Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

НЕФТЬ И ГАЗ
всероссийский отраслевой информационно-технический журнал
1/2021 '80

МодульНефтеГаз
Инжиниринг
Акционерное Общество

ПОДГОТОВЬТЕ СЫРУЮ НЕФТЬ И ГАЗ
С ПОМОЩЬЮ МОБИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

(347) 216-10-01
450075, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 75
e-mail: office@mngi.su
WWW.MNGI.SU

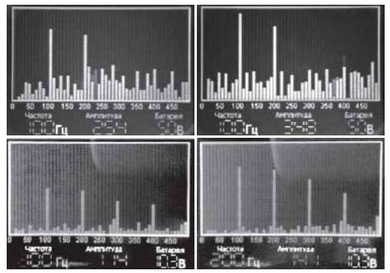
УЛЬТРАСКАН-2004 – ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

УЛЬТРАСКАН-2004М

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов

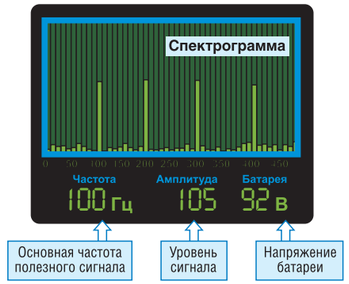


Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

Характерный вид спектра приведён на рисунке.

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

Отображение информации на ЖК-индикаторе



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.

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

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

По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

Прибор предназначен

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

Характеристики прибора

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

* в зависимости от комплектации

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

www.metacon.ru

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

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

АО Научно-исследовательский и проектный институт

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

СНГП

www.niisngp.ru

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА:

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

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

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

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

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

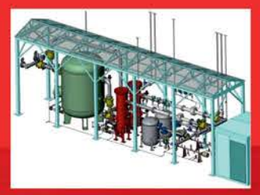
Системы комплексной газоподготовки

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

КЛИНЦЫ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

(48336) 4-55-33

АВТОГИДРОПОДЪЕМНИК АГП-36

Высотный коленчато-телескопический с самыми «жесткими» металлическими конструкциями в своем классе, благодаря чему при работе на максимальных вылетах и высотах амплитуда раскачивания рабочей платформы минимальна

АГП-36-1К

на шасси КАМАЗ-65115 (6х4)

Грузоподъемность рабочей платформы – 400 кг
Высота подъема рабочей платформы – 36 м
Максимальный вылет – 21 м

АГП-36-3К

на шасси Урал 4320 NEXT (6х6)

Грузоподъемность рабочей платформы – 400 кг
Высота подъема рабочей платформы – 36 м
Максимальный вылет – 20 м

ПРЕИМУЩЕСТВА АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКА АГП-36:

- высокая мобильность, маневренность и компактность
- возможность работы на ЛЭП
- простота эксплуатации и технического обслуживания
- зона работы в секторе 360
- возможность работы ниже уровня горизонта
- возможность подъема персонала с оборудованием

www.agpkaz.ru

www.oaokaz.ru

СОДЕРЖАНИЕ

12 Tikkurila рассказала о ключевых трендах рынка ЛКМ России

14 Техника на газомоторном топливе от производителя №1 в России

16 Предприятия выбирают эффективность

18 Энергоцентры месторождений – особенности создания и надежной эксплуатации

24 Международный концерн KSB – 150 лет опыта, изобретений и инноваций

30 Новые вызовы – контейнерные установки с центрифугами для нефтепереработки

32 Броня для металла

34 Обнаружение утечек на трубопроводах

38 Стенд для испытаний пакерного оборудования

42 Готовые решения для нефтегазосервисного направления

44 Анализ причин потери работоспособности опорных узлов шарошечных буровых долот

48 Основные способы бурения поглощающих скважин

54 Общие параметры бурения в различных породах

СФЕРА. Нефть и Газ №1/2021 (80)

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

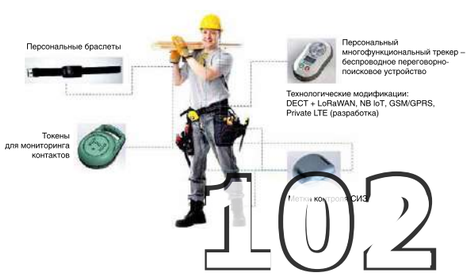
Заявленный тираж 10 000 экз.
Дата выхода 12.04.2021г.
Цена свободная.

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

Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел. (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.



СОДЕРЖАНИЕ

58 Совершенствование технологии охлаждения компримированного газа для исключения влияния внешних факторов

64 Автоматизация процесса метрологического обеспечения на предприятиях топливно-энергетического комплекса

68 Многофункциональные контроллеры связи с объектом компании АО «ЭМИКОН»

76 Система ConTrace – интеллектуальное управление электрообогревом

80 Ультразвуковой потоковый измеритель плотности газовых смесей

84 Новинка российского рынка – ультразвуковые расходомеры КАТФЛОУ

86 Жидкостные температурные калибраторы серии «ЭЛЕМЕР-ТК-М»

90 Отечественные расходомеры для дозирования ингибиторов

94 Радарные уровнемеры 5300 решают задачу надежного измерения уровня границы раздела сред в условиях возможного появлении «газовой фазы»

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

102 Концерн Гудвин – современные решения для контроля и безопасности на промышленных предприятиях

104 Компрессионная пена – история развития в мире и применения в России

108 Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

Генеральный директор:
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

Главный редактор:
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

Выпускающий редактор:
Александр Николаев
pr@сферанефтьигаз.рф

Офис-менеджер:
Зоря Вечерняя

Директор по маркетингу:
Светлана Кривошеева
sk@сферанефтьигаз.рф

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

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

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Корректура:
Елизавета Ставская

Отдел подписки и распространения:
Галина Чуприкова
Елена Головина

Выставочная деятельность:
Кристина Глинкина
Ксения Баранова

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

www.tdmhz.ru

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

УСПЕХ
В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

БОЛЕЕ 50 лет

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

АРМОКОТ		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°C			
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°C			

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

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

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

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

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

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

Tikkurila рассказала о ключевых трендах рынка ЛКМ России

Tikkurila, ведущая лакокрасочная компания в России, проанализировала ситуацию на рынке лакокрасочных материалов (ЛКМ) России. По оценкам экспертов, объем рынка ЛКМ России в 3 раза больше, чем, к примеру, в Польше, но при этом среднее потребление ЛКМ в России одно из самых низких в Европе, что говорит о потенциале роста. По прогнозам информационно-аналитического агентства «Хим-Курьер», российский рынок ЛКМ в 2021 году может вырасти на 2-4%.

По мнению экспертов компании Tikkurila, в 2020 году, несмотря на кризисные явления в экономике, вызванные пандемией, рынок лакокрасочных материалов получил новый импульс к развитию. Люди больше времени проводили дома, и многие решились на ремонт или частичное обновление интерьера своими силами.

Так по данным ИА «Хим-Курьер», в России 2020 году на 5,7% в денежном выражении выросло потребление универсальных эмалей, на 2,3% – водных эмалей и на 3,1% – антисептиков в категории деревозащиты. На 0,7% в натуральном выражении выросло потребление интерьерных красок на водной основе. Наибольшее падение почувствовали алкидные грунты (-7,5% в денежном выражении), шпатлевки и грунты (-4,8% в натуральном выражении).

Эксперты Tikkurila также отмечают тренд на диджитализацию покупок лакокрасочных материалов. *«Эта категория не является традиционной для приобретения через интернет, однако 2020 год обеспечил дополнительный стимул для развития онлайн-торговли, в том числе и в индустрии ЛКМ»*, – говорят эксперты компании.

В 2020 году люди особенно трепетно относились к своему здоровью, и этот тренд привел к росту спроса на материалы, обладающие антибактериальной активностью. К примеру, на интерьерную краску Tikkurila Argentum 20. В ее составе есть ионы серебра, способные нейтрализовать до 99,9% условно патогенных бактерий. В период пандемии COVID-19 эта краска, к примеру, использовалась для окраски стен в красных зонах инфекционной больницы имени С. П. Боткина в Санкт-Петербурге.

Более 25% потребителей ЛКМ, по данным Tikkurila, при выборе краски обращали пристальное внимание на легкость нанесения, экологичность, щадящий состав и гипоаллергенность используемых материалов. Эксперты компании отмечают, что зачастую потребители напрямую связывают запах продукта со степенью его безопасности. Tikkurila использует современное сырье, которое обеспечивает не только максимально нейтральный запах во время использования, но и обладает сниженным содержанием летучих органических соединений (ЛОС). К примеру, в краске Euro Smart 2 величина ЛОС снижена до менее 1 г/л, что в 30 раз ниже величины, предусмотренной директивой Европейского Союза, где она равна 30 г/л. Краска производится в России и в ее рецептуре используется только экологичное сырье с низкой эмиссией. «Качественные характеристики увеличивают свой вес при выборе ЛКМ, и мы наблюдаем повышение спроса на продукты премиального сегмента», – отмечают эксперты компании.

Важным аспектом при выборе интерьерных красок в 2020 году стало наличие у продукта эко-маркировки. Компания Tikkurila имеет более 350 продуктов в своем портфеле, отмеченных эко-сертификатами, в том числе такие бестселлеры, как Tikkurila Joker, Tikkurila Harmony и Tikkurila Remontti-Assa.

Помимо сегмента декоративных красок, эксперты компании, также отмечают рост спроса на экологичные и функциональные решения для деревозащиты на 15-20% в натуральном выражении.

В ответ на запрос потребителей, Tikkurila в марте 2021 года представит на выставке MosBuild инновационный продукт на российском рынке с использованием максимально экологичного bio-based сырья. Им станет Valtti Plus Terrace Oil – масло для террас и садовой мебели. Его уникальность в том, что 75% от общего органического углерода (стандартного для таких продуктов) в составе заменены на био-компоненты. Это означает, что 18% от общего состава продукта получено из возобновляемых растительных источников.

ЕКАТЕРИНА БАЛОН – директор по маркетингу Tikkurila Россия и Центральная Азия: *«По сравнению со странами северной Европы в России потребление ЛКМ на человека заметно ниже. Это во многом связано с привычками и отношением к ремонту, как к сложности. Однако сейчас и в России набирает обороты тренд на экологию, заботу о доме и осознанное потребления. Это способствует тому, что люди чаще ремонтируют что-то и хотят это делать качественно и надолго. А специальные продукты индустрии ЛКМ позволяют обновить практически любой предмет интерьера и экстерьера, подарив ему новую жизнь. Этот тренд продолжит стимулировать общий рост категории декоративных красок».*

ООО «ТИККУРИЛА»
192289, Санкт-Петербург,
пр. 9-го Января, д. 15, корп. 3
тел. (812) 380-33-99
e-mail: info.ru@tikkurila.com
www.tikkurila.ru

Техника на газомоторном топливе
от производителя №1 в России

Генеральный директор Юнистим о запуске производственной линейки завода на газомоторном топливе, о проблемах, с которыми пришлось столкнуться, и о перспективах развития

С 2017 года Группа компаний UNISTEAM™ производит технику, работающую на газомоторном топливе – метане и пропане: Передвижные парогенераторные установки (ППУА), Агрегаты для депарафинизации скважин (АДПМ), Цементировочные агрегаты (ЦА) и Универсальные моторные подогреватели (УМП). UNISTEAM™ на сегодня – единственный в России и СНГ производитель, поставляющий сертифицированную газомоторную нефтепромысловую технику. Годы предварительных исследований, разработок и испытаний позволили создать продукт, отвечающий самым требовательным стандартам качества, надежности и безопасности.

Как за это время развивалась и совершенствовалась инновационная техника, рассказывает генеральный директор Завода паровых установок Юнистим Виктор Анатольевич Альгин.

***В. А. АЛЬГИН** – генеральный директор ООО «Завод паровых установок Юнистим»*

■ **Расскажите, как было принято решение о запуске производства новой газомоторной линейки?**

– Наша компания следит за тенденциями рынка. В газомоторном направлении есть государственная поддержка, инвестиции. Изучив газомоторную программу ПАО «Газпром», мы поняли, что можем предложить соответствующий продукт на сжатом и сжиженном газе. Отработали горелочное устройство и выдали его на подопытную эксплуатацию в Газпром. Получив одобрение, приступили к его исполнению. И сегодня уже три года, как поставляем газомоторный продукт.

■ **С какими проблемами столкнулся завод при производстве этого вида техники?**

– Изначально остро стоял вопрос конструкции – модуль не должен был отличаться от дизельного. Была поставлена задача конструкторскому отделу – сохранить котел и обеспечить его интеграцию с газовым горелочным устройством. Далее, предстояло продумать безопасность. При условии работы согласно нашей инструкции, мы гарантируем четыре надежных степени безопасности. Операторов мы обучаем.

■ **Где сегодня эксплуатируется газомоторная техника UNISTEAM™? Какие вы получаете отзывы и как изменилось отношение рынка к такой технике с момента ее запуска в производство?**

– Газомоторная техника UNISTEAM™ уже успешно эксплуатируется в Якутии, на Ямале, в Оренбургской области, Башкирии и ХМАО. Отзывы получаем положительные. Несмотря на то, что расход дизельного и метанового топлива – один в один, ценовая составляющая на дизель гораздо выше. Соответственно, экономия получается существенная.

■ **UNISTEAM™ запустил производство УМП 400 на метане немного позже линейки ППУ – в 2019 году. Имеется ли спрос на новинку?**

– Изначально мы и запустили УМП на метане согласно техническому заданию от Газпрома. И на следующий год у Завода есть заказ на метановые УМП.

■ **На что вы посоветуете обратить внимание компаниям, планирующим переводить свой автопарк на газомоторное топливо?**

– Выбирая товар, все мы обращаем внимание на его качество и характеристики, надежность поставщика. UNISTEAM™ – производитель сертифицированной нефтепромысловой техники и обеспечивает соответствие своего продукта самым высоким стандартам. Экономика тоже немаловажный фактор. Мы предоставляем все расчеты, и клиент может оценить выгоду нашего продукта.

■ **Как покупатель может сэкономить, обновляя свой автопарк газомоторной техникой?**

– Применяются государственные программы субсидирования. Завод паровых установок Юнистим и его продукция включены в реестры Минпромторга. У Завода также предусмотрена собственная коммерческая политика, и размер скидок на продукцию UNISTEAM™ является предметом обсуждения с заказчиком. Также всегда есть выбор: покупать полностью газовую машину или поставить навеску на дизель. Шасси под наше оборудование также может быть давальческим. Все это значительно влияет на итоговую цену.

■ **Какие перспективы вы видите для газомоторной техники в России и СНГ?**

– Мы прекрасно понимаем, что дизель – это урон экологии. Газ – более чистое и экономичное топливо. Думаю, вся Россия продолжит переход на газ. Газа в нашей стране в избытке, запланировано строительство большого количества газовых заправок. С ростом количества заправок будет расти и газомоторный рынок.

НОВАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

Серия ТГА
Давление до 630 бар
Азот 99 %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

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

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

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

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
Тел. +7 (861) 298-32-45, info@nskomp.ru
www.nskomp.ru

Предприятия выбирают эффективность

Лучшие консалтинговые проекты 2020–2021 гг. по версии компании Нефтегазконсультант

Названы 10 лучших консалтинговых проектов для повышения эффективности деятельности компаний и отдельных подразделений в нефтегазовой промышленности в 2020–2021 гг. по версии ООО «НефтеГазКонсультант».

Лидером в рейтинге стал проект по комплексной диагностике компаний и отдельных подразделений (блок бурения и нефтесервиса, блок по строительству скважин, блок капитального строительства, блок HSE и т.д.). Особенностью этого проекта является быстрое и заблаговременное выявление отклонений и проблем в работе всех основных систем компаний нефтегазового сектора в текущей их деятельности для предотвращений негативных необратимых ситуаций. Эксперты отмечают, что любой бизнес сталкивается с проблемами.

Важно вовремя их распознать.

«Выявить проблемы еще до появления первых симптомов – значит подарить Компании шанс на процветание и конкурентное преимущество!» – комментирует генеральный директор Р. Артемов.

Сбор информации осуществляется за счет:

- систематизированной структуры управления процессами компании;
- вовлечения сотрудников всех уровней для создания общей ценности;
- наблюдений, расчетов, аналитики и выводов наших экспертов.

«Что мы делаем? Совместно с Заказчиком определяем «ключевых сотрудников» компании/подразделения. С помощью чек-листов, анкет проводим опросы ключевых сотрудников, собираем информацию. Далее делаем детальный анализ, расчеты, выводы, гипотезы. Оформляем отчет поэлементно, обсуждаем с Заказчиком. Подготавливаем финальный отчет с дорожными картами и планами внедрения по каждому направлению и рекомендациями и презентуем финальный отчет».

Диагностика позволяет выявить массу проблем на ранних стадиях, что ведет к значительному сокращению потерь и убытков, позволяет сэкономить ресурсы и повысить эффективность деятельности.

В 2020 году появился успешный опыт проведения диагностики полностью дистанционно, что принесло конечному Заказчикам ценность и выгоды. Дистанционный формат проведения диагностики не требует больших денежных, временных и трудовых затрат, окупается практически моментально и много раз.

В итоге Заказчик получает: тепловую карту текущего состояния деятельности компании или подразделения, дорожные карты и программы внедрения, консультации наших экспертов, а также графики и диаграммы, выводы и рекомендации.

В 2021 году проект полностью перешел на полное удаленное проведение, без потери качества, что позволяет ему становиться еще популярнее.

Второе место в списке занял проект по оптимизации процессов, где, по мнению экспертов, Заказчик может ощутить не только денежный эффект от реализации быстроокупаемых проектов, но и связанный с сокращением времени и потерь. Некоторые результаты от реализованных проектов: сокращение времени и стоимости подземного ремонта скважин (600 млн. рублей), сокращение времени принятия объемов от подрядных организаций с 24 сут. до 8 сут., своевременное оформление программы бурения, сокращение затрат по обустройству на 1,5 млн. рублей, эффект проекта по шламовым амбарам более 120 млн. рублей. Проект проводится международными экспертами по повышению эффективности с «черными поясами», MBA и учеными научными степенями.

Тройку лидеров замыкает проект по «Техническому пределу», который остается очень популярным в нефтегазовой отрасли, особенно в периметре ПАО «Газпром нефть», ПАО «Славнефть», в прошлом в ТНК-ВР и т.д. В 2021 году ожидает масштабный ребрендинг в связи с переходом на удаленную работу. Однако пока полностью перейти на дистанционный формат не представляется возможным, но работы начаты. Нужно отметить, что это масштабный проект протяженностью от 1 года до 3-х лет, основанный на изменении культуры компании, направленной на постоянное совершенствование и Лидерство с одной стороны и на операционное превосходство – сокращение потерь и повышение производительности, с другой стороны. Экономический эффект от реализации такого проекта может составлять более миллиарда рублей.

Четвертое место принадлежит по праву комплексному проекту по оптимизации полного срока строительства скважин. Это самый сложный проект, потому что его участниками должны стать все сотрудники всех подразделений компании. Ожидаемый эффект от реализации такого проекта соответствующий.

Также в список рекомендуемых проектов попали:

- бережливое производство;
- операционное совершенствование;
- коучинг высшего руководства и повышение личной эффективности сотрудников;
- практики регулярного менеджмента;
- повышение эффективности культуры осознанной безопасности (HSE);
- переход на раздельный сервис.

АБСОЛЮТНАЯ НАДЕЖНОСТЬ ПРИ ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ

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

Наши технологии. Ваш успех.
Насосы • Арматура • Сервис

KSB

Энергоцентры месторождений – особенности создания и надежной эксплуатации

Энергоцентры собственных нужд месторождений обеспечивают электричеством и теплом инфраструктурные и производственные объекты нефтегазовых промыслов, повышают энергоэффективность, рентабельность и экологичность добычи углеводородов. Обеспечение энергетической автономности месторождений – это комплексная задача, которая предполагает разработку и внедрение уникальных инженерных решений, анализ надежности и экологичности, оценку эффективности, экономических и технических рисков, обоснование выбора генерирующего и технологического оборудования, заботу о качестве топливного газа.

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

ПОЧЕМУ НЕОБХОДИМ ЭНЕРГОЦЕНТР СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Необходимость создания энергоцентра собственных нужд (ЭСН) конкретного месторождения обусловлена основными и сопутствующими причинами. Среди них:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии, критичное для непрерывности технологического процесса или чреватое нарушением технологии;
- штрафы за выбросы в атмосферу попутного нефтяного газа и прочих продуктов, которые сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции;
- возможность использования дешевого или собственного «бесплатного» газа в качестве топлива для электростанции;
- постоянное ожидание роста тарифов на электроэнергию;
- удаленность месторождения от коммуникаций, что осложняет транспортировку углеродного сырья.

ЭСН КАК ОСНОВА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Энергоцентр работает на энергоэффективность нефтегазодобычи, помогая собственнику решать следующие задачи:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для объектов месторождений;
- обеспечение технологических потребностей в горячей воде и паре для закачки в пласты;
- снижение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на энергорынке;
- рост объема рационального применения попутного нефтяного газа.

Однако есть и проблемы, связанные со сложностью строительства энергоцентров на отдаленных промыслах, обеспечением экологичности генерации и отпуском избытка электроэнергии в общую сеть.

ГПЭС ИЛИ ГТЭС?

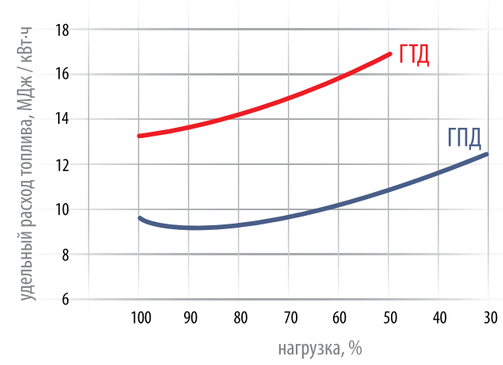


Рис. 1. Удельный расход топлива газопоршневого и газотурбинного двигателей

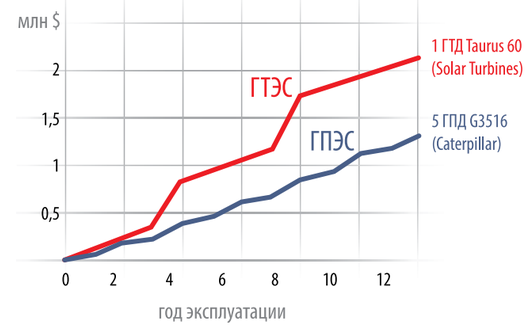


Рис. 2. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

Самые распространенные приводы генераторов для децентрализованных электростанций – это газопоршневые (ГПД) и газотурбинные двигатели (ГТД). При выборе между ними владельцы будущих ЭСН прежде всего задаются вопросами расхода топлива и эксплуатационных затрат, что связано с достижением выгоды и сроком окупаемости оборудования.

Отметим, что удельный расход топлива на выработанный кВт•ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме (рис. 1). Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36…45%, а газовых турбин (в простом цикле) – 25…34%.

Сравнение эксплуатационных затрат на газопоршневую и газотурбинную электростанции тоже говорит в пользу первых – у ГПЭС они ниже (рис. 2). Резкими скачками на графике ГТЭС отмечены капитальные ремонты турбины. Капремонты ГПЭС требуют значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Казалось бы, выбор очевиден. Но ГПД и ГТД сравниваются по многим критериям, среди которых долговечность, ремонтопригодность, влияние переменной нагрузки, размещение в здании, периодичность и локализация обслуживания, экологичность и др. В российских условиях немаловажную роль в выборе генерирующего оборудования играет и проблема импортозамещения.

Специалисты считают, что применение газовых турбин более выгодно на крупных месторождениях с развернутой инфраструктурой, имеющих значительные (свыше 20 МВт) электрические нагрузки. Учитываются также потребности собственника в тепловой мощности, которые обеспечивают ГТЭС, работающие в когенерационном цикле.

В свою очередь, газопоршневые агрегаты перспективнее для энергоцентров небольших месторождений, а также для временных ЭСН, действующих в начальный период обустройства промыслов.

Экспертные данные свидетельствуют, что энергетическая автономность месторождений по-прежнему востребована – только в 2020 году в России введено 11 ЭСН (8 газопоршневых и 3 газотурбинных). На 2021 год запланирован пуск еще 15 электростанций (10 ГПЭС и 5 ГТЭС).

>>>

ТОПЛИВО ДЛЯ ЭСН

Наиболее распространенное топливо для ЭСН месторождений – попутный нефтяной газ (фото 1), что обусловлено высокой эффективностью такого способа рациональной утилизации добываемого ПНГ и отсутствием при этом затрат на глубокую переработку «непростого» углеводородного сырья.

Есть энергоцентры, на которых в качестве топлива применяется природный газ (фото 2). Такие ЭСН строятся, например, на месторождениях, где потребность в электрической и тепловой энергии высокая, а собственных запасов ПНГ недостаточно для длительной эксплуатации или полной загруженности турбин.

Иногда подобный дефицит восполняется «пробросом» питающей нитки от ближайшего промысла с избыточными объемами попутного газа, но это, скорее, дополняет сложившийся опыт.

Интересны проекты автономных электростанций, применяющих на различных этапах эксплуатации разные виды топлива.

Фото 1. Газопоршневая электростанция Барсуковского месторождения работает на попутном газе

Инфраструктура некоторых месторождений, особенно удаленных и труднодоступных, не сразу развита для питания ЭСН попутным газом, и временно используется природный газ. Промысел получает необходимые объемы собственной энергии, и по достижении определенного уровня обустройства происходит корректный переход энергоцентра на ПНГ.

Такой путь, к примеру, прошли Ватьеганская ГТЭС и самая северная материковая ГТЭС – Восточно-Мессояхская. При перебоях в подаче или истощении запасов ПНГ действующие ЭСН вновь могут перейти на природный газ, так как инфраструктура для этого подготовлена изначально.

КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Подготовка топливного газа (независимо от его типа) – это обязательный технологический процесс, необходимый для планомерной, эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров.

Отметим, что Группа ЭНЕРГАЗ поставила и ввела в эксплуатацию оборудование газоподготовки для 26-ти ЭСН (см. таблицу 1), построенных компаниями «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Роснефть» и др. Топливо здесь подготавливается для 111 газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов суммарной мощностью 1 163 МВт (рис. 3).

На месторождениях действуют пункты подготовки топливного газа, дожимные компрессорные станции, многомодульные установки подготовки газа, газорегуляторные станции. Технологические установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают проектные параметры топливного газа для современного генерирующего оборудования ведущих российских и зарубежных производителей.

Установки, предназначенные для работы в составе энергоцентров месторождений, проектируются и изготавливаются с учетом условий эксплуатации, состава, качества и характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих энергоагрегатов, технологических задач и особых проектных требований.

Оборудование газоподготовки полностью автоматизировано и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации. Поставляется в контейнерном (моно-, дубль-блоки), внутрицеховом (ангарном) и многомодульном исполнении, в легкосборном укрытии или на открытой раме. Диапазон единичной производительности установок – от 500 до 120 000 м^3/ч.

Фото 2. Энергоцентр «Ярега». В качестве топлива здесь используется природный газ

Установки различного назначения могут комбинироваться и объединяться в системы комплексной газоподготовки и топливоснабжения. Такие системы обеспечивают очистку, осушку, подогрев, компримирование (или редуцирование), анализ компонентного состава, технологический или коммерческий учет газа, поступающего на площадку энергоцентра.

Дополнительно осуществляется контроль качества – измерение различных параметров газового топлива, подготовленного и подаваемого в энергоагрегаты: содержание примесей, влажность, температура, плотность, давление, калорийность (теплота сгорания).

Таблица 1.

Энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН), оснащенные оборудованием газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

Месторождение	Регион	ЭСН	Мощность ЭСН, МВт	Энергоагрегаты (приводы)	Производители энергоагрегатов
Южно-Нюрымское нм	Тюменская область	ГТЭС	8	ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Верх-Тарское нм	Новосибирская область	ГТЭС	10,4	501-КВ7	Rolls-Royce
Западно-Чигоринское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Игольско-Таловое нм	Томская область	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Тромъеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Барсуковское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГПЭС	15	C1540 N5C	Cummins
Конитлорское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Верхнеколик-Еганское нгкм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	SGT-A05 KB7	Siemens
Западно-Камынское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Мурьяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	24	НК-16СТ	КМПО
Верхне-Надымское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	24	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Харасавэйское гкм	Ямало-Ненецкий АО	ЭСН	24,4	MWM (V12 и V20) ПАЭС-2500	Caterpillar Мотор Сич
Восточно-Перевальное нгм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	28	ГТУ-4П, ГТУ-6П	ОДК-Авиадвигатель
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	36	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Юкъяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	36	НК-16СТ	КМПО
Тевлинско-Русскинское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	48	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ватьёганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	72	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ярегское нтм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	75	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Мессояхское нгкм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	84	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Усинское нм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	100	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Уренгойский лу	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	105	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Южно-Хыльчуюское нгм	Ненецкий АО	ГТЭС	125	SGT-600	Siemens
Талаканское нгкм	Республика Саха (Якутия)	ГТЭС	144	НК-16СТ	КМПО

ГАЗОТУРБИННЫЕ И ГАЗОПОРШНЕВЫЕ АГРЕГАТЫ, сопряженные с установками газоподготовки ЭНЕРГАЗ

На месторождениях установки ЭНЕРГАЗ обеспечивают топливом

111

генерирующих агрегатов суммарной мощностью

1 163

МВт

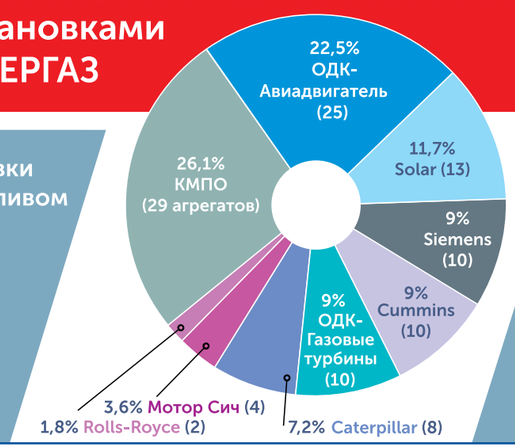


Рис. 3. Энергоагрегаты в составе ЭСН месторождений, сопряженные с установками «ЭНЕРГАЗ»

>>>

Фото 3. Технологический отсек установки подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ПНГ ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА БАРСУКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Барсуковское месторождение в Ямало-Ненецком АО разрабатывает ООО «РН-Пурнефтегаз» (Роснефть). С 2019 года инфраструктурные и технологические объекты этого промысла получают электричество от автономного энергоцентра, состоящего из 10 газопоршневых агрегатов (ГПА) Cummins C1540 N5C мощностью по 1,5 МВт (фото 1).

Добываемый здесь попутный нефтяной газ перед подачей в ГПА подготавливается установкой подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 3). Данная УПТГ обеспечивает расчетные параметры топлива по температуре (+20…+30°С), давлению (0,3 МПа), расходу (1250…5000 м^3/ч) и чистоте (эффективность очистки – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм).

УПТГ – это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами, узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром, блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами, двухлинейная система редуцирования, модуль подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника.

В технологическую схему установки включена блочно-модульная котельная (БМК) общей полезной тепловой мощностью 0,19 МВт. Интегрированная БМК осуществляет подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа и состоит из 2-х водогрейных котлоагрегатов – основного и резервного (для малого расхода). Помимо основной технологической функции, БМК одновременно обеспечивает собственные нужды УПТГ – вырабатываемое тепло идет и на обогрев ее помещений.

СИСТЕМА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ГТУ-ТЭЦ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Собственный энергоцентр ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан на базе ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 152,1 Гкал/ч. ГТУ-ТЭЦ – это 5 энергоблоков, каждый из которых включает газотурбинную установку ГТЭ-25ПА и котел-утилизатор.

Сегодня возможности энергоцентра «Уса» позволяют развивать производство на промыслах Денисовского лицензионного участка.

Проектные параметры газового топлива обеспечивает здесь многофункциональная система «ЭНЕРГАЗ» – блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из трех установок (фото 4).

БППГ осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины.

Особенность данного проекта – высокое содержание жидких фракций в ПНГ. Необходимые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые выбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена – каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры: в линию нагнетания интегрированы подогреватель и охладитель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины энергоцентра с температурой на 20°С выше точки росы.

Фото 4. Газокомпрессорная станция и блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ДЛЯ ГТЭС И ОБЪЕКТОВ УКПГИК НА ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

На Восточно-Уренгойском участке АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) действует установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). В 2020 году в ее состав интегрирована и выведена на полную проектную мощность установка подготовки топливного газа (УПТГ).

