



При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время не достаточно проработаны. Поэтому, поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.).

Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

>>>

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте).

Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок, либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 м в любую погоду и в любое время суток.

Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности. Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора.

Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет, при обследовании объекта, отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможности записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для возможности накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

НПП МЕТАКОН

ООО «НПП «Метакон»
634034, г. Томск,
ул. Вершинина, д.25/2, стр. 1
тел. (3822) 562-780, 568-984
e-mail: metakon_tomsk@mail.ru
www.metacon.ru

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

KEYPART

www.keypart.ru

ООО «КиПарт»
196650, Санкт-Петербург
Колпино, ул. Павловская, д. 82
литер А, пом. 7-н, комн. 31
+7 (812) 655-67-84
sales@keypart.ru

Компания KEYPART – официальный представитель ведущих брендов в области производства оборудования для промышленной автоматизации

ПРОДУКЦИЯ ВЕДУЩИХ ЕВРОПЕЙСКИХ И РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

- жидкостные фильтры

DANGO & DIENENTHAL

- массовые кориолисовые расходомеры

RHEONIK

- контрольно-измерительная аппаратура

HAM-LET
ADVANCED CONTROL TECHNOLOGY

- ультразвуковые расходомеры KATRONIC
- соленоидные клапаны IMI MAXSEAL
- предохранительные клапаны LESER
- контрольно-измерительные приборы WIKA
- электрические приводы ROTORK
- вихревые и термо-массовые расходомеры SIERRA MULTI-TRAK^{tm}
- электромагнитная арматура и клапаны GSR VENTILTECNIK
- запорно-регулирующая арматура ПРОСТОР-АВТОМАТИКА

АГП-18-7к

Автогидроподъемники

Краны «КЛИНЦЫ» хорошо известны российским строителям. Расширяя производственную программу Клинцовский автокрановый завод в последние годы освоил и другие виды грузоподъемной техники, в числе которых автогидроподъемники. Каждая из моделей АГП ориентирована на определенную сферу применения и имеет свои конкурентные преимущества.

АГП-18-7к

АГП-18

Телескопический автогидроподъемник **АГП-18 «КЛИНЦЫ»** является представителем наиболее массового на рынке класса техники с высотой подъема 18 м. Благодаря компактности этот подъемник рассчитан, прежде всего, для использования в стесненных городских условиях. Он предназначен для подъема на высоту рабочих с материалами и инструментом при выполнении ремонтных, строительно-монтажных и других работ, а также обслуживания зданий, сооружений и устройств энергетического и коммунального хозяйства.

Клинцовские конструкторы разработали именно ту конфигурацию, которая пользуется наиболее высоким спросом в классе 18-метровых АГП – это телескопическая стрела с рабочей платформой, расположенной над кабиной в транспортном положении.

В качестве базового шасси может быть использован практически любой среднетоннажник – от бюджетного отечественного ГАЗона до иномарки. Например, модификация, выпускаемая на шасси ГАЗ-С42R33 с колесной формулой 4х2. Машина оснащена 2-рядной 7-местной кабиной, позволяющей перевозить бригаду рабочих.

АГП-18 обеспечивает угол поворота стрелы 360°, максимальная высота подъема до 18 м и горизонтальный вылет до 13 м. Кроме того, предусмотрена возможность эксплуатации ниже уровня горизонта.

Грузоподъемность рабочей платформы – 300 кг.

Электроизоляция рабочей платформы – до 1000 В. Удобство управления обеспечивается двумя пультами: в рабочей платформе и на поворотной платформе.

Машина проста в эксплуатации и техническом обслуживании.

АГП-36

Есть у клинцовских краностроителей и более мощная модель – коленчато-телескопический автогидроподъемник **АГП-36 «КЛИНЦЫ»** с высотой подъема 36 м. Эта машина предназначена для обслуживания высотных сооружений: линий электропередач, промышленного оборудования, многоэтажных зданий и т.п. В зависимости от типа шасси подъемник можно применять в различных дорожных условиях. Популярным вариантом является внедорожник КАМАЗ-43118 (6х6), незаменимый на бездорожье. Также АГП-36 монтируется на шасси КАМАЗ-65115 с кабиной оператора и на шасси УРАЛ NEXT. Компактная конструкция стрелы в транспортном положении делает эту машину удобной при эксплуатации в городской среде.

Важной характеристикой является большой боковой вылет: 23 м при работе в заднем секторе (260°) и 18 м – в переднем секторе (100°). Показатели бокового вылета у **АГП-36** – одни из лучших в своем классе, это позволяет эксплуатировать подъемник там, где нельзя подъехать близко к рабочей площадке, а также доставить людей в труднодоступные места. Кроме того, благодаря большому боковому вылету подъемник может обслуживать с одной точки несколько сооружений, не меняя своего местоположения.

АГП-36 оснащен поворотной платформой с углом поворота 360°, 3-секционной телескопической стрелой и двумя управляемыми коленами. Эти конструктивные решения позволяют значительно расширить рабочую зону. В свою очередь, нижний подвес рабочей платформы в комплексе с управляемыми коленами дает возможность работать ниже уровня земли.

Максимальная грузоподъемность рабочей платформы – 400 кг. Очевидным плюсом является поворот рабочей платформы влево/вправо на ±90°. Электроизоляция рабочей платформы позволяет работать на ЛЭП с напряжением до 1000 В. Благодаря пульту ДУ подъемником можно дистанционно управлять с земли, а с пульта, расположенного в рабочей платформе – выполнять точное позиционирование вблизи объектов.

АГП-36-1К

АГП-36-3К

Предложив потребителям линейку современных, надежных и производительных машин Клинцовский автокрановый завод подтвердил свою компетентность в области производства грузоподъемной техники, способность оперативно реагировать на новые вызовы рынка и предвидеть его потребности.

АО «КАЗ»
243140, Брянская обл.,
г. Клинцы, ул. Дзержинского, 10
тел. (48336) 4-55-33
e-mail: om@oaokaz.ru
www.oaokaz.ru

Пружины бывают плоскими

Тарельчатые пружины представляют собой конический диск, который может подвергаться осевой нагрузке. Силы обычно прилагаются к верхнему внутреннему краю и нижнему наружному краю. Тарельчатые пружины могут быть использованы либо в виде одной пружины, либо в виде блока пружин. Исполнение возможно либо с контактными поверхностями, либо без них.

Особенности тарельчатой пружины

По сравнению с другими типами пружин, тарельчатые пружины обладают рядом выгодных свойств, которые следует отметить:

1. Выдерживают большие нагрузки при небольшом установочном пространстве.
2. В зависимости от размерных соотношений, характеристику пружины можно сконструировать так, чтобы она была линейная и с соответствующим расположением также прогрессивная.
3. Высокий срок службы под динамикой нагрузки.
4. При допустимом повышенном напряжении не возникает недопустимых ослаблений.
5. Из-за кольцевой формы пружины, передача сил абсолютно концентрична.

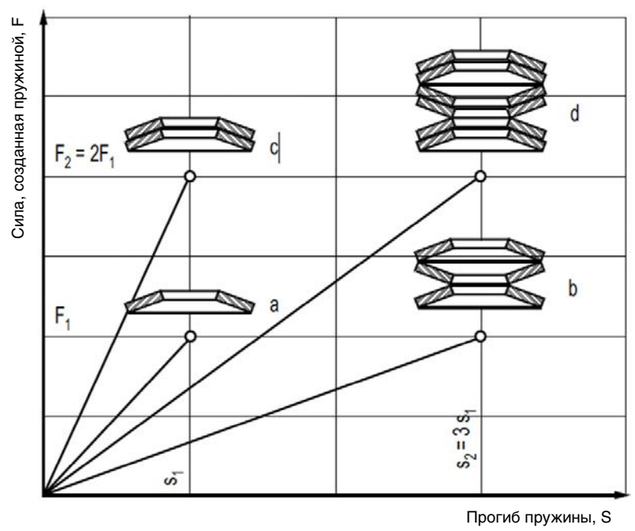
Благодаря этим преимуществам тарельчатые пружины нашли применение практически в каждой технической отрасли.

Возможные комбинации одиночных пружин

Форма тарельчатых пружин, позволяет комбинировать их различными способами. Как результат, характеристика пружинной комбинации может варьироваться почти в любом желаемом и адаптированном к требованиям способом.

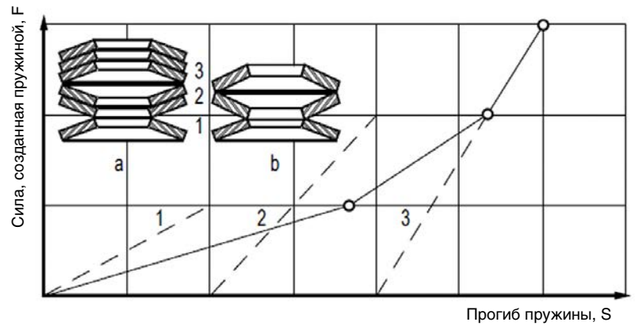
Последовательное укладывание – при сохранении постоянной силы F увеличивается прогиб пружины S увеличением пружины в блоке (кривая b).

Комбинированное укладывание – сила пружины F и прогиб пружины S растет пропорционально количеству пружин в блоке и их укладыванию относительно друг друга (кривая d).



Во многих случаях необходимо прогрессивное повышение силы пружины при растущем прогибе. Этого возможно достигнуть изменением количества параллельных пружин при комбинированном укладывании. Одинаковый результат также будет при укладывании пружин разной толщины.

Прогрессивные характеристики пружины:



Материалы

Лучший материал для тарельчатых пружин – это стандартная пружинная сталь с применением стандартных покрытий: фосфатирование (это стандартный процесс, как правило, применяется ко всем низколегированным сталям) и промасливание.

- **Ck67, Ck75 и Ck85** – эти стали согласно DIN 17222 используются для холодной формы пружин первой группы (толщина материала до 1 мм);
- **51CrV4 (1.8159)** – высококачественная хромованадиевая сталь согласно DIN 17221. Используется при изготовлении тарельчатых пружин толщиной свыше 1 мм.

Тарельчатые пружины также могут быть защищены от коррозии, либо подходящими покрытиями, либо использовать с помощью коррозионностойких материалов, представленных ниже. Также почти все высоколегированные стали могут проявлять коррозионное растрескивание под напряжением при высоких рабочих напряжениях, имея низкий предел прочности.

1. **X10CrNi188 (1.4310):**
   Эта хромоникелевый сплав стали согласно DIN 17224, этот материал используется для коррозионностойких сталей. Из-за своей аустенитной структуры, он не может быть закаленным обычным способом, но путем холодной штамповки можно получить требуемую прочность для тарельчатых пружин. При холодной штамповки прочность уменьшается с увеличением толщины. Следовательно, материал обычно не используется толще 2,5 мм.
2. **X7CrNiAl177 (1.4568):**
   Эта сталь согласно DIN 17224. Недостаток, по сравнению со сталью 1.4310 – имеет более низкую коррозиостойкость и чувствительность к коррозии под напряжением. Поэтому мы рекомендуем использовать только для пружин более 2,5 мм толщиной, если никакой другой материал не доступен.
3. **X5CrNiMo17122 (1.4401):**
   Прочность этого материала, меньше, чем любая из выше перечисленных сталей. Несмотря на более высокую коррозионную стойкость и более низкий магнетизм, она редко используется, т.к. этого трудно добиться.
4. **Nimonic 90 (2.4632, 2.4969):**
   Эти никель-хромо-кобальтовые сплавы дают наименьшее количество проблем при обработке и поэтому наиболее часто используется. Он имеет очень хорошую термостойкость и может использоваться до +700°C.
5. **Inconel X750 (2.4669) и Inconel 718 (2.4668):**
   Эти никель-хромовые сплавы используются в реакторах. Температурный режим до +600°C.

Примеры применения тарельчатых пружин ООО «ХЕННЛИХ»

- ***Предохранительные муфты***
  В предохранительных муфтах тарельчатые пружины обеспечивают давление, необходимое для поддержания необходимого уровня сцепления поверхностей, передающих крутящий момент. Для регулировки давления используются регулировочные гайки. Если нагрузка превышает установленный предел, передача крутящего момента прекращается.
- ***Фрикционные предохранительные муфты***
  На фрикционных предохранительных муфтах тарельчатые пружины обеспечивают заданное аксиальное давление на фрикционные накладки. Износ, возникающий за время службы муфты на фрикционных накладках, компенсируется тарельчатыми пружинами, при этом крутящий момент остается неизменным.
- ***Клапаны***
  Наборы тарельчатых пружин в быстродействующих запорных клапанах при открытом положении клапана испытывают гидравлическую нагрузку. В случае сбоя гидравлическое давление резко сбрасывается, пружина освобождается, перекрывая клапан и прекращая поток жидкости. Часто для этого используют наборы тарельчатых пружин с центральным шаровым клапаном.
- ***Возвратные пружины поршней***
  Тарельчатая пружина обеспечивает возврат в начальное положение поршня гидравлической системы после снятия нагрузки.
- ***Компенсация люфта***
  Тарельчатые пружины часто используются для компенсации геометрических допусков при узловой сборке.
- ***Разборные контактные токопроводящие соединения***
  Тарельчатые пружины используют как средства стабилизации электрического сопротивления.
- ***Барабанные мельницы***
  Эластичное крепление футеровок обеспечивается за счет установки на болтах пакетов тарельчатых пружин.

Более подробную информацию Вы можете найти на сайте *www.hennlich.ru*, либо обратиться к специалистам компании ХЕННЛИХ Россия.

HENNLICH

ООО «ХЕННЛИХ»
170028, г. Тверь, Набережная реки Лазури, 15А
тел. (4822) 787-180, +7 (910) 646-73-44
e-mail: hennlich@hennlich.ru
www.hennlich.ru

Взрывобезопасное оборудование
ООО НПП «Магнито-Контакт»

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

Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ПБ74.В.00041/20 с 31.07.2020г. по 30.07.2025г.
(ТР ЕАЭС 043/2017 «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения»).
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00464/20 с 10.06.2020г. по 09.06.2025г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»).
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003008/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»).

Извещатель пожарный ручной ИП535/В «СЕВЕР» с маркировкой взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011) предназначен для ручного включения сигнала тревоги. По заказу потребителя дополнительно оборудуется сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник.

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 (таблица 1) из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т, 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.

■ **Максимальные входные искробезопасные параметры ИП535/В «СЕВЕР»:**
Ui 30В; Ii 200mA; Pi 1.2Вт; Li 10мкГн; Ci 50пф.

■ **Технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В;
- Средний потребляемый ток в дежурном режиме: до 50 мкА;
- Ток потребления в режиме «Пожар»: 10±2 мА (при 9 В), 20±2 мА (при 30 В);
- Диапазон рабочих температур: -55°С...+60°С;
- Коммутируемые: мощность 1,5 Вт; напряжение 30 В, ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129х158х72 мм; масса извещателя: не более 0,5 кг;
- Степень защиты оболочки: IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Таблица 1. Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М20К	6–12	МКВ М25К	6–17.5
Труба с резьбой G1/2	МКВ М20Т1/2	6–12	МКВ М25Т1/2	6–17.5
Труба с резьбой G3/4	МКВ М20Т3/4	6–12	МКВ М25Т3/4	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ М20КМ10	6–8	МКВ М25КМ10	6–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ М20КМ12	6–10	МКВ М25КМ12	6–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М20КМ15	6–12	МКВ М25КМ15	6–15
Металлорукав РЗЦ 20 мм	МКВ М20КМ20	6–12	МКВ М25КМ20	6–17.5
Бронированный кабель	МКВ М20В	6–12	МКВ М25В	6–17.5
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М20В2	6–12	МКВ М25В2	6–17.5
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

Сертификат соответствия № RU C-RU.ПБ65.В.00013/19 с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
(технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ)
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00464/20 с 10.06.2020г. по 09.06.2025г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)

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 из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т 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.

■ **Максимальные входные искробезопасные параметры УДП 535-50 «СЕВЕР»:**
Ui 30В; Ii 200mA; Pi 1.2Вт; Li 10мкГн; Ci 50пф.

■ **Технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В;
- Ток в дежурном режиме: до 50 мкА;
- Ток потребления в режиме «Запуск»: 10±2 мА (при 9 В), 20±2 мА (при 30 В);
- Диапазон рабочих температур: -55°С...+60°С;
- Коммутируемые: мощность 1,5 Вт; напряжение 30 В, ток 0,2 А;
- Габаритные размеры: 129х158х72 мм; масса устройства – не более 0,5 кг.

Таблица 2. Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм	Условное бозначение	Проходной диаметр, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М20К	6–12	МКВ М25К	6–17.5
Труба с резьбой G1/2	МКВ М20Т1/2	6–12	МКВ М25Т1/2	6–17.5
Труба с резьбой G3/4	МКВ М20Т3/4	6–12	МКВ М25Т3/4	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ М20КМ10	6–8	МКВ М25КМ10	6–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ М20КМ12	6–10	МКВ М25КМ12	6–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М20КМ15	6–12	МКВ М25КМ15	6–15
Металлорукав РЗЦ 20 мм	МКВ М20КМ20	6–12	МКВ М25КМ20	6–17.5
Бронированный кабель	МКВ М20В	6–12	МКВ М25В	6–17.5
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М20В2	6–12	МКВ М25В2	6–17.5
Пластиковые кабельные вводы				
Диаметр подключаемого кабеля		от 6 до 14 мм		
Диаметр подключаемого кабеля		от 11 до 18 мм		

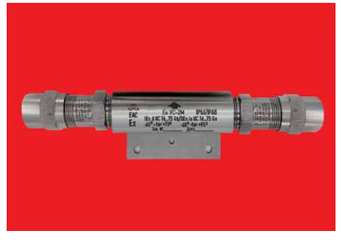
Устройство соединительное Ex УС-2 (1Ex d IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga)
Устройство соединительное Ex УС-2М (1Ex d IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga)
ПАШК.685552.154ТУ

Устройства соединительные Ex УС-2, Ex УС-2М предназначены для соединения (разветвления) сигнальных кабелей.

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

Устройства выполнены из нержавеющей стали 12Х18Н10Т и комплектуются пластиковыми клеммниками с диаметром подключаемого кабеля до 2,5 мм^2. Количество клеммных пар 8.

Устройства комплектуются сменными металлическими кабельными вводами МКВ.



■ **Технические характеристики:**
- Габаритные размеры: в комплекте с вводами диам. 36х23 мм;
- Масса: (не более) 1,2 кг;
- Температура эксплуатации: от -60°С до +70°С (для Т6), от -60°С до +95°С (для Т5);
- Степень защиты оболочки: IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Таблица 3. Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М25К	6–17.5
Труба с резьбой G1/2	МКВ М25Т1/2	6–17.5
Труба с резьбой G3/4	МКВ М25Т3/4	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М25КМ15	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М25КМ20	6–17.5
Бронированный кабель	МКВ М25В	6–17.5
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М25В2	6–17.5

Ex коробка металлическая «СЕВЕР» (1Ex d IIC T6…T3 Gb)
ПАШК.685552.153ТУ

Ex коробка коммутационная металлическая предназначена для соединения (разветвления) сигнальных кабелей. Маркировка взрывозащиты 1Ex d IIC T6…T3 Gb по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex коробка коммутационная металлическая выполнена из алюминиевого сплава Д16Т и комплектуются керамическими или пластиковыми клеммниками. Количество клеммных пар 8.

Ex коробка коммутационная металлическая комплектуется сменными металлическими кабельными вводами МКВ количеством от 2-х до 4-х шт.

Технические характеристики:
- Габаритные размеры: в комплекте с вводами диам. 36х231 мм; масса: (не более) 1,2 кг;
- Температура эксплуатации: от -60°С до +70°С (для Т6), от -60°С до +95°С (для Т5), от -60°С до +130°С (для Т4), от -60°С до +195°С (для Т3);
- Степень защиты обеспечиваемая оболочкой: IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

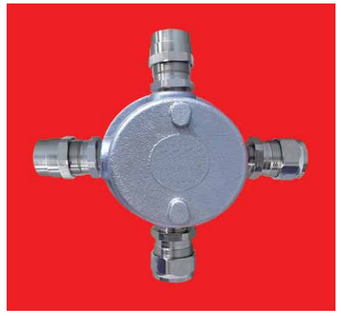


Таблица 4. Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М25К	6–17.5
Труба с резьбой G1/2	МКВ М25Т1/2	6–17.5
Труба с резьбой G3/4	МКВ М25Т3/4	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М25КМ15	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М25КМ20	6–17.5
Бронированный кабель	МКВ М25В	6–17.5
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М25В2	6–17.5

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 взрывозащиты: 0Ex ia IIC T6…T5 Ga X или 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.

■ **Технические характеристики:**
- Габаритные размеры: диам. 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.

Замок электромагнитный взрывозащищенный Ex-замок FM-26
(PB Ex mb I Mb X и 1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X),
(1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X) ПАШК.425729.156ТУ

Замок электромагнитный взрывозащищенный Ex-замок FM-26 предназначен для применения в системах безопасности объектов в качестве управляемого запирающего устройства. Класс устойчивости к взлому U3 по ГОСТ Р 52582-2006. Маркировка взрывозащиты: PB Ex mb I Mb X и 1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X или 1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex-замок FM-26 с маркировкой взрывозащиты PB Ex mb I Mb X и 1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X по ГОСТ 31610.0 2014 (IEC60079-0:2011) предназначен для применения в подземных выработках шахт, рудников и их наземных строениях, опасных по рудничному газу и (или) горючей пыли, а так же во взрывоопасных газу и пыли зонах помещений и наружных установок.

Ex-замок FM-26 с маркировкой взрывозащиты 1Ex mb IIC T5 Gb X и Ex mb IIIC T80ºC Db X по ГОСТ 31610.0 2014 (IEC60079-0:2011) предназначен для применения во взрывоопасных газу и пыли зонах помещений и наружных установок, кроме шахт, рудников и их наземных строениях, опасных по рудничному газу и (или) горючей пыли.

По способу защиты человека от поражения электрическим током замок соответствует классу «I» по ГОСТ IEC 60335-1. Степень защиты обеспечиваемая оболочкой – IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

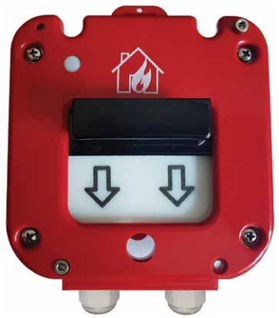
Ex-замок FM-26 поставляется с применением кабельных вводов МКВ маркировка взрывозащиты 1Ex d IIC Gb/PB Ex d I Mb или Ex tb IIIC Db или 0Ex ia IIC Ga или 1Ex e IIC Gb и выпускается в следующих модификациях:
- **Ex-замок FM-26 «G»** – с встроенным магнитоконтактным датчиком положения (герконом). Климатическое исполнение О1, условия эксплуатации при температуре от -60°С до +50°С и относительной влажности 98% при 25°С.
- **Ex-замок FM-26 «Н»** – с встроенным устройством контроля состояния замка на основе датчика Холла. Климатическое исполнение У1, условия эксплуатации при температуре от -40°С до +50°С и относительной влажности 98% при 25°С.
- **Ex-замок FM-26** – без встроенных датчиков контроля. Климатическое исполнение О1, условия эксплуатации при температуре от -60°С до +50°С и относительной влажности 98% при 25°С.

■ **Технические характеристики:**
- Напряжение питания 12 В или 24 В постоянного тока.
- Конструктивное исполнение: с постоянно присоединенным кабелем длиной 2 м* (* по требованию потребителя возможна поставка прибора Ex-замок FM-26 с кабелем другой длины:
  – не более 35 м для замка с напряжением питания 12 В;
  – не более 140 м для замка с напряжением питания 24 В.
- Ток потребления $I_{ном}$ в диапазоне рабочих температур:
  – для напряжения 12 В – не более 0,7 А;
  – для напряжения 24 В – не более 0,35 А.
- Усилие удержания якоря замка при номинальном напряжении питания в нормальных климатических условиях: не менее 350 кгс (класс устойчивости к взлому U3 по ГОСТ Р 52582-2006).
- Остаточное намагничивание при отключении питания – не более 0,5 кгс.
- Габаритные размеры корпуса, (ДхШхВ) мм: 237х43х28^{+2}.
- Габаритные размеры якорной части, (ДхШхВ) мм:
  – 203х45х20 (с датчиком контроля),
  – 187х45х20 (вариант «Н» и вариант без датчика контроля).
- Масса комплекта поставки в базовой комплектации, не более, кг: 7,5.

>>>

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

Сертификат соответствия № RU C-RU.ПБ65.В.00010/19 с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
(технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ).
Сертификат соответствия RU C-RU.ВН02.В.00141/19 с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»).
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003008/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»).



Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИП535Ex «СЕВЕР» маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga предназначен для ручного включения сигнала тревоги.

По заказу потребителя дополнительно оборудуется сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник.

Корпус извещателя может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 17 мм, герметичными вводами МКВ (таблица 5) из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т, предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП535Ex «СЕВЕР» маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga через барьеры искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ или АБИ ПАШК.426439.146ТУ, маркировка по взрывозащите [Ex ia Ga] IIB/IIC и 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.

■ **Максимальные входные искробезопасные параметры ИП535Ex «СЕВЕР»:**
Ui 30В; Ii 200mA; Pi 1.2Вт; Li 10мкГн; Ci 50пф.

■ **Технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В;
- Средний потребляемый ток в дежурном режиме: до 50 мкА;
- Ток потребления в режиме «Пожар»: 10±2 мА (при 9 В), 20±2 мА (при 30 В);
- Диапазон рабочих температур: -55°С...+60°С;
- Коммутируемые: мощность 1,5 Вт; напряжение 30 В, ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129х158х72 мм; масса извещателя: не более 0,5 кг;
- Степень защиты оболочки: IP66/IP67 по ГОСТ 14254.

Таблица 5. Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр, мм	Условное бозначение	Проходной диаметр, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М20К	6–12	МКВ М25К	6–17.5
Труба с резьбой G1/2	МКВ М20Т1/2	6–12	МКВ М25Т1/2	6–17.5
Труба с резьбой G3/4	МКВ М20Т3/4	6–12	МКВ М25Т3/4	6–17.5
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ М20КМ10	6–8	МКВ М25КМ10	6–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ М20КМ12	6–10	МКВ М25КМ12	6–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М20КМ15	6–12	МКВ М25КМ15	6–15
Металлорукав РЗЦ 20 мм	МКВ М20КМ20	6–12	МКВ М25КМ20	6–17.5
Бронированный кабель	МКВ М20В	6–12	МКВ М25В	6–17.5
Бронированный кабель с двойным плотнением	МКВ М20В2	6–12	МКВ М25В2	6–17.5
Пластиковые кабельные вводы				
Диаметр подключаемого кабеля		от 6 до 14 мм		
Диаметр подключаемого кабеля		от 11 до 18 мм		

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

Современные технологии Flottweg
на страже экологии

***О. В. ДУБРОВСКАЯ** – менеджер по маркетингу Flottweg Moscow*
***А. В. ЛАПТЕВ** – инженер по продажам Flottweg Moscow*

Нефтешламы относятся к разряду опаснейших отходов, в их состав входят многие токсичные и канцерогенные элементы, загрязняющие воздух, растительный и почвенный покров, грунтовые воды. Поэтому их нельзя утилизировать методом захоронения на обычном полигоне. За утилизацию нефтешламов отвечают предприятия нефтяной промышленности, обязанные через применение различных технологических методов снижать токсичность такого вида отходов.