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию, измерение расхода, подогрев, редуцирование газа и снабжает им основные и вспомогательные объекты УКПГиК. Среди них: котельная; факельная установка; узлы входных шлейфов; горелочное устройство для сжигания промстоков; дожимная компрессорная станция низконапорных газов; установки очистки пропан-бутана технического от метанола, низкотемпературной сепарации, регенерации метанола, стабилизации конденсата. Отметим, что для каждого потребителя газ подается с индивидуальными параметрами.

Важная функция УПТГ – снабжение топливом новой газотурбинной электростанции собственных нужд мощностью 105 МВт, построенной на площадке УКПГиК. Эта ГТЭС из семи турбин Titan 130 (Solar) обеспечивает электроэнергией расположенные на Восточном Уренгое объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата.

УПТГ состоит из основного и резервного модулей подготовки топливного газа (МПТГ), которые представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 5). МПТГ-1 гарантирует нужды 100% потребителей УКПГиК. МПТГ-2 запускается при останове основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и котельную. Производительность модулей – 90 400 и 32 612 нм^3/ч соответственно.

Фото 5. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГиК на Восточном Уренгое

СИСТЕМА ГАЗОПОДГОТОВКИ И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННОГО ЭНЕРГОЦЕНТРА «ЯРЕГА»

Энергоцентр «Ярега», построенный ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг», это очередной объект собственной генерации в Республике Коми (фото 2). В его составе – три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА (ОДК-Авиадвигатель) суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепла здесь установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Возможности энергоцентра обеспечили растущие потребности в электроэнергии и паре стратегического Ярегского нефтетитанового месторождения, повысили эффективность его разработки и надежность энергоснабжения производственных площадок.

Топливом является природный газ, для его подачи в турбины установлены строгие требования по чистоте (содержание примесей не более 0,1 мг/м^3), температуре (+60…+80°С), давлению (4,5…5 МПа) и расходу (21 540 нм^3/ч). Соответствующие параметры гарантирует система «ЭНЕРГАЗ» – газодожимная станция из 4-х компрессорных установок (КУ) и блочный пункт подготовки газа (фото 6).

Эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования обеспечивает двухуровневая САУ газоснабжения (САУ ГС), интегрированная в АСУ ТП энергоцентра. Первый уровень – локальные системы управления, размещенные в специальных отсеках внутри блок-модулей БППГ и КУ. Второй уровень – шкаф общего управления, АРМ оператора и пульт аварийного останова, находящиеся в диспетчерской энергоцентра. САУ ГС выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи.

Группа ЭНЕРГАЗ наращивает свой вклад в энергетическое обеспечение добычи углеводородов новыми проектами подготовки топливного газа для энергоцентров месторождений.

Фото 6. Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

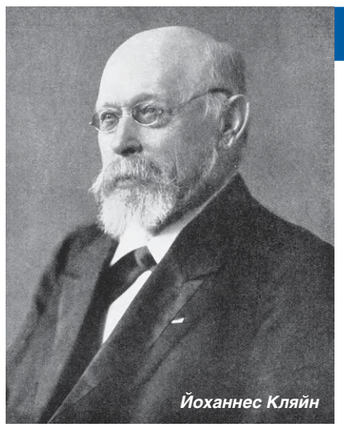
ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Armatur Schlosserei. 1930 год

Международный концерн KSB – 150 лет опыта, изобретений и инноваций

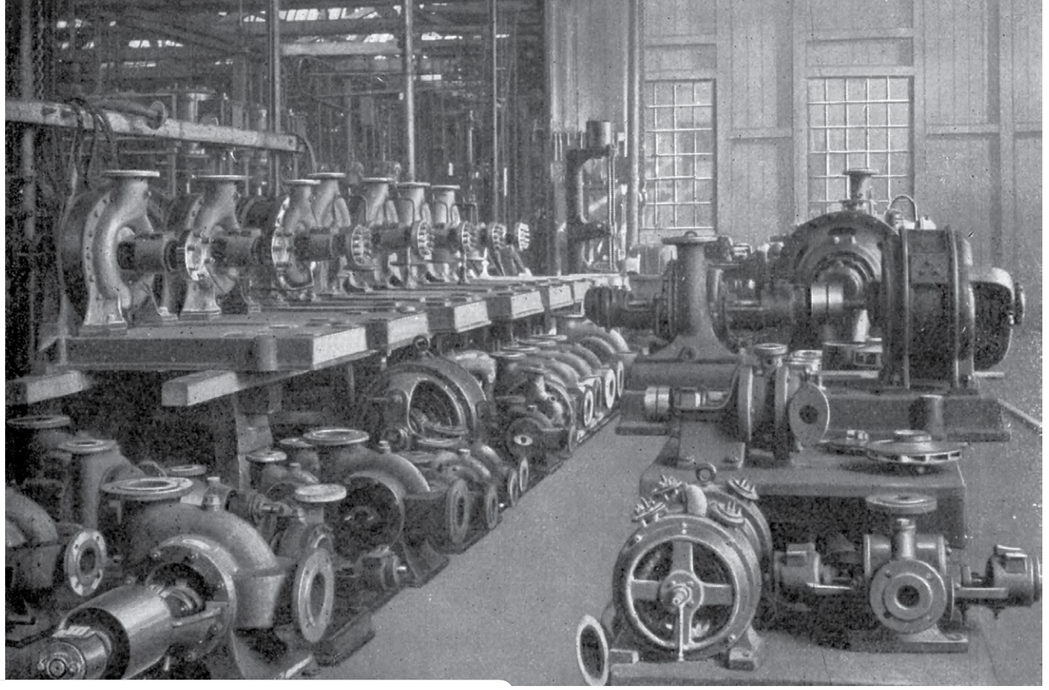
В этом году мировой производитель насосов и трубопроводной арматуры для различных областей применения, концерн KSB, отмечает свое 150-летие. Компания является одним из старейших предприятий Германии, прошедших долгий путь от небольшой фирмы до всемирно признанного производителя высокотехнологичного и надежного оборудования, эксперта и новатора в своей отрасли.



Йоханнес Кляйн

ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ С ИДЕИ

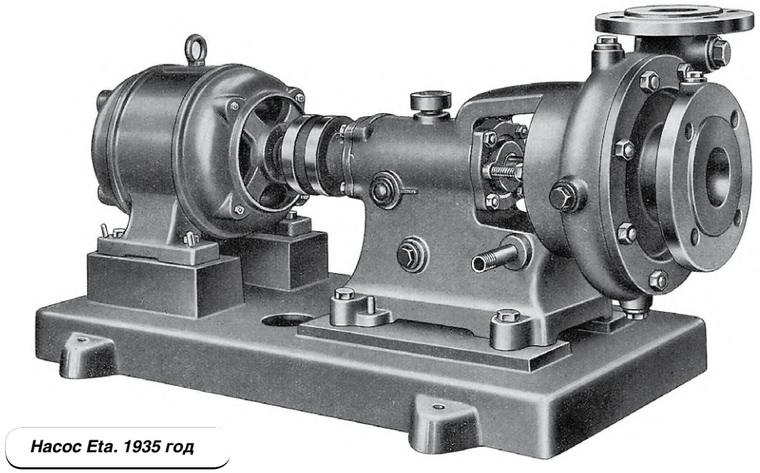
В 1871 году немецкий инженер-машиностроитель Йоханнес Кляйн изобретает и получает патент на аппарат питания котла. 18 сентября того же года совместно с Фридрихом Шанцлином и Якобом Августом Бекером он основывает компанию «Frankenthaler Maschinen & Armatur – Fabrik Klein, Schanzlin & Becker» со штатом 12 человек в немецком городе Франкентале. В последствии название KSB складывается из начальных букв фамилий ее основателей. В 1872 году на предприятии начинается производство арматуры, а в 1873 – выпуск насосов. Одним из первых продуктов был поршневой насос UNA с паровым или ременным приводом. С 1887 года предприятие становится акционерным обществом. Первая дочерняя компания KSB за пределами Германии была основана в Великобритании в 1896 году под управлением Якоба Кляйна, младшего брата Йоханнеса Кляйна. В 1903 году компания начинает производство центробежных насосов для питания котла, дренажа и транспортировки нефтепродуктов.



Специальный отдел центробежных насосов. 1903 год

С середины XX века для KSB начинается этап активной мировой экспансии: приобретаются новые заводы в Германии и открываются дочерние предприятия в Италии (1925 г.), Аргентине (1941 г.), Пакистане (1953 г.), Южной Африке (1959 г.) и т.д.

Параллельно с этим ведутся активные разработки новых продуктов. В 1935 году рождается флагман отрасли – первый насос серии Eta для промышленного применения. На его основе в дальнейшем создается множество модификаций для решения различных задач, в том числе насос для воды Etanorm (1982 г.). Насосы Eta по сей день являются самым продаваемым продуктом KSB во всем мире, на сегодняшний день в эксплуатации находится порядка 1,5 миллиона единиц.



Насос Eta. 1935 год

В 1964 году была разработана серия стандартных насосов для применения на химических производствах, это насос CPK, позднее на его базе были созданы CPKN и новейшее поколение MegaCPK. Эти стандартные химические насосы применяются для перекачивания агрессивных органических и неорганических жидкостей в достаточно широком спектре областей. В конструкции насоса был впервые применен модульный принцип, благодаря которому замена деталей и узлов агрегатов осуществлялась без демонтажа трубопроводов.

В 1972 году на заводе KSB во Франкентале был построен первый большой испытательный стенд мощностью 15 МВт для испытания главных циркуляционных насосов и насосов водяного охлаждения в условиях, близких к реальным условиям эксплуатации на атомных электростанциях (при 300°C).

Концерн постоянно инвестирует в научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, современные моделирующие программы, испытательные стенды и оборудование для них. В 2010 году был введен в эксплуатацию испытательный стенд приводной мощностью 50 МВт – такие насосы востребованы на современных высокоэффективных электростанциях.

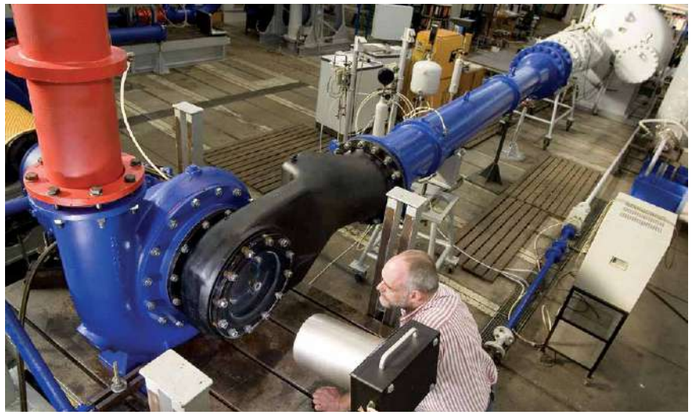
>>>

Уже в 1975 году KSB задумывается о снижении шума, производимого насосным оборудованием во время работы, и открывает во Франкентале акустический центр по разработке малошумной продукции. Практически одновременно компания патентует ряд собственных специально разработанных в лабораториях KSB сплавов, это серия *NORI®* для повышения корозионно- и износостойкости производимого оборудования.

В 1980-х гг. к концерну присоединяется ведущий французский производитель насосов Pompes Guinard, а позднее – и второй по величине в мире изготовитель арматуры Amri.

Новой вехой в истории KSB стала покупка американского завода GIW Industires Inc., в г. Гровтаун, США, благодаря которой компания получила пропуск на рынок шламовых насосов. С этого момента насосы KSB перекачивают не только воду и технологические жидкости, но и рудную массу, нефтеносные пески, гравий и другие среды с содержанием твердых веществ до 80%. Компания становятся одним из главных поставщиков насосного оборудования для предприятий горнодобывающей промышленности в мире.

В 1991 году KSB приобретает завод «VEB Pumpenwerke Halle» в г. Галле, Восточная Германия,



и после его переоборудования налаживает выпуск насосов с погружным электродвигателем серии Amarex, который по сей день является одним из самых универсальных и незаменимых в водоснабжении и канализационном хозяйстве.

Для укрепления позиций на важных рынках, таких как Китай, Индия и Бразилия, в середине 1990-х годов KSB приобретает множество компаний и создает совместные предприятия.

История сотрудничества с российскими предприятиями начинается с поставки процессных насосов KSB в Советский Союз в 1930 году. Первое представительство KSB в России было открыто в 1982 году, 21 июня 2005 года было основано ООО «КСБ».

Одним из приоритетных направлений концерна в настоящее время является локализация производств. В рамках этой программы в 2019 году в Москве введен в эксплуатацию производственный комплекс ООО «КСБ», на территории которого осуществляется локальная сборка стандартных насосов типа Etanorm для широкого спектра областей применения, агрегатирование насосов инженерного типа, которые комплектуются высоковольтными двигателями, сложными системами обвязки и торцовых уплотнений,

>>>

производство станций повышения давления типа Hyamat (достигнута степень локализации 50–70%). В настоящее время ведутся подготовительные работы к внедрению частичной локализации погружных насосов серии Amarex. Запланирована локализация насосов высокого давления типа HG для энергетики и инвестиции в покупку и сертификацию испытательного стенда для них мощностью 250 кВт. В перспективе намечено получение сертификатов российского происхождения для тех типов оборудования, которые будут соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 17 июля 2015 г. № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации».

Полностью локализовано сервисное сопровождение оборудования в рамках глобальной стратегии развития сервиса KSB SupremeServ. Техническое оснащение производственного комплекса ООО «КСБ» и профессиональная квалификация специалистов позволяет осуществлять диагностику, гарантийное и послегарантийное

обслуживание, а также выполнение капитальных ремонтно-восстановительных работ для всех типов насосов, производимых концерном KSB и поставляемых в РФ, без привлечения специалистов с заводов KSB в Европе.

Сегодня KSB – это концерн с мировым именем, штатом свыше 15 000 человек и годовым оборотом более 2 млрд. евро, 39 заводов, 9 собственных литейных производств в 6 странах мира, филиалы и центры сервисного обслуживания более чем в 100 странах на 5 континентах.

На волне всеобщей цифровизации промышленности и общества компания ведет активное внедрение цифровых технологий в насосных системах. Это способствует повышению их эксплуатационной готовности и надежности, упрощает ввод в эксплуатацию, мониторинг их работоспособности, а также управление непосредственно производственным процессом. Реализуемые на практике технологии аддитивного производства и реверс-инжиниринга способствуют оптимизации ресурсов и сроков изготовления запасных частей – все это делает сервис KSB одним из самых высокотехнологичных, рентабельных и оперативных в мире.

Секрет успеха компании заключается в качестве и надежности оборудования, компетентности и прогрессивности мышления ее сотрудников, инновационных технологиях и самых передовых разработках.

2021 год компания встречает под девизом «Люди. Идеи. Достижения».

www.ksb.ru

150 лет
Люди. Идеи. Достижения.

KSB

Мобильная установка для переработки НСЖ

на базе 3-х фазного декантера GEA CF 5000

Тел. +7 916 708 50 71

ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС», Москва, ул. Отрадная, д. 2Б, стр. 9, каб. 1.

GEA engineering for a better world

gea.com

Установка с декантером CF5000 petroMaster после заводских испытаний в Климовске

Новые вызовы – контейнерные установки с центрифугами для нефтепереработки

Основная тенденция современной нефтедобычи – это снижение объемов добычи нефти легкой и средней плотности, в связи с чем приобретает особое значение добыча и переработка тяжелой и битуминозной нефти, затраты на добычу которой существенно выше. Для достижения рентабельности требуется использовать подход, предполагающий применение высокоэффективных технологий на всех этапах, таких, например, как центрифуги.

Практическое использование центробежного сепарационного оборудования для подготовки нефти, в т.ч. тяжелой нефти, насчитывает уже несколько десятилетий.

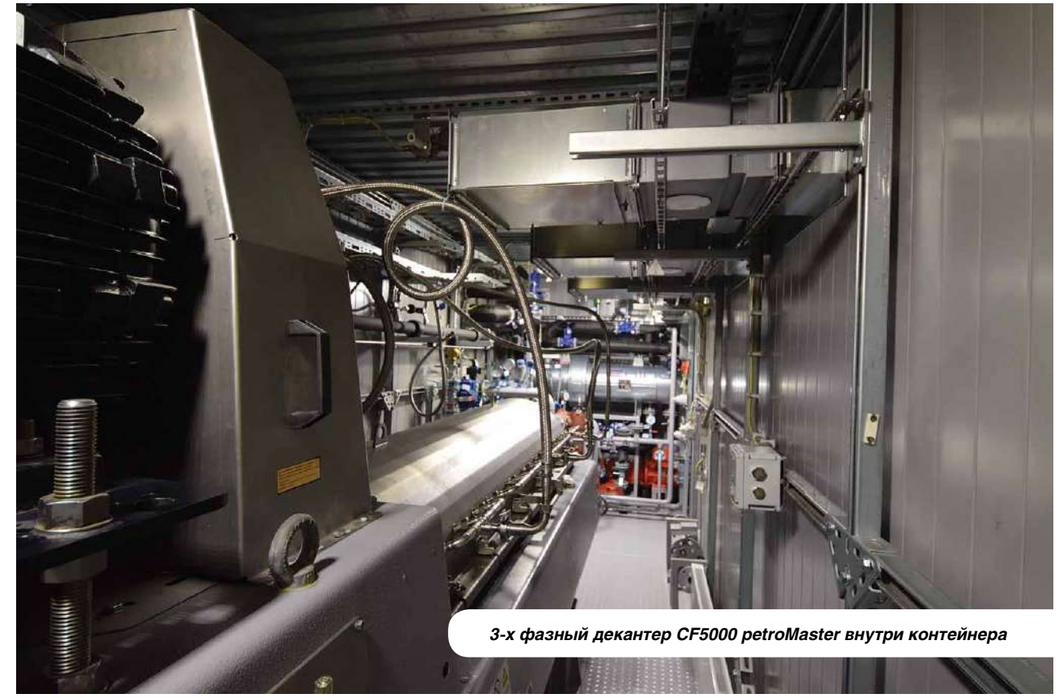
С шестидесятых годов прошлого столетия GEA (ранее Westfalia Separator Group GmbH – компания, входящая в концерн GEA), начала разработку, изготовление и поставку высокоскоростных тарельчатых сепараторов для подготовки нефти, а оффшорное применение стало популярным в начале 1970-х годов.

Ярким примером является компания Suncor Energy Inc., которая использует сепараторы GEA на месторождении битуминозных песков в Канаде (провинция Альберта) с 60-х годов XX века. Запущенные в 1967 году 28 тарельчатых сепараторов соплового типа успешно работают и сегодня.

Высокая эффективность и производительность, максимальная компактность и максимальный уровень промышленной безопасности, в т.ч. за счет герметизированного исполнения и эксплуатации с подачей инертного газа в рабочие полости при избыточном давлении, делает использование центробежных тарельчатых сепараторов безальтернативной технологией для подготовки нефти, в первую очередь для подготовки тяжелых высоковязких нефтей (вплоть до 12 градусов API), когда применение других типов нефтегазовых сепараторов неэффективно.

Для подготовки нефти и очистки воды на всех стадиях нефтедобычи и транспортировки, а также для эксплуатации на НПЗ широкое применение нашли тарельчатые сепараторы и декантеры в блочно-модульном или в мобильном контейнерном исполнении.

Например, мобильная установка для переработки НСЖ, спроектированная и собранная на многоцелевой производственной площадке GEA европейского уровня в подмосковном Климовске, оснащена 3-х фазной декантерной центрифугой CF 5000 petroMaster (производство Германия).



3-х фазный декантер CF5000 petroMaster внутри контейнера

Установка позволяет выделить нефтяную фазу из перерабатываемого нефтесодержащего сырья, обеспечивает высокую эффективность разделения жидких фаз и непрерывное удаления твердой фазы из технологического процесса.

На входе состав твердой фазы и мехпримесей может изменяться в диапазоне от 1% до 15–30%. Это позволяет автоматизировать технологический процесс переработки НСЖ.

Установка переработки нефтешлама реализована в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности с трубопроводной обвязкой, ЗРА и электрическим монтажом внутри контейнера: осуществлена прокладка и подключение кабелей, установлены и подключены приборы КИПиА. Монтажные работы на объекте – минимальные: снаружи контейнера к панели фланцев подводятся трубопроводы продуктовых и сервисных технологических сред, а к силовому щиту – силовой кабель.

Контейнер имеет съемную крышу и размещается на опорной раме, которая должна опираться на твердую горизонтальную поверхность.

Еще одним примером универсального и компактного решения для переработки нефти на различных стадиях нефтедобычи, подготовки воды для очистки и закачки в пласт на месторождении является установка с тарельчатым центробежным сепаратором OSE200. Центрифуги GEA готовы отсепарировать нефть из скважинной продукции в диапазоне обводненности от 90% до 5% с одновременным обессоливанием нефти в непрерывном режиме.

Производительность центрифуги варьируется в диапазоне 50–90 м^3/час.

Отличительной особенностью модели OSE200 с прямым электроприводом является универсальность и компактность, позволяющая разместить центрифугу в 2-х ярусном модуле транспортного габарита «морского» контейнера. Нет необходимости возводить фундаментальные здания, утепленные ангары. Достаточно установить на месторождении «мобильное» решение в модульно-блочном исполнении и связать контейнеры установки с емкостным оборудованием трубопроводами и системой управления.

Индивидуальный подход к каждому проекту является стандартом работы компании GEA. Для каждого проекта в обязательном порядке проводятся лабораторные исследования образцов нефти в научно-техническом центре GEA, а также выполняются опытно-промышленные испытания (ОПИ) с использованием мобильной тестовой сепарационной установки на реальном продукте (сырой нефти, нефтеэмульсии, промысловой воде) на месторождении. Результаты ОПИ являются основанием для принятия решения о выборе оптимальной технологической схемы, необходимом конструктивном исполнении, количестве единиц и производительности оборудования.

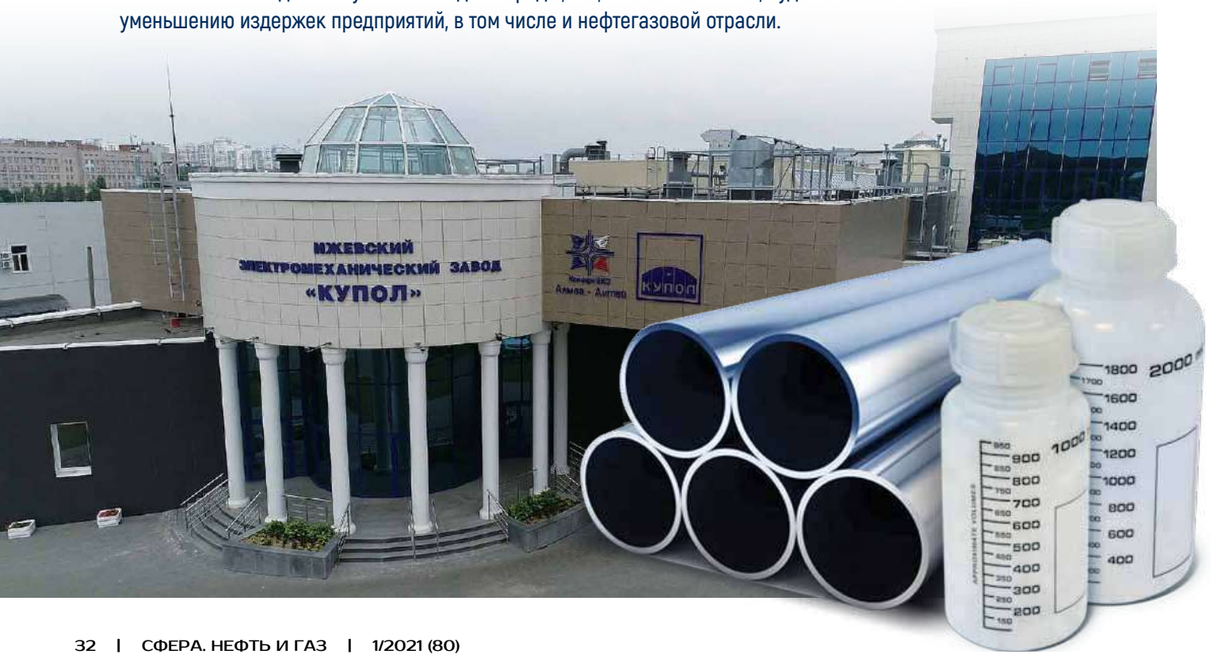
GEA engineering for a better world

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

@geaindustrial_russia

Броня для металла

Ижевский электромеханический завод «Купол» (входит в состав Концерна ВКО «Алмаз-Антей»), широко известный своими ЗРК малой дальности, в последние годы уделяет большое внимание вопросам диверсификации производства. Предприятие успешно развивает целый ряд проектов гражданской направленности. Один из ярких примеров – технология производства высокоэффективных ингибиторов коррозии металла. Она была разработана при активной поддержке «Купола» и сейчас идет подготовка к ее внедрению в производство. Ожидается, что новые ингибиторы позволят значительно увеличить срок работы металлических изделий в условиях водной среды, что, в конечном итоге, будет способствовать уменьшению издержек предприятий, в том числе и нефтегазовой отрасли.



Технология производства высокоэффективных ингибиторов создавалась в тесном взаимодействии с учеными физико-технического института Удмуртского федерального исследовательского центра Уральского отделения РАН. Они сумели понять причину, по которой современные средства защиты металлов работают не в полную силу.

Рассказывает ведущий научный сотрудник лаборатории рентгено-электронной спектроскопии отдела физики и химии поверхности физико-технического института Федор Чаусов.

– Раньше в химии господствовала такая точка зрения, что если мы смешаем ингредиенты, атомы металла и леганда – они соединятся и при определенных условиях сразу дадут требуемую структуру молекулы. Однако оказалось, что при взаимодействии металла и леганда чаще всего получается не одна структура молекулы, а своеобразный «зоопарк» продуктов с разными свойствами. Некоторые из них могут являться ингибиторами коррозии, другие – катализаторами, третьи – индифферентными веществами. И здесь весь конечный результат зависит от того, как эти противоборствующие факторы будут взаимодействовать, и кто кого пересилит. Получается «лебедь, рак и щука» и эффективность такой композиции не очень большая. Нам удалось найти условия и сделать метод, чтобы в растворе получалось абсолютное преобладание наиболее эффективного продукта, причем с определенной структурой.

Задача состояла в том, чтобы научиться производить ингибиторы значительно лучшего качества, чем существующие на рынке. Для этого нужно было детально исследовать механизм действия веществ данного класса. Когда стало понятно, какие нужно проводить реакции, какое сырье и в каких условиях использовать, ученые подошли к созданию технологии производства высокоэффективного ингибитора.

В 2018 году к работе подключился Центр биохимических технологий Ижевского электромеханического завода «Купол».

В настоящее время идет работа над получением патента на новую технологию производства ингибиторов. По опубликованным данным в этой области науки и техники ижевские ученые и специалисты «Купола» находятся «впереди планеты всей». Соответственно шансы на получение патента очень высоки.

– Разрабатываемые Центром ингибиторы коррозии на основе кадмия и меди, по сравнению с большинством аналогов, обладают комплексным действием, включающим в себя предотвращение коррозии и солеотложений в оборудовании, взаимодействующем с водными средами, а также имеют бактерицидные свойства. Сейчас в нефтедобывающей отрасли используются реагенты, зачастую имеющие эффективность лишь к одному из неблагоприятных факторов (либо антикоррозионная эффективность, либо борьба с накипью (солеотложениями), либо бактерицидные свойства). Такие вещества, соответственно, должны применяться поэтапно. Ингибиторы комплексного действия от АО «ИЭМЗ «Купол» позволят значительно сократить как количество реагентов, так и длительность проведения обработки.

Ингибиторы коррозии и солеотложений, разрабатываемые «Куполом», как было указано выше, имеют дополнительный бактерицидный эффект. Они могут использоваться при температурах в 100–150°С. Степень защиты стали от коррозии в водных средах с кислородной деполяризацией может достигать 95%. Степень защиты стали от солеотложений в водных средах с кальциевой и магниевой жесткостью – до 98%, а ингибирования сульфатвосстанавливающих бактерий до 95%.

Ожидается, что к работам по организации производства ингибитора на «Куполе» приступят в 2021 году. Выпуск продукта планируется начать на рубеже 2022–2023 годов. Таким образом, предприятие может стать единственным в мире обладателем уникальной технологии производства высокоэффективного ингибитора, соответствующего самым высоким экологическим стандартам.

Предприятия одной из важнейших отраслей России – нефтегазовой могут значительно сократить издержки, используя ингибиторы ижевского производства.

По словам начальника научно-экспериментальной лаборатории Центра биохимических технологий ИЭМЗ Ростислава Мустакимова, это связано с тем, что продукт «Купола» способен оказывать комплексное воздействие.

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

АО «Ижевский электромеханический завод «Купол»
426033, г. Ижевск, ул. Песочная, д. 3
тел. (3412) 72-5125, факс (3412) 72-6819
e-mail: iemz@kupol.ru
www.kupol.ru

Обнаружение утечек
на трубопроводах

***А. СИДОРЕНКО** – менеджер по развитию бизнеса Atmos International Ltd.*

Компания Atmos International представлена на мировом рынке Систем обнаружения утечек с 1995 года. На данный момент системами Atmos International оборудовано более 1500 трубопроводов по всему миру. Научно-исследовательское подразделение компании постоянно работает над инновационными решениями, направленными на улучшение характеристик оборудования и снижение затрат на его внедрение, что позволяет на каждом трубопроводе установить наилучшие средства контроля целостности.

В настоящее время все больше сообщений об утечках и разливах нефти и нефтепродуктов.

Новости за март 2021 с сайта prosou.ru

ТЕМЫ

- В Уфе раскрыта крупная кража дизельного топлива из нефтепровода — klugl » 29.03.2021, 05:55
- Системы обнаружения утечек не зафиксировали аварию на трубопроводе на Оби — klugl » 26.03.2021, 12:32
- Ещё одна утечка у дочернего предприятия Роснефти — klugl » 26.03.2021, 07:31
- Разлив нефти из промыслового трубопровода «РН-Юганскнефтегаз» — klugl » 25.03.2021, 09:48
- "РН-Юганскнефтегаз" потратил на ликвидацию последствий отказов трубопроводов около 1 млрд рублей за год — klugl » 25.03.2021, 09:47
- Утечка из нефтепровода «Самара - Тихорецк» — klugl » 22.03.2021, 06:39
- Горение ШФЛУ в акватории Оби прекратилось — klugl » 23.03.2021, 05:48
- Адвокат создал ОПГ, похитившую из трубопровода более 1000 тонн нефти — klugl » 19.03.2021, 06:11
- Совет Федерации рассматривает возможность обязать устанавливать СОУ — klugl » 18.03.2021, 17:25
- Пожар, возникший в акватории Оби из-за утечки ШФЛУ продолжается более 10 дней — klugl » 18.03.2021, 05:46
- Разлив нефти в Левокумском округе Ставропольского края — klugl » 15.03.2021, 09:36

Источник: http://prosou.ru/viewforum.php?f=29&sid=d9deb13085b0f9cbc3d8198f7c82f852

Такие новости говорят об одной проблеме, решение которой все еще пробуксовывает. Выработка единого стандарта по СОУ, его внедрению, эксплуатации и поверке не двигается, а трубопроводы стареют. Изрядная доля трубопроводов даже не оборудованы системами телемеханики. И каждый месяц приносит все новые неутешительные новости о порывах, утечках и разливах нефтепродуктов. Хуже всего выглядит ситуация если Заказчик купил систему, а она не работает и происходит порыв трубопровода. Стоимость ликвидации по последним данным может достигать миллиарды рублей.

Компания Atmos International работает над решением проблем утечек трубопроводов на ранних стадиях. Во всем мире нами наработана положительная репутация. В РФ нашими работами являются крупные проекты Сахалин 1 и Сахалин 2 доказавшие свои характеристики за более чем 10 лет эксплуатации.

В газовой сфере нам есть чем гордится. Система моделирования Atmos успешно работает на сети подводных трубопроводов проекта GASSCO, где выполняет сложнейшие задачи по прогнозированию операций добычи и обнаружению утечек на трубопроводах влажного газа. Внедряется система искусственного интеллекта AIGA для операторов газопроводов.

В области контроля трубопроводов сырой нефти и продуктов нефтепереработки в Российской Федерации в 2019 году наша система проходила испытания организованное исследовательским институтом «БашНИПИнефть» с целью оценки производительности одной из наших систем на сложных трубопроводах. Конечно, мы надеялись, что в таких испытаниях будут участвовать и другие производители СОУ, включая российские, рекламирующие свои продукты как совершенные и уникальные, но на деле мы увидели только уважаемых конкурентов из ПСИ.