Рис. 1. Z4E Tricanter® (Трикантер®) компании Flottweg

Многие предприятия, однако, идут на это с большим нежеланием. И речь здесь, скорее, не столько о недостатке финансирования, сколько о нежелании самих предприятий тратиться на современные технологические комплексы, предпочитая сжигать эти нефтесодержащие отходы и не обращая внимание, в первую очередь, на негативные последствия для экологии. Учитывая подобную, в определенном смысле, экологическую безответственность, ряд инжиниринговых компаний разработали инновационные методы для превращения нефтесодержащих отходов в доходы предприятий.

Немецкий производитель технологий для механического разделения Flottweg уже предлагает своим заказчикам эффективные и, главное, рентабельные технологии для решения данной проблемы. Завод компании расположен в немецком городе Фильсбибург в Нижней Баварии. Сепарационные технологии Flottweg позволяют производить переработку нефтяных шламов различного происхождения, в т.ч. устойчивых нефтяных эмульсий, амбарных и донных отложений с высокой долей механических примесей. Применение Tricanter® (Трикантеров®) – трехфазных шнековых центрифуг – дает возможность разделять нефтешламы на нефть товарного качества, воду и твердую фазу за один технологический цикл (без необходимости повторного нагрева) непрерывно в круглосуточном режиме.

На основе собственного богатого опыта работы немецкие специалисты сосредоточили усилия на разработке и производстве комплексных систем. Комплексные установки на базе Tricanter® (Трикантеров®) являются автономными мобильными цехами, выполнены в стандартных морских контейнерах 20’ и 40’ и способны работать 24 часа в сутки в автоматическом режиме независимо от погодных условий.

Рис. 2. Комплексные контейнерные установки для переработки нефтешлама

В состав таких систем помимо основного оборудования могут входить насосы подачи, теплообменники, фильтры, расходомеры, центральные и локальные системы управления и пр. Также стоит отметить повышенное внимание завода-изготовителя к вопросам безопасности: в случае необходимости комплекс оборудования может быть оснащен системой подачи инертного газа для недопущения выхода паров нефтешлама в атмосферу и попадания воздуха внутрь рабочей полости Tricanter®. В зависимости от потребностей заказчика компоновка модульного оборудования выполняется в контейнерах для открытых площадок или без контейнеров для монтажа оборудования в цехе заказчика. Возможно изготовление полумобильных или полностью мобильных установок, смонтированных на колесном шасси, с различным типом размещения. Например, комплекс по переработке шламов может быть размещен в контейнерах различных размеров на складных опорах или колесной базе полуприцепа.

В данном случае комплекс включает в себя Tricanter®, зоны выгрузки готовых продуктов и обезвоженных мехпримесей после разделения, теплообменники и насос подачи нефтешлама. При необходимости такой комплекс может быть быстро и легко демонтирован и вывезен с объекта. Подача продукта в Tricanter® осуществляется через неподвижную подающую трубу внутри вращающегося шнека. За счет действия центробежной силы при вращении барабана со скоростью 3000–4000 об/мин механические примеси осаждаются на его внутренней стенке и при помощи шнека выгружаются через коническую часть барабана, где происходит обезвоживание, а отделенная жидкость выводится с противоположной стороны барабана через специальные отверстия.

Благодаря запатентованному компанией Flottweg регулируемому импеллеру можно менять границу разделения жидких фаз непосредственно во время работы Tricanter® (Трикантеров®). Тем самым обеспечивается оптимальный результат разделения фаз и исключаются дорогостоящие и длительные процедуры остановок. Также благодаря тому, что импеллер создает небольшое избыточное давление отпадает необходимость в установке дополнительного насоса для перекачивания отделенной воды, что позволяет добиться оптимальной комплектации системы. Принцип работы регулируемого импеллера основан на смещении двух дисков относительно друг друга и изменении границы разделения фаз при разделении продукта в зоне жидкости.

Рис. 3. Регулируемый импеллер Flottweg

Оборудование компании Flottweg может применяться для переработки нефтяных шламов различного происхождения, в том числе устойчивых нефтяных эмульсий, амбарных отложений, донных отложений резервуаров, где доля механических примесей доходит до 15–20%. В отличие от похожих установок других производителей, где сначала нефтешлам подается на двухфазную центрифугу, а затем производится дополнительная очистка готового продукта при помощи сепаратора, установки Flottweg позволяют провести всю процедуру переработки нефтешлама за один технологический цикл.

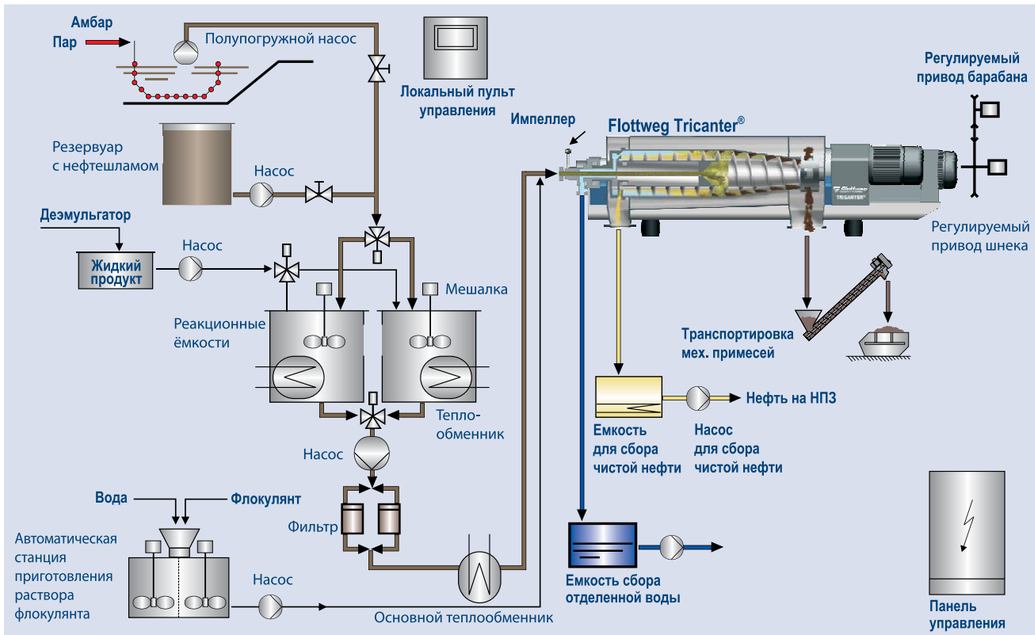


Рис. 4. Типовая технологическая схема переработки нефтешламов

Что дает возможность прежде всего сэкономить средства на нагреве нефтешлама и уменьшить необходимое количество оборудования. После разделения нефтешлама нефтяная фаза готова к дальнейшему использованию в качестве товарной нефти или печного топлива. Водная фаза поступает на очистные сооружения или возвращается в технологический цикл заказчика, а твердая фаза направляется для сжигания, захоронения, биоремедиации или термодесорбции.

Благодаря применению высококачественных нержавеющих сталей, упрочнению ключевых деталей напылением карбида вольфрама, а также использованию различных защитных втулок, штрипсов и скребков достигается высочайшая износостойкость и надежность. Срок эксплуатации оборудования Flottweg – 20 лет и более. Это позволяет неоднократно окупить его стоимость и обеспечить стабильную работу предприятия на долгие годы вперед.

Все оборудование перед отгрузкой заказчику обязательно испытывается на заводе-изготовителе в Германии, поэтому запуск в эксплуатацию на объекте осуществляется оперативно силами сервисных специалистов Flottweg из подразделения компании в России.

FLOTTWEG В РОССИИ

Немецкий производитель технологий для механического разделения представлен на российском рынке уже более 30 лет, а с 2017 в г. Химки Московской области располагаются офисное здание, сервисный центр, склад оригинальных запасных частей и парк мобильных контейнерных установок для проведения опытно-промышленных испытаний на объектах заказчиков российского филиала компании.

За 30 лет работы в России и странах СНГ компания Flottweg ввела в эксплуатацию свыше 350 установок (из них более 85 установок для переработки нефтешламов) и реализовала около 60 проектов. Первая установка для работы с нефтепродуктами была продана в России в 1987 году компании «Татнефть». С тех пор оборудование Flottweg эксплуатируется в таких компаниях, как ПАО «Сургутнефтегаз» (11 шт.), ПАО «РОСНЕФТЬ» (15 шт.), ПАО «ЛУКОЙЛ» (9 шт.), АО «НК «КазМунайГаз» (8 шт.), ПАО «Татнефть» (6 шт.), ОАО «НГК «Славнефть» (2 шт.), ОАО «Севернефтегазпром» (1 шт.) и др. При разработке и внедрении актуальных технологических решений компания тесно сотрудничает с кафедрой промышленной экологии РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина и национальным центром экологического менеджмента и чистого производства для нефтегазовой промышленности.

ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ

Комплексные системы Flottweg были установлены для разделения нефтешламов открытого амбара ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез». В результате работы оборудования содержание воды в нефтепродукте составило 0,3–1%, солей – 100 мг/л, содержание нефтепродуктов в воде – 0,5%, механических примесей в нефти и воде – 0,5%.

В ОАО «Славнефть-ЯНОС» была внедрена установка Flottweg в мобильном исполнении в виде двух 20-футовых контейнеров для переработки нефтешламов, расположенных друг над другом.

Рис. 5. Установка ОАО «Севернефтегазпром»

Содержание углеводородов в отделенной нефтяной фазе составляет 98–99%, что свидетельствует о высокой эффективности применяемой технологии. Оборудование Flottweg способно функционировать в разных климатических условиях, включая экстремально низкие температуры. Так, установки компании Flottweg успешно работают на объекте ОАО «Севернефтегазпром» в Новом Уренгое, где зимой температура опускается до -55°С (рис. 2). Стоит отметить, что данный комплекс применяется для очистки легковоспламеняющихся метанолсодержащих и промышленных сточных вод благодаря выполненной герметизации установки с подачей инертного газа – азота.

Еще одним примером реализации сепарационной технологии Flottweg может служить проект по внедрению Tricanter® (Трикантеров®) в г. Узень, где был расположен самый большой в Республике Казахстан открытый нефтяной амбар площадью порядка 100 Га. За период работы оборудования в 2006–2011 гг. с помощью трех установок суммарной производительностью 50 м³/ч содержимое амбара было практически полностью переработано, что является одним из самых впечатляющих результатов с точки зрения сохранения экологии.

Flottweg

ООО «Флоттвег Москау»
141402, МО, г. Химки, Вашутинское шоссе, 17
тел. (495) 575-34-34
e-mail: moscow@flottweg.com
www.flottweg.com

ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42
факс +7 (495) 225-45-38

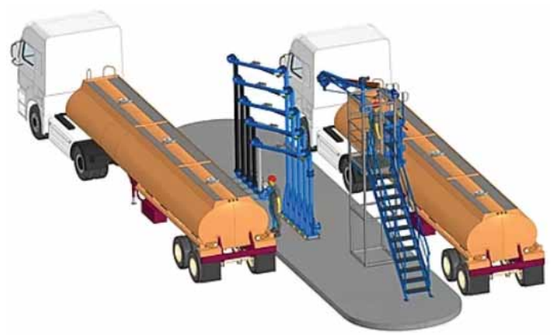
www.микрозим.рф
e-mail: microzym@microzym.ru
Закладка: www.микрозим.рф/oilspills.htm

Оборудование ООО ПК «ЮГНЕФТЕМАШ»
для нефтегазохимического комплекса

Производственная компания ЮГНЕФТЕМАШ – это современное предприятие с более чем 11 летним стажем в проектировании, производстве и запуску в промышленную эксплуатацию оборудования для погрузки и выгрузки нефтепродуктов и других технических жидкостей для нефтебаз, складов горюче-смазочных материалов, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, портовых терминалов, нефтяных и газовых компаний, АЗС, а также других предприятий энергетики, нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности.

Основными изделиями, выпускаемыми заводом, являются устройства и комплексы слива-налива нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны. Продукция завода постоянно востребована различными предприятиями, входящими в состав НК «РОСНЕФТЬ», ЛУКОЙЛ, «Газпром Нефть», «Транснефть», многих независимых нефтеперерабатывающих предприятиях России, стран СНГ и ближнего зарубежья. На предприятии постоянно ведется работа по совершенствованию конструкций нефтеналивного оборудования; проектированию и внедрению в производство новых устройств, средств автоматизации к ним, элементов автоматизированных систем управления технологическим процессом.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ТРАНСПОРТА



Устройства типа АСН предназначены для верхнего налива и нижнего слива/налива нефти и нефтепродуктов, а также агрессивных и неагрессивных жидкостей в автомобильные цистерны. Устройства используются в нефтяной, нефтегазохимической и химических отраслях промышленности.

Устройства типа АСН просты в управлении подходят для горловин любых диаметров, систем запирания и углов открытия крышек. Изготавливаются в двух конструктивных исполнениях – консоль и стояк.

Для уравновешивания устройств типа АСН могут быть применены: система противовесов (груза) или пружинный балансир (амортизатор).

Устройства оборудованы механизмом фиксации в рабочем положении, при осуществлении операций исключают самопроизвольное движение механизмов.