Наши результаты на бумаге оказались неоднозначными. На двух трубопроводах было проведена серия сливов, где за 2 дня работы нашей системы на одном трубопроводе и 3 дня на другом мы обнаружили более 30 сливов. Нам не были предоставлены сведения по времени и месту их проведения даже после испытаний. Институтом проводилась оценка соответствия числовых параметров к реальной производительности. Понятно, что характеристики «идеального» трубопровода будут отличаться от характеристик на натянутом потоке, где происходит гидравлический разрыв. Следует обратить внимание, что установка системы сбора данных производилась за 2 дня до испытаний и без калибровки системы. В результате даже в таких условиях мы определили большинство утечек. В нормальных условиях Заказчик предоставляет время на настройку таких систем с проведением калибровочных испытаний для достижения соответствия.

Мы надеемся, что указанное исследование института Роснефти даст пищу для размышления компаниям проводящими закупку СОУ и они смогут организовать такие испытания перед проведением тендерных процедур. По нашему опыту, если присутствует недоверие к поставщикам перед закупкой, то всегда можно организовать отборочное испытание, которое снимет вопросы к качеству продукта.

В отношении нашей компании мы уверены в технологиях, которые мы применяем, даже на самых сложных трубопроводах и далее речь пойдет о наших продуктах на примере решаемых вопросов и подходов.

Трубопровод является частью сети трубопроводов. Установлена система телемеханики от известного производителя. Можно ли поставить СОУ с минимальными затратами?

– Можно поставить СОУ. Система Atmos Pipe на основе статистического массового баланса может работать практически на любых однофазных трубопроводах без натянутых потоков. Время установки от 4-х недель с начала проекта (мы здесь работаем с компанией – партнером). Может работать на существующей виртуальной компьютерной системе, включая функцию резервирования. Система масштабируемая, легко может быть дополнена новыми системами в будущем. Дополнительные модули – порыва, определения воровства в заглушенном состоянии, обнаружения утечки по методу гидроуклона дают дополнительное расширении функционала. Поскольку система параметрическая, то ее производительность в основном зависит от качества систем измерения. В Российской федерации работает на проектах Сахалин 1, 2 и более чем на 1200 трубопроводах в остальном мире начиная с 1995 года. Имеется огромное количество положительных отзывов от Заказчиков.

Трубопровод не оборудован системой телемеханики. Нужна точная и быстрая система обнаружения утечек.

– Можно поставить СОУ. Мы разработали независимую от любой телемеханики систему Atmos Wave Flow.

Рис. 1. AWAS-6 – модуль сбора данных СОУ Atmos Wave Flow

Это комбинированная система, которая готова к самым серьезным вызовам. В первую очередь анализируется Волна давления, потом применяются методы гидроуклона, статистического баланса расходов и другие методы. Система достигает чувствительности в 0,1% в режиме перекачки на идеальных трубопроводах. Ее точность зависит от длины секции и достигает десятков метров. Требует модули сбора данных Atmos типа AWAS (рис. 1) и аналоговые датчики давления.

Трубопровод не оборудован системой телемеханики. Нет денег на стройку и установку шкафов. Не можем сверлить трубу.

– Можно поставить СОУ. Мы разработали независимую точку данных Atmos Eclipse (рис. 2). Модуль, устанавливаемый прямо на трубу хомутами позволяет получать данные расхода, давления и опционально температуры. Требуется наличие питания 24В, которое так же может быть обеспечено независимыми системами питания на солнечных батареях, либо аккумуляторах.

Обеспечивает синхронизацию времени с группировкой спутников ГЛОНАСС, сбор информации расхода и давления с модулем независимого хранения на 4 часа, интерфейсы связи по TCP/IP. Могут быть GSM модемы, радио релейные линии, спутниковая связь и др. Все это в защищенном по стандарту EX1 корпусе и прямо на трубе.

Рис. 2. Точка данных – Atmos Eclipse

>>>

Точка данных на входе и на выходе секции обеспечивают СОУ Atmos Wave Flow данными для непрерывного обнаружения утечек.

Мне нужно организовать временную точку данных для СОУ пока не поставили стационарную систему.

– Можно. Модуль Eclipse обеспечит передачу данных давления и расхода без сверления трубопровода, и обустройства шкафа.

Можно ли обнаружить несанкционированные врезки в трубопровод с помощью продуктов Atmos?

– Можно и нужно. Одним из направлений деятельности Atmos является обнаружение несанкционированных отборов или попросту воровства. Мы практически полностью решили эту задачу в Великобритании. На данный момент мы успешно определяем врезки в Латинской Америке, Европе и других регионах. За основу берется наша СОУ Atmos Wave Flow и ее оборудование сбора гидравлических данных. Наши инженеры следят за изменениями данных и с помощью разработанных алгоритмов выявляют утечки. Тот же сервис необходим в крупных нефтяных компаниях Российской Федерации, поскольку стоимость потерь на порядки превышает стоимость создания такой группы в РФ. Мы готовы оказать содействие в обучении и внедрении таких систем здесь.

Можно ли обнаружить несанкционированные врезки на многофазных и сложных трубопроводах?

– Можно и нужно. Наша компания разработала ряд приборов, позволяющих просматривать ВНУТРЕННЕЕ состояние трубопровода даже там, где очистные устройства невозможно применить. Мы не только обнаруживаем врезки, но и коррозию, грибок на внутренней стороне трубопровода и пр.

Работает ли ваша СОУ под водой на офшорных трубопроводах?

– Успешно работает. Поинтересуйтесь количеством и длиной офшорных платформ на проектах Сахалин 1 и Сахалин 2. Все трубопроводы оборудованы СОУ Atmos Pipe и работают более 15 лет. За период эксплуатации система подтвердила свои высокие параметры обнаружив множество технологических сливов. Максимальное расстояние между точками сбора данных у нас было 256 км.

Мой трубопровод проходит по природоохранной зоне с пересечениями водных преград. Можно ли быстро обнаружить утечку?

– Можно. У нас есть решения по трубопроводам с высоким экологическим риском. За минуты оператор получит предупреждение об утечке, а в случае порыва сигнал тревоги придет за 90 секунд.

У нас есть газопровод в доме. Из него утекает газ. Что делать?

– Мы обеспечиваем обнаружение утечек в газопроводах на сетях среднего и высокого давления. На низком давлении мы пока не работаем.

Могу ли я использовать свои контроллеры телемеханики и измерительное оборудование для сбора данных?

– Да, можете. Система Atmos Pipe обеспечит Вам соответствующее вашим контроллерам и измерительному оборудованию обнаружение утечек.

Но в случае, если требования к системе выше стандартных 2% от расхода и с высокой точностью местоположения, то необходимо использовать наши модули сбора информации AWAS и датчики давления типа WIKA E10. Наши модули сбора информации работают независимо от существующей системы сбора, поэтому безопасность эксплуатации никак не компрометируется.

Могу ли я сам рассчитать изменения в моем трубопроводе?

– Да. С помощью нашей системы моделирования Atmos Sim. Она позволяет производить гидравлический расчет офлайн и онлайн для любого трубопровода, наверно за исключением тяжелых случаев многофазного потока. В режиме «тяни и бросай» можно за пять минут построить трубопровод и загрузить его продуктом и получить стационарное состояние согласно законам сохранения массы, момента и энергии.

Можете ли вы проконсультировать по вопросам СОУ?

– Можем и ждем. Мы открыты для приглашений по обсуждению проблем утечек трубопровода, несанкционированных врезок и компьютерного моделирования трубопроводов, разработке стандартов работы таких систем.

Нам нужно решить задачу импортозамещения. Мы не работаем с иностранцами.

– Мы открыты к разговору по открытию производства в Российской Федерации. И, поскольку мы небольшая компания, мы были бы рады, если наши продукты применялись на благо нашей планеты в любой ее точке. **Земля – это наш общий дом, и мы помогаем его делать чище.**

Оставьте заявку на нашем сайте и мы обязательно с Вами свяжемся.

ATMOS INTERNATIONAL

Atmos International Ltd.
тел. (495) 369-5248
e-mail: andrejs.sidorenko@atmosi.com
www.atmosi.ru

ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

- Испытательные и технологические стенды
- Специализированное оборудование на высокое и сверхвысокое давление
- Системные компоненты ведущих мировых производителей: Haskel, Maximator, Pumster, Minibooster, Fox, Ponar, Wandfluh, Spir Star, Winman, Fer-ro и другие
- Маслостанции
- Разработка, инжиниринг, производство

ООО «ТД «ГИДРОПНЕВМОАГРЕГАТ»

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

Адрес:
Москва, Костякова, 12, стр. 2, оф. 6

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

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

Электронная почта:
info@gpagregat.com

Сайт в интернете:
www.gpagregat.com

FER-RO FOX PUMSTER MAXIMATOR BIERI miniBOOSTER BuTech WANDFLUH WINMAN PONAR wadowice Haskel SPIR STAR

Стенд для испытаний
пакерного оборудования

ГидроПневмоАгрегат – российская инженерная компания, специализирующаяся на проектировании и производстве гидравлического оборудования – от маслостанций до сложнейших технологических комплексов. ГидроПневмоАгрегат – современная инновационная компания с большими техническими и интеллектуальными возможностями. Среди наших специалистов: инженеры-гидравлики, технологи, сборщики-наладчики, конструкторы, инженеры-электронщики и многие другие. Помимо разработки и производства серийной продукции мы оказываем и ряд других специализированных услуг: диагностику, ремонт, наладку, шефмонтаж и настройку любого гидравлического и электронного управляющего оборудования.

Стенд предназначен для проведения гидравлических, пневматических, механических и температурных испытаний пакерного оборудования диаметром от 120 до 470 мм и длиной до 6000 мм по ГОСТ Р ИСО 14310-2014.

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ СТЕНДА:

1. Создание и поддержание давления внутри пакерного оборудования с разных сторон;
2. Создание и поддержание внешнего давления снаружи пакерного оборудования в имитаторе обсадной колонны с обеих сторон;
3. Проведение испытаний давлением газа и жидкости;
4. Механическое нагружение пакера отдельно или во время испытаний тянущим/сжимающим усилиями до 200 тс;
5. Проведение температурных испытаний пакерного оборудования с нагревом до 150°С во время испытаний давлением или механическим нагружением.

В СОСТАВ СТЕНДА ВХОДИТ СЛЕДУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ:

- Модульная испытательная бустерная пневматическая станция высокого давления для испытания газом (воздух, азот или иные инертные газы) давлением до 1500 бар;
- Система фильтрации газа на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (опция);
- Модульная испытательная насосная гидравлическая станция с пневмо- (8 бар) и электроприводами (380 В), для испытания водой или маслом (иные жидкости под заказ) до давления 1300 бар;
- Насос низкого давления для заполнения рабочей жидкостью, система фильтрации жидкости на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно, изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (опция);
- Общее количество линий высокого давления на выходе станции – 4 шт. В 3-х линиях возможен поочередный набор, удержание или сброс давления испытаний, 4-я линия для удержания и сброса давления из пакерного оборудования (общая линия сброса испытательного стенда);
- Модульная приводная насосная станция с электроприводом 380 В для обеспечения питания рабочей жидкостью цилиндра механического осевого нагружения, усилием до 200 т. Пропорциональный, дистанционный, клапан настройки давления (усилия) гидроцилиндра обеспечивает предварительную установку осевого усилия испытания пакерного оборудования оператором. После набора заданного усилия автоматика станции поддерживает его заданное время;
- Станция питания гидроцилиндра управляется дистанционно с общего пульта оператора и имеет дублирующее ручное управление непосредственно на электрическом шкафу самой станции для обеспечения подготовительных работ по присоединению пакера к штоку гидроцилиндра;
- Система электронной регистрации, размещенная на пульте удаленного управления, для безопасной работы оператора из укрытия;
- Силовая рама стенда для гидравлических и механических испытаний пакеров с гидро-цилиндром для нагружения тянущим и сжимающим усилиями до 200 тс. Представляет собой горизонтальную металлоконструкцию для установки в нее испытываемого пакера длиной от 300 до 6000 мм, установленного в обсадной колонне (имитаторе). Сам имитатор с пакером устанавливается в паровой кожух (при использовании пара для проведения температурных испытаний). На раме размещаются трубопроводы высокого давления подачи жидкости или газа и места подключения гибких трубопроводов для соединения с кожухом, имитатором и пакером. Рама имеет защитные бронекрышки для укрытия пакера во время проведения испытаний с задвижками для фиксации. Непосредственно рядом с рамой стенда возможна установка светодиодных светильников, для освещения пакера и рамы стенда во время проведения подготовительных и сервисных работ и испытаний. Дно рамы выполняет две функции: сливной поддон для отвода разлившейся жидкости и защитная конструкция для обеспечения безопасной работы во время испытаний. Пакер закладывается в раму в специальные передвижные каретки с функцией зацепления за раму через каждые 350 мм механическими пальцами и передачи механического усилия нагружения пакера на силовую раму при испытаниях растяжения/сжатия. Габаритные размеры внутреннего пространства силовой рамы позволяют устанавливать в нее паровой кожух в сборе с пакером (6000 мм), имитатором с муфтовыми заглушками и осями суммарной длиной не более 7500 мм, диаметром не более 550 мм;

>>>

- Силовой гидравлический цилиндр осевого нагружения пакера до 200 тс, ходом штока до 500 мм. Размещается на силовой раме стенда, имеет соединительную переходную механическую муфту для передачи усилия со штока гидроцилиндра на переходное звено пакера;
- Система нагрева паром для проведения температурных испытаний пакера до 150°С, состав: парогенератор, система паровых трубопроводов, вентилей, предохранительных клапанов, сливной магистрали конденсата и управляющей контрольно-измерительной аппаратуры, контроллеров для программирования парогенератора, пульт оператора для удаленного управления;
- Компрессор воздушный винтовой для питания испытательных модулей с подачей до 5000 л/мин, давление до 10 бар;
- Сепаратор циклонный магистральный сжатого воздуха;
- Воздушный ресивер;
- Осушитель воздуха;
- Трехступенчатая система фильтрации воздуха;
- Трубопроводы и арматура высокого давления всех 4-х линий на рабочее давление до 1500 бар для соединения пульта управления оператора с силовой рамой испытательного стенда, длиной до 15 м (увеличение длины согласовывается);
- Кабели и электрошкафы для обеспечения питания основных модулей и пультов управления.
- Стенд оснащен общим пультом удаленного управления, который устанавливается в отдельном помещении и включает в себя все пульты и станции, обеспечивающие управление процессами испытаний;
- Система электронной регистрации обеспечивает контроль и регистрацию проверяемых параметров с выводом данных с датчиков давления, температуры, перемещения (опция) на экран регистратора параметров и внешний накопитель стандарта подключения USB для дальнейшего переноса данных на ПК;
- Система видеофиксации – передача одного или нескольких видеосигналов и поставка цифровых видеокамер для установки снаружи рамы стенда с выводом этих сигналов на видеомонитор или телевизор возле пульта управления;

Технические характеристики

Технический параметр	Значение
Испытательные среды	гидравлическое масло, сжатый воздух, инертные газы, вода
Давление питания гидравлического цилиндра осевого нагружения, макс.	320 бар
Рабочее испытательное давление газа, макс.	1500 бар
Рабочее испытательное давление воды, макс.	1300 бар
Потребляемый расход воздуха при испытании газом и жидкостью	5000 л/мин
Подача жидкости при заполнении	25 л/мин
Усилие при растяжении пакера, не более	200 тс
Усилие при сжатии пакера, не более	200 тс
Ход штока гидроцилиндра	500 мм
Максимальная температура теплоносителя	150°С
Длина испытываемых пакеров	300–6000 мм
Диаметр испытываемых пакеров	120–470 мм
Габаритные размеры стенда (Д×Ш×В)	10326×1543×1774 мм
Масса стенда	6624 кг

Климатические требования

Технический параметр	Значение
Температура окружающей среды	+10...+50°С
Климатическое исполнение	УХЛ4 ГОСТ 15150-69

- Оснастка стенда: имитатор обсадной колонны для установки пакерного оборудования, кожух для температурных испытаний, крышки, переходные звенья: возможно по предоставлению конструкторской документации заказчиком (опция);
- Возможность изготовления центрального пульта оператора с полуавтоматическим управлением процессами испытаний: оператор задает параметры испытаний перед началом процесса, после чего система в автоматическом режиме отрабатывает процесс испытания (опция).

ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

ООО ТД «ГидроПневмоАгрегат»
127422, Москва, ул. Костякова, 12, стр. 2, оф. 6
тел. 8 800 775-43-07
e-mail: info@gpagregat.com
www.gpagregat.com

SAMARAGIPS

БЫСТРО СХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ ДЛЯ

- цементирования в условиях ММП
- ремонта скважин
- ликвидации поглощений технологических жидкостей

Основные особенности материала:
- оптимальные время загустевания и сроки схватывания
- быстрый набор начальной прочности
- отсутствие усадки
- хорошая текучесть тампонажной смеси
- водоудерживающая способность
- отсутствие расслоения смеси
- низкая водоотдача

Технические характеристики БСС:
Подбор рецептур быстросхватывающихся смесей производится исходя из скважинных условий.
- Плотность БСС 1,6–1,9 г/см^3
- Время загустевания до 70 Вс 90–240 мин.
- Прочность за 6–8 часов не менее 10 Мпа (1450 Psi)

Медведев Юрий Владимирович
Руководитель центра технологий применения продуктов SAMARAGIPS
тел. +7 (846) 277-79-97 (доб. 4074)
моб. +7 (937) 991-31-24
medvedev.y@samaragips.ru

www.samaragips.ru
СПЕЦИАЛИСТ ВЫСОКОЙ ПРОЧНОСТИ

Готовые решения
для нефтегазосервисного направления

SAMARAGIPS – одно из крупнейших предприятий гипсовой отрасли России. Основная специализация комбината – выпуск адаптированных гипсовых вяжущих для различных отраслей промышленности и продуктов на их основе. В 2011 году компания вышла на рынок нефтегазового сервиса, где гипс используется в составе тампонажных смесей для цементирования скважин.

SAMARAGIPS сегодня предлагает действующим и потенциальным партнерам готовые выгодные эффективные решения для ликвидации поглощений и цементирования скважин.

ИСТОРИЯ SAMARAGIPS НА РЫНКЕ НЕФТЕСЕРВИСА

- **2011 год** – SAMARAGIPS совместно с одной из крупнейших трансконтинентальных нефтесервисных компаний определили основные технические требования к специализированным гипсовым вяжущим для применения в тампонажных и буровых растворах. Начинается разработка направления, поиск профильных партнеров и поставки тампонажного и бурового гипса.
- **2016 год** – комбинат начинает сам производить готовые смеси, увеличивается количество партнеров и точек сотрудничества с ними. Первым направлением в нефтегазовой сфере компанией SAMARAGIPS были выбраны быстросхватывающиеся смеси (БСС) из-за их перспективности. Данные смеси используются для ликвидации поглощений специализированных промывочных жидкостей и тампонажных растворов. Преимущества БСС кроются в их названии, материал быстро набирает нужную консистенцию и сразу обладает подходящей прочностью, что экономит время буровым бригадам.
- **2017 год** – проведены первые опытно-промышленные работы на месторождении Республики Татарстан, заданная зона поглощения ликвидирована за одну операцию без повторов и дополнительных материалов. Технология оказалась на треть экономичнее, чем стандартная, применяющаяся на том месторождении.
  Начат первый этап оснащения лаборатории SAMARAGIPS специализированными приборами, контролирующими и проверяющими тампонажные материалы.
- **2018 год** – начало промышленного применения БСС в Республике Татарстан.
- **2020 год** – продолжение опытно-промышленных работ. БСС комбината применяются на месторождениях АО «Самаранефтегаз» и АО «РН-Няганьнефтегаз».
  Разработка арктического цемента для цементирования скважин в условиях многолетнемерзлых пород.
  Лаборатория оснащается автоматическим консистометром высокого давления и температуры с системой сбора данных и управления, модели «2025» производства компании OFI Testing Equipment, Inc. (США) и криотермостататом КРИО-ВТ-01 производства компании ООО «Термэкс» (РФ).
  Данные приборы позволили моделировать скважинные условия зон ММП (холодные скважины с температурами ниже 5°С для определения времени загустевания и консистенции арктических цементов. А также проводить и контролировать тесты БСС на горячих скважинах при давлении выше атмосферного и температуре более 30°С.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ГОТОВЫХ РЕШЕНИЙ

Новые продукты SAMARAGIPS:

- **Быстросхватывающиеся смеси** – для ликвидации поглощений промывочных жидкостей и тампонажных растворов;
- **Арктический цемент** – для крепления скважин в условиях низких температур.

Рецептуры специализированных продуктов подбираются под задачи и условия конкретной скважины: глубина и протяженность залегания, интервал цементирования, температура, давление, требуемая плотность.

В данный момент разработана широкая линейка готовых решений, подразделяющихся по плотности смесей **от 1,5–1,9 г/см³ времени загустения от 90 до 230 мин. до консистенции 70 Вс.**

Сферы применения: в скважинах со статической температурой от -5°С до +60°С.

Преимущества продуктов SAMARAGIPS:

- Резкий набор начальной прочности не менее 1000 PSI за 6–8 часов даже в условиях низких температур;
- Быстрое ОЗЦ (время ожидания затвердевания цемента), 6–8 часов;
- Качественное цементирование за счет отсутствия усадки материала.

Планы на будущее

- Увеличение объема поставок в Самарской обл. и Республике Татарстан, выход в Оренбургскую обл. и Республику Башкортостан.
- Создание новых продуктов: расширяющиеся и самозалечивающиеся гипсоцементные смеси. Переход от лабораторных тестов к опытным работам на месторождениях с многолетнемерзлыми породами.
- Формирование выгодного предложения для действующих и потенциальных партнеров. В лаборатории компании SAMARAGIPS теперь могут проводиться тесты ключевых параметров тампонажных смесей. Специалисты компании готовы вести весь процесс работы: подбор, производство, поставка и сопровождение Арктических цементов и БСС исходя из требований ТЗ заказчика.

Почему стоит выбрать нас?

- Постоянное сотрудничество с ведущими научно-исследовательскими институтами: «ТатНИПИнефть», «СамараНИПИнефть» и другими лабораториями по тестированию тампонажных материалов ведущих нефтесервисных компаний.
- Специалисты нашего комбината являются членами международного общества инженеров нефтегазовой промышленности Society of Petroleum Engineers (SPE), имеют научные публикации, представители SAMARAGIPS регулярно участвуют в профильных мероприятиях: Черноморские нефтегазовые конференции; Конференции и выставки SPE; Научно-практическая конференция «Инжиниринг строительства и реконструкция скважин» АО «Самаранефтегаз».
- Экономическая выгода покупки готового решения. Использование смесей полной заводской готовности ТМ «SAMARAGIPS» позволяет решить проблемы подбора, поиска, закупки, транспортирования и приготовления смесей на месторождении.

Контакты для заказа материалов или совместных лабораторных тестов:
тел. 8 (800) 500-70-63, e-mail: medvedev.y@samaragips.ru

SAMARAGIPS

ЗАО «Самарский гипсовый комбинат»
443052, Самара, ул. Береговая, д. 9А
тел. (846) 277-79-97
e-mail: info@samaragips.ru
www.samaragips.ru

Анализ причин потери работоспособности
опорных узлов шарошечных буровых долот

***О. Г. БЛИНКОВ** – д.т.н., профессор-консультант ФГАОУ ВО «Урфу имени Первого Президента России Б. Н. Ельцина»*

В данной статье представлен анализ причин потери работоспособности опорных узлов шарошечных буровых долот. Разрушение подшипников скольжения, как радиальных, так упорных, опор шарошечных буровых долот является одной из важных проблем, решение которой будет способствовать существенному увеличению срока службы данного вида бурового инструмента. В связи с этим были проведено выявлены технические причины, которые могут приводить к резкому снижению стойкости опорных узлов. Также проанализированы данные лабораторных исследований износа опорных узлов шарошечных буровых долот, отработанных в промысловых условиях.

Ключевые слова: шарошечное долото, подшипник скольжения, герметизированная опора.

В современных шарошечных буровых долотах все шире используются подшипники скольжения как радиальные, так и осевые. Они наиболее эффективны в герметизированных маслонаполненных опорах. Осевые подшипники скольжения в опорах шарошек позволяют минимизировать осевой люфт, способствуя стабильности и долговечности работы герметизирующих устройств, позволяют уменьшить габариты замкового подшипника и за счет этого увеличить размеры и несущую способность периферийного радиального подшипников и опоры в целом.

Важной проблемой является разрушение подшипников скольжения в опоре шарошечных буровых шарошечных долот, которое изучалось раздельно для радиальных и упорных подшипников скольжения.

В связи с этим было проведено выявление технических причин, которые могут обусловить резкое снижение стойкости опор типа АУ. Для этого были проанализированы данные лабораторных исследований об износе долот, отработанных в промысловых условиях в ОАО «Башнефть».

Анализ распределения шарошек буровых долот по величине износа опор радиальных подшипников скольжения показал, что при ненарушенной герметизации опор около 85% больших подшипников скольжения (БПС) и 97% малых подшипников скольжения (МПС) имеют суммарный износ, не превышающий 0,30 мм. Подшипников с сохраненной герметизацией и износом более 0,50 мм не оказалось. Если принять в качестве предельного износа 97,5% шарошек (величина, аналогичная уровню значимости 2,5%), тогда предельный износ равен 360 мкм.

При нарушенной герметизации около 75% опор имеют кратно больший износ, чем максимальный при ненарушенных уплотнениях. На первый взгляд, такое положение возможно вследствие длительной работы опоры после нарушения герметизации. Для проверки этой гипотезы были рассчитаны параметры стойкости шарошечных буровых долот и износа их вооружения. Расчет показал, что шарошечные буровые долота с исправной до конца бурения герметизацией, как правило, работают дольше или столько же и имеют более низкий износ вооружения, чем долота, у которых в течение рейса нарушается герметизация.

Отличие скоростей изнашивания подшипников разных шарошечных буровых долот при ненарушенной герметизации более чем на порядок свидетельствует о наличии катастрофических видов изнашивания, резко снижающих стойкость долот.

Логично предположить, что стойкость долот коррелирует со скоростью изнашивания опор. Для выяснения корреляции в качестве аргумента принята наибольшая скорость изнашивания одного из радиальных подшипников скольжения. Данные о работе долот с ненарушенной герметизацией были сгруппированы. Регрессионный анализ данных роторного бурения дал следующие результаты:

$$T_D = 10,5 + \frac{181,7}{\alpha_{\max}}$$

при коэффициенте корреляции $R = 0,90$.

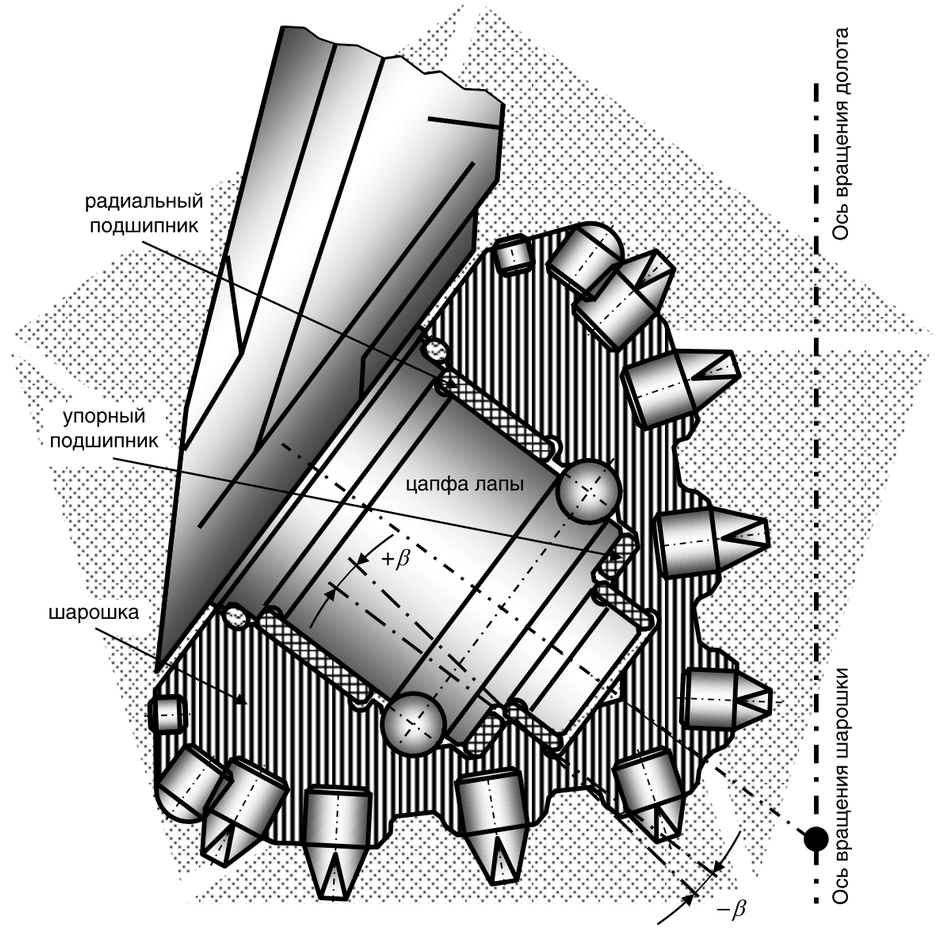


Рис. 1. Принципиальная схема перекоса на угол β оси шарошки относительно оси цапфы:
$+\beta$ – положительное отклонение; $-\beta$ – отрицательное отклонение

Затем были обработаны все данные по способу вращения и по объединениям совместно. Были получены следующие результаты:

$$T_D = 5,89 + \frac{206,8}{\alpha_{\max}}$$

при коэффициенте корреляции $R = 0,94$.

Более высокий коэффициент корреляции позволяет утверждать, что влияние $\alpha_{\max}$ на T_D не зависит от способа вращения шарошечного бурового долота при двукратном изменении частоты вращения.

В дальнейшем на основании выполненных исследований была сформулирована рабочая гипотеза о раннем схватывании подшипников скольжения, которая была подвергнута экспериментальной проверке в лабораторных условиях на машине трения СМЦ-2.

Выполненный анализ износа шарошечных буровых долот показал:

- что высокий коэффициент корреляции между T_D и $\alpha_{\max}$ свидетельствует о решающей роли износостойкости радиальных подшипников скольжения опор типа АУ на стойкость шарошечных буровых долот в целом;
- отказ герметизации и повышенный износ вооружения обусловлены нарушением расчетного изнашивания одного и более подшипников скольжения на ранней стадии работы шарошечного бурового долота;
- для предотвращения разгерметизации опор необходимо применять уплотнения, работоспособность которых не зависит от радиальных и осевых перемещений шарошки и ее перекосов, обусловленных износом подшипников.

При прочих постоянных факторах – режимах отработки шарошечных буровых долот, не выходящих за пределы регламентируемых, качестве смазочных материалов – причинами схватывания в подшипниках скольжения долот в начале бурения могут быть:

- низкое качество заправки опор смазочным материалом;
- недостаточный зазор между цапфой и втулкой шарошки;
- перекос оси шарошки относительно оси цапфы и неравномерное прилегание поверхностей трения цапфы и втулки.

>>>

Первая причина чисто субъективная. Ее решение находится в области организации контроля за проведением технологических операций. Вторая причина требует изучения. Ее актуальность повышается в связи с тенденцией к увеличению частоты вращения шарошечных буровых долот. Недостаточный зазор в подшипниках может проявиться косвенно при неравномерном нагреве цапфы и шарошки. Третья причина – перекос оси шарошки относительно оси цапфы при нагружении шарошечного бурового долота непосредственно влияет на распределение интенсивности нагрузки на поверхностях трения в подшипниках (рис. 1).

Она проявляется в начальный период работы шаечного бурового долота и может привести не только к существенному снижению его стойкости, но и к внезапному отказу инструмента. В такой постановке показателями точности сборки опор следует считать не только обеспечение заданных зазоров и натягов, соединяемых и сопрягаемых деталей, но и величины угла перекоса оси шарошки относительно оси цапфы в нормально нагруженном состоянии.

Неравномерность интенсивности нагрузки по длине подшипников может быть обусловлена непараллельностью осей шарошки и цапфы во время работы подшипников опоры, которые определяются разностью зазоров в большом и малом подшипниках скольжения, а также величиной и направлением эксцентриситета поверхностей большого и малого подшипников скольжения на цапфе, что показано на рис. 1.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить основные причины разрушения подшипников скольжения шарошечных буровых долот, а также проследить динамику развития процесса разрушения их основных элементов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Особенности изнашивания и пути повышения стойкости подшипников скольжения долот / А. Н. Попов, С. П. Баталов, А. В. Торгашов [и др.] // Тез. докл. Всероссийской науч.-техн. конф. «Проблемы нефтегазового комплекса России». – Уфа: Уфимский гос. нефтяной технический ун-т, 1995. –105 с.
2. Пиканов К. А. Сериков Д. Ю. Повышение качества проектирования вооружения бурового инструмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №1. – С. 59–62.
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. Разработка конструкции и технологии изготовления бурового инструмента для РТБ с центробежно-объемно-армированным вооружением: дис. …канд. техн. наук. – М, 1992.
5. Сериков Д. Ю. Совершенствование боковых гидромониторных насадок шарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №1. – С. 9–14.
6. Крылов К. А. Повышение долговечности и эффективности буровых долот / К. А. Крылов, О. А. Стрельцова. – М.: Недра, 1983. – 206 с.
7. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
8. 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.
9. 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.
10. Сериков Д. Ю., Васильев А. А. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №3. – С. 27–32.
11. 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.
12. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
13. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.
14. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
15. 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.
16. 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.
17. Сериков Д. Ю., Панин Н. М., Агеева В. Н. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №4. – С. 16–19.
18. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / П. А. Палий, К. Е. Корнеев. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
19. Сериков Д. Ю., Сморкалов Д. В. Совершенствование центрального промывочного узла трехшарошечного бурового долота // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №12. – С. 22–28.
20. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.

Основные способы бурения
поглощающих скважин

***Н. Г. ЕГОРОВ** – д.т.н., профессор, генеральный директор ООО «БУРТЕХНИКА»*

Бурение поглощающих скважин, как правило, ведется с использованием двух основных вариантов: с выходом промывочной жидкости на поверхность за счет сохранения и (или) восстановления полной или частичной ее циркуляции; без выхода промывочной жидкости на поверхность.

Ключевые слова: промывочная жидкость, колонна бурильных труб, поглощающая скважина, эффективность бурения.

Сохранение и восстановление циркуляции промывочной жидкости в скважине с выходом ее на поверхность осуществляется с использованием следующих основных методов:

1. Регулирование свойств промывочной жидкости: статического напряжения сдвига и вязкости (применение обработанных глинистых растворов вместо технической воды или необработанных растворов), плотности (применение облегченных силикатно-гуминовых, полимерных жидкостей, аэрированных промывочных жидкостей, газожидкостных смесей), использование наполнителей, способствующих заполнению поглощающих каналов;
2. Профилактические технические и технологические меры для снижения гидродинамического воздействия на стенки скважины в интервалах зон поглощения (снижение скорости выполнения спуско-подъемных операций, особенно при малых зазорах между снарядом и стенками скважины, уменьшение диаметра скважин, применение сбалансированной колонны бурильных труб, плавное регулирование подачи буровых насосов и т.д.);
3. Тампонирование зон поглощения глиной, цементными и глиноцементными растворами, быстросхватывающимися смесями, растворами на основе синтетических смол, сухими смесями, латексами и т.д.;
4. Перекрытие зон поглощения обсадными трубами (с затрубной цементацией или без нее, в зависимости от характера поглощения промывочной жидкости);
5. Использование колонны двойных бурильных труб в комплексе с применением специальных приспособлении, предотвращающих потери промывочной жидкости через затрубный зазор и способствующих подъему ее на поверхность по внутреннему каналу бурильных труб.

Перечисленные методы широко освещены в специальной литературе, в настоящей работе дается самая краткая их характеристика с целью более полного анализа и объективной оценки методов и средств, используемых при бурении поглощающих скважин.

Поглощения промывочной жидкости распространены почти повсеместно. Ниже приводятся примеры использования различных методов бурения поглощающих скважин в ряде крупных геологических регионов Российской Федерации.

В ПГО «Южгеология» затраты времени на изоляционные работы по ликвидации поглощений составляют 6–10% в балансе рабочего времени буровых бригад и обусловлены отсутствием универсальных способов изоляции зон поглощения, соответствующих многообразию горно-геологических условий бурения. Трудоемкость работ по ликвидации поглощений возрастает в связи с производством горных работ, приводящих к повышению степени трещиноватости пород. Наибольшие трудности возникают при изоляции зон поглощения с интенсивностью более 10 м^3/ч в присутствии межпластовых перетоков. Изоляция поглощающих горизонтов в таких условиях в большинстве случаев достигается лишь в результате дорогостоящих сложных технологических операций, сочетающих в себе различные способы, позволяющие последовательно снижать проницаемость пластов до полного отключения их от ствола скважины. Относительное количество успешных операций по ликвидации поглощения тампонажными смесями составило: при использовании глиняных шариков – 30%, цементного раствора – 40%, карбамидной смолы 48%, цементного раствора с ускорителем схватывания и пакетированных БСС – 60%, глиноцементного раствора с жидким стеклом – 63%, цементно-бентонитовой смеси – 67%, ОГР-1 – 74%.

В Белгородском районе КМА поглощения промывочной жидкости, являющиеся основным видом геологических осложнений, встречаются практически при бурении всех скважин. Особенно трудно ликвидировать поглощения в известняках, мощность зон поглощения в которых достигает нескольких десятков метров. В этом районе в течение последних 30 лет испытано множество способов изоляции поглощений, включающих применение быстросхватывающихся смесей (БСС), битумов, тампонажных составов на основе синтетических смол, разнообразных наполнителей, глиноцементных растворов, тампонажных паст на основе цемента с добавлением гидролизованного полиакриламида (ПАА), метод сухого тампонирования, крепление скважин обсадными трубами и т.д. Применение большей части названных методов оказалось малоэффективным, ни один из них не гарантировал надежной изоляции зон поглощения.

На участках работ ПГО «Сосновгеология» (Восточная Сибирь) наблюдаются все виды поглощения – от частичного до катастрофического – с коэффициентом поглощающей способности от 0,6 до 18, определяемым по методике ВНИИБТ.

Для восстановления циркуляции промывочной жидкости при коэффициенте поглощающей способности <1 использовались специальные промывочные жидкости на основе глин, полимеров, водные растворы КМЦ, эмульсионные промывочные жидкости; при коэффициенте от 1 до 3 применяли закрепляющие и тампонирующие твердеющие смеси (БСС и БТС) на основе цементов и синтетических смол, которые использовались для искусственного заполнения трещин и получения монолита горных пород; газо-жидкостные смеси используют в основном при забуривании и бурении скважин в сложных разрезах; крепление скважин обсадными трубами применяется в тех случаях, когда ни один из способов не дает удовлетворительных результатов.

Во многих случаях, особенно при бурении глубоких скважин, имеется необходимость и технико-экономическая целесообразность восстановления циркуляции промывочной жидкости с выходом ее на поверхность. В этих случаях значительные затраты средств и времени на изоляцию зон поглощения оправданы. Целесообразно осуществление мероприятии по предупреждению и ликвидации поглощении промывочной жидкости и при бурении скважин с частичным поглощением, когда при сравнительно небольших затратах возможно полное восстановление циркуляции промывочной жидкости с выходом ее на поверхность.

Иная ситуация складывается при бурении относительно неглубоких скважин, в которых встречаются зоны полного и катастрофического поглощения. Обстановка особенно усугубляется тогда, когда зон поглощения несколько, а мощность их велика.

Такие весьма сложные геологические условия характерны для региона Подмосковного буроугольного бассейна, где при бурении геологоразведочных скважин глубиной 100–150 м встречаются несколько горизонтов поглощения, представленных, как правило, известняками. Поглощения обычно катастрофические и интенсивные. Известняки в основном кавернозные, трещиноватые, пористые, особенно в верхней части горизонта. Поглощения происходят как при вскрытии указанных горизонтов, так и в течение всего периода разбуривания горизонтов. Уровни жидкости в скважинах обычно устанавливаются выше вскрытых интервалов поглощения.

На территории Подмосковного бассейна в разные годы были испытаны различные способы борьбы с поглощениями промывочной жидкости. Простейший из известных способов – тампонирование глиной – малоэффективен для изоляции зон поглощения, но иногда применялся как вынужденная мера, обеспечивающая временное удержание от выпадения из стенок скважины разрушенных горных пород. Применение обсадных труб для перекрытия зон поглощения ведет к усложнению конструкции скважин и увеличению их металлоемкости, а также к значительному росту затрат времени на крепление и, особенно, на извлечение труб из скважин. Применение смол, битумов, БСС, электрохимического тампонирования скважин оказалось технически и экономически нецелесообразным, так как время на сооружение скважины и затраты на изоляционные работы с использованием дорогих и дефицитных материалов возрастают сверх разумных пределов, причем надежной изоляции зон интенсивного и катастрофического поглощения достигнуть, как правило, не удавалось.

Одним из перспективных способов сохранения и восстановления циркуляции промывочной жидкости с выходом ее на поверхность является использование колонны двойных бурильных труб с применением специальных приспособлений и приемов, предотвращающих потери промывочной жидкости через затрубный зазор:

- забойных пакерных устройств из упругих эластичных материалов;
- прижатия к забою кольцевого пояска, армированного абразивным материалом;
- изоляция вторым забоем, расположенным несколько выше основного;

>>>

- левого шнека, расположенного на наружной поверхности снаряда и отбрасывающего разрушенную породу в забойную зону с уплотнением зазора;
- сходящихся спиралей левого и правого шнеков;
- торцевой шнековой спирали, собирающей разрушенную породу в центральную часть породоразрушающего инструмента;
- внутреннего пакера из уплотненной разрушенной породы, непроницаемого для промывочной жидкости;
- породного пакера в затрубном зазоре без аккумулирующих элементов.

Указанные методы используются при применении комплексов для бурения с гидротранспортом керна, реализующих одну из самых прогрессивных технологий сооружения скважин. Однако, несмотря на достаточно широкое применение комплексов КГК, эти установки специфичны и не могут использоваться при бурении всех типов геологоразведочных скважин.

Поскольку в настоящее время задействовано большое количество буровых установок с использованием традиционных технологий, сохраняется вся острота проблемы бурения поглощающих скважин с присущими им трудностями.

В связи с этим производственные организации часто вынуждены применять второй из названных выше вариантов бурения поглощающих скважин – бурение без выхода промывочной жидкости на поверхность, то есть с полным поглощением ее в скважине.

Бурение поглощающих скважин без выхода промывочной жидкости на поверхность может производиться:

- с подачей в скважину промывочной жидкости в количествах, оптимальных для бурения в конкретных горно-геологических условиях;
- с пониженной (в сравнении с оптимальной) подачей в скважину промывочной жидкости в пределах технически необходимого минимума, обеспечивающего безаварийное бурение скважин;
- с уменьшенной (в сравнении с оптимальной) подачей жидкости в количествах, достаточных для эффективной работы колонковых снарядов с погружными насосами, обеспечивающими оптимальную интенсивность промывки;
- с местной (призабойной) циркуляцией пластовых вод без расходования или с минимальным расходом промывочной жидкости, подаваемой от бурового насоса.

Бурение поглощающих скважин с подачей промывочной жидкости в оптимальных для конкретных горно-геологических условий количествах ведется с большим расходом промывочной жидкости (в Подмосковном бассейне – 1 м^3 и более на 1 м бурения).

Бурение сопровождается длительными простоями в связи с тем, что водовозный транспорт не в состоянии обеспечить своевременную доставку столь больших количеств промывочной жидкости. Этот метод по причине высокой себестоимости буровых работ не может быть рекомендован к широкому применению, за исключением случаев, когда имеется возможность подвести водопровод и технологически допустимо использовать техническую воду в качестве промывочной жидкости.

Бурение с пониженной подачей в скважину промывочной жидкости в пределах технически необходимого минимума позволяет снизить простои буровых бригад из-за отсутствия промывочной жидкости.

В результате специально поставленной работы Подмосковным технологическим отрядом Опытно-методической партии новой техники ПГО «Центргеология» установлено, что минимально необходимой для обеспечения безаварийного бурения скважин шарошечными долотами диаметром 93–132 мм в Подмосковном бассейне является подача промывочной жидкости 40–60 л/мин., при этом простои из-за несвоевременной доставки промывочной жидкости удается снизить в 2,5–3 раза, а расход промывочной жидкости на 1 м бурения примерно в 2 раза.

Бурение с уменьшенной подачей в скважину промывочной жидкости в количествах, достаточных для эффективной работы колонковых снарядов с погружными насосами, позволяет также уменьшить простои буровых бригад за счет снижения расходования промывочной жидкости. Но в отличие от предыдущего способа, может производиться с оптимальным количеством жидкости, поступающей на забой скважины, поскольку погружной насос может обеспечить большую подачу жидкости, чем требуется на его привод.

Последние два метода дают возможность в какой-то мере уменьшить расходование промывочной жидкости, однако потери промывочной жидкости в поглощающих скважинах остаются значительными, что существенно удорожает буровые работы.

Все рассмотренные выше методы реализуются с использованием промывочной жидкости, подаваемой в скважину от бурового насоса, расположенного на поверхности.

Вместе с тем, как показывают гидрогеологические исследования, в большинстве поглощающих скважин (даже с катастрофическим поглощением) устанавливается определенный уровень пластовых вод, причем нередко выше горизонта поглощения, то есть является напорным. Наличие в поглощающих скважинах столба жидкости давно уже направляет творческую мысль производственников и ученых на использование ее для создания местной циркуляции с тем, чтобы отказаться от доставки промывочной жидкости и от дорогостоящих мероприятий по изоляции зон поглощения с целью добиться выхода промывочной жидкости на поверхность. Нетрудно заметить, какой огромный технико-экономический эффект можно получить, если создать надежные технические средства для осуществления местной циркуляции пластовых вод при бурении поглощающих скважин.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Егоров Н. Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. – 301 с.
2. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
3. 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.
4. Истомин В. П., Куприн Л. П. Ликвидация поглощений промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин в Белгородском районе КМА. Экспресс-информация ВИЭМС. «техника и технология геологоразведочных работ, организация производства». – М.: 1986.
5. 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.
6. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
7. Елецкий В. А., Белкин О. К., Давыдов П. М. и др. Борьба с поглощением промывочной жидкости в условиях межпластовых перетоков. Обзор ВИЭМС. «техника и технология геологоразведочных работ, организация производства». – М.: 1986.
8. 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.
9. Сериков Д. Ю., Серикова У. С. Повышение эффективности очистки шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – №4. – С. 18–22.
10. 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.
11. Сериков Д. Ю. Совершенствование боковых гидромониторных насадок шарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №1. – С. 9–14.
12. 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.
13. Сериков Д. Ю., Сморкалов Д. В. Совершенствование центрального промывочного узла трехшарошечного бурового долота // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №12. – С. 22–28.
14. Сериков Д. Ю. Шарошечные долота для реактивно-турбинного бурения. – М.: Нефть и газ, 2016. – 240 с.
15. 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.
16. Сериков Д. Ю., Васильев А. А. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №3. – С. 27–32.
17. 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.
18. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.
19. Мищевич В. И., Сидоров Н. А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973.

БашМИС

www.bashmis.ru

ЭФФЕКТИВНЫЕ ПЕРЕНОСНЫЕ НАСОСЫ

НЕ ИМЕЮТ СЕБЕ РАВНЫХ

с легкими, средними и чрезвычайно вязкими жидкостями

ПРИМЕНЕНИЕ:

- срочная откачка, перекачка тяжелых неочищенных жидкостей
- сбор разлившихся высоковязких материалов
- разгрузка цистерн, емкостей, нефтяных амбаров
- перекачка материалов без их перемешивания

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ для перекачки вязких жидкостей

НВЖ-30

Технические характеристики:
Производительность, max – 30 м^3/час
Максимальное давление – 0,5 МПа
Привод – гидравлический
Минимальный диаметр люка (лаз) – 0,4 м
Габариты – 350*220*450 мм
Масса – 31 кг

НВЖ-60

Технические характеристики:
Производительность, не более – 60 м^3/час
Максимальное давление – 0,5 МПа
Минимальный диаметр люка – 0,5 м
Габариты – 490*274*620 мм
Масса – 56 кг

НВЖ-100

Технические характеристики:
Производительность – 100 м^3/час
Максимальное давление – 0,5 МПа
Привод – гидравлический
Минимальный диаметр люка (лаз) – 0,6 м
Габариты – 497*310*695 мм
Масса – 75 кг

450022, РБ, Уфа
ул. Менделеева, 134, корпус 1

Башкирская МИС

тел./факс (347) 291-23-89
e-mail: mirab@ufacom.ru

634040, г.Томск,
ул.Высоцкого, 28 стр.2
тел. (3822) 63-38-19

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
http://www.smc.tomsk.ru

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

Запатентованная конструкция редуктора «Герметичный корпус» исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

МЕШАЛКА «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании

SIMACO

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

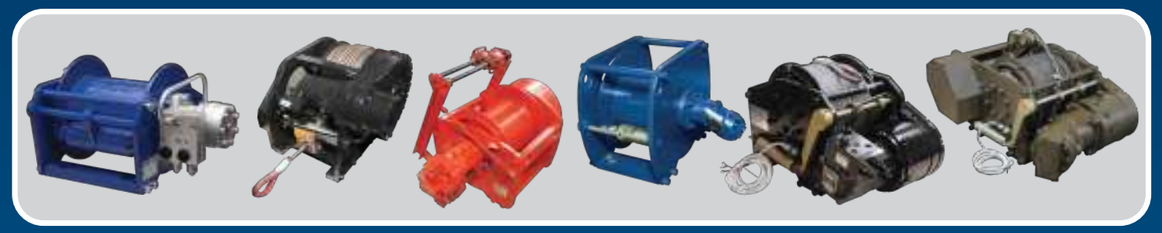
РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20 Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться - прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

Лебедки типа ЛВС разработаны для применения в качестве вспомогательных лебедок в установках подъемных (УПА), бурильно-крановых (БКМ) и бурильно-сваебойных машинах (БСМ), а также могут использоваться как самостоятельно действующие механизмы для проведения любых подъемно-транспортных и тяговых работ.

Лебедки типа ЛГМ предназначены для интенсивной эксплуатации в механизмах с высокими режимами нагрузок. Лебедки отличаются высокими скоростями намотки, увеличенным ресурсом работы и особыми требованиями по надежности.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ



ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

По техническому заданию заказчика, в короткие сроки, предприятие готово спроектировать и изготовить нестандартные лебедки и механизмы поворота с широким диапазоном возможностей и для различных условий эксплуатации.

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ
634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
http://www.smc.tomsk.ru

Общие параметры бурения в различных породах

А. С. НОВИКОВ *– к.т.н., технический директор ООО «МИП Георазведка плюс»*
Г. И. ВЫШЕГОРОДЦЕВА *– к.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.

Незагрязненными пластами считаются пласты без прослоев, представляющие собой один литологический тип. Они встречаются редко; например, некоторые глины включают некоторое количество песка и известняка. Тем не менее, правильный подбор параметров бурения с учетом преобладающей литологии позволяет повысить эффективность работ.

ГЛИНЫ

При бурении пород данной категории увеличение скорости вращения бурового инструмента обычно сопровождается повышением скорости проходки (как правило, этот параметр влияет на скорость проходки в большей степени, чем нагрузка на долото). При этом риск повреждения вооружения долота в таких породах минимален. Однако, существует значительный риск образования сальника на долоте и элементах КНБК, при отсутствии в растворе ингибитора глин и повышенной условной вязкости раствора.

При бурении твердого чистого мел/известняка максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на вершинные части зубьев вооружения, раздавливающих породу. Также рекомендуется высокая осевая нагрузка на долото при низкой скорости вращения, чтобы вооружение успевало полноценно врезаться в пласт. При этом долота могут быть повреждены при ударе. Если пласт чистый (т.е., не содержит песок и другой абразив), абразивный износ вооружения будет минимальным.

ТВЕРДЫЕ ПЕСЧАНИКИ

При бурении пород данной категории максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на вооружение долота, поэтому рекомендуется высокая осевая нагрузка. Также для обеспечения эффективного разрушения породы, рекомендуется бурить с низкой скоростью вращения. При этом долота могут повреждаться при ударе и подвергаться абразивному износу. Уменьшение диаметра долота может быть значительно. Последний снижается при низкой скорости вращения. Низкая скорость вращения инструмента также приводит к уменьшению скорости проходки, поэтому необходимо достигать разумного компромисса между этими параметрами.

КАРБОНАТЫ

Данные породы более восприимчивы к изменению WOB, чем RPM. Необходимо внимательно следить за вертикальной вибрацией долота. Кремнистые включения, часто встречающиеся в известняках и доломитах, могут двигаться и вращаться под вооружением долота по поверхности забоя – похожее случается при бурении трещиноватых пород. Это может перегрузить элементы режущей структуры долота, приводя к скалыванию и слому зубьев вооружения.

ПИРИТЫ

Пирит – чрезвычайно абразивный и твердый минерал. Необходимо использовать минимальное значение RPM чтобы уменьшить повреждение калибрующих венцов, но с необходимой WOB для эффективного бурения пород с высокой прочностью. Куски пирита могут двигаться и вращаться под вооружением долота по поверхности забоя – похожее случается при бурении трещиноватых пород. Это может перегрузить элементы режущей структуры, приводя к скалыванию и слому вооружения. Нужно убедиться, что не используется чрезмерные WOB (нагрузка на долото) и RPM (обороты ротора). Так же необходимо следить за скачками бурового долота по забою и за значением крутящего момента на долоте – индикатором возможной потери диаметра долотом, что диктует необходимость его подъема.

ПЕРЕМЕЖАЮЩИЕСЯ ПОРОДЫ

Наиболее встречающаяся ситуация, переслаивание песчаников, глин, аргиллитов, мергелей т. п. В этом случае наиболее эффективны шарошечные долота с твердосплавным вооружением, или долота PDC адаптированные для бурения в средних породах, при отсутствии или незначительных включениях абразивных пород. При этом возможны все виды осложнений (сальники, абразивный износ, вибрации).

АНАЛИЗ ВЫБУРЕННОГО ШЛАМА

Шлам на виброситах должен регулярно собираться и анализироваться для подтверждения типа разбуриваемых пород. Для выхода на поверхность ему требуется время, рассчитываемое для увязки шлама с глубиной его выбуривания и соответствующими параметрами бурения. Форма, крупность, Абразивность и литологический состав шлама указывает на эффективность бурения (выход мелкого шлама в мягких породах укалывает на крайнюю неэффективность бурения).

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ

Крутящий момент указывает на работу долота. Например, высокий крутящий момент долота PDC свидетельствует о том, что, вероятно, долото чрезмерно углубляется, а при низкой скорости проходки, крутящий момент может создаваться элементами КНБК. а не долотом. Низкий крутящий момент, долото PDC: вероятно проскальзывает в твердой породе: вооружение может быть изношено или на долоте образовался сальник. Средний крутящий момент при бурении шарошечным долотом, свидетельствует о том, что долото зарывается. Высокий крутящий момент при бурении шарошечным долотом может свидетельствовать о возможном заклинивании шарошек. В этом случае крутящий момент будет постепенно снижаться по мере износа зубчатых элементов вооружения. Низкий крутящий момент при одновременном снижении механической скорости бурения, как правило, является следствием существенного износа вооружения.

Показание крутящего момента в мягких породах может говорить о нахождении долота на забое еще до того, как это покажет индикатор нагрузки на долото. Указатель крутящего момента может быть оптимальным поверхностным средством измерения для осуществления бурения.

Крутящий момент считается слишком высоким, когда скорость вращения по поверхностному указателю начинает уменьшаться. Слишком высокий крутящий момент может вызвать заклинивание забойного двигателя, стола ротора или верхнего привода.

Показание крутящего момента при бурении в однородных пластах должно быть постоянным.В переслаивающихся пластах происходит изменение крутящего момента при переходе долота и/или КНБК между слоями с разной прочностью и буримостью, при этом необходимо обращать внимание на использованный ресурс долота.

При возможности измерений крутящего момента в скважине их можно использовать вместе с поверхностными показаниями для получения более точного представления о происходящем в скважине.

РЕАКТИВНЫЙ МОМЕНТ

Реактивный момент создается потоком бурового раствора, действующего на статор ВЗД. При бурении с забойным двигателем, по мере возрастания нагрузки на долото, крутящий момент, подаваемый на долото – увеличивается. При этом имеется соответствующий крутящий момент, действующий на корпус мотора и направленный против часовой стрелки. Он стремится повернуть ось мотора и, следовательно, целиком КНБК против часовой стрелки.

Характер изменения реактивного момента, как правило, характеризуется следующим: наибольший момент имеет место у долота (точнее – на корпусе забойного двигателя), а наименьший – где-то между забойным двигателем и устьем скважины (включая последнее).

Отрывать долото от забоя при наличии циркуляции категорически нежелательно, во избежание возникновения реактивного момента, что может привести к развороту в рабочих соединениях. Отрыв долота осуществляется только при отсутствии циркуляции и лишь после отрыва необходимо включить насос, для определения давления при холостом вращении. При бурении необходимо фиксировать ведущую трубу для предупреждения вращения от реактивного момента, что может привести к развороту в рабочих соединениях.

НАГРУЗКА НА ДОЛОТО

По мере износа вооружения долота при бурении в однородном пласте требуется увеличение нагрузки для поддержания неизменной скорости проходки. Износ и изношенные вставки, износ фрезерованных зубьев, снижают эффективность работы долота, снижается механическую скорость бурения. По мере износа вооружения необходимо увеличивать нагрузку на долото с шагом примерно 2000 фунтов (900 кг).

В общем, осевую нагрузку следует увеличивать до того (но не более разрешенной), как произойдет чрезмерное повышение скорости вращения, чтобы поддерживать большую глубину врезания вооружения для стабилизации долота и предотвращения его завихрения. При бурении с ВЗД, контроль нагрузки на долото можно осуществлять по изменению давления на насосах. При увеличении осевой нагрузки растет момент на долоте и снижаются обороты долота перепад давления пропорционален моменту силы на валу, что очень важно при бурении горизонтального участка ствола скважины, где нагрузка на долото по индикатору веса не определяется.

СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ

Общая скорость вращения долота равна сумме скоростей вращения вращателя и забойного двигателя/турбобура. Скорость вращения при бурении долотом PDC ограничена прочностью бурильной колонны, литологическим составом пород и оптимальным сочетанием режима бурения исходя из максимума механической скорости проходки. Крайне нежелательно разбуривать абразивные породы с высокой скоростью вращения во избежание быстрого абразивного износа, (не относится к алмазным и импрегнированным долотам, для этих долот повышенная скорость вращения – нормально). При начале завихрения долота или возникновения вертикальных вибраций нужно немедленно снизить скорость вращения инструмента. Также скорость вращения может быть лимитирована из-за ограничений, связанных с бурильной колонной или приводом, а также длиной горизонтального участка скважины. При некоторых скоростях вращения бурильная колонна может начать резонировать (высокий уровень вибрации). Во избежание этого необходимо увеличивать или уменьшать скорость вращения, не допуская работы при резонансных частотах колонны.

Разбуривание твердых пород с высокой скоростью вращения может сопровождаться снижением скорости проходки из-за неспособности вооружения внедряться в породу, актуально для шарошечных долот (алмазные и импрегнированные долота эффективны только при высоких скоростях вращения). Скорость вращения, обеспечивающая максимальную скорость проходки без возникновения осложнений, с большей долей вероятности являете оптимальной.

РАСХОД БУРОВОГО РАСТВОРА

Расход бурового раствора существенно влияет на очистку скважины. В общем, скважина очищается лучше при высоком расходе, чем при низком, поскольку первый обеспечивает эффективную очистку забоя, увеличенную скорость потока в

>>>

кольцевом пространстве и более эффективный вынос бурового шлама на поверхность. Расход бурового раствора существенно влияет на очистку долота и забоя скважины. Высокий расход обуславливает подвод большей гидравлической мощности на долото по сравнению с низким расходом, что улучшает его очистку и воздействие струи раствора из насадок долота на забой. Увеличение расхода на забойном двигателе повышает обеспечиваемую им скорость вращения. Этот аспект требует тщательного рассмотрения, так как от него в большой степени зависят показатели бурения.

Увеличение скорости вращения ротора забойного двигателя в чистых глинах вызывает увеличение скорости вращения долота и мгновенное повышение скорости проходки без повреждения вооружения или иных проблем, кроме сальникообразования и увеличения количества твердой фазы в растворе. При отсутствии ингибитора глин это происходит всегда. Если это происходит в твердых абразивных песчаниках, скорость проходки может увеличиваться. Тем не менее, чем выше скорость вращения, тем сильнее износ вооружения и диаметра долота, что в конечном итоге приведет к снижению скорости проходки и сокращению стойкости долота, а также к дополнительным работам по расширению ствола скважины.

Увеличение скорости вращения забойного двигателя и, следовательно, долота может изменить направление движения КНБК (в большей степени в вертикальной плоскости, чем в горизонтальной). Необходимо найти баланс между мгновенной скоростью проходки и корректировкой направления. Подача бурового раствора с высоким расходом может вызвать повреждение пласта, особенно в слабосцементированных песчаниках, повышению эквивалентной плотности раствора, что может вызвать поглощение бурового раствора. Необходимо избегать неоправданных значений расходов насоса.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мищевич В. И., Сидоров Н. А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973.
2. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
3. Сериков Д. Ю. Шарошечные долота для реактивно-турбинного бурения. – М.: Нефть и газ, 2016. – 240 с.
4. 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.
5. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
6. 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.
7. Сериков Д. Ю., Серикова У. С. Повышение эффективности очистки шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – №4. – С. 18–22.
8. 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.
9. Сериков Д. Ю. Совершенствование боковых гидромониторных насадок шарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №1. – С. 9–14.
10. 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.
11. Сериков Д. Ю., Васильев А. А. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №3. – С. 27–32.
12. Сериков Д. Ю., Сморкалов Д. В. Совершенствование центрального промывочного узла трехшарошечного бурового долота // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №12. – С. 22–28.
13. 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.
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. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.
16. 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.
17. 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.
18. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.
19. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.

ГУДВИН-НЕВА

ЭКОСИСТЕМА ПРОДУКТОВ КОНТРОЛЯ, КООРДИНАЦИИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПЕРСОНАЛА

Комплексный мониторинг персонала
- Функции мониторинга и голосовой связи в одной системе – работа в стандартах DECT, GSM, NB IoT, LTE
- Повышение эффективности работы персонала, оперативное управление персоналом; снижение издержек за счет предупреждения несчастных случаев на производстве
- Инструмент для анализа инцидентов
- Удобный интерфейс, доступный на любом экране (ПК, планшет, смартфон)

Мониторинг контактов персонала
- Выявление контактов с людьми, находящимися в зоне риска инфекционных заболеваний (в том числе COVID-19)
- Контроль состава группы работников – защита работодателя от приписок ФОТ
- Фиксация времени работы в контрольных точках – контроль работы обходчиков

Оборудование производства Goodwin сертифицировано для эксплуатации во взрывоопасных условиях на предприятиях II группы

Пилотные и реализованные проекты комплексного мониторинга на предприятиях нефтегазовой, угледобывающей, химической отраслей

15-летний опыт работы с промышленными предприятиями по установке систем радиосвязи DECT

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ БЛОКИ СИСТЕМЫ «ГУДВИН-НЕВА»

ПАКЕТ «СВЯЗЬ И МОНИТОРИНГ»
- оценка местоположения
- трек перемещений
- контроль «красных зон»
- контроль переговоров, SMS, SOS

ПАКЕТ «ЗДОРОВЬЕ»
- частота сердечных сокращений (пульс)
- оценка активности
- контроль падений

Пакет «СИЗ»
- контроль средств индивидуальной защиты
- до 8 меток СИЗ на каждого работника

ПАКЕТ «ЭКОЛОГИЯ»
- оценка загазованности
- оценка температуры, влажности

GOODWIN | правильные системы радиосвязи

WWW.GOODWIN.RU

Общество с ограниченной ответственностью «Концерн Гудвин (Гудвин Европа)»
ТОРП: Приказ о подтверждении статуса телекоммуникационного оборудования российского происхождения №2128 от 06.07.2020
Взрывозащита: Сертификат соответствия RU №0188534
Декларация соответствия ЭМС ЕТС: ЕАЭС N RU Д-RU.HB54.B.02450/20
Система менеджмента качества: Сертификат № РОСС RU.ФК07.К00200
Производство в Москве: Свидетельство резидента ОЭЗ «Технополис Москва» №201977021097045

Совершенствование технологии охлаждения компримированного газа

для исключения влияния внешних факторов

В. В. ДМИТРУК *– к.т.н., генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»*
А. А. КАСЬЯНЕНКО *– к.т.н., главный инженер-первый заместитель генерального директора ОАО «Севернефтегазпром»*
Е. Б. КОВИНЧЕНКО *– ведущий инженер отдела главного механика ОАО «Севернефтегазпром»*
И. В. КРАВЧЕНКО *– главный механик-начальник отдела главного механика ОАО «Севернефтегазпром»*

С целью обеспечения плановых показателей по добыче и реализации природного газа, для газодобывающих предприятий приоритетной задачей является исключение или минимизация негативного влияния различных факторов, в том числе природных, на технологические процессы подготовки и транспортировки газа.
В настоящей публикации рассмотрена научно-исследовательская работа по совершенствованию действующего технологического процесса охлаждения компримированного газа на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Севернефтегазпром».

Ключевые слова: охлаждение газа, внешний температурный фактор, падение пластового давления, ограничение пропускной способности газопровода, температура товарного газа.