Устройства могут быть оснащены как цельной наливной трубой, так и телескопической. Выдвижной телескопический наконечник, обеспечивает длину необходимую для безопасного контакта с днищем любой автоцистерны или расстояние от конца наливного устройства до нижней образующей цистерны, не превышало 200 мм. Наконечник выполнен из не искрящего материала, и его конструкция исключает падение и разбрызгивание струи продукта в начале операции налива. Так же в комплекте устройств возможно использование переходного конуса, который учитывает многообразие диаметров горловин автоцистерн. Безопасность процесса налива продуктов обеспечивается датчиком предельного (аварийного) уровня заполнения автомобильной цистерны, который обеспечивает исключения перелива рабочей среды через край горловины цистерны.

Легкое перемещение устройств без перекосов обеспечивается трехрядными шарнирами. Две шариковые дорожки и одна роликовая, обеспечивающие легкое перемещение устройств без перекосов в течении всего срока службы, роликовая дорожка воспринимает значительные боковые усилия, что позволяет значительно увеличить срок службы шарнира до его замены.

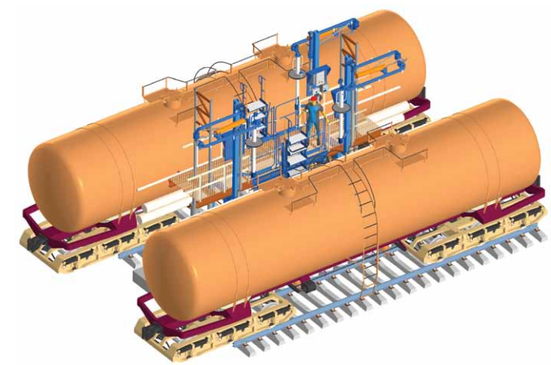
Конструкция наливных устройств обеспечивает полное освобождение наливной трубы от продукта и исключает возможность его пролива на цистерну при окончании налива. Сбор капель и возможных остатков нефтепродуктов из наливного устройства, находящегося в гаражном положении, осуществляется в каплесборник.

Устройства нижнего слива/налива типа АСН-Н предназначены для герметизированного нижнего слива/налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны. АСН-Н подключается с помощью муфты API 1004, CamLock, KAMVALOK, ПВС и других типов к клапану автоцистерны, пароотводящий рукав присоединяется к клапану отвода паров. Устройства нижнего слива/налива являются полностью герметичными, что исключает потерю продукта из-за улетучивания паровоздушной смеси. Они также позволяет осуществлять налив одновременно в несколько отсеков цистерны, что существенно экономит время простоя автоцистерны под наливом.

Устройства имеют несколько уровней автоматизации в зависимости от выдвигаемых требований к способу управления наливом:

- Без управления – устройство не имеет никакой запорной или регулирующей арматуры;
- Ручное прекращение – устройство комплектуется дисковым затвором непосредственно на устройстве налива или запорной арматурой, устанавливаемой перед устройством;
- Автоматическое прекращение налива – устройство комплектуется клапаном запорным наливным ДКП-80/1, который работает без использования электричества;
- Система управления на базе программируемого логического контроллера и электроуправляемой запорной арматуры;
- Коммерческий учет отгружаемых продуктов по объему и (или) массе.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

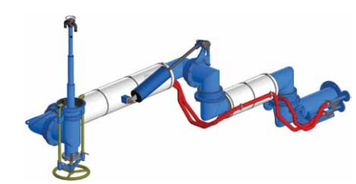


■ **Устройства для нижнего слива из железнодорожных цистерн типа УСН**

Устройства типа УСН предназначенные для нижнего слива нефти и нефтепродуктов, а также агрессивных и неагрессивных жидкостей из железнодорожных вагонов-цистерн. Устройства используются в нефтяной, нефтегазохимической и химических отраслях промышленности.

Устройства типа УСН представляет собой шарнирно соединенный трубопровод, обеспечивающий закрытую систему слива продукта из железнодорожных цистерн.

Устройства изготавливаются с диаметром условного прохода 150, 175 и 200 мм, зоной действия 4 и 6 м. Возможна комплектация устройств гидромонитором, паровой рубашкой, системой электрообогрева, различными датчиками.



Устройства оснащены пружинным балансиром с защитным кожухом, обеспечивающим безопасность обслуживающего персонала.

Самозакрывающиеся прихваты надежно фиксируют присоединительную головку УСН к сливному прибору железнодорожной цистерны, что уменьшает время на проведение подготовительных работ.

Управление прихватами происходит одним штурвалом, что значительно упрощает процесс присоединения к сливному прибору железнодорожной цистерны. Уплотнение присоединительной головки обеспечивает герметичное соединение со сливным прибором цистерны в процессе слива.

■ Устройства верхнего налива в железнодорожные цистерны типа УНЖ

Устройства типа УНЖ предназначены для верхнего налива нефти и нефтепродуктов, а также агрессивных и неагрессивных жидкостей в железнодорожные цистерны. Устройства используются в нефтяной, нефтегазохимической и химических отраслях промышленности.

Устройства типа УНЖ представляет собой шарнирно соединенный трубопровод с наливным наконечником для отпуска перекачиваемого продукта.

Изготавливаются в двух конструктивных исполнениях – консоль и стояк. Исходя из требований к установке УНЖ подвод нефтепродукта может быть, как сверху, так и снизу. Для уравновешивания устройства могут быть применены: система противовесов или пружинный балансир.

Система противовесов для уравновешивания УНЖ позволяет без усилий осуществлять управление устройством. Усовершенствованная система шарнирных соединений позволяет без труда получить устройство налива с исполнением на левую или правую сторону, без каких-либо изменений.

УНЖ может комплектоваться наливным наконечником как для открытого налива, так и герметичного с рукавом отвода паров. Наконечник для герметичного налива может быть выполнен по требованию заказчика в виде конуса или крышки, в зависимости от типа наливаемых цистерн. Наливная труба может быть цельная или телескопическая, что позволяет уменьшить габарит и облегчить процесс приведения устройства в рабочее положение. Условный диаметр прохода устройства возможен 100 и 80 мм.

Легкое перемещение устройств без перекосов обеспечивается трехрядными шарнирами. (две шариковые дорожки и одна роликовая, обеспечивающие легкое перемещение устройства без перекосов в течении всего срока службы, роликовая дорожка воспринимает значительные боковые усилия, что позволяет значительно увеличить срок службы шарнира до его замены).

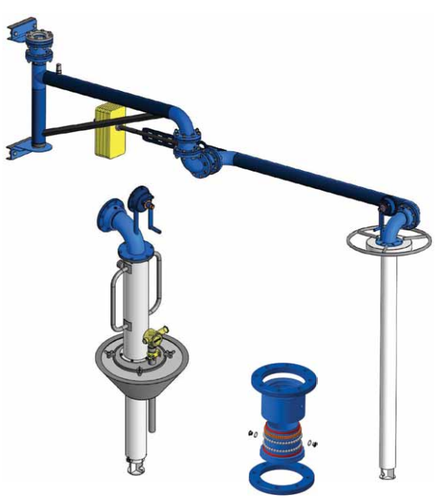
Конструкция наливных устройств обеспечивает полное освобождение наливной трубы от продукта и исключает возможность его пролива на цистерну при окончании налива.

Устройства имеют несколько уровней автоматизации в зависимости от выдвигаемых требований к способу управления наливом:

- Без управления – устройство не имеет никакой запорной или регулирующей арматуры;
- Ручное прекращение – устройство комплектуется дисковым затвором непосредственно на устройстве налива или запорной арматурой, устанавливаемой перед устройством;
- Автоматическое прекращение налива – устройство комплектуется клапаном запорным наливным ДКП-80/1, который работает без использования электричества;
- Система управления на базе программируемого логического контроллера и электроуправляемой запорной арматуры. Возможно исполнение с управлением процессом налива (слива) удаленно с использованием программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора;
- Коммерческий учет отгружаемых продуктов по объему и (или) массе.

■ Устройства верхнего слива-налива железнодорожных цистерн типа УПВС. Стационарное устройство для верхнего слива

Устройство предназначено для верхнего аварийного слива из цистерны с неисправным сливным прибором.



УПВС-80-П (100)

УПВС-80-С (100)

■ Автоматизированные системы управления наливом

Автоматизированные системы управления наливом построены на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК) с установленной специализированной программой предназначенных для построения широкого спектра автоматизированных систем отвечающие различным требованиям, предъявляемым к системам автоматизации.

Функциональный состав системы управления:

- Взрывозащищенный шкаф управления с ПЛК;
- Пульт местного управления (кнопочный);
- Светоцветовая сигнализация;
- Запорная арматура;
- Сигнализатор уровня жидкости или уровнемер;
- Датчики положения устройства налива (слива), мостика переходного МП;
- Устройство заземления цистерн;
- Массовый расходомер или счетчик жидкости;
- Дополнительное оборудование по требованию клиента.

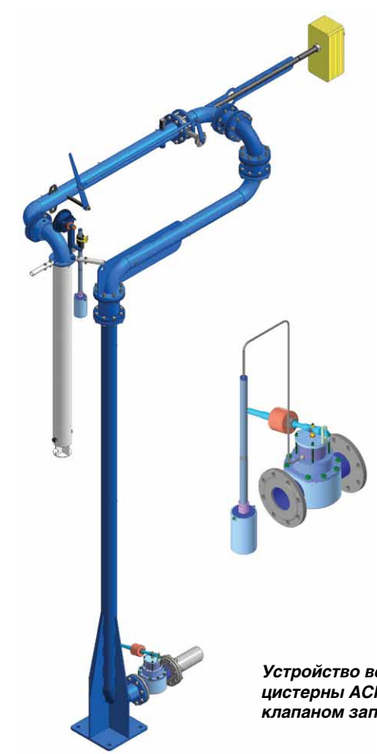
Система управления обеспечивает:

1. **Локальное управление процессом налива (слива) с помощью взрывозащищенного местного пульта управления.**
2. **Удаленное управление процессом налива (слива) с помощью программного обеспечения Автоматизированного рабочего места оператора налива.**

Варианты исполнения Автоматизированных систем управления (АСУ):

- АСУ-01 – Для светлых нефтепродуктов;
- АСУ-02 – Для темных нефтепродуктов;
- АСУ-03 – Для вязких нефтепродуктов;
- АСУ-04 – Для агрессивных жидкостей.

■ Автоматическая система закрытия заслонки по достижении заданного уровня – КЛАПАН ЗАПОРНЫЙ НАЛИВНОЙ ДКП-80/1



Устройство верхнего налива в автомобильные цистерны АСН-100-АРД в комплектации с клапаном запорным ДКП 80/1

Клапан запорный наливной ДКП-80/1, предназначен для автоматического прекращения подачи нефтепродукта при достижении уровня загрузки железнодорожных и автомобильных цистерн.

Обеспечивает ручное начало и автоматическое прекращение налива при заполнении цистерны до заданного уровня и работает без использования электричества.

В комплект поставки клапана входит поплавок, который позволяет установить необходимой уровень наполнения цистерны. Устройство позволяет производить автоматическое ограничение налива по заданному уровню без применения электричества.

Рабочей средой клапана являются нефтепродукты вязкостью до 60 сСт, не грубее 14 класса чистоты по ГОСТ 17216-2001.

Принцип действия, следующий: от клапана ДКП-80, идет шланг и через герметичную крышку соединяется с поплавком. Во время налива при подъеме уровня жидкости поплавок перемещается по направляющему штоку вверх, тем самым создает избыточное давление воздуха в шланге, которое воздействует непосредственно на запорный диск в клапане. При достижении максимального уровня жидкости в цистерне создается максимальное давление на диск клапана тем самым он полностью перекрывает поток перекачиваемой жидкости.

Возможно применение клапана запорного наливного ДКП-80/1 с устройствами верхнего налива автомобильных и железнодорожных цистерн для автоматического прекращения налива при достижении заданного уровня.

>>>

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЭСТАКАДЫ ДЛЯ СЛИВА-НАЛИВА ПРОДУКТОВ

Железнодорожная эстакада предназначена для подачи и забора грузов, перевозимых в железнодорожных цистернах, налива и слива нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, а также обеспечения возможности прохода над путями при их загруженности.

Эстакада обеспечивает одновременное обслуживание нескольких железнодорожных цистерн (в зависимости от количества постов), фиксацию мостика переходного в зависимости от его положения в пространстве, подъем мостика после ухода обслуживающего персонала, размещение оборудования для налива и слива нефтепродуктов и других жидкостей.

Может быть оборудована подводом для подключения измерительных комплексов. Конструкция эстакады позволяет увеличивать и расширять количество постов налива, а также осуществлять поэтапный монтаж и модернизацию оборудования.

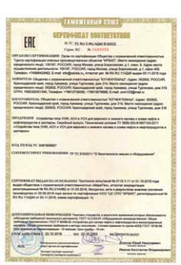
■ **Площадки обслуживания для доступа на железнодорожные цистерны типа ПОЖ**

Площадки обслуживания предназначены для доступа на железнодорожные цистерны, при отпуске нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, и безопасного проведения сливоналивных операций на объектах нефтепродукто-обеспечения. Могут входить в состав других устройств, предназначенных для верхнего налива и слива или учета продукта.

■ **Мостики переходные МП**

Мостики переходные предназначены для обеспечения безопасного доступа на автомобильные и железнодорожные цистерны с целью выполнения сливоналивных операций, досмотра, забора проб и т.п.

На этапе изготовления изделия проходят всесторонний технический контроль, производятся обязательные испытания и выходной контроль ОТК предприятия, гибкое производство, современные технологии и высокий профессиональный уровень наших специалистов позволяют решать самые сложные задачи по производству устройств.



ТД ЮГНЕФТЕМАШ

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

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
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+

Сняты все барьеры для внедрения учета нефтепродуктов в единицах массы

Двадцать лет назад в Российской Федерации было принято решение о переходе на учет нефтепродуктов в килограммах вместо объемных единиц: м^3 и дм^3 (литров). Причиной тому послужило свойство нефтепродуктов изменять свой объем в зависимости от температуры, которое использовалось недобросовестными исполнителями при учетных операциях. Однако на бумаге учитывать оказалось не сложно, но измерять массу жидких продуктов было нечем. Естественно, возникла необходимость в применении новых приборов, так называемых массомеров, которые в России не производились.

Американские и Европейские фирмы оперативно заняли Российский рынок этих приборов. Стоимость одной единицы с номинальным диаметром 80 мм и производительностью 180 м^3/ч составляла 1,2 млн. руб. В настоящее время АО «ПРОМПРИБОР» и другие Российские предприятия освоили выпуск массомеров и цена на них находится в пределах 600–900 тыс. руб.

Объемные приборы учета с такими параметрами и с приведением величины учтенного объема к стандартной температуре до настоящего времени имеют ценовой параметр в пределах 200–250 тыс. руб.

Для сведения: все Американские и Европейские фирмы, занимающиеся перевалкой нефтепродуктов, до настоящего времени ведут количественный учет в объемных единицах, баррелях, галлонах и куб. метрах или литрах.

Что дал в итоге переход на учет нефтепродуктов в единицах массы на нефтебазах и что необходимо сделать, чтобы довести эту дорогостоящую операцию до логического завершения? Предлагается проанализировать ниже.

Для организации такого значимого мероприятия компаниям: ПАО «Транснефть», АО «Транснефть-Терминал», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ПАО «Славнефть-ЯНОС», ПАО «Казаньоргсинтез», ООО «Газпром комплектация», ЗАО «Таманьнефтегаз», ПАО «Акрон», АО «Томскнефть» ВНК, ПАО «КуйбышевАзот» и другим, необходимо было переоснастить НПЗ, нефтебазы и АЗС массомерами, организовать производство поверочного оборудования, разработать методические материалы.

На сегодняшний день закуплено много сотен тысяч массомеров у иностранных компаний. На примере одной нефтебазы, которая, как и большинство получает нефтепродукты ж/д цистернами, проанализируем, какие преимущества дало применение способа учета в единицах массы.

Приемка поступающего продукта в ж/д цистернах

Измерить в единицах массы и в объемных единицах каждую цистерну на данный момент нет возможности, так как пока таких приборов не существует, и, соответственно, нет возможности при помощи приборов измерить общее количество поступившей партии продукта.

Количество продукта в данном случае принимается по документам, поступающим с каждой ж/д цистерной. Их данные заносятся в журнал учета поступивших нефтепродуктов по форме №13-НП и отражается в бухгалтерском учете.

Конечно, при вскрытии пломб проверяется уровень взлива продукта в каждой цистерне, по не метрологическим данным. По высоте взлива продукта и таблице вместимости, ориентировочно определяется **объем** и **температура** продукта в цистерне. Берется проба продукта и лабораторным способом при стандартной температуре определяется величина плотности этой пробы, которая пересчитывается на **плотность** при текущей температуре и распространяется на весь объем. При наличии плотномера ПЛОТ 3Б-РУ плотность и уровень взлива замеряются переносным плотномером при текущей температуре. Затем по данным параметрам определяется масса продукта в ж/д цистерне. При необходимости, плотность пересчитывается по таблицам к плотности при стандартной температуре. Полученные результаты могут оказаться близкими к тем, что указаны в товаросопроводительных документах, а могут и значительно отличаться от них. Это зависит от способа учета при загрузке ж/д цистерн на НПЗ. Их наливные терминалы могут быть оснащены средствами массового учета при загрузке или на них производят количественный учет по расчетной, метрологически не подтвержденной величине, вместимости ж/д цистерны и величине средней плотности продукта. Массу загруженного продукта определяют косвенно путем умножения величины объема на плотность при температуре загрузки.

Фактический объем ж/д цистерны метрологически не подтверждается при выпуске и приводится в документах как расчетное значение для каждого типа ж/д цистерн, которое приводится в документах с погрешностью ±0,5%.

Плотномер также имеет погрешность ±0,3 кг/м^3 при температуре 20°С. При пересчете величины объема 60 ±0,3 м^3 на плотность 725 ±0,3 кг/м^3 получим разброс значений массы в пределах от 43264,6 кг до 43735,6 кг. Погрешность определения массы составляет более 1%.

Вернемся к нефтебазе, на которой перекачали продукт из ж/д цистерн в резервуар хранения. При этом при снижении уровня продукта в ж/д цистерну заходил воздух, произошло испарение продукта и на стенках осталось также определенное количество продукта в виде потерь. В резервуаре до приемки был измерен уровень взлива, измерена величина плотности продукта и по калибровочной таблице определена величина объема, находящегося там продукта, путем умножения его на плотность при текущей температуре определена масса продукта.

После окончания приемки эти операции повторяются: определяются объем продукта в резервуаре и величина средней плотности. При этом следует заметить, что величина средней плотности будет отличаться от значений плотностей поступившего продукта и находящегося до приемки в резервуаре.

Из приведенного следует, что практически все операции производятся операторами вручную и их объективность может подвергаться сомнению.

Ряд нефтебаз имеют автоматизированные средства измерения параметров продукта в резервуарах. К ним относятся магнитострикционные измерители уровня с датчиками температуры и плотности, расположенными в нескольких местах по высоте резервуара, с помощью которых определяются параметры температуры и плотности и высоты взлива продукта, а с помощью электронных средств определяются количественные параметры – объем и масса продукта.

К более совершенным приборам учета продукта в резервуаре относятся приборы, которые измеряют придонное и надпродуктовое давления и расчетным способом определяют массу продукта в резервуаре.

Метрологического обеспечения прямого подтверждения определения массы продукта в резервуаре указанные приборы не имеют в силу того, что он подвергается гидростатическому давлению сезонным и суточным влияниям температур окружающей среды, а также неравномерному воздействию солнечного излучения. Поэтому плотность продукта в течение времени, изменяется под действием указанных факторов. Точность измерения объема, как и до принятия решения перехода на единицы массы, имеет свои особенности и погрешности.

Точность учета продукта в единицах массы фактически не может быть выше, чем точность учета продукта в единицах объема из-за отсутствия метода прямого измерения массы при операциях приемки не зависимого от температуры.

Существующий способ ручного или полуручного учета при приемке в единицах массы позволяет манипулировать величиной плотности и объема при разных температурах и не отличается от ранее имевшегося учета в единицах объема.

Резервуар невозможно использовать в качестве компонента для измерения количества, его применяли только по причине отсутствия какой-либо альтернативы. Резервуар должен быть предназначен только для хранения продукта.

Нормативными документами большинством компаний задана погрешность измерения средней плотности в пределах ±0,3 кг/м^3 во всем диапазоне температур. Такой точностью измерения плотности не обладает ни одно рабочее средство кроме лабораторных, которыми измеряют точечную плотность. Среднюю плотность можно измерить только путем взвешивания величины точного значения измеряемого объема на весах необходимой точности.

Отпуск продукта с нефтебаз на АЗС

В основном, в настоящее время отпуск продуктов на нефтебазах производится через серийно выпускаемые измерительные установки типа АСН, оснащенные массомерами, в единицах: объема, массы, с дополнительным определением средней плотности и средней текущей температуры каждого отпуска. Все четыре параметра указываются в ТТН. Измерительные установки выпускаются для верхнего, нижнего и комбинированного налива автоцистерн.

Метрологические характеристики измерительных установок контролируются поверочными установками УПМ-М 2000 (вторичными эталонами), внесенными в Государственную поверочную схему, в состав которых входят мерники с погрешностью измерения ±0,05%, весовые измерительные устройства с погрешностью ±0,04%, термометры с погрешностью измерения ±0,1°С

и точностью определения плотности объемно массовым способом ±0,3 кг/м^3. Во всем диапазоне температур от -30°С до +40°С. Поверочные измерительные установки УПМ-М 2000 применяются для поверки методом налива всех типов установок АСН верхнего, нижнего и комбинированного налива.

Предложения по совершенствованию учета продукта

В настоящее время можно констатировать, что учет нефтепродуктов при отпуске на нефтебазах может осуществляться с точностью не хуже ±0,25% в единицах массы во всем диапазоне температур на измерительных установках типа АСН-15. Однако, способы измерения массы продукта при приемке, и, соответственно, определение баланса движения продукта за отчетный период не обеспечивают требуемой точности ±0,25%.

Специалистами АО «Промприбор» разработаны и внесены в Госреестр измерительные установки типа АСН-15П, для повагонного слива с автоматическим учетом в единицах массы и объема принимаемого нефтепродукта. Установки оснащены собственным электронасосом и измерительной схемой с применением массомера и имеют автоматическую схему управления процессом измерения, а также возможность осуществлять приемку разных марок продуктов через дистанционное управление оператором. >>>

Установки по входу через собственный шарнирно-сочлененный трубопровод подключаются непосредственно к Ж/Д цистерне, а по выходу подключаются к сборным коллекторам продуктов, которые присоединены к соответствующим резервуарам.

Установки позволяют осуществлять приемку и приборный учет продукта по требуемым параметрам без участия персонала.

Метрологическое обеспечение установок приемки и учета при сливе осуществляется установками типа УПМ-М 2000, которые применяются для установок налива типа АСН. Поверка осуществляется методом слива с измерением через установку АСН-15П, наполненного до номинальной отметки мерника, продуктом, который взвешен весовым измерительным устройством. При помощи установок АСН-15П имеется возможность производить калибровку резервуаров в координатах масса – придонное давление.

Применение установок повагонного учета при приемке и установок налива автоцистерн типа АСН-15 с единым метрологическим обеспечением, как при сливе, так и при отпуске, позволит объективно повысить точность учета при движении продуктов по нефтебазе (определение баланса движения продукта за требуемый отрезок времени) до ±0,25% во всем диапазоне температур. А точное наличие остатков на конкретный момент времени при расчете баланса позволит получать измеритель придонного давления по калибровочной характеристике резервуара в координатах масса – придонное давление. Предложенные процессы измерения продукта при приемке и отпуске имеют полное метрологическое обеспечение и полностью исключают ручные способы измерения.

Резервуар, как объект измерения, исключается из процесса измерения. Он может быть любой формы. Количество продукта в нем определяется поверенным измерителем массы с зафиксированными значениями величин придонных давлений через любые требуемые значения величин отрезков массы. При использовании данного метода отсутствует необходимость производить измерение средней плотности и средней температуры при движении продукта по нефтебазе.

Исследования разных марок массомеров на предмет сохранения метрологических параметров в диапазоне температур от -30°С до +40°С показало стабильность измерения массы в указанном диапазоне температур в пределах ±0,25%. Стабильность измерения плотности в указанных диапазонах температур превышает значение ±1кг/м^3 у всех импортных массомеров, и, как выяснилось у их производителей, достижение такой точности требует специальной калибровки массомеров при указанных температурах.

Учет движения и продажа нефтепродукта на АЗС

В настоящее время нефтепродукты поступают на АЗС автоцистернами с четырьмя количественными характеристиками: объем, масса, средняя плотность и температура продукта, при температуре определяется средняя плотность и объем. При движении автоцистерны, особенно в межсезонье, параметры температуры и средней плотности и объема изменяются и их необходимо измерять в каждой автоцистерне или брать величину плотности при стандартной температуре 20°С. В резервуаре АЗС имеется остаток нефтепродукта со своими параметрами плотности и объема, к нему прибавляется продукт с другими параметрами. В результате получается продукт с новыми параметрами плотности и объема, который отпускается через топливораздаточные колонки в единицах объема. Конечно, можно производить все возможные расчеты и измерение плотности с целью подведения расчета движения продукта по АЗС в единицах массы, но на практике это ничего не дает, и, как правило, такие операции не производятся, а ведется учет по объему.

Количества продуктов, отпускаемых в летние и зимние периоды, в единицах объема содержат в себе разные величины плотностей и масс. Это сводит применение учета в единицах массы на предыдущих участках перевалки на бесполезный труд.

Для обеспечения сквозного учета нефтепродуктов в единицах массы требуется обеспечить учет в единицах массы нефтепродуктов на АЗС. Этого можно достичь только применением соответствующих средств измерений. К таким средствам можно отнести топливораздаточные колонки с применением в качестве измерителей количества массомеры. Колонки с коммерческим названием «ЛИВЕНКА-М» разработаны и проходят эксплуатационные испытания. При отпуске продукта через такие колонки возникают два нюанса:

1) при отпуске продуктов непосредственно в единицах массы (килограммах) отсутствует закон, разрешающий продавать продукт в розницу в килограммах и отсутствуют цены продукта в килограммах;
2) продолжить отпуск продукта в объемных единицах литрах с отображением массы отпущенного продукта в килограммах (при этом учет движения продукта будет легко осуществляться в килограммах). При этом, смысл учета в килограммах пропадает, так как в разных сезонах массовое содержание одной единицы объема будет разной и никакой выгоды собственник продукта не получит.

Мы надеемся, что топливные компании смогут решить данные вопросы и двадцатилетняя эпопея перехода учета нефтепродуктов из единиц объема в единицы массы закончится.

ПРОМПРИБОР

АО «Промприбор»
303858, Орловская обл., г. Ливны,
ул. Индустриальная, 2п
тел. (48677) 777-26, 777-35
e-mail: sales@prompribor.ru
www.prompribor.ru

ФРТП

Открытое акционерное общество
«Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности»
Некоммерческая организация
«Фонд развития трубной промышленности»

ТМК РосНИТИ

XXIV Международная научно-практическая конференция

“ТРУБЫ - 2021”

Трубная промышленность на пути к новому технологическому укладу

09 – 11 февраля 2021 г.
Челябинск

Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности и Фонд развития трубной промышленности при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Российского союза промышленников и предпринимателей

проводят

Международную научно-практическую конференцию разработчиков, изготовителей и потребителей трубной продукции.