Данный проект заключался в научном исследовании технологических процессов подготовки, компримирования и транспортировки природного газа на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении, по результатам которого была разработана дополнительная система охлаждения компримированного газа после газоперекачивающих агрегатов дожимной компрессорной станции, не зависящая от температуры окружающей среды. При внедрении в действующий технологический процесс охлаждения компримированного газа, разработанная система обеспечит требуемые температурные параметры реализуемого природного газа совместно с эксплуатируемыми аппаратами воздушного охлаждения газа и теплообменниками рекуперативными.

Для выбора дополнительной системы охлаждения газа, обеспечивающей требуемую холодопроизводительность с учетом имеющихся на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении энергетических ресурсов (электроэнергия, природный газ) и климатических условий, проведено детальное моделирование работы различных вариантов систем охлаждения газа реально существующих на рынке данного оборудования в Российской Федерации и выбором варианта с наиболее высокими показателями интегрального эффекта и индекса эффективности.

Данное решение гарантировано обеспечивает стабильную поставку товарного природного газа потребителям в рамках договорных обязательств и исключает влияние температурных факторов окружающей среды на технологические процессы.

Для повышения конкурентоспособности продукции промышленных предприятий, необходимо без увеличения себестоимости данной продукции, сохраняя промышленную и экологическую безопасность производства, обеспечить ее поставку потребителям в запланированных объемах и согласно требованиям соответствующих стандартов качества.

Добиться этих показателей возможно при повышении эффективности производственной деятельности предприятия, в том числе за счет внедрения новых и более совершенных разработок в существующие технологические процессы.

С целью охлаждения компримированного газа после газоперекачивающих агрегатов (ГПА) дожимной компрессорной станции (ДКС) перед его осушкой на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении (ЮРНГКМ) применяются аппараты воздушного охлаждения газа (АВО) и теплообменники рекуперативные (ТР). Эффективность применяемого технологического процесса охлаждения газа в АВО и РТ в основном зависит от температуры наружного воздуха и температуры сырого пластового газа, поступающего со скважин.

В целях выполнения плана по добыче газа и поддержания требуемого давления в газопроводе товарного газа (ГТГ), на ДКС ЮРНГКМ в 2021 году запланирован ввод в эксплуатацию дожимного компрессорного цеха (ДКЦ) №2. Необходимо отметить, что после ввода в эксплуатацию указанных дополнительных мощностей, общая степень сжатия ГПА ДКС увеличится до 3.95, а расчетная температура компримированного газа поднимется до +120°С и при повышении температуры наружного воздуха до +30°С и выше, имеющиеся АВО и РТ не смогут обеспечить охлаждение компримированного газа до требуемой температуры для его дальнейшей безопасной транспортировки потребителям. Превышение предельного значения температуры компримированного осушенного газа, заданной в «Технологическом регламенте на эксплуатацию УКПГ Южно-Русского месторождения» (Регламент) может привести к снижению пропускной способности ГТГ и значительно увеличивает риск повреждения ГТГ в следствие его деформации при растеплении грунтами.

>>>

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

Для оценки негативного влияния работы, вводимого в эксплуатацию ДКЦ №2 на технологические процессы подготовки, компримирования и транспортировки природного газа на ЮРНГКМ и предупреждения возможных последствий этого влияния, научно-техническим советом ОАО «Севернефтегазпром» принято решение о проведении научно-исследовательской работы (НИР).

Основные задачи проведения НИР:

1. Исследование и изучение возможных последствий влияния работы двух цехов ДКС (ДКЦ №1 и ДКЦ №2) на полную мощность при неблагоприятных погодных условиях (высокая температура окружающего воздуха) на технологические процессы подготовки, компримирования, транспортировки природного газа на ЮРНГКМ и на техническое состояние ГТГ. Анализ полученных результатов для определения целесообразности совершенствования технологии охлаждения компримированного газа после ГПА ДКС.
2. Разработка и выбор наиболее эффективной дополнительной системы охлаждения газа, не зависящей от внешних температурных факторов (далее – Система) для совершенствования технологии охлаждения компримированного газа после ГПА ДКС за счет внедрения Системы в этот технологический процесс, учитывая имеющиеся мощности на ЮРНГКМ и сравнительную технико-экономическую оценку предложенных Систем.

Цель НИР: исключение негативного влияния работы, вновь вводимого в эксплуатацию ДКЦ №2 на технологический процесс подготовки, компримирования, транспортировки природного газа на ЮРНГКМ и на техническое состояние ГТГ для обеспечения гарантированных плановых показателей по безопасной поставке товарного газа потребителям и исключения нештатных ситуаций.

Исследование и изучение технологического процесса подготовки, компримирования и транспортировки товарного газа

Для определения последствий негативного влияния работы, вводимого в эксплуатацию

ДКЦ №2 на технологические процессы подготовки, компримирования и транспортировки природного газа, проведено исследование и изучение этих процессов, прогнозирование технологических параметров, с учетом падения пластового давления и увеличения степени сжатия компримированного газа ДКС.

Изначально были составлены алгоритмы поверочного теплового расчета температур компримированного газа на выходе из теплообменных аппаратов АВО и ТР в соответствии с режимами работы ДКС и расчета пропускной способности ГТГ. Расчеты выполнялись методом последовательных приближений с погрешностью не более 3% и проводились графоаналитическим методом.

В дальнейшем проведены исследования существующей схемы компримирования газа при расчетной проектной температуре наружного воздуха +22,7°С и абсолютной максимальной температуре наружного воздуха +34,0°С, теплотехнические расчеты взаимодействия ГТГ на участке км 0,0 – км 94,7 с многолетнемерзлыми грунтами основания в условиях повышения температуры транспортируемого продукта. Для постановки теплотехнических расчетов была выполнена типизация инженерно-геокриологических условий, по результатам которой выделены 23 типовых разреза для составления подробной инженерно-геокриологической модели трассы ГТГ.

По результатам исследования сделаны следующие выводы:

1) Анализ результатов поузловых расчетов параметров газа при различных режимах работы УКПГ показал, что отклонений от температурного режима системы охлаждения УКПГ при расчетной проектной температуре наружного воздуха +22,7°С не обнаружено.
2) При температуре наружного воздуха +27,0°С и выше имеются значительные временные интервалы на которых фиксируется возникновение режимов с превышением регламентированной температуры компримированного газа.
3) Максимальное расчетное значение температуры товарного газа +31,25°С зафиксировано при температуре наружного воздуха +34,0°С (рис. 1). Это значение превышает регламентированный показатель на входе в ГТГ.

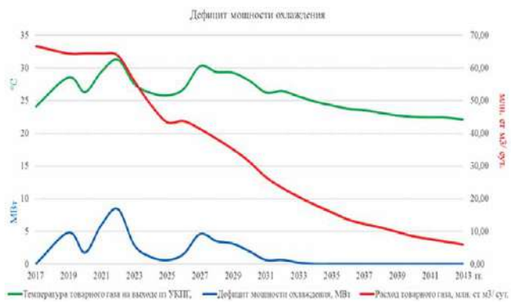


Рис. 1. График зависимости температуры товарного газа при температуре наружного воздуха +34°С

4) Результаты теплотехнических расчетов, выполненных для периода эксплуатации ГТГ в 2007–2017 годах показали, что на всем протяжении трассы ГТГ с различной интенсивностью происходит оттаивание мерзлых грунтов основания (рис. 2).

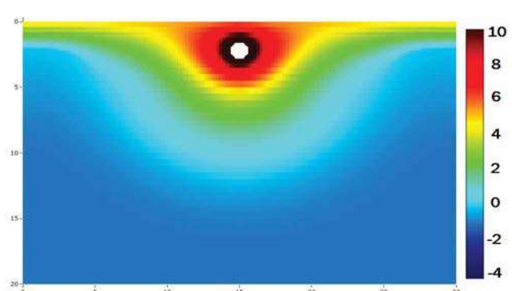


Рис. 2. Температуры на глубине грунтового разреза (октябрь 2007)

5) Результаты теплотехнических расчетов, выполненных для периода эксплуатации ГТГ в 2017–2043 годах показали, что с увеличением степени сжатия компримированного газа на ДКС, интенсивность оттаивания мерзлых грунтов в основании ГТГ из-за повышения температуры транспортируемого газа может возрасти, исходя из условий работы ДКС (рис. 3).
6) Определено, что для поддержания регламентной температуры газа на входе в ГТГ максимальная холодопроизводительность Системы составляет 8,5 МВт.

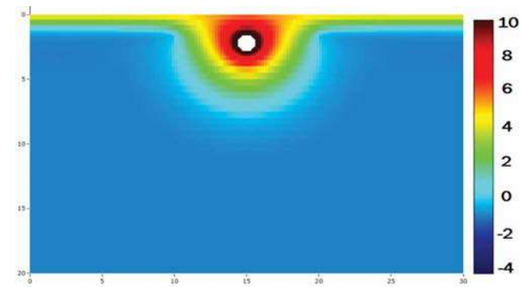


Рис. 3. Температуры на глубине грунтового разреза (октябрь 2043)

Таким образом, проведенное исследование показало, что технологический режим работы ЮРНГКМ при увеличении степени сжатия компримированного газа ДКС, будет нарушать регламентный при температурах наружного воздуха +27,0°С и выше.

Теплотехнический расчет показал, что температура товарного газа является одним из определяющих факторов, которые влияют на интенсивность процесса оттаивания многолетних мерзлых грунтов в основании ГТГ. Снижение средней температуры товарного газа в теплый период времени, а также поддержание температуры товарного газа не выше регламентного значения послужит сдерживающим фактором процесса растепления грунта основания ГТГ.

Разработка и выбор наиболее эффективной Системы

В ходе проведенных исследований следующего этапа, выполнен последовательный анализ, отсеивание и выбор наиболее приемлемых вариантов моделей Систем на нескольких уровнях, начиная с обзора всех применяемых способов охлаждения газа и заканчивая построением нескольких наиболее эффективных вариантов моделей Систем на основе оборудования, доступного на рынке.

В процессе информационного обзора, рассмотрены следующие основные методы охлаждения газа: естественное охлаждение путем теплообмена с окружающей средой, холодильные машины, основанные на эффекте Джоуля-Томсона, холодильные машины, основанные на процессе детандирования, холодильные машины, основанные на вихревом эффекте и пароэжекторные холодильные машины [1, 2].

Сравнительный анализ методов и схем, применяющихся для охлаждения газа и первичное расчетно-аналитическое моделирование показали, что с учетом фактора наличия в достаточном количестве на ЮРНГКМ относительно недорого топливного газа (резерв 50000 н.м^3/ч) и ограничение по потреблению электрической энергии (резерв 1100 кВт), единственными применимыми при данных условиях являются модели Систем основанных на эффекте Джоуля-Томсона с бромистолитиевыми машинами абсорбционного типа с прямым горением природного газа в качестве источника теплоты (АБХМ) [3, 4].

При детальном расчетно-аналитическом моделировании системы охлаждения, построенной на базе бромистолитиевых абсорбционных холодильных машин с непосредственным сжиганием природного газа в качестве источника теплоты (рис. 4), проведен переход от модели, содержащей математически идеализированные описания машин и аппаратов Системы, к модели, учитывающей в полной мере особенности имеющегося на рынке оборудования и климатические условия функционирования Системы [5]. Для детального моделирования приняты следующие исходные данные:

1) Основные машины и аппараты, входящие в состав Системы:
   – абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины;
   – сухие градирни (для отвода теплоты конденсации в окружающую среду);
   – теплообменники высокого давления типа «жидкость-газ» (осуществляют непосредственное охлаждение потока компримированного газа, подаваемого в магистральный трубопровод);
   – насосы промежуточного хладоносителя контура конденсаторов/абсорберов;
   – насосы промежуточного хладоносителя контура испарителей [6].
2) Охлаждаемая среда: природный газ состава согласно испытаниям природного газа №2371 от 25.04.2017 на ЮРНГКМ.

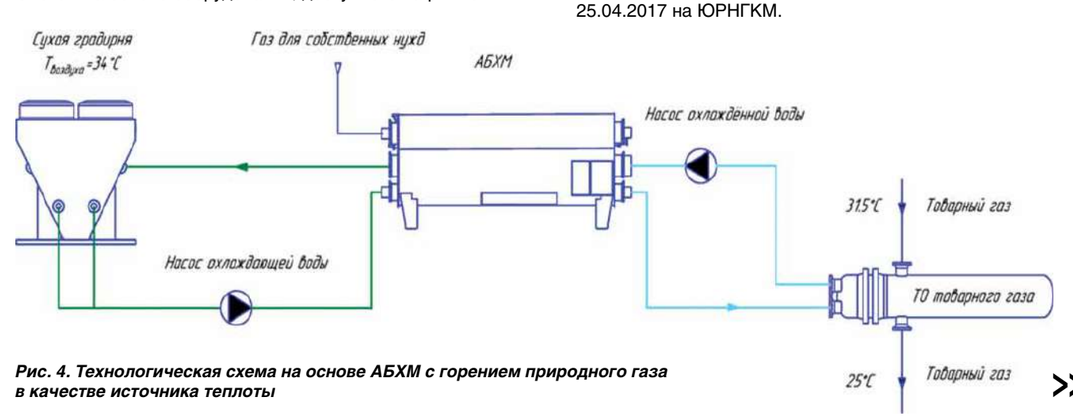


Рис. 4. Технологическая схема на основе АБХМ с горением природного газа в качестве источника теплоты

3) Промежуточный хладоноситель – вода.
4) Требуемая холодопроизводительность Системы: 8,6 МВт.
5) Место врезки Системы: линия товарного газа после РТ.
6) Температурный режим охлаждаемого газа:
   – максимальная температура газа на входе в Систему: 31,25°С;
   – температура газа на выходе из Системы: не выше 25°С.
7) Расчетная температура воздуха окружающей среды:
   – Режим 1: постоянная температура воздуха +34°С в течение всего периода функционирования, то есть максимальный теоретический режим, невозможный с учетом актуальных климатических данных в СНиП 23-01-99, но необходимый для расчетной оценки максимального теоретически возможного потребления ресурсов Системой;
   – Режим 2: переменная температура воздуха на основании данных актуальной версии СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» для климатической зоны ЮРНГКМ;
8) Температура наружного воздуха, при которой активируется Система: +27°С;
9) Период функционирования Системы для оценки эффективности: ~90 дней с 31 мая по 30 августа.

Моделирование работы Системы производилось на основе расчетов и технической информации о характеристиках оборудования от основных производителей и поставщиков, доступных на рынке, для каждого типа оборудования, входящего в Систему с учетом характеристик хладагентов [7].

Путем статистической обработки технических характеристик была получена номограмма, (семейство кривых на рис. 5), позволяющая по двум основным технологическим параметрам АБХМ (температуре охлажденной воды, подаваемой потребителю, и температуре воды, поступающей в АБХМ от сухой градирни), получить безразмерное значение холодопроизводительности, а также осуществлять оперативный выбор (пересчет) данной величины при изменении определяющих параметров [8].

Проведено детальное моделирование работы 3-х различных вариантов моделей Систем с учетом особенностей реально существующего на рынке оборудования и климатических условий ЮРНГКМ. Определены величины потребления ресурсов (электроэнергия, природный газ) в течение года для

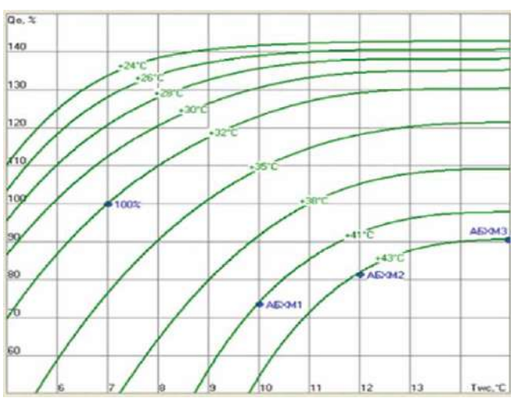


Рис. 5. Номограмма рабочих линий АБХМ

Рис. 6. АБХМ

каждого из трех вариантов. Все АБХМ, выпускаемые серийно, имеют фиксированный типоразмерный ряд, поэтому детальное моделирование Системы выполнялось для трех фиксированных значений номинальной холодопроизводительности АБХМ, ближайших к доступным на рынке типоразмерам, с переменными параметрами контуров сухих градирен и теплообменников (рис. 6):

- Вариант модели Системы 1 – 9,5 МВт;
- Вариант модели Системы 2 – 10,5 МВт;
- Вариант модели Системы 3 – 11,7 МВт.

Для каждого из вариантов моделей Системы с заданной номинальной холодопроизводительностью проводилось моделирование режимов работы при различных температурах окружающей среды (от +34°С и до уровня отключения холодильной установки) с целью определения и оптимизации реальной холодопроизводительности, а также определения потребления в натуральном выражении основных ресурсов (электроэнергия, природный газ). При этом для каждого режима работы АБХМ производилась оптимизация всего комплекта оборудования Системы с учетом выбора оптимального из доступного на рынке и удовлетворяющего условиям эксплуатации. Определен оптимальный состав Системы [9].

Разработана эскизная компоновка оборудования для модели Системы, здание с основанием 23х20 м (рис. 7).

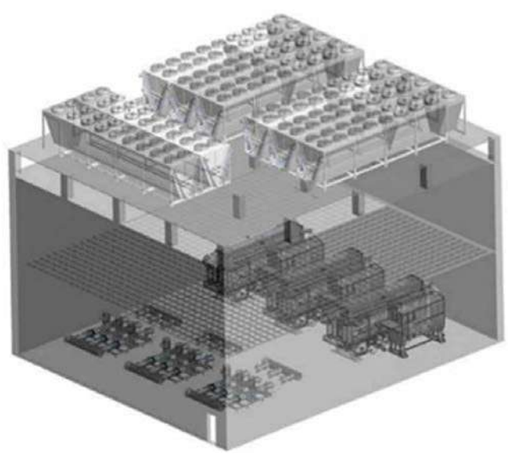


Рис. 7. Эскизная компоновка оборудования
количество АБХМ – 3 шт.
количество сухих градирен – 8 шт.
количество теплообменников «вода-газ» – 8 шт.

Выбор наиболее рентабельной Системы

Проведено экономическое обоснование 3-х вариантов АБХМ с учетом определенных ранее величин потребления ресурсов. Сформулированы рекомендации по выбору варианта модели Системы. Резюмируя результаты сравнительного технико-экономического анализа вариантов моделей Системы, проведено ранжирование их по основным показателям экономической эффективности. На основании сформулированных рекомендаций и технико-экономического анализа выбран вариант Системы 1 с наиболее высокими показателями интегрального эффекта (Эи) 352 071,00 тыс. руб. и индекса эффективности (Иэр) 1,74 отн. ед., как наиболее рентабельный.

В рамках инвестиционной деятельности ОАО «Севернефтегазпром», для совершенствования технологического процесса охлаждения компримированного газа в ближайшей перспективе данный проект будет реализован на ЮРНГКМ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Тараканов Г. В., Мановян А. К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов». – Астрахань: АГТУ, 2000. – 231с: ил.
2. Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М. Химия, 2001. – 568 с.: ил.
3. Архаров А. М. Криогенные системы. Том 1. Основы теории и расчета / Марфенина И. В, Микулин Е. И. – Москва: Машиностроение, 1996;
4. Холодильные машины / Н. Н. Кошкин, И. А. Сакун, Е. М. Бамбушек и др.; Под общ. ред. И. А. Сакуна. – Л.: Машиностроение, Ленингр. Отделение,1985;
5. Курылев Е. С. Герасимов Н. А. Примеры, расчеты и лабораторные работы по холодильным установкам // Машиностроение 1978;
6. Перельштейн И. И., Парушин Е. Б. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих веществ холодильных машин и тепловых насосов. – М.: Легкая и пищевая промышленность, 1984;
7. Бабакин Б. С., Стефанчук В. И., Ковтунов Е. Е. Альтернативные хладагенты и сервис холодильных систем на их основе. – М: Колос, 2000;
8. Жердев А. А., Макаров Б. А. Расчет параметров циклов парокомпрессионных холодильных машин // Вестник МГТУ. Машиностроение, спец. выпуск «Криогенная и холодильная техника», 2002;
9. Леонов В. П. Абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина. – М: Издательство УНЦ МГТУ им. Н. Э. Баумана «Криоконсул», 2004.

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

Автоматизация процесса метрологического обеспечения

на предприятиях топливно-энергетического комплекса

***М. В. ЧУВАШОВ** – главный метролог – начальник производственного отдела метрологического обеспечения ОАО «Севернефтегазпром»*

Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ, Приказом Ростехнадзора № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими нормативными документами предусмотрено требование об обязательной поверке средств измерений (далее – СИ), применяемых в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений (далее – ГРОЕИ). Процесс внедрения нового оборудования, а также внесение изменений в требования нормативных документов предусматривают в первую очередь – автоматизацию производственных процессов метрологического обеспечения (далее – МО) и необходимость оптимизации деятельности персонала, задействованного в задачах метрологического обеспечения.

Ключевые слова: средства измерений, программное обеспечение, промышленная безопасность

Данная проблема особенно актуальна для организаций топливно-энергетической промышленности, в которых в эксплуатации находятся порядка 10 000 – 100 000 СИ, распределенных на самых различных, в том числе территориально удаленных объектах и применяемых в самых различных сферах ГРОЕИ.

На федеральном уровне элементы автоматизации уже более 10 лет внедряются в деятельность метрологов. **В частности:**

- реализован процесс отчетности в Росстандарт о поверяемых аккредитованными организациями СИ с помощью различного ПО, как правило, совместимого с системой учета средств измерений «АИС Метроконтроль»;
- созданы государственные реестры и доступные для различного уровня пользователей базы данных о внесенных в государственный реестр СИ, эталонов, стандартных образцов и др.;
- созданы личные кабинеты аккредитованных лиц, содержащие информацию об их деятельности и предусматривающие оперативное направление отчетности.

Для производственных организаций также созданы различной сложности и стоимости программные комплексы, позволяющие обеспечить учет СИ. Тем не менее многие метрологические службы, как правило, имеют дополнительные базы данных, созданные с применением табличного процессора MS Excel, так как специализированные ПО имеют ряд недостатков, не позволяющих обеспечить полноценный учет СИ, формирование перечней и графиков, контроль сроков поверки, своевременное предоставление различного рода отчетности и другие функции. При этом наличие подобного рода «двойной бухгалтерии» подразумевает наличие различной информации в различных базах данных, и, как следствие, приводит к значительным трудозатратам и ошибкам в принятии решений.

В данной публикации описан порядок учета СИ в ОАО «Севернефтегазпром», основанный на применении созданного собственными силами программного продукта, позволившего обеспечить наличие и ведение единых баз данных СИ, эталонов, а также выполнение всех основных производственных задач.

ОАО «Севернефтегазпром» является современным газодобывающим предприятием, входящим в Группу «Газпром», которое особое внимание уделяет разработке и внедрению инновационных технологий для совершенствования существенных аспектов в области охраны труда и промышленной безопасности, охраны окружающей среды, а также обеспечения экономической эффективности и стабильности производственной деятельности.

В ОАО «Севернефтегазпром» в эксплуатации применяются порядка 12 000 СИ. В целях обеспечениях их поверкой создана и аккредитована метрологическая лаборатория, область аккредитации которой позволяет поверять более 90% собственными силами. Остальные СИ направляются в поверку по заключаемым договорам со сторонними организациями.

Автоматизация процесса учета средств измерений с применением специализированного ПО в идеале должна позволить реализовать следующие задачи:

- формирование базы данных с наличием большого объема информации о типах и других идентификационных параметрах СИ, технических и метрологических характеристиках, датах поверки и действий свидетельств о поверке, местах применения, ответственном эксплуатационном персонале и др., при необходимости;
- оперативное формирование актуального(ых) перечня(ей) СИ в кратчайшие сроки с минимальным влиянием человеческого фактора и, как следствие – отсутствие ошибок;
- оперативное планирование работ по поверке СИ на различные периоды (день, неделя, месяц, квартал, год и т.п.), с формированием требуемых документов (планов, графиков, отчетов);
- контроль сроков поверки, своевременное направление в поверку СИ в различные аккредитованные организации, в том числе с учетом особенностей, связанных с наличием собственной аккредитованной лаборатории, а также корректное планирование бюджета и договорной работы;
- планирование и реализация работ по техническому обслуживанию СИ;
- оперативное формирование и направление различной статистической информации по запросам заинтересованных лиц и организаций, в том числе направление сведений о поверках в федеральный информационный фонд.

До внедрения специализированного ПО в целях учета СИ в метрологической лаборатории применялось:

- ПО «АСУ ТОиР», позволяющее формировать график технического обслуживания и контроль его исполнения;
- ПО «МЭТР» (модули «Поверка» и «Калибровка и ремонт»), в которые заносилась информация о поверках и калибровках СИ в метрологической лаборатории, приобретенное преимущественно с целью формирования отчетов и передачи данных о поверках в Росстандарт;
- файл с базой данных СИ формата xls, на основе которого формировались различного рода перечни и графики поверки СИ;
- файл с базой данных по расходомерам (счетчикам), созданный ввиду необходимости ведения дополнительной отчетности по узлам учета, а также ввиду наличия особенностей поверки данного вида СИ (необходимость дополнительной технической информации по виду присоединения, внутреннему диаметру, комплектации и др.);
- отдельные файлы с базами данных по эталонам, измерительным каналам и другие.

Необходимость ведения различного рода дублирования информации, а также связанные с данными процессами трудозатраты и ошибки, сформировали необходимость оптимизации данной деятельности на основе применения автоматизированной системы.

Работниками метрологической службы был изучен рынок компаний ИТ-сферы, занимающихся разработкой подобных программных продуктов. Основная сложность в разработке требуемого специализированного ПО заключалась в интеграции сведений из действующих баз данных в новую, что, с одной стороны, накладывало различного рода ограничения, с другой стороны, существенно влияло на ценовую политику разработчиков. Но главным стимулирующим фактором в создании собственного специализированного ПО являлся факт, что ни один из предложенных вариантов не позволял в полной мере отказаться от необходимости дублирования информация в том или ином виде и в конечном итоге реализовать все требуемые функции.

>>>

«СТАЛКЕР» ПМ-3
СЧИТЫВАНИЕ ДАННЫХ ИЗ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МАРКЕРОВ
МАРКЕРОИСКАТЕЛЬ
Определение положения и глубины залегания всех типов пассивных и интеллектуальных маркеров:
«Газ», ВОЛС, «Техническая вода», «Канализация», «Водопровод», «Телеком», «Кабельное ТВ», «Электроснабжение»;
- привязка к GPS координатам;
- использование смартфона вместо внешнего GPS-трекера;
- режим сканирования: поиск одновременно до четырех маркеров различного типа;
- определение глубины залегания маркера (в зависимости от типа маркера – до 2,5 м);
- питание от двух Ni-MH-аккумуляторов: 6 В, 2 А·ч;
- степень защиты: IP54.

«СТАЛКЕР ВЛ»
ПОИСК ОЗЗ
ДЕФЕКТОПОИСКОВЫЙ КОМПЛЕКС
- Предназначен для определения в сетях 6–10 кВ воздушных (кабельных) линий однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и локализации места без отключения линии;
- нахождение мест повреждения без дополнительных кабельных вставок и искусственного увеличения рабочего тока на землю;
- применение одного генератора на 2 секции;
- работа выполняется как с применением генератора при малых токах ОЗЗ от 0,1 А, так и без него при больших значениях тока ОЗЗ (аналогично работе с прибором типа «Квант», «Волна», «Зонт»).

«СТАЛКЕР» 80-24
КОМПЛЕКС ТРАССОПОИСКОВЫЙ
Локализация и диагностика подземных коммуникаций.
ПРИЕМНИК ПТ-24:
- GPS выноска подземных трасс с последующим наложением на карту;
- использование смартфона вместо внешнего GPS-трекера.

ФУНКЦИЯ «КОМПАС» С РЕЖИМОМ «ВТОРАЯ ЛИНИЯ»
Одновременное схематическое отображение на дисплее искомой коммуникации и трассы с протекающим током 50, 100 или 300 Гц.
- Время работы – до 10 часов;
- поиск положения передающих зондов и камер телеинспекции.

ГЕНЕРАТОР ГТ-80:
- мощность и ток до 80 Вт, 12 А;
- фиксированные частоты генератора: 273, 526, 1024, 8928, 32768 Гц;
- выбор произвольной частоты от 300 до 10000 Гц для работы с приемниками других производителей;
- дистанционное управление генератором через сеть GSM;
- отложенный старт;
- встроенный индуктор обеспечивает наведение сигнала 33 кГц в линию с поверхности земли;
- бесконтактная подача сигнала при помощи передающих клещей КИ-50 или КИ-100;
- встроенный аккумулятор;
- совместим со всеми приемниками серии «Сталкер».

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

В настоящее время в ОАО «Севернефтегазпром» описанная проблема успешно решена собственными силами работников различных структурных подразделений. Программный продукт был создан на основе существующего ПО «АСУ ТОиР» (автоматизированная система учета работ по техническому обслуживанию и ремонтам). Изначально данное ПО, изготовленное по отдельному заказу, применялось в различных сферах преимущественно в целях бухгалтерского учета ТМЦ, а также планирования работ по техническому обслуживанию различного рода оборудования, включая СИ.

Первоначально применение данного ПО имело ряд основных недостатков.

1) Отсутствие специализированной базы данных, содержащей всю необходимую для деятельности в области обеспечения единства измерений информацию, такую как – номер государственного реестра СИ РФ, наименование документа, регламентирующего требования к поверке, межповерочный интервал и др.
2) Отсутствие присвоенного статуса, позволяющего отслеживать исполнение графиков поверки СИ, местонахождение СИ, корректную передачу его в поверку, перемещение на оперативное или длительное хранение (в ремонт), осуществлять вывод из эксплуатации и исключение вышедших из строя СИ.
3) Отсутствие удобного механизма контроля сроков поверки СИ.

С целью устранения данных недостатков, база данных и ее функциональные возможности были доработаны, а вся недостающая информация постепенно была внесена. В настоящее время это позволило не только устранить указанные выше недостатки, но и расширить возможности применения ПО. **Кроме того, появились дополнительные удобные функции:**

- вся информация по поверкам по каждому СИ сохраняется в том числе путем прикрепления скан-копий свидетельств о поверке; дополнительно хранится информация по номеру штрих-кода клейма-наклейки, поверочной организации и, применительно к поверкам метрологической лаборатории, – ФИО поверителя;
- база данных позволяет хранить информацию по эксплуатационной документации, путем прикрепления скан-копий руководств по эксплуатации, паспортов, формуляров и методик поверки.

Отдельно хотелось бы остановиться на возможностях, которые предоставило ПО в части деятельности по поверке в области аккредитации.

Для удобства поверителей были созданы отдельные базы данных по описаниям типам СИ. К каждому описанию типа прикреплена методика поверки, указанная в описании в качестве документа, регламентирующего требования к данному процессу.

Дополнительно была создана база данных по эталонам ОАО «Севернефтегазпром» (в настоящее время силами работников Общества аттестовано около 100 эталонов), содержащая, как сведения для планирования и контроля процессов их поверки и аттестации, так и регистрационные данные, необходимые для внесения сведений в свидетельства о поверке и протоколы. В настоящее время прорабатывается возможность автоматического формирования данного документа.

В целях исполнения требований Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» отдельно была реализована функция формирования отчета и предоставления сведений в Федеральный информационный фонд.

Описанные процессы автоматизации потребовали в том числе и принятия организационных решений.

Постепенно был упорядочен процесс входного контроля СИ. В целях исключения ошибок все СИ заносятся в базу данных исключительно метрологами при приемке на входной контроль. Параллельно производятся анализ возможности поверки СИ в метрологической лаборатории, либо в другой организации, а также анализ необходимости внедрения новой эталонной базы и оперативное планирование данного вида работ.

Пользователями базы данных стали все задействованные в процессе работники Общества. Многие из них, не смотря на первоначальные сомнения, сумели по достоинству оценить все возможности, которые предоставил им разработанный программный продукт.

Со временем ожидается, что автоматизация, позволит внедрить и другие функциональные возможности и облегчить жизнь метрологов, а также других работников, эксплуатирующих СИ. В настоящее время прорабатываются и другие процессы автоматизации. В ближайшей перспективе будут созданы отдельные базы данных по испытательному оборудованию и стандартным образцам. Планируется, что необходимую информацию по СИ можно будет получать с помощью специального считывателя, для распознавания номера штрих-кода поверительного клейма-наклейки.

Необходимо отметить, что опыт, полученный работниками Общества в ходе реализации процессов автоматизации деятельности по метрологическому обеспечению применим на практике и может использоваться как предприятиями топливно-энергетического комплекса, так и других отраслей промышленности. Применение представленных решений позволит оптимизировать деятельность в области аккредитации, деятельность по учету СИ, деятельность по обеспечению и контролю СИ поверкой, а также деятельность по надзору.

северн ефтегазпром

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

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

Многофункциональные контроллеры связи с объектом компании АО «ЭМИКОН»

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

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

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

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

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

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

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

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

Структура МКСО

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

В состав МКСО входят следующие блоки:

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

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

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

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

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

Рис. 1. МКСО

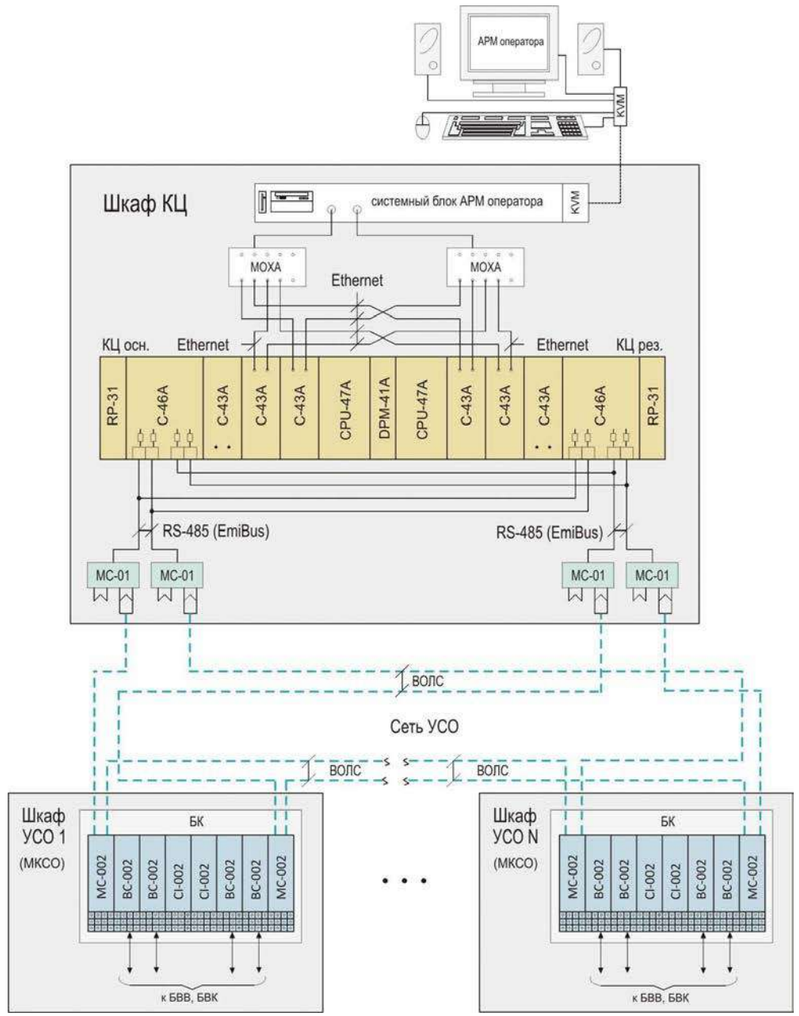


Рис. 2. Структурная схема распределенной СА на базе МКСО

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

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

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

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

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

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

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

>>>

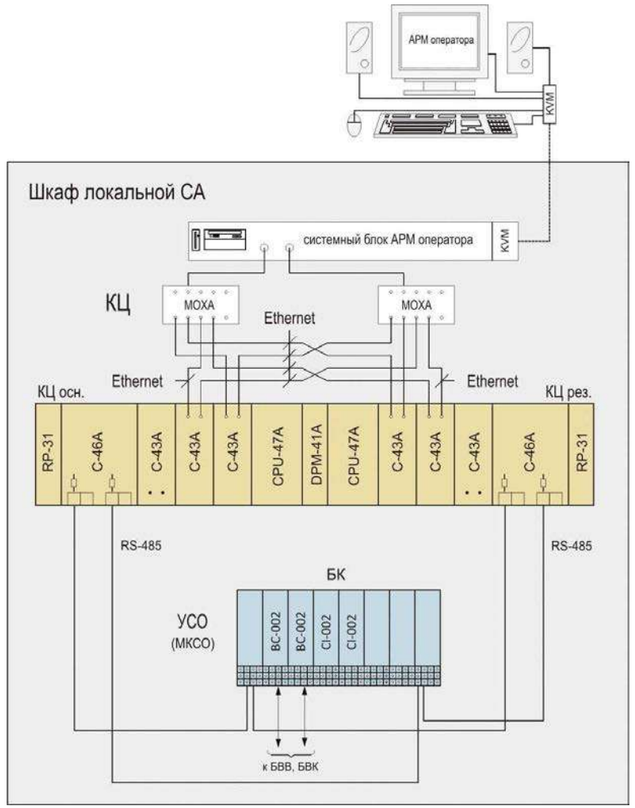


Рис. 3. Структурная схема локальной СА на базе МКСО

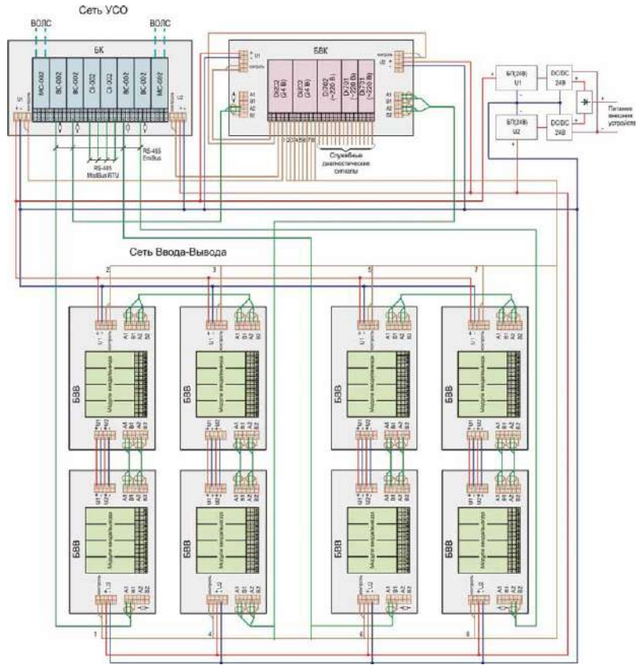


Рис. 4. Структурная схема шкафа УСО, выполненного на базе МКСО

В локальных СА МКСО располагается в одном шкафу с ЦПУ.

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

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

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

На рис. 4 представлена структурная схема типового шкафа УСО.

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

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

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

Блок коммуникационный БК

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

Рис. 5. БК-12

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

Кроссовая плата содержит:

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

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

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

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

БК обеспечивает:

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

На рис. 6 и 7 представлены структурные схемы БК.

Блок ввода/вывода БВВ

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

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

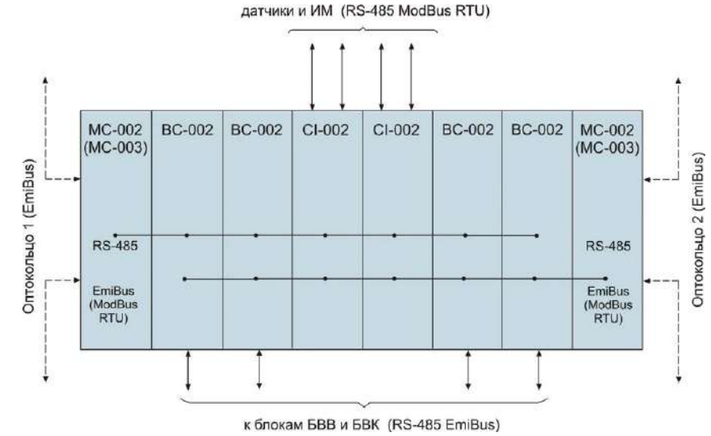


Рис. 6. Структурная схема БК для распределенных СА

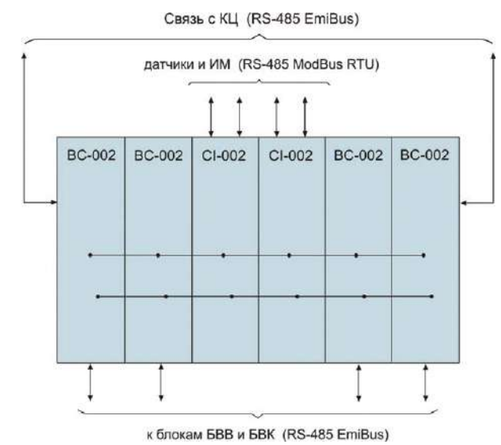


Рис. 7. Структурная схема БК для локальных СА

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

Крейт БВВ содержит:

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

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

Рис. 8. БВВ-02

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

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

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

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

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

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

Таблица 1.

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

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

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

Общие технические характеристики модулей ввода/вывода

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

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

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

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

Блок внутришкафного контроля БВК

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

Рис. 9. БВК-10

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

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

В состав БВК входят следующие модули:

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

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

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

Особенности конструкции шкафов УСО

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

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

Рис. 10. Типовой шкаф УСО на базе МКСО

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

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

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

Соответственно максимальное количество модулей ввода/вывода – 192.

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

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

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

>>>

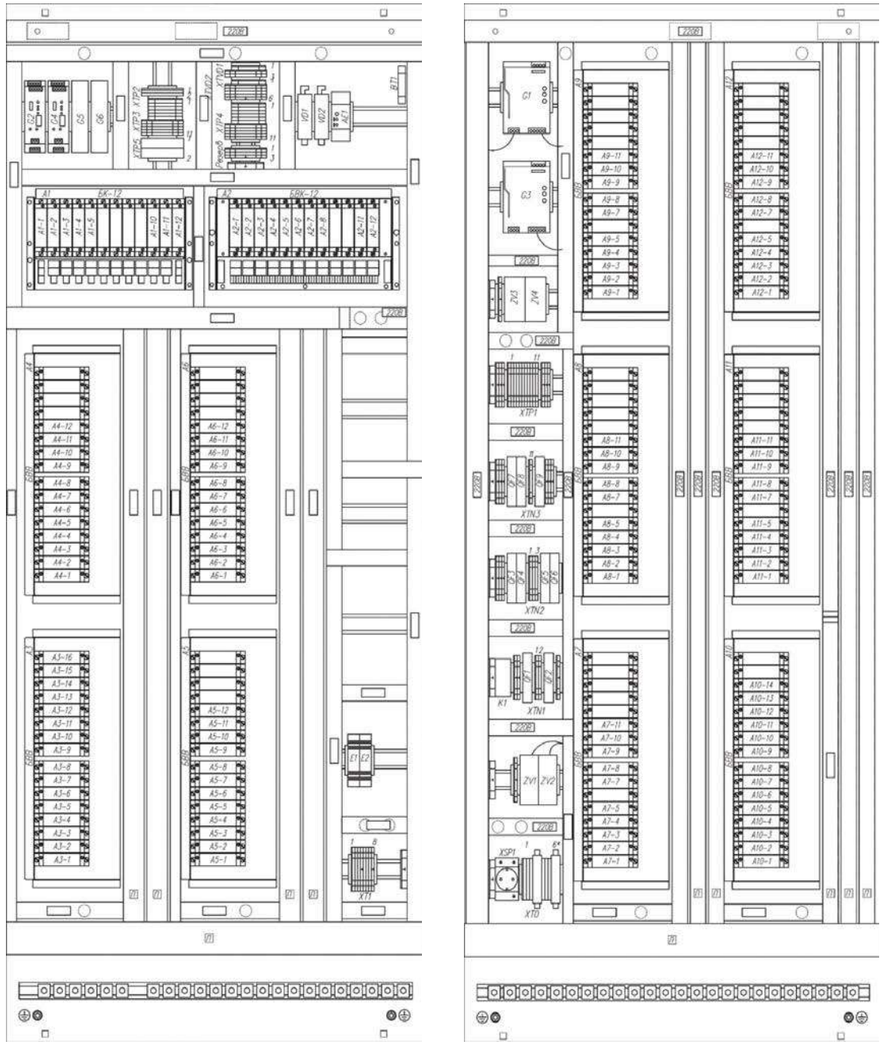


Рис. 11. Компоновка лицевой и тыльной сторон типового шкафа УСО на базе контроллера МКСО (2000×800×600 мм, двухстороннего обслуживания)

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

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

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

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

ЭМИКОН

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

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

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

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

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ СВЯЗИ С ОБЪЕКТОМ (МКСО)

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

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

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

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

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

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

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

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

Система ConTrace – интеллектуальное управление электрообогревом

Компания «ССТэнергомонтаж», ведущий мировой поставщик комплексных решений в области электрообогрева для промышленности, представляет уникальную разработку – многоуровневую автоматизированную систему управления электрообогревом (АСУЭ) ConTrace.

«ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», занимающую второе место в мировом рейтинге производителей систем промышленного и бытового электрообогрева. Компания специализируется на проектировании, поставках и монтаже комплексных решений в области электрообогрева для нефтегазовой отрасли. Специалисты предприятия реализовали свыше 20 000 проектов в России и за рубежом.

ConTrace – это первая специализированная система управления электрообогревом отечественного производства, разработанная с учетом всех требований промышленных стандартов, предъявляемых к составу и устройству систем управления промышленным электрообогревом в нефтегазовом секторе.

ConTrace снижает затраты на капитальное строительство, предупреждает аварийные ситуации, сокращает планово-предупредительные ремонты и сводит до минимума дорогостоящие простои оборудования. Она легко интегрируется с любыми видами SCADA-систем, обладает полным ассортиментом щитового и полевого оборудования, создавая уникальное предложение на российском рынке. Компания «ССТэнергомонтаж» первой в России смогла предложить систему электрообогрева (СЭО), представляющую собой весь комплекс решений, начиная от исполнительных устройств и заканчивая системой управления, разработанной под нужды конкретного предприятия с внедрением под ключ.

ConTrace относится к категории взрывозащищенного электрооборудования, может эксплуатироваться в районах со сложными климатическими условиями, отвечает высоким требованиям к надежности устройств, используемых в составе систем КИПиА, помогая компаниям нефтегазовой отрасли избежать проблем, которые могут возникнуть в результате неисправностей оборудования, а именно: судебных процессов, репутационных рисков, мораториев на работы, не говоря уже о колоссальных финансовых потерях. Например, упущенная выгода от недопоставок из-за загрязнения нефти в трубопроводе «Дружба» стоили компании «Транснефть» в 2019 году 371 млрд долл., а ликвидация экологических последствий в 2010 году после взрыва, в котором погибли 13 человек, на нефтяной платформе Deepwater Horizon обошлись BP в 56 млрд долл. (чистый убыток компании из-за техногенной катастрофы составил 3,72 млрд долл.).

Компания «ССТэнергомонтаж» приступила к промышленному внедрению разработки, повышающей безопасность систем электрообогрева на предприятиях нефтегазовой отрасли. Нам удалось создать максимально удобное, надежное и экономичное комплексное решение, где благодаря модульности обеспечивается гибкость конфигурации и легкость масштабирования.

АСУЭ ConTrace является симбиозом концепций централизованного и децентрализованного типов управления.

Модули контроля и управления ConTrace MS – это полноценные самодостаточные одноканальные терморегуляторы с широким набором аналитических инструментов по сбору данных о состоянии конкретной линии обогрева. При объединении модулей ConTrace MS в сеть получается многоканальная система с полноценным функционалом удаленного мониторинга и управления. При этом управление СЭО может осуществляться как децентрализованно, с использованием высокоинтеллектуальных алгоритмов, предустановленных в самих модулях системы ConTrace, так и централизованно, под управлением центрального контроллера (ПЛК) с использованием фирменного ПО верхнего уровня. При потери связи между ПЛК и модулями ConTrace в режиме централизованного управления система автоматически переходит в режим автономного (децентрализованного) управления, что гарантируют непрерывную работу СЭО в любых критических ситуациях.

ConTrace – это единственная отечественная высокоинтеллектуальная система управления, специально разработанная для использования в составе систем промышленного и инфраструктурного электрообогрева

В состав системы входят:

1. **Полевые взрывозащищенные модули ConTrace AS-xxx-Ex** в различных модификациях, предназначенные для сбора, преобразования и передачи в шкаф управления сигналов от удаленных датчиков температуры. Дистанция от шкафа до места установки датчиков может достигать 1200 метров.
2. **Модули ConTrace MS1 и MS3**, выполняющие функции измерения, контроля, управления и резервирования в критически важных процессах. Цифра в обозначении модуля указывает на тип сетевого подключения нагрузки (1 – однофазная; 3 – трехфазная).
3. **Модуль ConTrace IPS**, предназначенный для подключения всех периферийных устройств системы ConTrace к источнику питания, а также для их объединения в единую информационную систему посредством интерфейса RS–485.
4. **Устройство плавного пуска ConTrace SSH**, предназначенное для оптимизации стартовых токов, возникающих в температурно-зависимых нагрузках, выполненных на базе саморегулирующихся кабелей.
5. **Специализированное программное обеспечение**, объединяющее все элементы в единую интеллектуальную систему.

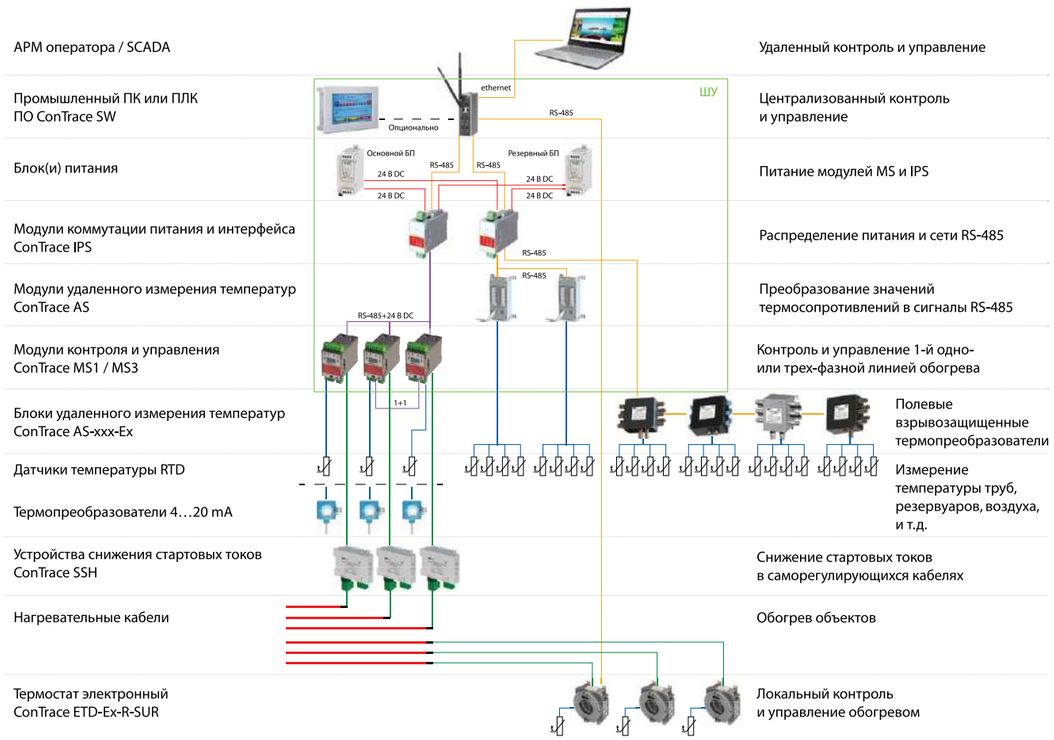
Модуль AS-xxx-Ex

Модуль ConTrace IPS

Модуль ConTrace AS

Модули ConTrace MS

Архитектура системы управления ConTrace



Программное обеспечение ConTrace позволяет настраивать как отдельные модули системы, так и конфигурировать совместную работу устройств, задействованных в различных процессах автоматизации СЭО. При этом интерфейс программного обеспечения позволяет задавать настраиваемые уровни доступа для обслуживающего персонала. Например, оператор может контролировать предаварийные режимы и неисправности, но не может изменить настройки и общую конфигурацию СЭО. Специалист может получить расширенный доступ и менять настройки. Диспетчер, в свою очередь, может получать информацию о состоянии системы в режиме онлайн, аналитику действий оператора и специалиста, погружаться в данные отдельных процессов, менять настройки, формировать отчеты, дистанционно управлять обогревом.

Технические специалисты компаний, где уже установлена система ConTrace, высоко оценили простоту настройки, высокий уровень надежности и интуитивно понятный интерфейс. Проверенная автоматика практически не требует обслуживания, что делает стоимость конечного владения решением приближенной к ее начальной стоимости.

ООО «ССТэнергомонтаж»
141002, МО, г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2
тел. (495) 627-72-55 (многоканальный)
e-mail: info@sst-em.ru
www.sst-em.ru

ЭНЕРГО МОНТАЖ

Ультразвуковой потоковый измеритель плотности газовых смесей

УДК 533.12:534.221:534.22.093.3

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*

В данной статье приведен обзор методов и средств измерения плотности газа, указаны их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения плотности, который является универсальным и наиболее перспективным. Раскрыта проблематика измерения плотности углеводородных и других газов, связанная с проведением периодических измерений зачастую не автоматизированными способами, а также с дороговизной автоматизированных измерителей. Приведено описание принципов измерения плотности вновь разработанными ультразвуковыми плотномерами серии UDM различных модификаций, перечислены все уникальные преимущества от их использования, отдельно и в составе измерительного комплекса, реализующего функцию ρ-пересчета объемного расхода газа в массовый. Описана информационная функция оценки плотности газа, которая реализована в расходомерах серии Turbo Flow UFG (ООО НПО «Турбулентность-Дон») без применения отдельных измерителей плотности.

Ключевые слова: плотность, природный газ, поток, акустический способ, система диагностики, скорость звука, температура, концентрация компонент.

Постановка проблемы

Разработке и исследованию новых принципов измерения плотности, созданию конструкций плотномеров, основанных на этих принципах, освоению и расширению промышленного производства плотномеров уделяется все больше внимания [1-3]. Весьма велика роль измерения плотности и в организации системы количественного учета (по массе) энергоносителей при их транспортировании, приемке, хранении и отпуске, когда масса вещества не может быть измерена непосредственным взвешиванием на весах и ее приходится определять по результатам измерений объема и плотности. Вопросы точного измерения плотности имеют существенное значение при создании измерительных средств в различных отраслях приборостроения и метрологии, связанных с анализом свойств и состава веществ.

При управлении производственным процессом зачастую оказывается недостаточным периодическое измерение плотности энергоносителей, так как их состав с течением времени может значительно изменяться, следовательно, и теплотворная способность, и другие физико-химические параметры. Так, плотность газа, добываемого на территории России, существенно колеблется в пределах каждого газоносного района, ее значение может составлять от 0,68 до 0,85 кг/м^3 [4]. Поэтому применение потоковых автоматических контрольно-измерительных устройств – плотномеров, которые указывают, регистрируют или записывают значения измеряемой величины, невозможно переоценить. Данные автоматически действующие приборы позволяют получать непрерывную информацию об изменениях в ходе производственного процесса, что существенно облегчает управление производством.

Тем не менее, на узлах измерения малой пропускной способностью в газотранспортных организациях внедрение подобных систем происходит не достаточно интенсивно, что вызвано в основном дороговизной автоматических потоковых хроматографов и экономической нецелесообразностью их применения. В данном случае применяются измерительные приборы, предназначенные для проведения дискретных или лабораторных измерений ранее отобранных проб газа [5], но использование данных приборов в автоматизированных системах сбора информации невозможно. С другой стороны, исходя из проведенного обзора существующих отечественных плотномеров, которые могут производить потоковую оценку плотности природного газа, необходимо отметить, что их погрешность не соответствует установленным требованиям ГОСТ 8.611-2013 [6], чего нельзя сказать о зарубежных средствах измерения, которые более полно удовлетворяют требованиям подобных систем. Однако приборы зарубежных производителей не всегда доступны по причине высокой цены и дорогостоящего обслуживания либо из-за экономических преднамеренных мероприятий запретительного характера со стороны иных государств.

Цель и задачи исследования

Целью исследования является анализ возможностей разработанного ультразвукового (УЗ) потокового плотномера природного газа и сравнение его характеристик с существующими средствами измерения плотности газа.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- выполнить анализ методов и средств, пригодных для автоматического режима измерения плотности природного газа;
- сравнить характеристики разработанного ООО НПО «Турбулентность-Дон» экспериментального образца измерителя плотности природного газа с характеристиками аналогов.

Обзор методов определения плотности газа

Для определения характеристик плотности газа существует множество методов и промышленно выпускаемых средств измерения (табл. 1), но не все способны производить непрерывные измерения в потоке газа в автоматическом режиме.

Таблица 1. Методы и средства измерения плотности природного газа

Метод	Прибор, фирма, страна	Диапазон измерения, кг/м^3	Погрешность	Примечание
Вибрационный	ППГ-1-R-2, ЗАО «Авиатех», Россия	от 1 до 10	γ ±0,25%	Используются в потоковом автоматическом режиме
	SGM, MicroMotion, США	от 0,05 до 3	δ ±0,1%	
Ультразвуковой	UDM, ООО НПО «Турбулентность-Дон», Россия	от 0,16 до 270	δ ±0,3%	Автоматизированная работа в агрессивных средах на высоком давлении, высокая чувствительность
	Курс-02Д, ООО ПКФ «Курс», Украина	от 0,675 до 0,870	Δ ±0,005 кг/м^3	Потоковый автоматический плотномер природного газа
Аэростатический	АП-1, ОАО «ВТИ», Россия	от 0,6 до 1,2	δ ±0,5%	Потоковый автоматический
Гидродинамический (эффузионный)	Mettler-Toledo, Швейцария	от 0,2 до 3	δ ±(0,5...2)%	Зачастую лабораторный метод, но разрабатываются потоковые приборы

Плотномеры на основе вибрационного принципа (ЗАО «Авиатех», Россия; MicroMotion, США; Mettler Toledo, Швейцария) на сегодняшний день являются одними из самых точных и чувствительных в линейке приборов для измерения плотности газа. Состоят из электромеханического генератора, который включает в себя приемные катушки и катушки возбуждения. На выходе происходит сравнение частоты колебаний усилителя с частотой кварцевого генератора. Частотомер измеряет разность частот этих колебаний, которые в конечном итоге пропорциональны плотности газа [7].

Среди прочих средств измерения необходимо отметить группу наиболее из распространенных лабораторных плотномеров, принцип действия которых основан на аэростатическом и гидродинамическом эффектах (ОАО «ВТИ», Россия; Mettler-Toledo, Швейцария). Суть методов заключается в определении зависимости разности давления столба воздуха и газа или времени истечения газа из отверстия определенного размера от их плотности. Данные плотномеры просты в эксплуатации, но практически не поддаются автоматизации при потоковом непрерывном измерении плотности газа в технологических циклах предприятий.

Несмотря на наличие разнообразных методов измерения физико-химических параметров газа, требование сохранения работоспособности и точностных характеристик средств измерений при их использовании непосредственно в технологическом процессе существенно сужает круг подходящих первичных преобразователей из-за необходимости выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, агрессивности и/или токсичности объектов контроля. Как известно, именно в таких ситуациях применение УЗ преобразователей в качестве первичных датчиков оказывается достаточно эффективным. Кроме того, необходимо отметить, что при измерениях физических параметров газов в потоке существуют эксплуатационные ограничения применения выбранных типов плотномеров по скорости потока, давлению, составу газа, степени его агрессивности.

Физической основой промышленного применения УЗ методов для измерения характеристик газа (ООО НПО «Турбулентность-Дон», Россия; ООО ПКФ «Курс», Украина) является функциональная зависимость параметров ультразвуковых волн, распространяющиеся в газе (скорость распространения, коэффициент затухания, продольный и сдвиговый акустические импедансы), от его свойств. В настоящее время применяются в основном измерения скорости звука [7].

Для измерения непосредственно скорости звука применяют время-импульсный метод, который основан на измерении времени распространения УЗ волн в контролируемой среде в зависимости от изменения плотности среды. Зондирующие импульсы пропускают через среду с определенным периодом T с помощью УЗ передатчика и принимают эхо-импульсы приемником. Импульсы запуска устанавливают в логическую единицу измерительный триггер, который разрешает работу измерителя временных интервалов. Эхо-импульс после усиления и преобразования в цифровой вид сбрасывает в ноль измерительный триггер, в результате чего на выходе формируется импульс длительностью t, пропорциональный плотности среды. Цифровой код, пропорциональный длительности импульса поступает в блок обработки, где вычисляется скорость звука в среде и ее плотность.

В конструкторском бюро ООО НПО Турбулентность-Дон разработан и испытан потоковый плотномер газа серии UDM (Ultrasonic Density Meter), основанный на ультразвуковом принципе измерения. Конструкция прибора предполагает несколько различных исполнений: врезной, – модификация UDM-F (рис. 1) и байпасный, – UDM-B (рис. 2).

Технические характеристики УЗ потоковых плотномеров серии UDM приведены в табл. 2.

Модификация плотномера UDM-F предполагает установку чувствительных элементов – УЗ преобразователей непосредственно в газовый поток, а именно перпендикулярно его направлению вне измерительного участка трубопровода УЗ расходомера.

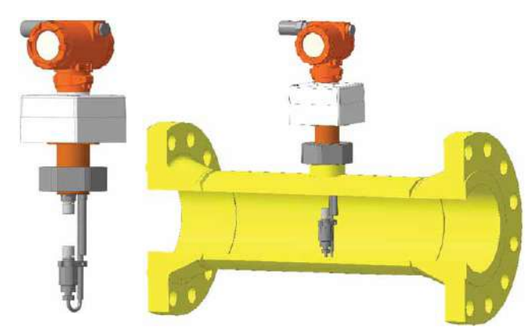


Рис. 1. Потоковый измеритель плотности газа, модификация UDM-F

>>>

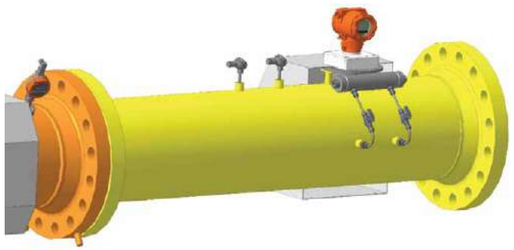


Рис. 2. Потоковый измеритель плотности газа, модификация UDM-B

В данном случае разница времен распространения зондирующих УЗ колебаний от первого приемо-передатчика ко второму и наоборот равна нулю, то есть прибор измеряет только скорость звука в среде и практически не зависит от скорости ее потока. В состав прибора входит встроенный преобразователь температуры и внешний преобразователь давления, что делает его независимым средством измерения.

Измеритель плотности в байпасном исполнении UDM-B также является отдельным прибором, состоит из измерительной пробоотборной камеры, к которой газ подводится и отводится посредством импульсных трубок, соединенных с трубопроводом. В измериетльной камере вдоль прохождения газового потока расположены два УЗ приемо-передатчика. Ввиду малого объема измерительной камеры и сечения импульсных трубок, скорость потока газа, проходящего через байпас – незначительна, даже при максимальной скорости потока через основное сечение трубопровода. Поэтому влияние на измерение скорости звука в камере будет минимальным.

Таблица 2. Технические характеристики потоковых плотномеров серии UDM

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условный для модификаций – UDM-F, мм – UDM-B, мм	 от 80 до 1400 мм от 50 до 1400 мм
Параметры измеряемой среды	
– диапазон температур, °C	от -40 до +80
– избыточное давление, МПа	от 0 до 25
Диапазон измерения плотности газа, кг/м^3	от 0,2 до 270
Скорость потока газа, м/с, не более	40
Диапазоны измерения концентрации метана, мол.%	от 88 до 99,99; от 83 до 88
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности природного газа в рабочих (стандартных) условиях при изменении концентрации метана, %	
– от 88 до 99,99 – от 83 до 88	0,3 0,4
Глубина хранения часовых/суточных архивов, сут.	60/365
Выходные сигналы:	
– частотно-импульсный масштабируемый, Гц	От 0 до 10000
– аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
– цифровой	RS-485 (Modbus RTU)
Напряжение питания, В	
– от сети постоянного тока	от 12 до 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	10,0
Степень защиты по ГОСТ 14254	
– первичный преобразователь (ПП) – электронный блок (ЭБ)	IP67 IP65
Межповерочный интервал, мес.	12

В состав прибора также входят внешние преобразователи температуры и давления. Для минимизации влияния температуры окружающей среды на измерение скорости звука, камера покрывается защитным кожухом с термоизоляцией. Данная модификация удобна в применении совместно с УЗПР Turbo Flow UFG, так как измерительный участок трубопровода не претерпевает особых изменений, – происходит доработка выходного прямого участка после УЗПР. Такая технология является оптимальной при модернизации и дооснащении существующих узлов измерения расхода газа, на которых применяются приборы серии Turbo Flow UFG.