Основные цели:

• Анализ современного состояния и актуальных проблем мировой и российской трубной промышленности. Основные тенденции и факторы развития трубной промышленности в условиях нового технологического уклада. Деятельность компаний в условиях адаптации к глобальным вызовам мирового рынка.
• Развитие межотраслевой кооперации как перспективной формы взаимодействия разработчиков, изготовителей и потребителей с целью оперативного поиска, создания, освоения инновационных технологий и выпуска конкурентоспособных видов продукции.
• Цифровая трансформация как фактор инновационного развития технологических процессов производства и ускорения вывода на рынок конкурентоспособной трубной продукции.
• Научные дискуссии, обмен информацией о проектах и достижениях в разработке и освоении инновационных технологий Индустрии 4.0.

Планируется работа специализированных тематических секций:

– Инновационные технологии и оборудование производства трубной стали, заготовки, рулонного и листового проката.
– Инновационные технологии и оборудование производства и применения трубной продукции.
– Современное испытательное, диагностическое и другое исследовательское оборудование.
– Защита от коррозии и повышение эксплуатационной надежности.

В период проведения Конференции планируется проведение Юбилейных мероприятий, посвященных 60-летию РосНИТИ.

Информационные материалы и регистрация доступны на сайте конференции
www.rosniti.ru
Предложения по организации работы конференции направлять по адресу:

ОАО «РосНИТИ», 454139, Челябинск,
ул. Новороссийская, 30
Тел/факс: (351) 734-70-60; (351) 225-02-22
E-mail: Tubes@rosniti.ru

Дополнительную информацию по проведению конференции и условиях участия можно получить по адресу Tubes@rosniti.ru

ГЛАВНЫЕ СПОНСОРЫ

Трубная Металлургическая Компания
ОМК
ГРУППА ЧТПЗ

СПОНСОР

SMS group

Некоммерческое развитие системы мониторинга

для обеспечения безопасности мобильных объектов ОАО «Севернефтегазпром»

В. В. ДМИТРУК *– к.т.н., генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»*
А. А. КАСЬЯНЕНКО *– к.т.н., главный инженер – первый зам. генерального директора ОАО «Севернефтегазпром»*
А. А. СОЛОДОВНИЧЕНКО *– начальник производственного отдела связи ОАО «Севернефтегазпром»*
А. Н. ДОЛГИХ *– начальник участка связи ОАО «Севернефтегазпром»*

В настоящее время глобальные спутниковые системы позиционирования GPS/ГЛОНАСС широко применяются в транспортных компаниях в качестве способа контроля маршрута и скоростного режима передвижения автотранспорта, расхода топлива, определения оптимального маршрута, что позволяет принимать эффективные управленческие решения, а также сокращать финансовые расходы. В данной публикации представлено нетиповое техническое решение по некоммерческому развитию системы мониторинга для обеспечения безопасности мобильных объектов на базе навигационных спутниковых систем позиционирования GPS/ГЛОНАСС, в частности применение управляющего канала производственной технологической сети связи стандарта TETRA в качестве мобильной среды передачи данных от GPS трекера абонентских радиостанций. Данный проект позволил решить следующие задачи: контроль трудовой деятельности и дисциплины персонала, повышение уровня безопасности жизни и здоровья работников при исполнении трудовых обязанностей на удаленных объектах месторождения, контроль скорости, маршрута движения, местоположения технологического транспорта с передачей данных на электронную почту руководителя подразделения и главный щит управления производством.

Ключевые слова: системы позиционирования GPS/ГЛОНАСС, GPS мониторинг, GPS трекеры, безопасность персонала, программное обеспечение, система позиционирования.

В процессе эксплуатации объектов Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения с 2007 года были определены факторы, влияющие на эффективную управленческую деятельность, такие как: значительная протяженность месторождения более 90 км, удаленность технологических сооружений и коммуникаций, наличие диких животных, суровые погодные условия Крайнего Севера и т.д.
С целью предупреждения потенциально опасных рисков и негативных факторов, были определены следующие компенсирующие меры управления:

- наличие в реальном режиме времени актуальной информации о местоположении работника, обслуживающего оборудование на всей территории месторождения, с начала выхода на работу до ее завершения;
- фиксация и непрерывный контроль маршрута передвижения работника по заданию непосредственного руководителя;
- оперативная отчетность о местоположении и маршруте передвижения работников на электронную почту непосредственного руководителя с фиксацией и указанием отклонений по установленному времени и путям следования;
- оперативная отчетность о местоположении и маршруте передвижения автотранспорта на электронную почту руководителя подразделения с фиксацией и указанием отклонений по времени и путям следования, а также нарушений скоростного режима движения и т.д.

В результате, все указанные меры консолидируются в одну стратегическую задачу по внедрению автоматизированной системы идентификации работника и автотранспорта, мониторинга географического местоположения мобильных объектов с отображением информации и отчетов на электронной карте.

Необходимо отметить, что в Российской Федерации с 2012 года десятки фирм предлагали различные аппаратно-программные комплексы или услуги спутникового GPS мониторинга, так как приказ Минтранса РФ №285 от 31 июля 2012 года обязывал владельцев коммерческого транспорта категории M и N оснащать автомобили навигационными устройствами мониторинга. Типовая структура навигационной системы GPS мониторинга предоставлена на рис 1.

Как правило, система GPS мониторинга состоит из двух основных частей – бортовое оборудование (GPS трекеры), устанавливаемые на автомобиле или носимые непосредственно работником, и аппаратно-программный комплекс, обрабатывающий сигналы и отображающий информацию на электронных картах автоматизированного рабочего места.

GPS трекер – это закрытый черный ящик для автомобиля или терминальное устройство для работника, содержащие различные датчики (гироскопический датчик курсовых и боковых ускорений, приемник и обработчик навигационных сигналов спутника, датчик топлива, аккумулятор, оперативная память и т.д.), входы-выходы для подключения внешних устройств и пр.

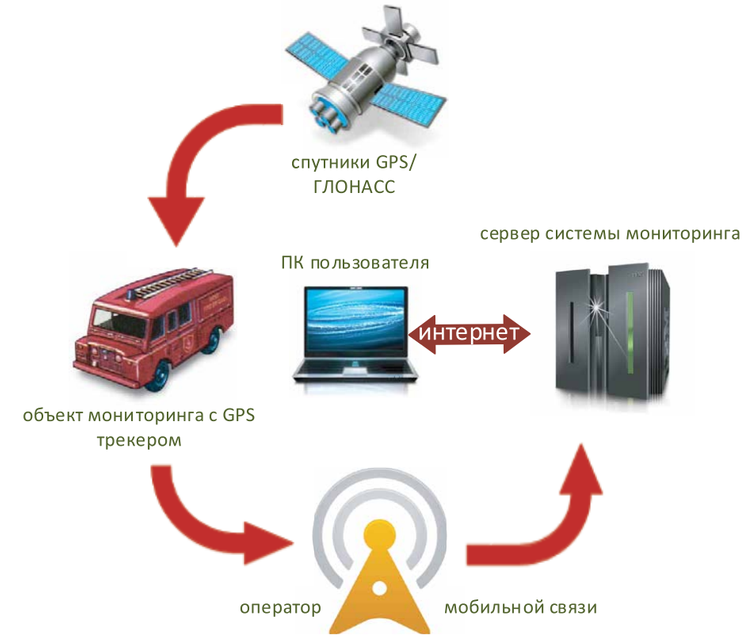


Рис. 1. Структура навигационной системы GPS мониторинга

Аппаратно-программный комплекс – это серверная платформа, система хранения, коммуникации и диспетчерское программное обеспечение, эксплуатация которого организуется по следующим двум правовым формам:

1. Региональный оператор – юридическое лицо с перечнем обязательств перед федеральными органами власти, наличием специальной лицензии, которое эксплуатирует мощную серверную платформу, систему хранения данных для доступа зарегистрированных пользователей региона на платной, договорной основе, который использует WEB-сервис между диспетчерским и клиентским программным обеспечением, что определяет ряд следующих недостатков: отсутствие индивидуальной настройки программного интерфейса, хранение данных не более 1 месяца, недостаточная скорость формирования трека, отчета из-за непреднамеренной перегрузки канала передачи данных сотовой коммерческой сети связи.
2. Предприятие – юридическое лицо, эксплуатирующее локальную аппаратную платформу средней производительности в корпоративной сети передачи данных, где вышеуказанные недостатки исключены за счет использования высокоскоростных ресурсов производственной сети передачи данных и частных настроек диспетчерского программного обеспечения.

Стандартный алгоритм работы системы GPS мониторинга следующий:

- GPS трекер определяет местоположение по трем параметрам (долгота, широта и высота над уровнем моря) и записывает их во внутреннюю память;
- данные в реальном времени передаются через интернет соединение оператора сотовой связи на телематический сервер;
- отчеты формируются на сайте регионального оператора при использовании WEB-сервиса, или на предприятии при использовании клиентского программного обеспечения.

Соответственно, для решения задачи по обеспечению безопасности мобильных объектов и соблюдению установленных правил мониторинга работников и автотранспорта, предстояло определить исходные данные, функциональные требования, ограничения и выбрать концепцию развития системы в пользу регионального оператора или собственной, аппаратно-программной платформы.

На первом этапе полученные экономические показатели и типовые функциональные требования к автоматизированной системе подтвердили эффективность при использовании регионального оператора навигационно-информационной системы по следующим факторам:

- исключение существенных капиталовложений на приобретение дорогостоящего оборудования (программное обеспечение, сервер, система хранения данных, GPS трекеры и пр.);
- исключение необходимости обучения технического персонала;
- незначительные расходы в рамках абонентской платы.

На втором этапе, при детальном анализе, был выявлен ряд существенных ограничений, таких как:

- отсутствие полной зоны покрытия сигналом сотовой связи всей территории месторождения;
- недопустимая зависимость непрерывной работы системы GPS мониторинга от Интернет канала оператора;
- отсутствие технической возможности индивидуальной настройки клиентского программного интерфейса, отчетных данных, под индивидуальные задачи предприятия;
- зависимость длительности восстановительных работ от регионального оператора или оператора сотовой связи.

>>>

Решающим фактором выбора концепции развития системы GPS мониторинга послужило имеющееся эксплуатируемое оборудование, так как было установлено, что радиостанции цифрового стандарта TETRA оснащены встроенными GPS трекерами. Следовательно, если навигационный сигнал от радиостанции, передаваемый по цифровому каналу управления, выделить на коммутаторе приемной базовой станции, транслировать его в диспетчерское программное обеспечение, обработать и совместить с электронной картой, то в итоге получим производственную систему GPS мониторинга.

Необходимо отметить, что в 2012 году развитие системы мониторинга на базе эксплуатируемого оборудования связи – решение нетривиальное, так как применение радиостанций, взамен GPS трекеров и управляющего канала радиосвязи, вместо сигнала сотовой связи, технически сложно реализуемая задача. Требовалось совместить две независимые, автоматизированные системы: цифровой коммутатор базовой станции стандарта TETRA и локальный программно-аппаратный комплекс, а также объединить их в последовательную цепочку трансформируемых передаваемых сигналов от источника – абонентской радиостанции.

Для реализации представленной концепции и решения сложных технических задач системным интегратором были привлечены опытные, высококвалифицированные инженеры АО «Лео Телеком». Администратором автоматизированной системы GPS мониторинга был назначен участок связи газового промысла и куратором проекта в целом производственный отдел связи ОАО «Севернефтегазпром».

Реализация проекта осуществлялась за счет профессионального опыта и нестандартных решений работников, а разнообразное оборудование при совместной работе изначально не интегрировалось, и приходилось разрабатывать и тестировать собственные программные протоколы. В результате, после существенных доработок в мае 2013 года в ОАО «Севернефтегазпром» была введена в постоянную эксплуатацию локальная система GPS мониторинга с уникальным набором функций.

Следует подчеркнуть, что на начальной стадии развития автоматизированной системы алгоритм безопасности мобильных объектов не был предусмотрен и был разработан значительно позже, по мере выявления новых требований в процессе эксплуатации, таких как:

- фиксация географической зоны передвижения каждого мобильного объекта, контрольных точек и автоматическое формирование сигнала «выход/вход из/в зону» на мониторе диспетчера и в отчетных файлах системы;
- отображение любых нештатных событий красным цветом на электронной карте и в отчетных документах (отклонение от маршрута, вход в контролируемую зону, пересечение КПП);
- визуальное отображение предупредительного знака на мониторе диспетчера с одновременным звуковым оповещением (сирена) при наступлении нештатного события с автомобильным транспортом (сигнал «переворот или удар») или с сотрудником (сигнал «тревога или падение»);
- мгновенная отправка по электронной, корпоративной почте непосредственным руководителям сигналов аварийного оповещения.

Кроме вышеуказанных требований по безопасности мобильных объектов дополнительно были разработаны второстепенные задачи по модернизации диспетчерского программного обеспечения «Сфера», в частности: увеличено количество форм и типов пиктограмм на электронной карте, закреплены цветовые решения за мобильным объектов в зависимости от его состояния (норма, внимание, нарушение), удалены из отчетов избыточные сигналы, например, «скорость в норме», актуализировано руководство диспетчера и прочие настройки под требования Заказчика. По мере накопления новых задач в марте 2014 года были оформлены требования ко второму этапу совершенствования системы.

В итоге, по завершению доработки диспетчерского программного обеспечения и опытной эксплуатации, с 01 мая 2015 года система GPS мониторинга была принята в постоянную эксплуатацию.

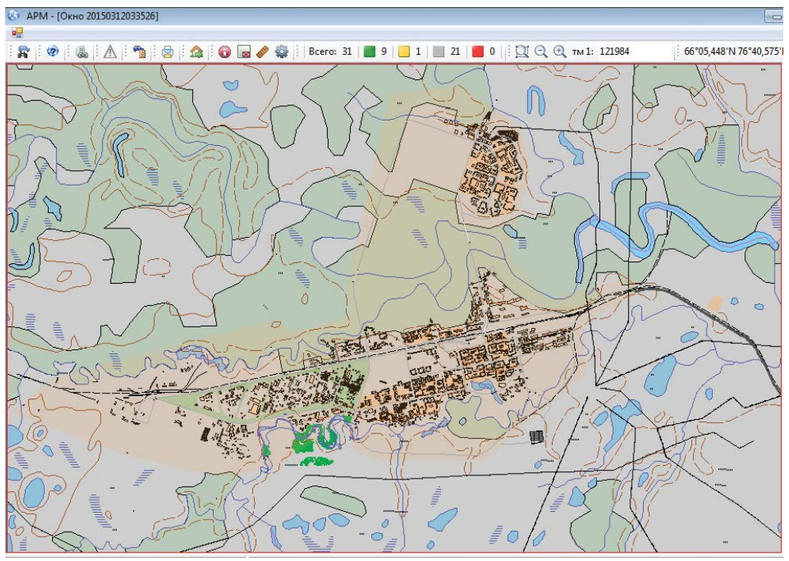


Рис. 2. Цифровая карта г. Новый Уренгой

Рис. 3. Последовательность процессов автоматизированной системы при падении человека с потерей сознания

Рис. 4. Последовательность процессов автоматизированной системы при нажатии кнопки тревога

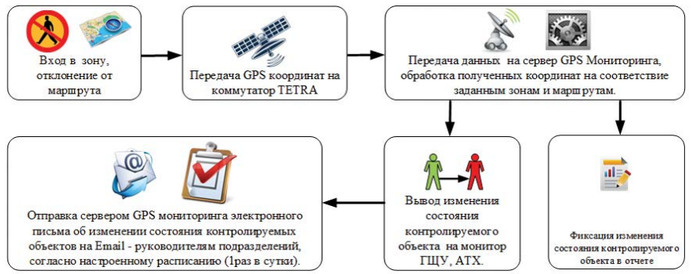


Рис. 5. Последовательность процессов автоматизированной системы при пересечении разрешенной зоны движения

Рис. 6. Последовательность процессов автоматизированной системы при аварии автотранспорта

Функционал системы и базы данных были значительно расширены, добавлены новые цифровые карты местности следующих муниципальных территорий: г. Новый Уренгой, п. Лимбяяха, п. Коротчаево, п. Уренгой и пр. (пример предоставлен на рис. 2).

В результате автоматизированная система GPS мониторинга была доработана под оптимальный пользовательский интерфейс, приобрела новые функции контроля безопасности производственного автотранспорта и жизни, здоровья персонала, а также был внедрен пользовательский интерфейс и актуализированы отчетные документы.

Для примера на рис. 3–6 представлены блок-схемы потока процессов аварийных сигналов системы GPS мониторинга (тревога, падение, отклонение, переворот или удар).

Представленные блок-схемы отображают последовательность процессов автоматизированной системы GPS мониторинга при возникновении нештатных ситуаций и способы реагирования дежурного, диспетчерского персонала на каждый случай. Особое внимание необходимо уделить сигналу «Падение», который генерируется радиостанцией при нахождении ее в горизонтальном положении более 20 сек. (интервал времени программируется). Функция отмены сигнала «Тревога», в случае ложного события, также предусмотрена.

Общий вид и форма аварийного сигнала на дисплее оператора предоставлена на рис. 7.

Стоит отметить, что кроме визуального отображения параллельно идет громкое звуковое сопровождение «Сирена». Диспетчеру при получении аварийного сигнала следует действовать, согласно «Схеме оперативного сообщения», в соответствии с «Инструкцией по действиям персонала при нештатных ситуациях».

С целью обеспечения безопасности персонала и корректной эксплуатации автоматизированной системы, разработана «Инструкция пользования мобильными радиостанциями», которую требуется обязательно применять в составе локальных нормативных актов предприятия.

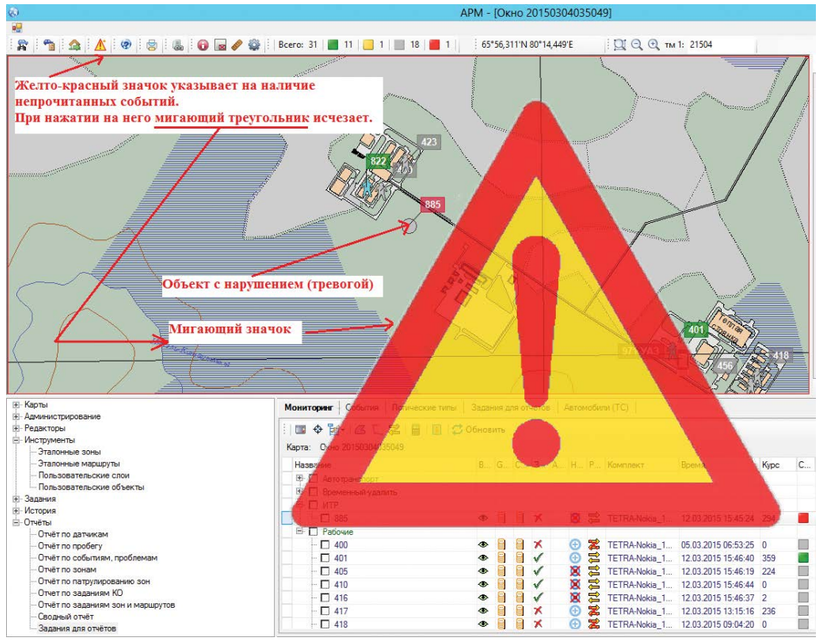


Рис. 7. Общий вид и форма аварийного сигнала

По итогам развития автоматизированной системы мониторинга возможно сделать выводы, что функции контроля трудовой дисциплины и безопасности мобильных объектов были успешно модернизированы и реализованы.

В настоящее время при эксплуатации системы GPS/ГЛОНАСС мониторинга были продемонстрированы высокие показатели эффективности при соблюдении баланса необходимых и достаточных возможностей. При совершенствовании системы были учтены следующие технические ограничения:

- система функционирует без сбоев при количестве пользователей до 150, в противном случае возможно отсутствие голосовой радиосвязи из-за перегрузки управляющего канала цифровой радиосвязи стандарта TETRA. Возможно увеличение пользователей под потребности компании, но потребуются дополнительные капитальные вложения для замены базового оборудования;
- абонентские радиостанции, задействованные в системе GPS мониторинга, разряжаются быстрее на 40%, что требует закупки аккумуляторов повышенной емкости или наличия двойного запаса;
- абонентами системы следует выбирать персонал, непосредственно задействованный в работах на открытой местности, т.е. в зоне прямой видимости группировки спутников систем навигации GPS/ГЛОНАСС, иначе происходит ускоренный разряд радиостанции.

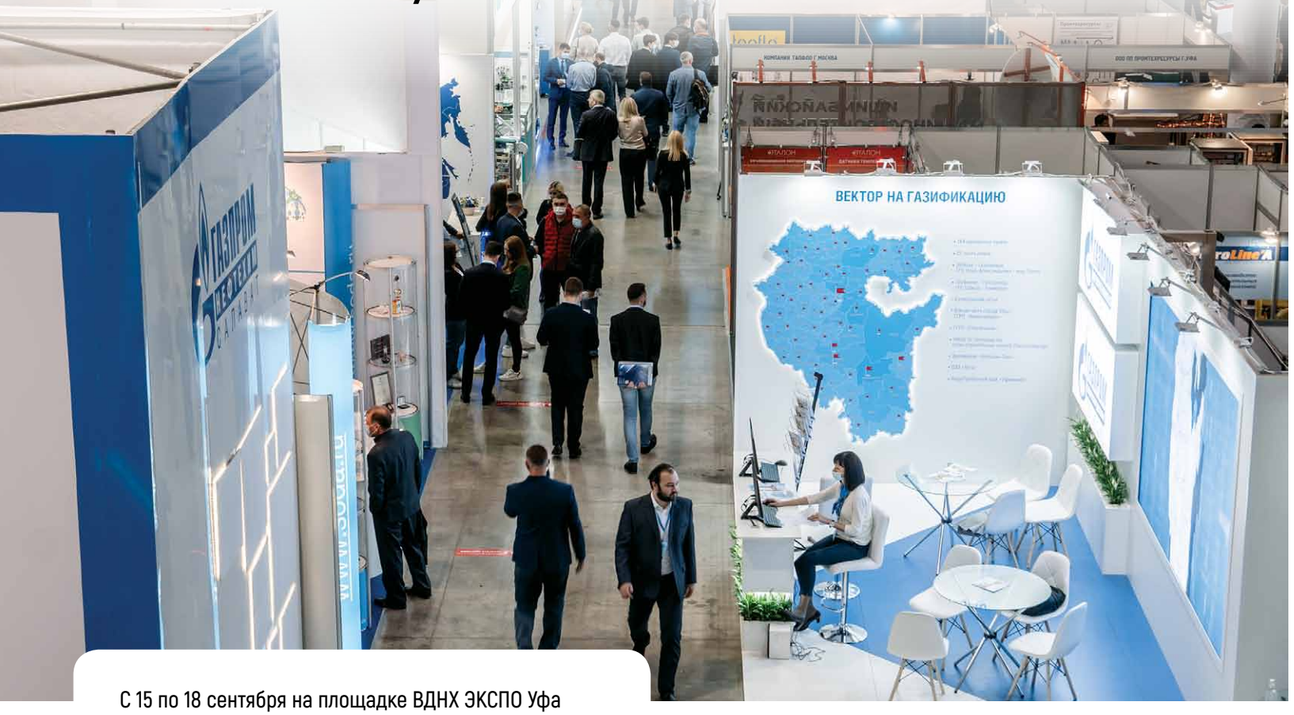
С 2016 года автоматизированная система в первую очередь использует российскую спутниковую, навигационную систему позиционирования ГЛОНАСС, что повышает географическую точность координат в высоких широтах местоположения Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения.

В выводах необходимо отметить, что автоматизированная система GPS/ГЛОНАСС мониторинга востребована на предприятиях нефтегазовой отрасли, максимально интегрирована под требования производственной безопасности, и позволяет предупредить негативные последствия, а также выявить потенциальные риски и нарушителей производственной дисциплины.

Кроме достигнутых целей по обеспечению безопасности мобильных объектов, идентификации их местоположения и прогнозированию возможных последствий при нештатных ситуациях, обоснован экономический эффект от исключения нецелевых выездов автотранспорта и расхода топлива, соблюдения скоростного режима дорожного движения с исключением дорожно-транспортных происшествий, а также повышения работоспособности и трудовой дисциплины контролируемого персонала.

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

Газ. Нефть.Технологии 2020 – всё по плану

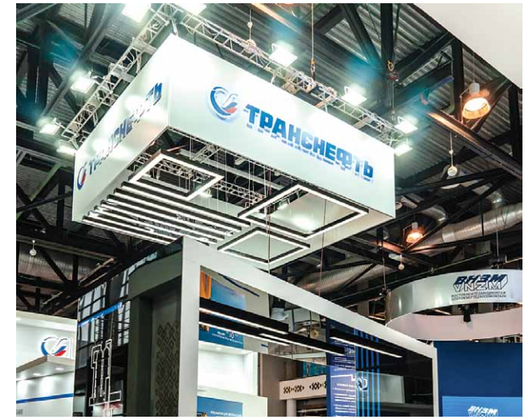


С 15 по 18 сентября на площадке ВДНХ ЭКСПО Уфа состоялись крупнейшие отраслевые события года – Российский нефтегазохимический форум и XXVIII специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии». Выставка «Газ. Нефть. Технологии» имеет сертификат Всемирной ассоциации выставочной индустрии UFI и официальный статус UFI Approved Event, а также знак Российского союза выставок и ярмарок. За годы своего проведения выставка вошла в число крупнейших событий нефтегазохимической сферы России и включена в деловой график руководителей крупнейших компаний отрасли. Сегодня «Газ. Нефть. Технологии» – это одна из наиболее масштабных экспозиций в России, в рамках которой традиционно проходят презентации новых технологий и оборудования нефтегазохимического комплекса.

Первые итоги крупнейших профессиональных событий, впечатления участников, мнения профессиональных экспертов, опрос посетителей говорят об успехе форума и выставки в Уфе. Мероприятия прошли согласно Распоряжению Правительства Республики Башкортостан № 852-р от 24 августа 2020 г. и с соблюдением всех рекомендаций Роспотребнадзора.

Важность проведения выставки «Газ. Нефть. Технологии» отметил **заместитель Министра энергетики Российской Федерации П. Ю. Сорокин** в своем обращении: ***«Сегодня Форум и выставка, проводимые в Уфе, заслуженно привлекают внимание широкого круга специалистов и представляют собой крупное событие, уникальную выставочно-презентационную площадку, где демонстрируются последние разработки и достижения российских и зарубежных компаний в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа»***.

Выставка и форум в Уфе стали местом встречи ведущих экспертов отрасли. В церемонии открытия приняли участие глава Республики Башкортостан Р. Ф. Хабиров, премьер-министр Правительства РБ А. Г. Назаров, министр промышленности и энергетики РБ А. Н. Шельдяев, сенатор, член Комитета Совета Федерации по экономической политике Федерального Собрания РФ Ю. И. Важенин, член Совета Федерации Федерального Собрания РФ от законодательного органа государственной власти РБ И. И. Ялалов, президент Союза нефтегазопромышленников России Г. И. Шмаль, генеральный директор Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков Г. Н. Леппке, президент Национальной ассоциации сжиженного природного газа П. В. Сарафанников, президент Национальной Ассоциации нефтегазового сервиса В. Б. Хайков, президент Академии Наук РБ А. С. Гаязов, генеральный директор Башкирской выставочной компании А. В. Кильдигулова.