Вычислительный модуль блока электроники плотномеров разработан на основе высокопроизводительных контроллеров, позволяющих производить измерения плотности газа в режиме реального времени. Наряду с высокой чувствительностью и низкой относительной погрешностью (±0,3%) измерения плотности газа необходимо отметить следующие преимущества разработанных ультразвуковых потоковых плотномеров UDM:

- наличие функции оценки компонентного состава анализируемого газа;
- наличие функции оценки теплотворной способности углеводородных газов;
- возможность измерения плотности как природного, так и свободного нефтяного газа, а также технически-важных газов;
- надежность и долговечность работы первичных преобразователей с возможностью выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, давлений, агрессивности и токсичности среды измерения;
- возможность измерения плотности в рабочих условиях с приведением ее к стандартным условиям;
- возможность поверки и калибровки прибора в месте эксплуатации.

Использование плотномера серии UDM в системе с ультразвуковыми измерителями расхода газа Turbo Flow UFG (рис. 3) дает возможность реализации функции ρ-пересчета измеренного объемного расхода в массовый согласно ГОСТ 8.611-2013, при этом данный измерительный комплекс способен осуществлять динамический учет изменения физико-химических показателей газа в режиме реального времени. Кроме того, нужно отметить следующие преимущества от использования данной системы:

- непрерывное ведение часовых/суточных архивов измеряемых параметров потока газа;
- исключение условно-постоянных значений в расчетах;
- непрерывное измерение теплофизических параметров газовой смеси;
- возможность автоматического изменения метода расчета, если имеется выход за пределы применимости методов;
- исключение ошибок ввода данных;
- снижение стоимости модернизации существующих узлов измерения расхода газа, когда использование потоковых хроматографов экономически нецелесообразно;
- возможность дооснащения плотномерами существующих узлов учета газа, которые оборудованы расходомерами серии Turbo Flow UFG.

Рис. 3. Расходомер газа Turbo Flow UFG производства ООО НПО «Турбулентность-Дон»

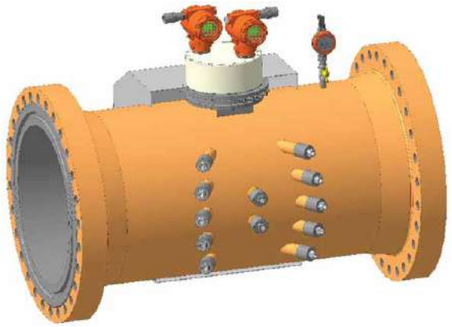


Рис. 4. Расходомер газа Turbo Flow UFG с дублированием и дополнительными лучами коррекции расхода на скорость звука производства ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Расходомеры серии Turbo Flow UFG, которые используются без измерителей плотности, имеют в своем диагностическом инструментарии информационную функцию оценки плотности газа, которая при использовании технологического программного обеспечения UFG View в режиме реального времени сигнализирует о корректности введенного состав природного газа в вычислитель расхода УЗПР. В данных расходомерах для точного измерения скорости звука применяются особые схемы ее коррекции аппаратно-программным путем (рис. 4). При этом удалось избавиться от составляющей погрешности влияния скорости потока среды на результат измерения скорости звука.

Развитию направления по оценке плотности углеводородных и других газов ультразвуковым методом способствует такие главные его преимущества как высокая чувствительность, безынерционность и бесконтактность измерения, отсутствие подвижных частей в потоке, отсутствие потерь давления в трубопроводах, возможность применения для измерения плотности и расхода агрессивных газов. Основным недостатком метода является восприимчивость к изменению температуры газа, что значительно влияет на результат измерения скорости звука и плотности. Для исключения данной зависимости в средствах измерения производства ООО НПО «Турбулентность-Дон» применяются различные механизмы компенсации и коррекции дестабилизирующих факторов.

Выводы

1. Проведен обзор методов и средств измерения плотности газа, указаны их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения плотности, который является универсальным и наиболее перспективным.
2. Раскрыта проблематика измерения плотности углеводородных и других газов, связанная с проведением периодических измерений зачастую не автоматизированными способами, а также с дороговизной автоматизированных измерителей.
3. Приведено описание принципов измерения плотности вновь разработанными ультразвуковыми плотномерами серии UDM различных модификаций, а также перечислены все уникальные преимущества от их использования, как по отдельности, так и в составе измерительного комплекса, реализующего функцию ρ-пересчета объемного расхода газа в массовый.
4. Описана информационная функция оценки плотности газа, которая реализована в расходомерах серии Turbo Flow UFG без применения измерителей плотности при использовании технологического программного обеспечения UFG View в режиме реального времени. В данных расходомерах для точного измерения скорости звука применяются особые схемы ее коррекции аппаратно-программным путем.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Соломичев Р. И. Оценка физико-химических параметров природного газа акустическим способом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019, № 4/2019 (72). С. 46–51.
2. Соломичев Р. И. Исследование метрологических характеристик системы диагностики УЗ расходомеров UFG при оценке плотности природного газа / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2019, № 5/2019 (73). С. 92–95.
3. Соломичев Р. И. Измерение плотности нефтепродуктов и концентрации компонент технологических жидкостей ультразвуковым методом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2019, № 6/2019 (74). С. 60–64.
4. Газ природный [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141748-gaz-prirodnyy/ (дата обращения: 08.03.2021).
5. Кивилис С. С. Плотномеры. – М.: Энергия, 1980. 280 с.
6. ГОСТ 8.611-2013. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200104093 (дата обращения: 02.02.2021).
7. Билинский И. И. Анализ методов и средств измерения плотности нефтепродуктов / И. И. Билинский, К. В. Огородник, Н. А. Яремишена // Научные труды ВНТУ. Серия: «Автоматика и информационно-измерительная техника». – 2016, №2. С. 1–14.

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

Новинка российского рынка – ультразвуковые расходомеры КАТФЛОУ

Расходомеры КАТФЛОУ производятся по лицензии компании Katronic Technologies ltd, Великобритания и являются улучшенным аналогом расходомеров KATflow. Их производит российская компания ООО ПК «Руна», занимающаяся разработкой и производством профессиональных и инновационных расходомеров жидкостей и газов. ООО ПК «Руна» является резидентом технопарка «Сколково». Компания KEYPART – официальный представитель ООО ПК «Руна».

Ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками КАТФЛОУ измеряют расход прозрачных для ультразвука жидкостей в напорных трубопроводах с погрешностью ±0,5%. Они обеспечивают бесперебойное измерение не только чистых жидкостей, но и многофазных жидкостей с наличием твердых частиц или пузырьков газа до 15–20% объема.

Расходомеры КАТФЛОУ имеют широкую линейку моделей как стационарных, так и портативных, с 1 или 2 каналами измерения, с одно или двух лучевым способом измерения.

Стационарные расходомеры КАТФЛОУ в комплекте с накладным датчиками температур могут выполнять функцию теплосчетчика.

Широкий выбор слотов входов/выходов позволяет интегрировать расходомер в любую вычислительную систему.

Расходомеры КАТФЛОУ имеют меню на русском языке, они просты и логичны в обращении.

Автоматическая подстройка параметров измерения позволяет получить точные и достоверные показания и производить измерения и обслуживание приборов персоналом с низкой квалификацией после краткого курса обучения.

Основные преимущества расходомеров КАТФЛОУ:

- широкий диапазон измеряемых скоростей потока 0,01– 25 м/с;
- погрешность измерения ±0,5%;
- диапазон окружающей температуры от -50°С до +60°С;
- установка без врезки в трубопровод, нет прямого контакта с измеряемой средой;
- измерение расхода чистых, многофазных жидкостей, жидкостей с наличием твердых частиц или пузырьков газа до 10–20%;
- измерение на трубопроводах от 10 мм до 6000 мм;
- 1 или 2 канала измерения;
- Ex применения, IP 68;
- коммерческое измерение нефтепродуктов (нефть, бензин, диз. топливо и др.);
- работоспособность на трубопроводах с внутренними отложениями, оптимально для измерения ППД;
- увеличенная мощность сигнала, высокая чувствительность приемника;
- графический дисплей с возможностью вывода нескольких параметров измерения и осциллограммы сигнала;
- простота в использовании;
- меню на русском языке;
- бронированные кабели ультразвуковых датчиков;
- работа в составе теплосчетчика, функция теплосчетчика;
- работа портативных моделей более 24 часов без подзарядки;
- высокая надежность и безотказная работа в сложных условиях.

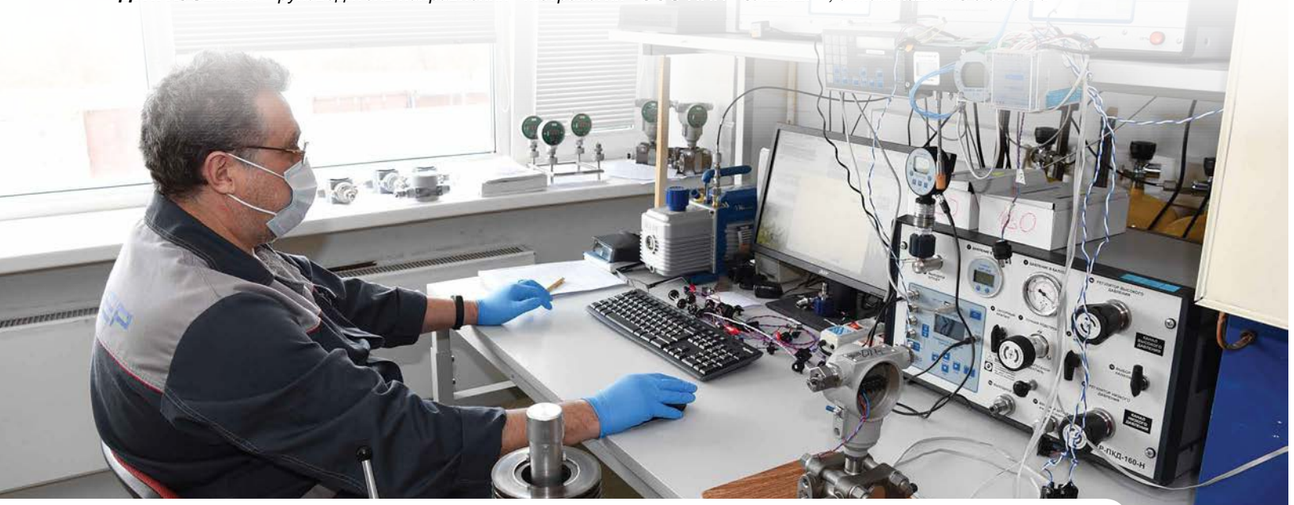
Гарантия производителя 2 года, межповерочный интервал – 4 года при заявленной погрешности ±0,5%, срок службы – 12 лет.

Расходомеры КАТФЛОУ имеют сертификат утверждения типа средств измерения, взрывобезопасности и другую разрешительную документацию РФ.

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

Жидкостные температурные калибраторы серии «ЭЛЕМЕР-ТК-М»

В. А. МЕДВЕДЕВ *– к.т.н., советник по метрологии ООО НПП «ЭЛЕМЕР», e-mail: edvedev@elemer.ru*
В. М. ОКЛАДНИКОВ *– генеральный директор ООО НПП «ЭЛЕМЕР», e-mail: director@elemer.ru*
Д. Н. КУЗЬМИН *– руководитель направления «Метрология» ООО НПП «ЭЛЕМЕР», e-mail: kuzmin@elemer.ru*



Температурные калибраторы с металлическим блоком сравнения за последние годы получили повсеместное признание. Их иногда называют сухоблочными или суховоздушными. В широком спектре конструктивных исполнений, включающем, в том числе, малогабаритные переносные модели для полевых и цеховых контрольных и калибровочных работ, особое место занимают высокоточные лабораторные калибраторы, используемые как многозначные меры температуры класса рабочих эталонов при поверке методом прямых измерений контактных погружных термопреобразователей и термометров. В лабораторных калибраторах используют трехзонную по высоте систему регулирования температурного поля. Можно считать практически освоенным диапазон температур от -60°С до +1100°С с доверительными погрешностями, соответствующими требованиям к рабочим эталонам 3-го, а в отдельных случаях и 2-го, разряда по поверочной схеме ГОСТ 8.558-2009 [1]. Заметной тенденцией стало совмещение в одном изделии собственно многозначной меры температуры и модуля измерения сигналов, поверяемых термопреобразователей с точностью, установленной методиками поверки.

В сухоблочных калибраторах нормируется, помимо погрешности воспроизведения температуры, однородность температурного поля блока сравнения, по радиусу и высоте вблизи дна каналов блока, на расстоянии (40–60) мм от дна, и, отметим особо, указывается максимальный допускаемый зазор между стенками канала и корпусом поверяемого прибора. Величина зазора составляет обычно от (0,1–0,2) мм до 1 мм по мере возрастания температуры. Это требование не всегда можно выполнить.

Не всегда совпадают диаметры каналов блока и номинальные диаметры корпуса термометров. Из эксплуатации нередко поступают в поверку термометры со следами деформации, не позволяющими забраковать их при внешнем осмотре, но не помещающиеся до дна в канал блока, как требуется при поверке в калибраторе. Кроме того, глубина каналов лабораторных калибраторов составляет не менее 160 мм, а в практике встречаются и значительно более короткие термометры. Решение для этих случаев известно: применить метод непосредственного сличения, используя жидкостный термостат и погружаемый рядом с поверяемым эталонный термометр с подходящим вторичным прибором.

Жидкостный температурный калибратор соединяет достоинства многозначной меры и жидкостной ванны, сохраняя преимущества прямого метода измерений. Совмещение в одном изделии такого калибратора со специализированным измерительным модулем превращает его в автономный поверочный комплекс и ставит в один ряд с подобными сухоблочными калибраторами, превосходя их по универсальности.

Серия жидкостных калибраторов «ЭЛЕМЕР-ТК-М», разработанных в ООО НПП «ЭЛЕМЕР», ориентирована в первую очередь на поверку термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом, включая модели с малой глубиной погружения[1], в актуальном диапазоне температур от -40°С до +250°С, для которых 4–5 точек поверки располагаются примерно равномерно в диапазоне измерений. Конкретное значение температуры может задаваться с дискретностью 0,001°С. Конечно, калибраторы могут использоваться и для поверки термопреобразователей сопротивления (ТС) стандартных типов по ГОСТ 6651-2009 [2], и термопреобразователей термоэлектрических (ТП) по ГОСТ Р 8.585-2001 [3], термопреобразователей с индивидуальными статическими характеристиками, цифровых термометров погружного типа, термопреобразователей с выходным сигналом по HART-протоколу.

Серия включает три группы, различающиеся диапазоном воспроизводимых температур (табл. 1).

Таблица 1.

Тип группы	Диапазон воспроизводимых температур, °С
«ЭЛЕМЕР-ТК-М90»	от -42 до +95
«ЭЛЕМЕР-ТК-М150»	от -35 до +150
«ЭЛЕМЕР-ТК-М250»	от +28 до +250

В каждой группе два исполнения: с индексами К и КИ (рис. 1).

Рис. 1. Общий вид калибратора «ЭЛЕМЕР-ТК-М»

Конструктивно калибраторы выполнены в виде моноблоков.

Их основными функциональными частями являются: ванна диаметром 54 мм глубиной 170 или 220 мм с теплоносителем и магнитной мешалкой, измеритель-регулятор температуры прецизионный, одноплатный компьютер с сенсорным экраном, где размещен интерфейс программы управления калибратором и куда, в частности, выводятся результаты измерений. Исполнения с индексом КИ оснащены четырехканальным модулем измерений сопротивления, напряжения постоянного тока, силы постоянного тока и цифровых сигналов HART-протокола. В системе измерения и регулирования температуры применен прецизионный, с индивидуальной градуировкой, платиновый вибропрочный термометр сопротивления. Регулирование температуры в калибраторах «ЭЛЕМЕР-ТК-М90» и «ЭЛЕМЕР-ТК-М150» осуществляется элементами Пельтье, в «ЭЛЕМЕР-ТК-М250» кабельным нагревателем. Магнитная мешалка вращает перемешивающий элемент, находящийся на дне ванны, представляющий собой магнит диаметром 8 мм и длиной от 40 до 45 мм, покрытый фторопластом.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности (их следует рассматривать как доверительные границы абсолютных погрешностей) составляют ±(0,02+0,0002·|t|), где t – температура, °С. Нестабильность поддержания температуры за 30 мин., не более, ±0,01°С для «ЭЛЕМЕР-ТК-М90» и «ЭЛЕМЕР-ТК-М150», ±(0,01+0,00005·|t|) для «ЭЛЕМЕР-ТК-М250». В качестве термостатирующих сред используются этиловый спирт в диапазоне от -42°С до +5°С, дистиллированная вода в диапазоне от +5°С до +95°С, силиконовые масла ПМС-5 в диапазоне от +5°С до +150°С, ПМС-20 в диапазоне от +90°С до +230°С, ПМС-100 в диапазоне от +150°С до +250°С.

На рис. 2 и 3 в качестве примера приведена неоднородность температурного поля на разной высоте в объеме жидкости для «ЭЛЕМЕР-ТК-М150» при температурах 80°С в ванне с водой и маслом ПМС-5 и при температурах -40°С и 0°С в ванне с этиловым спиртом. В паспортах калибраторов приведены таблицы температурных функций неоднородности для уровней от 15 до 40 мм, от 40 до 80 мм, от 80 мм до дна для всех указанных выше сред.

[1] *С определенной предосторожностью, принимая в расчет неоднородность поля температуры*

>>>

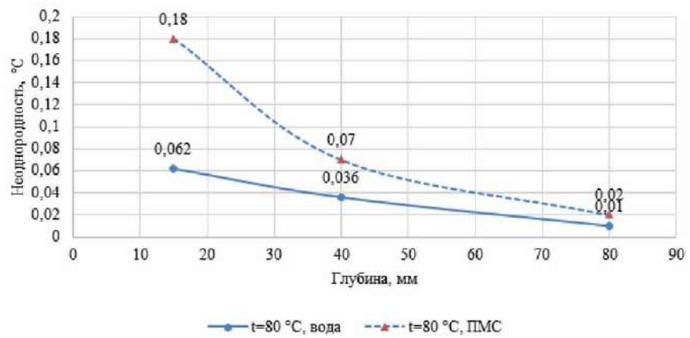


Рис. 2. Неоднородность температуры. «ЭЛЕМЕР-ТК-М150». Ванны с дистиллированной водой и силиконовым маслом ПМС-5, температура 80°С. По оси абсцисс высота от верхнего уровня, мм.

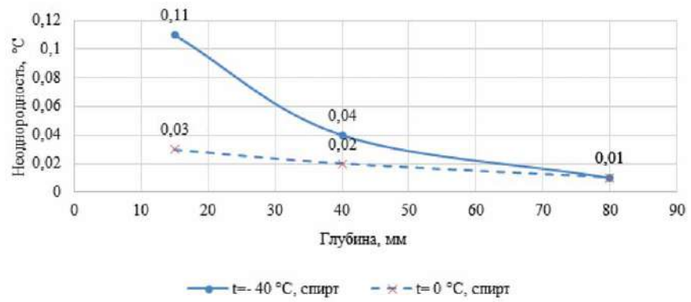


Рис. 3. Неоднородность температуры. «ЭЛЕМЕР-ТК-М150». Ванна с этиловым спиртом, температуры -40°С и 0°С. По оси абсцисс высота от верхнего уровня, мм.

Видно, что на глубине более 80 мм, где перемешивание интенсивно, поле во всех случаях наиболее однородно.

Калибраторы «ЭЛЕМЕР-ТК-М» превращаются в твердотельный термостат, когда в пространство ванны вместо жидкости помещается либо блок сравнения с каналами для термометров, поверяемых и эталонного, либо малогабаритные ампулы реперных точек 1-го разряда[2] производства ООО НПП «ЭЛЕМЕР». Программное обеспечение калибраторов имеет режим «профиль» автоматической реализации заданной последовательности температур, требуемой для выхода на «площадки» фазовых переходов. Прием опробован в калибраторе модели «ЭЛЕМЕР-ТК-М90» и показал положительный результат при реализации площадки плавления в ампуле реперной точки галлия, номинальное значение 29,7646°С. Задавался профиль охлаждения от комнатной температуры, выдержки в течение нескольких часов для гарантированного полного затвердевания галлия, нагревания с заданной скоростью и выходом на площадку плавления. Наблюдение в течение рабочего дня показало стабильность площадки и совпадение значения с результатом поверки ампулы на уроне около одного милликельвина. Может быть запрограммировано многократное повторение цикла с началом реализации площадки к заданному времени суток.

За счет возможности реализации заданной последовательности температур, калибраторы «ЭЛЕМЕР-ТК-М» с индексом КИ, позволяют автоматизировать процедуру поверки и калибровки ТС, ТП и термопреобразователей с унифицированным сигналом (до 4 шт. одновременно) с формированием протоколов поверки и калибровки.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ 8.558-2009. ГСОЕИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.
2. ГОСТ 6651-2009. ГСОЕИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний.
3. ГОСТ Р 8.585-2001. ГСОЕИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.

ЭЛЕМЕР

ООО НПП «ЭЛЕМЕР»
124489, Москва, Зеленоград, проезд 4807, д. 7, стр. 1
тел. (495) 988-48-55, (499) 995-25-07
e-mail: elemer@elemer.ru
www.elemer.ru

[2] *Свидетельство об утверждении типа средств измерений «Ампулы реперных точек» RU.C.32.541.A № 66541*

www.sensandsys.ru

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

УСЛУГИ

РЕМОНТ | гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание

ПОВЕРКА | первичная и межинтервальная поверка приборов

тел. 8 800 600-75-45

ОСНОВНАЯ ПРОДУКЦИЯ

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

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

Отечественные расходомеры
для дозирования ингибиторов

С развитием арктических проектов и нефтегазовой отрасли в целом особенно остро встает вопрос применения и эффективного использования дорогостоящих присадок антикоррозийного и общемодифицирующего свойства. Мировые лидеры – производители нефтехимической продукции в своих установках и комплексах применяют присадки уже более 20 лет и имеют доказательную базу того, что увеличение количества точек применения модификаторов ведет к значительному снижению капитальных затрат в статьях технического обслуживания и ремонта технологического оборудования. Однако долгое время открытым оставался вопрос о точном отпуске дозы присадки в соответствии с рецептурой для максимального эффекта и предотвращения снижения потребительских качеств перекачиваемого или хранимого продукта в случае превышения необходимой или критической дозы модификатора.

Ситуация часто была усложнена технологией ввода присадки в конечный продукт. Либо линия всегда должна была находиться под давлением, что рано или поздно приводило насосную технику к выходу из строя. Либо применялись насосы пистонного типа, которые на этапе дозировки существенно влияли на характеристики стоящих после них измерителей. Нередки были отказы, связанные с невозможностью выдерживать постоянную ударную нагрузку, и механические счетчики страдали от смещения оси крыльчатки.

Стремление более эффективно использовать присадки сформировало рынок таким образом, что самым востребованным измерителем для дозирующих устройств оказался массовый расходомер кориолисового типа, в первую очередь из-за высокой точности, повторяемости и отсутствия движущихся частей, а также из-за возможности непрерывной подачи ингибитора. Разработчики расходомеров активно откликнулись на возросший спрос, и почти у каждого современного западного производителя в арсенале появились модели кориолисовых расходомеров, удовлетворяющие изготовителей блоков дозирования и конечных потребителей такого оборудования, по важнейшим характеристикам, и критериям надежности в том числе. Однако не всегда заказчик оказывался готов к тому, что расходомер для дозирования по стоимости может вполне соответствовать расходомеру на средние или даже большие дебиты. Логика формирования цены производителем тут ясна. По сути, все ноу-хау и электронные компоненты одинаковы как для малых, так и больших расходомеров кориолисового типа, изготовить их так же трудно, местами работа просто ювелирная.

Российская компания НГММ сразу нацелилась на создание массового расходомера для дозирующих устройств с конкурентной ценой. Конструкторами была продумана эффективная и повторяемая с большой точностью конструкция первичного преобразователя расхода, подобраны стойкие к различным средам и давлениям компоненты, рассчитана математическая модель в различных возможных сценариях измерений. Применяемое при изготовлении расходомеров оборудование отвечает всем техническим требованиям современного производства.

Оборудование состоит из трех- и пятикоординатных фрезерных станков, токарных станков с приводным инструментом, которые позволяют проводить высокоточную обработку корпусных деталей и деталей обвеса. Гибка труб для изготовления вибросистем расходомеров производится на прецизионном автоматическом трубогибе, после чего их взвешивают для подбора идеальной пары. Применяемый в производстве сварочный робот вваривает трубки в делитель потока и разгрузочную пластину, что многократно увеличивает прочность и ресурс вибрационной системы. Наличие собственного участка электросборки позволяет полностью контролировать процесс производства электронной части расходомеров, начиная с изготовления катушек индуктивности и заканчивая монтажом электронного блока преобразователя. Особое внимание уделяется надежности крепления катушек и подводящих проводов. Все эти меры, а также постоянный контроль качества на всех этапах производства, исключают разрушение вибрационной системы в процессе эксплуатации в дозирующих устройствах. Производство укомплектовано калибровочным стендом, являющимся эталоном 1-го разряда в диапазоне значений от 0,1 до 160 т/ч (м^3/ч). Вся выпускаемая продукция нашего завода в обязательном порядке проходит калибровку и первичную поверку на эталоне 1-го разряда.

Сейчас для дозировки активно используются наши приборы серий ШМ-1081и ШМ-1101, позволяющие с точностью 0,1% измерять подачу реагентов в диапазоне от 50 до 5000 кг/час. На испытательном стенде проходит заключительные испытания уже совсем миниатюрный прибор ШМ-1061. Он позволит с высокой точностью измерять расходы жидкости от 1 кг/час и будет востребован на рынке дозирующих устройств.

Массовый расходомер ШМ-1101 перед упаковкой и в дозирующем устройстве

Не секрет, что на отечественном рынке много продукции азиатского происхождения, в которой отечественным является только шильдик и русский перевод инструкции по эксплуатации. Компания НГММ одна из немногих – отечественная от замысла до реализации, и в этом ее главное преимущество. 100% локализация производства вблизи аэропорта, быстрый срок изготовления, учет интересов заказчика по исполнению и присоединительным размерам – вот далеко не полный перечень преимуществ отечественного предприятия.

Наши кориолисовые расходомеры также находят применение в химической, атомной и нефтегазовой отраслях. Мы выпускаем несколько наиболее востребованных типоразмеров и нацелены на дальнейшее расширение линейки наших приборов.

Сейчас линейка кориолисовых расходомеров выпускаемая нашим предприятием охватывает диапазон от DN6 до DN200 с измеряемым расходом от 0,001 до 1000 т/час с классом точности 0,1% по массе и 0,5 кг/м^3 по плотности в диапазоне 500–1900 кг/м^3.

Сертификаты, свидетельства поверок

Современный производственный комплекс около аэропорта Внуково

Измеряемая среда может находиться как в жидком, так и газовом состоянии при температурах от -60°С до +180°С, при давлениях от 0,1 до 32 Мпа, с вязкостью от 0,6 до 4600 мм²/с. Электронный блок с ЖК-дисплеем и оптическими кнопками управления осуществляет вычисление массового расхода, массы, плотности и температуры измеряемой среды, формирует частотный (0,01–10 кГц) токовый (4–20 мА) и цифровой (HART, RS 485/Modbus RTU) выходные сигналы. Кроме того, осуществляется самодиагностика и информация о наличии неисправности отображается на экране и/или передается на верхний уровень системы управления.

Проливочный стенд в режиме сличения

В заключение, хочется выразить надежду, что рынок отечественных дозирующих устройств имеет хорошую перспективу развития с опорой на бюджетные высокоточные кориолисовые расходомеры серии ШМ производства НГММ. Мы понимаем, что предстоит большая работа по дальнейшему совершенствованию узлов дозирования с использованием отечественных кориолисовых расходомеров. В частности, для повышения точности дозирования, требуется максимальная точность измерения не только потока ингибитора, но и потока основного продукта, с коррекцией расхода ингибитора относительно расхода основного потока. На этом пути у нас наилучшие перспективы для реализации запросов производителей и конечных пользователей точного дозирующего оборудования.

OGMM
НЕФТЕГАЗМАССОМЕР

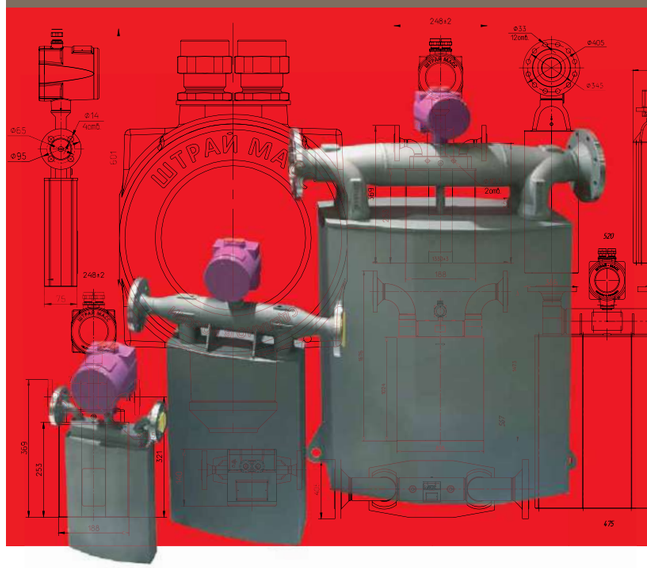
Отечественный производитель массомеров

СЧЕТЧИКИ - РАСХОДОМЕРЫ МАССОВЫЕ «ШТРАЙ-МАСС»

Рабочая среда жидкость, газ
Диаметры: Дуб-Ду200
Давление: 0,1-32МПа
Класс точности: 0,1; 0,2; 0,5

Предоставляем услуги:
· Обучение персонала
· Шеф-монтажные работы
· Пуско-наладочные работы
· Сервисное обслуживание

Москва, Московский, улица Хабарова, д. 2
Тел.: +7 (495) 241-44-20
E-mail: office@ogmm.ru
www.ogmm.ru



ПРОМЫШЛЕННЫЕ
ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

Эксклюзивный торговый представитель производителя
ООО «Промышленные измерения и автоматизация»
тел.: +7(495) 241 44 50, e-mail: prizma@prizma.systems
www.prizma.systems

Радарные уровнемеры 5300

решают задачу надежного измерения уровня границы раздела сред в условиях возможного появлении «газовой фазы»

И. ДАВЫДОВ *– эксперт компании Эмерсон*
К. В. РОТЧЕВ *– ведущий инженер ООО «КИНЕФ»*

Достоверное измерение уровня раздела сред в нефтеперерабатывающей промышленности является одним из ключевых параметров технологического процесса, который влияет на качество выпускаемого продукта и безопасную эксплуатацию объектов. На сегодняшний день существуют разные средства измерения уровня раздела сред, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки. Самыми распространенными методами являются буйковый, радарный и гидростатический.

В данной статье рассматривается радарный метод измерения уровня границы раздела сред.

Принцип работы радарного уровнемера основывается на излучении высокочастотных электромагнитных импульсов, которые распространяются вдоль волновода в направлении к поверхности измеряемой среды. Достигнув поверхности, электромагнитные волны частично отражаются. Процент отраженной энергии зависит от молекулярного состава среды.

Среды делятся на 2 типа с полярными и неполярными молекулами. Среды с полярными молекулами такие как вода, щелочи, кислоты хорошо отражают электромагнитные волны. Среды с неполярными молекулами, такие как бензин, дизельное топливо, керосин, сжиженные углеводороды и сера лишь частично могут отразить электромагнитную волну.

На рис. 1 представлен график зависимости типа измеряемой среды и мощности отраженного сигнала.

Скорость распространения электромагнитных волн в вакууме составляет $c=3*10^8$м/с. Скорость распространения электромагнитных волн в углеводородах рассчитывается по формуле $C/\sqrt{Er}$, где:
C – скорость света в вакууме,
Er – диэлектрическая постоянная среды. Исходя из изложенного, для корректного измерения уровня раздела сред в логике прибора должна проводиться компенсация замедления распространения электромагнитных волн в среде с углеводородами.

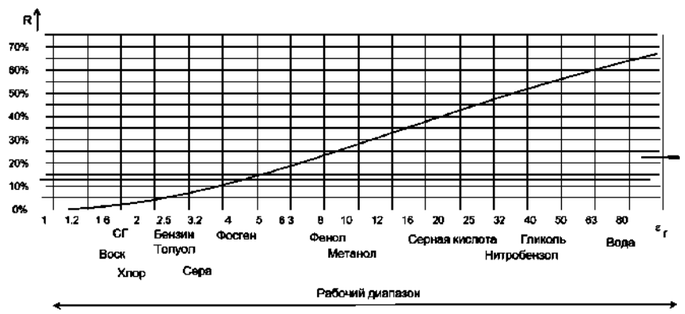


Рис. 1. График зависимости типа измеряемой среды и мощности отраженного сигнала

С точки зрения измерения уровня раздела сред в технологических аппаратах можно выделить два метода. Измерение уровня раздела сред при полном заполнении аппарата и измерение уровня раздела сред при частичном заполнении.

«Промышленная группа «Метран» выпускает волноводно-радарные уровнемеры **Rosemount 3300** и **5300**.

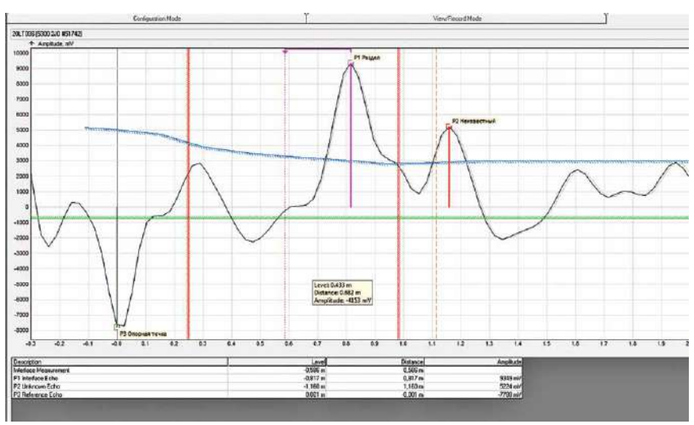


Рис. 2. Сигнал границы раздела нефтепродукт-вода

В зависимости от применения (полностью погружен волновод в продукт или частично) выбирается логика работы уровнемера.

Отличие в работе приборов состоит в том, что при полностью погруженном волноводе в продукт, наблюдается один отраженный сигнал из-за наличия одной границы раздела сред.

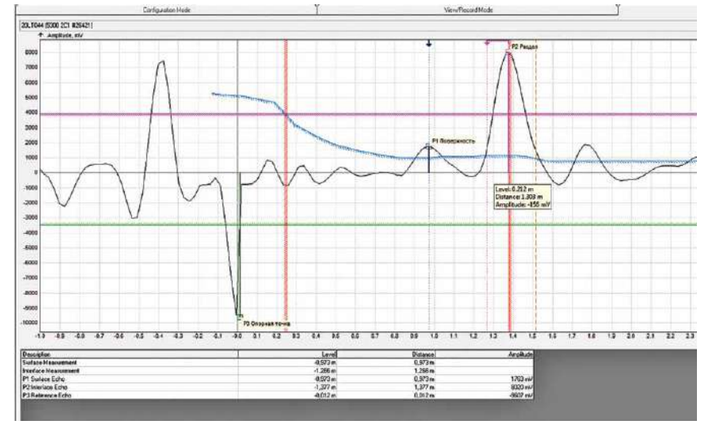


Рис. 3. Сигнал границы раздела газ-нефтепродукт

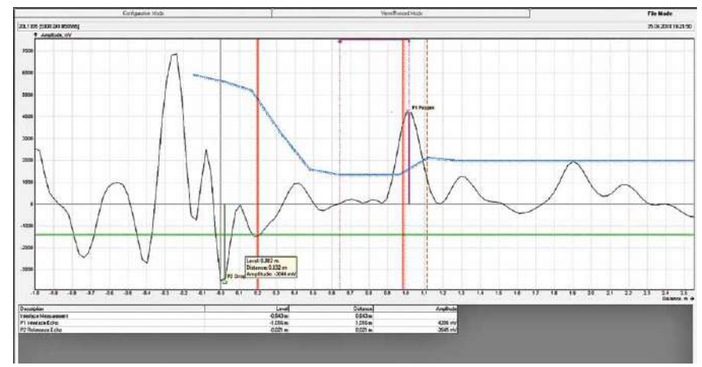


Рис. 4. Сигнал, отраженный от границы раздела сред при полностью погруженном зонде

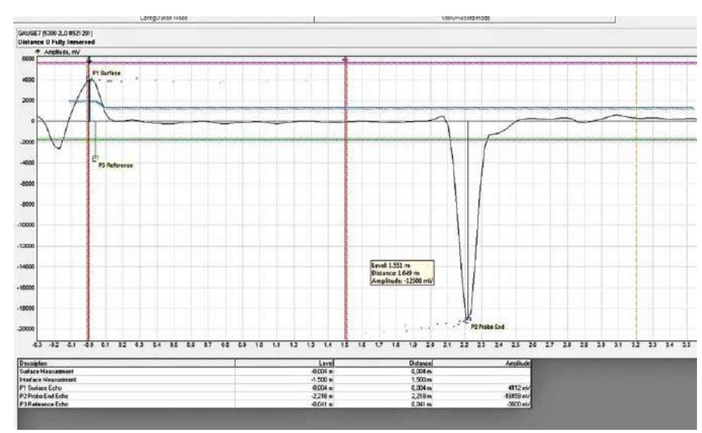


Рис. 5. Первый сигнал на границе раздела воздух-углеводороды, второй на границе раздела углеводороды-вода

В качестве примера приводится измерение уровня раздела сред углеводород-вода в сепараторе. В настройки уровнемера вносится диэлектрическая постоянная верхнего продукта, соответствующая типу среды, в данном случае углеводородам. При обработке отраженного сигнала электроника уровнемера вносит компенсацию замедления распространения радиоволн, что наглядно отражено на рис. 2

Для измерения уровня раздела сред с частично заполненным аппаратом необходимо использовать режим работы уровнемера, где присутствует наличие двух отраженных сигналов от границ сред газ-верхний продукт, верхний продукт-нижний продукт рис. 3. В качестве примера измерение уровня раздела сред в вертикальном стальном резервуаре, где присутствует подтоварная вода.

Необходимые условия для измерения раздела сред радарными уровнемерами – наличие одной (в случае полностью погруженного зонда) или двух границ раздела сред. Только при выполнении этих условий радарные уровнемеры будут надежно производить измерения.

В реальных условиях эксплуатации существует высокая вероятность несоблюдения этих требований, например, в аварийных ситуациях. В режиме работы при полностью погруженном зонде уровнемер неспособен обнаружить момент появления газовой фазы – т.е. когда в камере появляется объем, заполненный газом.

В случае полного осушения камеры вероятна ситуация, в которой уровнемер будет выдавать выходной сигнал на уровне ~ 30% от шкалы в зависимости от настроенной диэлектрической постоянной верхнего продукта, наличия мертвого остатка воды в камере и математических расчетов прибора.

На рис. 4 представлена эхограмма, снятая с радарного уровнемера с включенным режимом измерения границы раздела сред при полностью погруженном зонде. На эхограмме видно, что прибор выдает значение уровня раздела жидкостей в пустой выносной камере.

Такая особенность работы не позволяет рассматривать возможность применения радарных уровнемеров для измерения уровня раздела сред с подобными особенностями техпроцесса (появление «газовой подушки»).

>>>

Так, например, буйковый уровнемер, настроенный на измерение границы раздела сред, в пустой камере всегда будет передавать сигнал, соответствующий 0% от шкалы измерения.

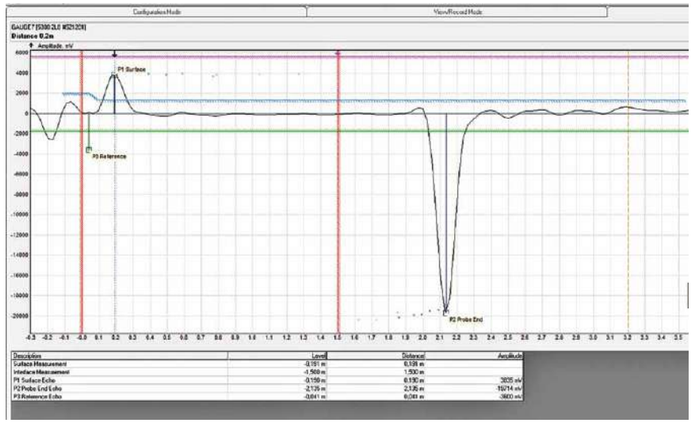


Рис. 6. Сигнал, отраженный от углеводородов при появлении «газовой подушки» в выносной камере

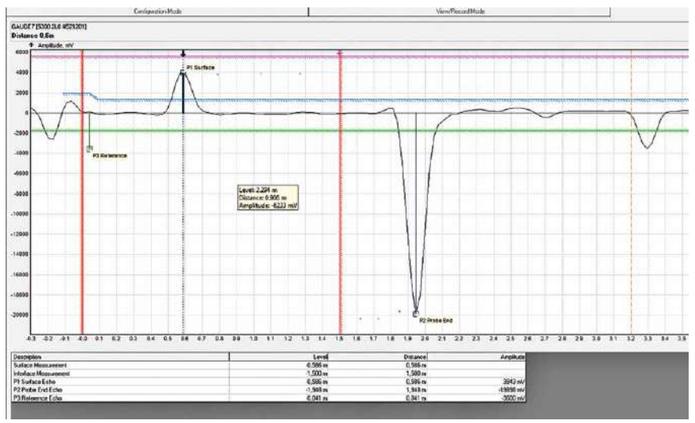


Рис. 7. Сигнал, отраженный от углеводородов при частичном осушении выносной камеры

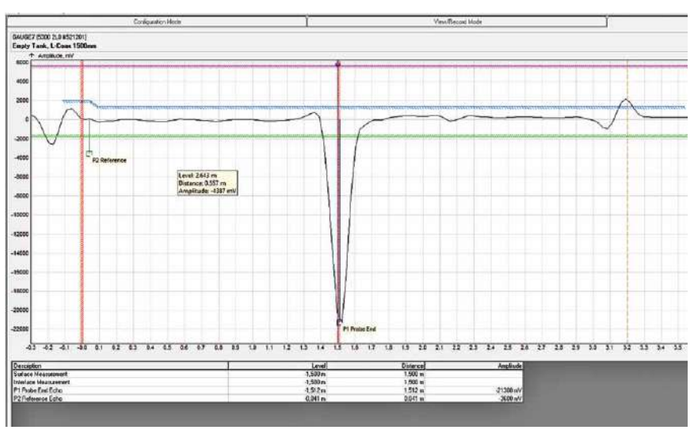


Рис. 8. Полное осушение выносной камеры

Для радарного уровнемера необходимо создать условия, чтобы прибор четко различал заполнена выносная камера или нет. Решением данной задачи служит новый коаксиальный зонд радарного уровнемера 5300. Достоинство данного волновода в отсутствии верхней мертвой зоны, зоны нечувствительности, что позволяет производить измерения практически по всей высоте резервуара (рис. 5).

Уровнемер 5300 отслеживает два сигнала: первый (синяя стрелка) на границе раздела воздух-углеводороды и второй (фиолетовая стрелка) на границе раздела углеводороды-вода. В зависимости от степени заполнения выносной камеры продуктом производится компенсация замедления распространения радиоволн в углеводородах.

Как видно на рис. 5 уровнемер показывает уровень углеводородов при 100% заполнении выносной камеры. При этом значение уровня раздела сред составляет 0%. В качестве дополнения можно увидеть смещенный сигнал от «конца» волновода отрицательной полярности. При уменьшении уровня в выносной камере на 200 мм появляется значение уровня газовой фазы и при этом значение уровня раздела сред не изменяется и составляет 0% (рис. 6).

Дальнейшее дренирование углеводородов так же не оказывает никого воздействия на измерение уровня раздела сред рис. 7.

Вплоть до полного осушения выносной камеры рис. 8.

Волноводные радарные уровнемеры 5300 в комплекте с коаксиальным зондом успешно решают задачи достоверного измерения уровня в применениях с разделом сред, где возможно появление газовой фазы. А специализированное программное обеспечение компании Эмерсон позволяет легко оценить работу уровнемеров, а также состояние измеряемой среды.

EMERSON

ООО «ЭМЕРСОН»
115054, Москва,
ул. Дубининская, д. 53, стр. 5
тел. (499) 403-6-403
e-mail: info.metran@emerson.com
www.emerson.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

СТАЛТ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ

- разработка и производство оборудования система безопасности и противопожарной защиты
- выполнение проектых, монтажных и пусконаладочных работ по всем системам безопасности
- сервисное обслуживание и обучение персонала заказчика
- консалтинг и инжиниринг: разработка концепции безопасности, разработка СТУ, ТЗ, участие в разработке федеральных нормативных документов

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

30 лет опыта и знаний

- Система пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения
- Оборудование газового и пенного пожаротушения (компрессионная пена)
- Приборы КСБ и дополнительное оборудование

Оборудование имеет сертификаты СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ

Концерн Гудвин – современные решения для контроля и безопасности на промышленных предприятиях

Компания ООО «Концерн Гудвин (Гудвин Европа)» хорошо известна на рынке как производитель систем радиосвязи для промышленных объектов. Системы связи стандарта DECT «Гудвин-Бородино» успешно функционируют на российских предприятиях уже много лет. С 2016 года компания занимается разработками в области промышленного интернета вещей (IIoT). Значимым результатом этой работы стало создание программно-аппаратного комплекса «Гудвин-Нева», соединившего в себе два направления – обеспечение голосовой связи и комплекса контроля и безопасности персонала.

Для того, чтобы обеспечить работу всех функций системы «Гудвин-Нева», требуется уже не просто базовое оборудование, а целый комплекс программно-аппаратных средств, включающий инфраструктурное оборудование, абонентское (носимое) оборудование и управляющую платформу.

Система «видит», где находится сотрудник, оценивает его состояние, потенциальную угрозу. Отклонения от заданных параметров высвечиваются на экране диспетчера и позволяют оперативно связаться с сотрудником, предупредить об опасности, дать указания по дальнейшим действиям. Вся информация хранится на специальных серверах и может быть получена в виде агрегированных отчетов.

Используемое в системе инфраструктурное и абонентское оборудование разработано и производится на площадке концерна «Гудвин» на территории ОЭЗ «Технополис «Москва». Это – базовые станции DECT, маяки BLE, беспроводные переговорно-поисковые устройства (БППУ), персональные браслеты, метки контроля наличия средств индивидуальной защиты, радиотокены Bluetooth для мониторинга контактов между сотрудниками.

Рис. 1. Абонентское оборудование Goodwin

Подробнее об абонентском оборудовании системы «Гудвин-Нева»:

- Беспроводное переговорно-поисковое устройство производится в двух исполнениях – общепромышленном и взрывозащищенном, имеет степень пылевлагозащиты IP65 и работает в сетях LoRaWAN и DECT, получая информацию через сети маяков BLE или через систему навигации GNSS. Предусмотрены модификации для работы устройства в сетях GSM, NB-IoT, LTE.
- Персональный браслет представляет собой устройство размером 30x38x14 мм. Позволяет с помощью оптического датчика оценить частоту сердечных сокращений (пульс) и жизненную активность сотрудника.
- Метки контроля наличия средств индивидуальной защиты используются совместно с БППУ и обеспечивают контроль до 8 видов СИЗ.
- Токены мониторинга контактов используются для регистрации сближения сотрудников, выявления цепочек контактов. Что особенно актуально в период инфекционных заболеваний, в частности COVID-19. Устройство позволяет установить все цепочки контактов заболевшего человека в течение двух недель до выявления заболевания, проверить всех, кто был в длительном контакте с заболевшим.

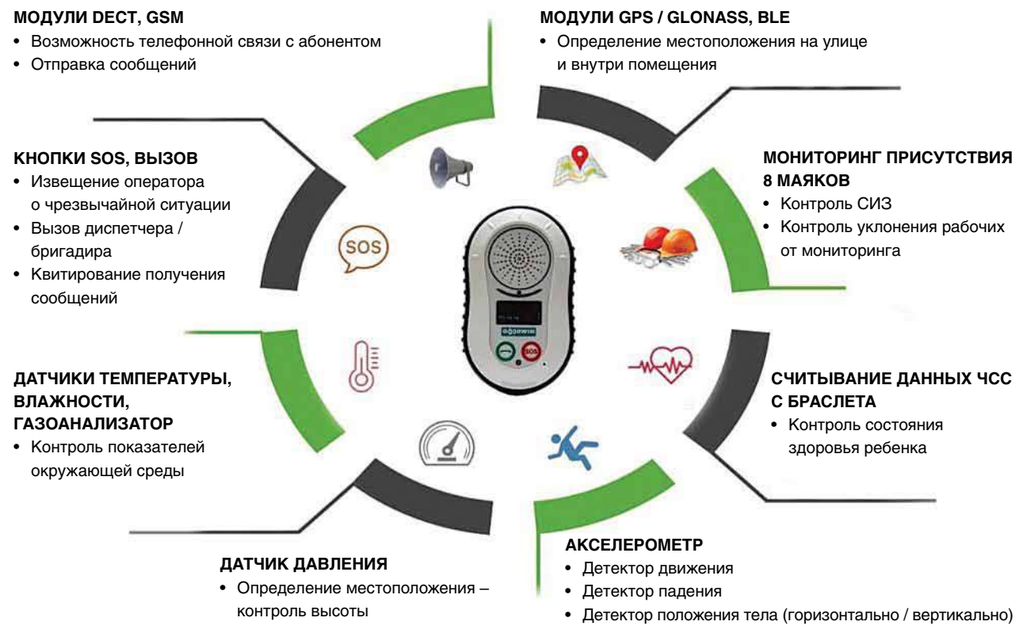


Рис. 2. Функциональные возможности БППУ

Функционал системы «Гудвин-Нева» разделен на блоки. Основные блоки функций: голосовая связь, мониторинг местоположения сотрудников, контроль «красных зон», оценка наличия средств индивидуальной защиты, снятие показателей здоровья, оценка параметров внешней среды. Такое разделение дает возможность предприятиям определить актуальность использования различных блоков и системы в целом применительно к своим особенностям.

«Гудвин-Нева» готова к внедрению в любой отрасли промышленности, где имеются специальные требования по безопасности труда. Положительные отклики были получены от нефтегазовых и угледобывающих компаний, предприятий химической промышленности, строительных объектов.

Использование на предприятии такой системы способствует снижению уровня производственного травматизма, повышению трудовой дисциплины, росту производительности труда.

В компании постоянно ведутся новые разработки. В течение 2020 года, несмотря на непростую ситуацию, были выполнены следующие работы по усовершенствованию системы:

- создано семейство БППУ различных радиотехнологий: LoRa, GSM, NB-IoT, LTE;
- реализована функция «черный ящик» – хранение информации за период, когда устройство отсутствовало в сети;
- разработан персональный браслет;
- создана система мониторинга контактов.

В 2021 году запланировано дальнейшее расширение функциональности системы «Гудвин-Нева».

ООО «Концерн Гудвин (Гудвин Европа)»
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, корп. 5 (ОЭЗ «Технополис «Москва»)
тел. (495) 287-44-87
e-mail: info@goodwin.ru
https://goodwin.ru

Компрессионная пена – история развития в мире и применения в России

Compressed Air Foam System (CAFS) – система генерирования пены с применением сжатого воздуха (компрессионной пены).

Формирование компрессионной пены происходит в специальном оборудовании под давлением из воды, воздуха и пенообразователя, а затем по трубопроводам под избыточным давлением уже готовой пены осуществляется ее подача на тушение пожара. В этом основной отличительный принцип работы CAFS от установок с пеной, генерируемой классическим способом, где формирование пены обычно происходит при ударе водного раствора пенообразователя о сетку пеногенератора (не берем во внимание высоконапорные пеногенераторы для подслойного пожаротушения – там иной принцип работы).

Мировая практика применения CAFS весьма широка и началась достаточно давно. Королевский военно-морской флот Великобритании и ВМС США экспериментировали с этой технологией еще в 30-х годах 20 века. В 1940-ые годы ВМС США начали использовать CAFS для тушения разливов горючих жидкостей, т.е. первые разработчики CAFS сосредоточились на тушении пожаров класса В, в частности тушении топлива и пожаров нефтяных танкеров.

Пожарное сообщество не рассматривало CAFS для использования на суше до начала 1970-х годов, когда лесная служба Техаса первой применила CAFS для тушения природных пожаров.

Первую современную систему CAFS для тушения лесных пожаров (класса А) изобрел Марк Камминс, работая в Техасской лесной службе (патент США 4318443). Пожарные прозвали его систему «Texas Snow Job», потому что готовая пена напоминала свежий снегопад. Система формировала готовую пену из воды, сжатого воздуха и мыла из соснового масла (соснового мыла).

Сосновое мыло – это побочный продукт процессов производства бумаги. Оно имеет ограниченную эффективность по сравнению с сегодняшними пенообразователями. Тем не менее, это решение показало, что CAFS эффективно работает и заложила основу для современных технологических разработок, но более важный вывод, который можно из этого сделать, это тот, что компрессионная технология обеспечивает хорошие результаты даже с не очень высоко качественными пенообразователями.

В технических отчетах администрации США указаны результаты полевых испытаниях CAFS, датированные 1987 годом, а в 1988 году CAFS была применена при тушении самого крупного пожара в Йеллоустонском национальном парке. Причем пожарные успешно защитили строение «Old Faithful Lodge» укрыв конструкцию слоем готовой пены и защитили от пожара.

В 1990-х годах чиновники лесного хозяйства выдвинули гипотезу, что, основываясь на их опыте работы с CAFS, она может быть успешной при тушении пожаров внутри зданий, что заинтересовало многие городские пожарные департаменты, началось применение и тестирование CAFS на гражданских и промышленных береговых объектах.

Рис. 1. Модуль пенного пожаротушения компрессионной пеной полной заводской готовности ООО «СТАЛТ»

В России работы по компрессионной технологии пенного пожаротушения начались с 2011 году сразу в двух компаниях.

ГК «СТАЛТ» разработала, производит и успешно применяет оборудование пенного пожаротушения с генерированием пены компрессионным способом. Первая установка на объекте построена в 2011 году. Оборудование производится на территории России и имеет все необходимые сертификаты.

В 2011 году екатеринбургский завод пожарных автомобилей «Спецавтотехника» зарегистрировал товарный знак «NATISK» и в начале 2012 года запустил в серийное производство линейку автомобилей (на шасси УРАЛ, КАМАЗ, ГАЗ), оснащенных системой генерирования компрессионной пены. В настоящее время завод предлагает и мобильные установки «NATISK».

Нормативная база применения в России компрессионной технологии пенного пожаротушения определяется следующими документами:

- Перевод на русский язык 7 главы NFPA 11 (включен в перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований 123-ФЗ «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности»).
- СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

Требования к оборудованию определяются ГОСТ Р 58792-2019 и ГОСТ Р 34714-2021.

Проследив путь развития компрессионной пены, становится, очевидно, что эта технология не нова в мировой практике и в России уже тоже имеется значимый опыт применения.

Рис. 2. Пеногенерирующее установка SmartFoam ООО «СТАЛТ»

Компрессионная пена – это эволюционный этап пенного пожаротушения.

В чем преимущества компрессионной пены над полученной классическим способом?

В чем причины более высокой эффективности при тушении пожара компрессионной пеной?

Исходя из принципа «пожарный треугольник», рассмотрим с какими факторам (тепло, топливо, кислород) компрессионная пена справляется лучше.

Применение пенообразователя в обоих методах генерирования пены, позволяет доставлять воду в «упакованном» виде и поглощать тепло за счет большей поверхности контакта.

Но компрессионная пена отводит тепло эффективнее почти в 3 раза.

У компрессионной пены узкая дисперсность (практически равные размеры пузырьков полиэдричесой формы). За счет этого она имеет высокую адгезию и сравнительно долго не разрушается.

Образовывая и сохраняя плотное покрытие горящей поверхности, компрессионная пена изолирует горючую нагрузку от атмосферного воздуха, предотвращая повторное возгорание и стабильно «доставляет» больше неразрушенных пузырьков к горящей поверхности, поэтому быстрее ее охлаждает.

В пене, полученной за счет ударов пенораствора о сетку пеногенератора, остается много свободной жидкости (не перешедшей в пену), которая под действием силы тяжести стремится в направлении земли. В силу широкой дисперсности такой пены происходит постоянное лавинное разрушение части пузырьков, за счет чего количество свободной жидкости постоянно увеличивается, значительно снижая адгезию. Поверхностное натяжение простой воды ограничивает ее проницаемость в горящую поверхность, за счет этого хуже отводит тепло.

Сравнение скорости охлаждения разными ОТВ (скорость охлаждения с 538°С до 100°С) приведено в **табл. 1**.

Отсутствие жидкой фазы, низкая дисперсность, полиэдрическая форма пузырька обеспечивает высокую адгезию компрессионной пены, причем даже к отрицательно наклоненным поверхностям и поверх масляной пленки.

Таблица 1. Скорость охлаждения разных ОТВ

	Вода	Пена, сгенерированная «классическим способом»	Компрессионная пена
Время, сек.	222,9	102,9	38,5
Скорость, °С/сек.	3,5	7,6	20,5

>>>

Рис. 3. Подача компрессионной пены на покрытый маслянистой копотью стальной резервуар после проведения огневых испытаний

Таблица 2.

Характеристика	Классическая пена	Компрессионная пена	Влияние на эффективность тушения
Дисперсность	Высокая	Низкая	Полиэдрическая форма способствует пене при низкой дисперсности дольше не разрушаться, плотно покрывать поверхность и прекращать доступ кислорода.
Форма пузырька	Сферическая	Полиэдрическая	
Наличие жидкой фазы	Да	Нет	Вода снижает скорость отведения тепла, ухудшает адгезию, затрудняет формирование плотного покрытия горящей поверхности, давая доступ кислороду.

Стоимость оборудования пожаротушения компрессионной пеной в настоящее время выше стоимости оборудования генерирования пены классическим способом.

Однако, из нашего опыта проектирования нового строительства, при оценке системы противопожарной защиты в целом часто видна даже выгода.

Нормативно интенсивность орошения компрессионной пеной ниже, следовательно, расход воды ниже, диаметры труб меньше (даже для районов крайнего севера можно обойтись только утеплением, без обогрева), требования к насосной станции ниже, пенообразователя меньше и т.д.

И самое главное, что нужно брать в расчет экономической целесообразности:

- инерционность включения небольшая;
- скорость тушения высокая.

Следовательно, мы сохраняем защищаемый объект в гораздо большей степени, нежели при классическом способе тушения. А значит, сокращаем стоимость и длительность восстановительных работ.

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

АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

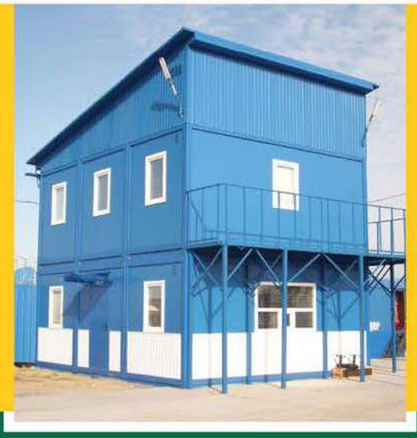
САМЫЙ МОЩНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ МОБИЛЬНОГО ЖИЛЬЯ

кедр

вагон-дома

www. kedrvagon.ru

Прицепы вагоны-дома передвижные модели "Кедр".
На собственной базе бывшего оборонного производства нами освоено изготовление прицепов вагонов-домов передвижной модели "Кедр".



Наш основной производственный принцип – неоспоримое качество продукции.
Используемые материалы, технологии и высокий уровень персонала завода, обеспечивают отличные потребительские качества выпускаемых изделий.

ТЕХНОЛОГИИ ОБОРОННОГО ПРОИЗВОДСТВА

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

Взрывобезопасное оборудование
ООО НПП «Магнито-Контакт»

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

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

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

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

■ Основные технические характеристики:
- Напряжение питания: 9–30 В.
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С.
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт;
  – напряжение 30 В;
  – ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129х158х72 мм.
- Масса извещателя: не более 0,5 кг.
- Степень зашиты оболочки: IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

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

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

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

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

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

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

■ Основные технические характеристики:
- Напряжение питания: 9–30 В.
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С.
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт;
  – напряжение 30 В;
  – ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129х158х72 мм.
- Масса устройства: не более 0,5 кг.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 3. Типы кабельных вводов МКВМ «ЛЕД»

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

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

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

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

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

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

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

Материал вводов и переходников определяется при заказе:

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

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

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

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

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

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

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

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

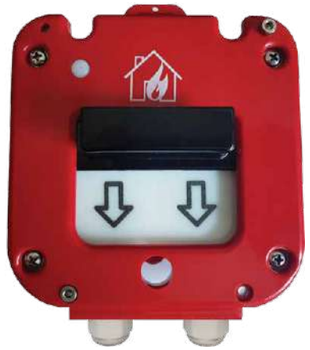
- **вариант А:** с выводом кабеля через отверстие в основании корпуса (осевой) – для скрытой прокладки;
- **вариант R:** с радиальным выводом кабеля в металлорукаве типа МРПИ-6.

■ **Основные технические характеристики:**

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

>>>

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



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 из нержавеющей стали, количеством 2 шт.

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП535Ex «СЕВЕР» 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.

■ **Основные технические характеристики:**
- Напряжение питания: 9–30 В.
- Диапазон рабочих температур: -55°С ... +60°С.
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт;
  – напряжение 30 В;
  – ток 0,2 А.
- Габаритные размеры: 129x158x72 мм.
- Масса извещателя: не более 0,5 кг.
- Степень зашиты оболочки: IP66/IP67 по ГОСТ 14254.

Таблица 4. 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		

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

21–23 АПРЕЛЯ 2021
КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА СФЕРЫ ТЭК

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ «ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ»

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

OilGas conference

19–24 апреля г. Новороссийск	2-я международная научно-практическая конференция **Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе**
24–29 мая г. Сочи	10-я международная научно-практическая конференция **Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов**
31 мая–5 июня г. Сочи	16-я международная научно-практическая конференция **Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**
20–25 сентября г. Новороссийск	12-я международная научно-практическая конференция **Строительство и ремонт скважин**
4–9 октября г. Сочи	9-я международная научно-практическая конференция **Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы**

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

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

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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

Торгово-промышленная палата Российской Федерации

Российское газовое общество

Союз Нефтегазопромышленников России

Государственная Дума ФС РФ

ОРГАНИЗАТОР

ООО «НГПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

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

25-28.05 2021 УФА ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан

БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ

Минпромторг России

СОДЕЙСТВИЕ

Союз нефтегазопромышленников России

Российский союз химиков

Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков России

Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

Национальная ассоциация нефтегазового сервиса

Союз производителей нефтегазового оборудования

Российский нефтегазохимический форум

Expo Rating

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка

- Геофизическое направление
- Нефтяное направление
- Химия. Нефтехимия
- Сервисное направление
- Инновации газовой отрасли
- Газомоторное топливо
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- IT – технологии в нефтегазовой отрасли, цифровизация

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

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

RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ 2021–2022

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

АЗЕРБАЙДЖАН

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

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

1–3 ИЮНЯ 2021 | БАКУ

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

22–24 ИЮНЯ 2021 | БАКУ

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

1–3 ДЕКАБРЯ 2021 | БАКУ

БАХРЕЙН

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

СЕНТЯБРЬ 2022 | МАНАМА

ИНДИЯ

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

2022 | НЬЮ-ДЕЛИ

КАЗАХСТАН

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

29 СЕНТЯБРЯ – 1 ОКТЯБРЯ 2021 | АЛМАТЫ

США

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

5–9 ДЕКАБРЯ 2021 | ХЬЮСТОН

СИНГАПУР

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

13–16 СЕНТЯБРЯ 2021 | СИНГАПУР

ТУРКМЕНИСТАН

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

НОЯБРЬ 2021 | АШХАБАД

УЗБЕКИСТАН

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

18–20 МАЯ 2021 | ТАШКЕНТ

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

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

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

3–5 НОЯБРЯ 2021 | ТАШКЕНТ

ЮАР

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

1–5 НОЯБРЯ 2021 | КЕЙПТАУН

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

ТНФ

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

7–9 сентября
Казань-2021

28-я международная специализированная выставка
НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

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

16+

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

27-я Казахстанская
международная
выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

29 сентября – 1 октября 2021

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ

RE3
RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

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
ТМК ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ГАЗПРОМБАНК
ГМС ГРУППА
БАНК РОССИЯ
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
ОМК
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
GAS-FORUM.RU
18+

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

18–21.04.2022

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru

12+

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

elwatec

wärmetechnik

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРЕВАТЕЛИ ИЗ ГЕРМАНИИ

EAC · Ex · CE · HTRI

www.elwatec.com

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Немецкая компания elwatec Wärmetechnik GmbH – одна из ведущих фирм на международном рынке по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Компания владеет патентами в этой области, что позволяет сделать продукцию эксклюзивной.

elwatec Wärmetechnik GmbH производит промышленные электрические нагреватели для:

- воды
- пара
- воздуха
- масел
- нефти
- водорода
- азота
- газа и газовых смесей
- природного газа
- углеводородов
- водогликолиевых смесей
- аргона
- щелочных растворов

а также другие по запросу

ELWATEC WÄRMETECHNIK GMBH. Кирилл Нога – торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии
Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany | тел.: +49 231 950 98 708 | моб. тел.: +49 173 270 47 53 | e-mail: noga@elwatec.com

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