Радий Хабиров, глава Республики Башкортостан обратился с речью к участникам форума и выставки: ***«Очень рад приветствовать участников нашего, ставшего уже традиционным и долгожданным, Российского нефтегазохимического форума и выставки «Газ. Нефть. Технологии». Был период коронавируса, были сложные времена, но я хочу поблагодарить представителей нефтегазохимического комплекса. Они не останавливали свою работу, обеспечивали развитие нашей экономики, подавали тепло и энергию в наши дома. Сейчас мы находимся на хорошем этапе возрождения и подъема экономики республики. Желаю успеха, выстраивания хороших экономических отношений»***.

Торжественный запуск в эксплуатацию новой установки производства водорода ООО «Газпром нефтехим Салават», мощностью 25 тысяч нормальных куб. м водорода в час состоялся в прямом эфире во время церемонии открытия форума и выставки. Проект был реализован в рамках масштабной программы модернизации нефтеперерабатывающего завода компании, ввод установки в эксплуатацию позволит увеличить выпуск высококачественного топлива экологического стандарта Евро-5.

После торжественной церемонии открытия глава Республики Башкортостан Радий Хабиров вместе с почетными гостями мероприятия осмотрел экспозицию. Так, стенд ООО «Газпром трансгаз Уфа» был посвящен региональным производителям оборудования, в частности, компания совместно с ПАО «ОДК-УМПО» представила макет перспективного газотурбинного двигателя АЛ-41СТ-25 для энергетических установок. АО «Транснефть-Урал» показало макеты высокотехнологичного оборудования, которое производят организации системы ПАО «Транснефть».

Цифры выставки и форума:

- 200 компаний-лидеров отрасли приняли участие в экспозиции;
- География участников – 31 регион России;
- 11 843 посетителя выставки;
- 20 отраслевых круглых столов, секций, научно-практических конференций;
- 190 спикеров из 14 городов России;
- 2540 делегатов-слушателей деловой программы в формате оффлайн и онлайн.

Главные направления и участники

В 2020 году основной темой форума и выставки стал природный газ и все, что связано с его добычей, транспортировкой и перспективами рынка. Участниками экспозиции по традиции стали крупнейшие российские компании – лидеры нефтегазового комплекса страны.

Более половины экспонентов (62,1%) – постоянные участники выставки, впервые выбрали уфимскую площадку для демонстрации своих достижений (38,9%) участников. Несомненным преимуществом выставки «Газ. Нефть. Технологии» является то, что абсолютное большинство участников – производители, представляющие свое оборудование вживую на выставке.

С коллективными стендами на выставке были представлены: Центр кластерного развития Курганской области, коллективная экспозиция 5 заводов-изготовителей электросоединителей, Фонд развития предпринимательства Челябинской области, коллективный стенд поставщиков сервисных услуг, технологий и оборудования в области исследования нефтегазовых скважин Гис Нефтесеврвис.

Нефтегазохимический кластер Башкортостана представили такие предприятия, как ПАО АНК «Башнефть», АО «Транснефть-Урал», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром нефтехим Салават», АО «Башкирская содовая компания», ПАО «Газпром газораспределение Уфа», ГК «ОЗНА», АК «ВНЗМ» и другие.

Все посетители отмечали необычайно красивую и оригинальную застройку площади выставки.

С уникальными стендами выступили компании Башнефть/Роснефть, Транснефть-Урал, Элемер, Газпром трансгаз Уфа, Арматурный завод Уфа, Крезол-Нефтесервис, Сенсор, Газпром нефтехим Салават и другие.

Новейшие разработки отечественного машиностроения были представлены на открытой площади перед ВК «ВДНХ-ЭКСПО», среди которых ТРЭКОЛ (Люберцы), ЮжУралОйл (Кумертау), НефтеПродуктСервис, ИВЕКО (Уфа), Туймазинский завод геофизического оборудования и аппаратуры, Автосбыт (Нефтекамск), ШЕРП (Санкт-Петербург), СВС (Воткинск).

Свои инвестиционные проекты представили территории опережающего социально-экономического развития – города Благовещенск и Кумертау.

>>>

Впервые в рамках выставки «Газ. Нефть. Технологии» прошла тематическая экспозиция «Предприятия Республики Башкортостан в борьбе с коронавирусной инфекцией COVID-19». Здесь свои разработки и образцы продукции представили 10 производителей спецодежды, защитных средств, антисептиков и других товаров для профилактики COVID-19.

Одним из ярких событий выставки и форума стал приезд колонны автопробега, который проходит в эти дни по маршруту Санкт-Петербург – Мирный. Автомобили участников стартовали из Северной столицы 11 сентября и планируют финишировать в Якутии в начале октября, преодолев несколько тысяч километров по территории 20 регионов России. Основная цель автопробега – продемонстрировать преимущества использования природного газа в качестве моторного топлива.

В Уфе к автоколонне присоединился автобус «Нефаз», работающий на метане: такие ездят по улицам города уже не первый год. На площадке ВДНХ ЭКСПО УФА в рамках автопробега состоялась церемония торжественной передачи автобуса компании «Алроса».

Второй год подряд в рамках мероприятия прошла выставка «Нефть-взгляд изнутри» известного художника-нефтяника Марселя Шайдуллина, который пишет картины в уникальной технике – нефтью на холсте.

В этом году выставка и форум прошли в новом формате – Offline/Online мероприятий. Посетить мероприятия можно было Offline – на площадке выставочного комплекса «ВДНХ-ЭКСПО», либо Online – пройдя регистрацию на данном сайте, после чего был открыт доступ ко всем спискам участников и их продукции представляемой на выставке.

Деловая программа

В рамках Российского нефтегазохимического форума состоялись 20 отраслевых мероприятий, в которых выступили более 190 спикеров, представляющих 14 городов России.

Центральным событием деловой программы стала стратегическая сессия «Развитие газохимического комплекса в современных условиях: кризис или новые возможности?». Участниками стратсессии стали глава Республики Башкортостан Р. Хабиров, премьер-министр Правительства РБ А. Назаров, президент Союза нефтегазопромышленников РФ Г. Шмаль, заместитель директора Департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга России А. Дубинин, академик РАЕН В. Капустин, сенатор, член комитета Совета Федерации по экономической политике Ю. Важенин, президент Национальной ассоциации сжиженного природного газа П. Сарафанников, член Общественного совета при Минэкономразвития РФ, председатель правления национальной ассоциации нефтегазового сервиса В. Хайков.

Модератором выступил известный российский журналист, лауреат премии ТЭФИ Илья Доронов.

Заметным событием форума стало выездное заседание рабочей группы Минэнерго РФ по вопросам развития нефтесервисных услуг с дистанционным участием заместителя министра Павла Сорокина. Основной темой заседания стали вопросы модернизации российского геофизического комплекса.

Перспективные направления развития нефтегазовой отрасли обсуждались и на круглом столе Правительства РБ с участием премьер-министра республики Андрея Назарова и министра экономического развития и инвестиционной политики РБ Рустама Муратова. Дискуссия, прошедшая в рамках форума, была посвящена вопросам внедрения нестандартных технологий при разработке нефтяных месторождений и мерам господдержки строительства объектов газозаправочной инфраструктуры.

Кроме того, за четыре дня на площадке форума эксперты и участники рынка обсудили актуальные задачи отрасли – в том числе внедрение технологических инноваций в нефтепереработке и цифровую трансформацию операционных процессов, проблемы развития малотоннажного производства, децентрализованной энергогенерации и топливного обеспечения с использованием малотоннажного СПГ, а также меры государственной поддержки в сфере строительства объектов газозаправочной инфраструктуры, тенденции и перспективы развития переработки газа.

По итогам форума был подписан ряд важных документов. В частности, Институт органической химии им. Н. Д. Зелинского РАН, Министерство промышленности и энергетики РБ, Академия наук РБ и УГНТУ подписали соглашение по вопросам сотрудничества в научно-исследовательской и инновационной деятельности. Также достигнуты договоренности о сотрудничестве между Министерством промышленности и энергетики РБ и страховым акционерным обществом ВСК.

Организаторы и поддержка

- Организаторами форума и выставки выступили:
  - Правительство Республики Башкортостан;
  - Министерство промышленности и энергетики Республики Башкортостан;
  - Башкирская выставочная компания.
- Традиционную поддержку проведения мероприятий оказали:
  - Министерство энергетики РФ;
  - Министерство промышленности и торговли РФ.
- Выставка и форум также прошли при содействии отраслевых союзов и ассоциаций, таких как:
  - Союз нефтегазопромышленников России;
  - Национальная ассоциация сжиженного природного газа;
  - Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков;
  - Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей;
  - Геофизический кластер «Квант».
- Научную поддержку событиям оказали: Академия наук РБ, ФГБОУ ВО УГНТУ.
- Техническим партнером форума стала компания «Media 02».
- Генеральным информационным партнером мероприятий традиционно выступил проект **СФЕРА Нефть и Газ**.

Благодарим всех участников Российского нефтегазохимического форума и XXVIII специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии»!

До встречи в следующем году!

Башкирская выставочная компания
тел. (347) 246-41-77, 246-41-93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru
www.gntexpo.ru
www.gntforum.ru

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

7 - 9 апреля 2021
Казахстан, Атырау

Подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITECA

ОРГАНИЗАТОРЫ
ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ РБ
БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Российский нефтегазохимический форум

Expo Rating

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
29 специализированная выставка

25-28.05 2021 УФА ВДНХ ЭКСПО Менделеева, 158

Нефтяное направление
Химия. Нефтехимия
Инновации газовой отрасли
Газомоторное топливо
Сервисное направление
Промышленная безопасность и экология

GNTEXPO.RU @GAZNEFTUFA #ГАЗНЕФТЬУФА #ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ #ГНТ #GASOILEXPO

По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

Мероприятие проводится с учетом всех требований Роспотребнадзора

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26–29.04.2021

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

---

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ

УГЗБМ И УГЗБМ-С

БЕТОННЫЕ МАТЫ

МИКРОН
ГРУППА КОМПАНИЙ

ЗАЩИТА ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

ЗАЩИТА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

ОБУСТРОЙСТВО КАНАВ, СТОКОВ, ОТСТОЙНИКОВ

СТРОИТЕЛЬСТВО МГЭС

БЛАГОУСТРОЙСТВО ТЕРРИТОРИЙ

ЗАЩИТА ГАБИОНОВ

УКРЕПЛЕНИЕ ОТКОСОВ АВТОМОБИЛЬНЫХ И ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ВОЗВЕДЕНИЕ ПРОТИВОПАВОДКОВЫХ СООРУЖЕНИЙ

ЗАЩИТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ЗАЩИТА АКВАТОРИЙ МОРСКИХ И РЕЧНЫХ ПОРТОВ ОТ РАЗМЫВА ВИНТАМИ СУДОВ, СООРУЖЕНИЕ НАБЕРЕЖНЫХ

УКРЕПЛЕНИЕ КОНУСОВ И ОТКОСОВ НАСЫПЕЙ НА ПОДХОДАХ К МОСТОВЫМ СООРУЖЕНИЯМ И ПУТЕПРОВОДАМ

ПОДВОДНАЯ ЗАЩИТА КОММУНИКАЦИОННЫХ СИСТЕМ

УГЗБМ
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ БЕТОННЫЕ МАТЫ
ТУ 5859-001-35842586-2009

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА УГЗБМ:

- Увеличенный срок службы;
- Гибкость;
- Легкость монтажа и демонтажа;
- Простота и универсальность;
- Экологичность;
- Возможность повторного использования.

УГЗБМ-С
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ СФЕРИЧЕСКИЕ МАТЫ
ТУ 5859-001-81947000-2014

ВЫПУСКАЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ СЕРТИФИЦИРОВАННА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ПАО "ГАЗПРОМ", ПАО "НК "РОСНЕФТЬ", ПАО "АК "ТРАНСНЕФТЬ", ПАО АНК "БАШНЕФТЬ", ГОСКОРПОРАЦИИ "РОСАТОМ", ФГУ ПО МЕЛИОРАЦИИ И СЕЛЬХОЗВОДОСНАБЖЕНИЮ, ФДА "РОСАВТОДОР", ОАО "РЖД" И ДР.

г. Воронеж, пр. Труда, 91, оф. 208, тел./факс: 8 (473) 246-75-49; Воронежская обл., г. Россошь, пл. Свободы, д. 8; тел./факс: 8 (47396) 573-39, тел.: 8 (47396) 587-42, 587-43;
www.mikron-ugzbm.ru / www.mikron-vrn.ru / www.mikron-kovka.ru / e-mail: office@mikron-vrn.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

УСПЕХ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ
возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

- **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

www.tdmhz.ru

БОЛЕЕ 50 лет

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

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

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

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

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

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

АРМОКОТ		АРМОФАЙЕР	АРМОТАНК	
Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газовоздушных средах	Огнезащитные материалы вспучивающегося типа: **Армофайер®** **Армофайер® NE71**	**Армотанк® 07**	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® Цинк**	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® K06**	Эпоксидный грунт для цветных металов
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу		**Армотанк® ОЙЛ** **Армотанк® ОЙЛ AS**	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуары под нефть, темные и светлые нефтепродукты
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие	Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армофайер® Конструктив** **Армофайер® NK51**	**Армотанк® N770**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне-, сильноагрессивной атмосфере
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® N700**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® R105**	Эпоксидный наливной пол
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды			
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С			
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°С			

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru