Sphere. Oil and Gas
сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

5/2017 '61

НЕФТЬ И ГАЗ

всероссийский отраслевой
информационно-технический журнал

ФСА
ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС

www.npo-fsa.ru

ОХЛАЖДАЕМЫЕ ОСНОВАНИЯ
ОБЪЕКТОВ ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Подробнее на стр. 110

- Стабильно твердомерзлое состояние грунтов оснований
- Возможность строительства без проветриваемого подполья
- Сокращение сроков строительства и площади застройки
- Значительное повышение несущей способности
- Сокращение стоимости нулевого цикла до 30%
- Не требует электроэнергии и обслуживания

10 * ОБУЧЕНИЕ
12 * ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
14 * ДОБЫЧА
22 * ПОДГОТОВКА НЕФТИ
26 * КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
40 * НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
46 * АРМАТУРА
48 * ТРУБОПРОВОДЫ
70 * ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
80 * ПЕРЕРАБОТКА
82 * ХРАНЕНИЕ
84 * АВТОМАТИЗАЦИЯ
90 * ДИАГНОСТИКА. КИПиА
110 * СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ
114 * ЭКОЛОГИЯ
130 * ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

НОВЫЙ URAL
ПЕРЕКЛЮЧАЙСЯ НА NEXT

ФИРМЕННЫЙ ЛИЗИНГ от 3%[2]

НАДЕЖНОСТЬ
- Модернизированная трансмиссия с увеличенными на 50% ресурсом и надежностью
- Пневматическая тормозная система с компонентами WABCO
- Высокая коррозийная стойкость

КОМФОРТ
- Новая капотная кабина NEXT
- Сиденье водителя на пневмоподвеске
- Тепло- и шумоизоляция
- Оптимальный микроклимат

ПРОХОДИМОСТЬ
- Двигатель мощностью до 312 л.с.
- Блокировка дифференциалов
- Централизованная система накачки шин

БЕЗОПАСНОСТЬ
- Капотная компоновка улучшает пассивную безопасность водителя

ГАРАНТИЯ И СЕРВИС
- Гарантия 24 месяца или 100 000 км
- Межсервисный интервал 15 000 км

ВЫГОДА
- Конкурентная цена среди аналогов
- Низкая стоимость владения

ГРУЗОВИК ГОДА[1]

ЛУЧШИЙ КОММЕРЧЕСКИЙ АВТОМОБИЛЬ ГОДА В РОССИИ

[1]Автомобиль Урал Next – обладатель премии «Лучший коммерческий автомобиль года в России 2016» в номинации «Грузовик года», по результатам ежегодного конкурса «Лучший коммерческий автомобиль года в России» в рамках Международного салона Busworld Russia.

[2] Более подробную информацию о фирменной лизинговой программе можно получить на сайтах: www.uralaz.ru и www.elementleasing.ru.

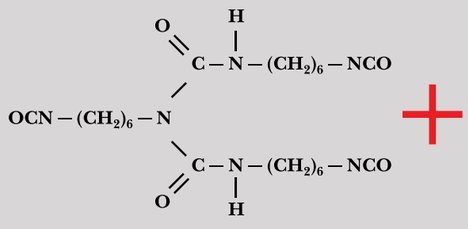
URAL

АО «Автомобильный завод «УРАЛ»
www.uralaz.ru, infoural@gaz.ru
8-800-100-11-74 (звонок бесплатный)

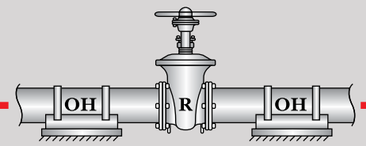
Новое наружное
антикоррозионное
однослойное,
морозоустойчивое,
100% полиуретановое,
не содержащее растворителей
термореактивное покрытие
усиленного типа на основе
полимерной композиции
«Кортекор-867».

Для изоляции
трубопроводной арматуры,
труб и соединительных деталей,
опор и колодцев трубопровода,
монтажных узлов
и диэлектрических вставок,
фильтров-решеток, емкостного
подземного оборудования.
Изоляция поверхности
под ППУ оболочкой.

АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОЛИУРЕТАНОВОЕ МОРОЗОУСТОЙЧИВОЕ НАРУЖНОЕ ПОКРЫТИЕ УСИЛЕННОГО ТИПА



+



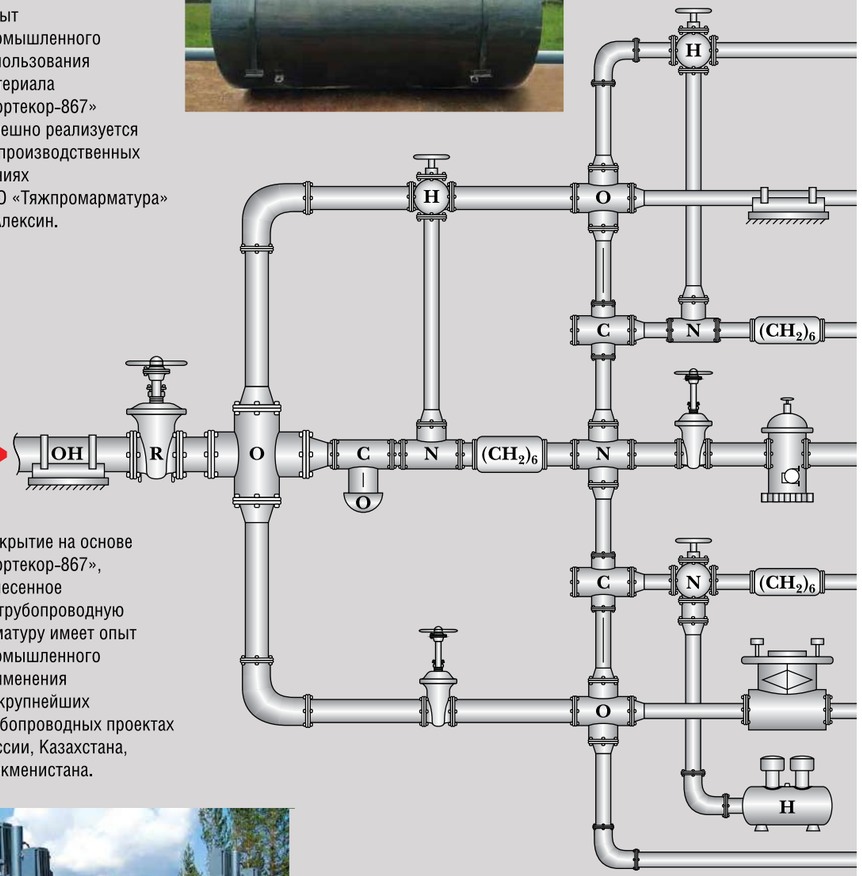
Покрытие на основе полимерной
композиции «КОРТЕКОР-867»
относится к типу М
(морозоустойчивое)
и типу Пк-60, для хранения
и эксплуатации изделий
с покрытием от -60 до +60°С.
Покрытие включено в Реестр ТУ
и ПМИ ОАО «АК Транснефть»,
имеются разрешительные
документы ОАО «Газпром».

Производство
и поставка материала.

Подготовка поверхности
и изоляция изделий
на территории Заказчика.

ПОЛИУРЕТАНОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСИЛЕННОГО ТИПА ДЛЯ ИЗДЕЛИЙ СЛОЖНЫХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ФОРМ

Опыт
промышленного
использования
материала
«Кортекор-867»
успешно реализуется
на производственных
линиях
ЗАО «Тяжпромарматура»
г. Алексин.



Покрытие на основе
«Кортекор-867»,
нанесенное
на трубопроводную
арматуру имеет опыт
промышленного
применения
на крупнейших
трубопроводных проектах
России, Казахстана,
Туркменистана.

Завод Кортекор

«Североевропейский газопровод»

«Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

«Бованенково – Ухта»
«Ухта – Торжок»

«Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-2)

«Малай – Багтыярлык»
«Бейнеу – Бозой – Шымкент»

«Балтийская Трубопроводная Система» (БТС-2)

«Каспийский Трубопроводный Консорциум»

ООО "КОРТЕКОР ГРУПП"
301660, Тульская область,
г. Новомосковск, ул. Связи, д. 10
т/ф (48762) 7-18-18, доб. 451
сотовые телефоны:
+7 910 945-4377,
+7 910 941-5153
e-mail: gendir@kortekor.ru
bushina@kortekor.ru
www.kortekor.ru

ГИДРОКОР
геосинтетика

БОЛЕЕ 15 ЛЕТ
УСПЕШНЫХ ПОСТАВОК
ГЕОСИНТЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

- геомембраны
- бентонитовые маты
- геотекстиль

SOLMAX
международные стандарты качества

www.gidrokor.com
репутация, проверенная временем

Азербайджан
Казахстан
Киргизия
Чувашия
Якутия

ГИДРОКОР
www.gidrokor.ru

Калининград
Санкт-Петербург
Москва
Волгоград
Сочи
Пермь
Красноярск
Магадан
Де-Кастри

ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННЫЕ
ЭКРАНЫ
ГИДРОИЗОЛЯЦИОННАЯ
ЗАЩИТА

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ

ХайдельбергЦемент Рус
Эксон Нефтегаз Лимитед
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.
Интернешнл Пейпер
НОРДГОЛД
ЕВРОХИМ
ТАНЕКО
КИНЕФ
РУСАЛ
КНАУФ

IGS International Geosynthetics Society
IAGI International Association of Geosynthetics Installers

Sphere. Oil and Gas www.s-ng.ru
СФЕРА
НЕФТЬ И ГАЗ
всероссийский отраслевой информационно-технический журнал

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

Генеральный директор,
главный редактор издательства:
Андрей Назаров
info@s-ng.ru

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

Ответственный секретарь:
Кира Шустрова
pr@s-ng.ru

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

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

Корректура:
Анна Вольфберг

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Отдел подписки:
Олеся Тарасова

Отдел распространения:
Галина Чуприкова

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

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

СФЕРА. Нефть и Газ № 6/2017 (62)
Заявленный тираж 20000 экз.
Дата выхода 07.11.2017г.
Цена свободная.

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

14 – ОБУЧЕНИЕ
- ЧУ ДПО «Газпром ОНУТЦ»

16 – ГЕОЛОГИЯ
- АО «ПГО «Тюменьгеология»
- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

26 – ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА
- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
- ООО «Партнер НКТ»

34 – КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- Компания ГЕА
- ООО «АРСМАШ»
- ООО «Компрессор Газ»
- АО «РЭП Холдинг»
- НПК «Грасис»
- НПК «Провита»

54 – НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ООО «Уральский инжиниринговый центр»,
АО «Транснефть. Нефтяные насосы», АО «Конар»
- ООО «КСБ»
- АО «Ижевский электромеханический завод «Купол»

64 – АРМАТУРА
- ООО «Шлангенз»

66 – ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
- ООО «Антифреттинг»
- ЗАО «Химсервис»

72 – АВТОМАТИЗАЦИЯ
- ООО «НПА Вира Реалтайм», АО «Гипрогазцентр»

76 – ДИАГНОСТИКА. КИПиА
- ООО «ЭЛТЕХ»
- ООО «ВакууммашЭлектро»
- ООО «Балтех»
- ООО НПП «Петролайн-А»
- Компания Эмерсон

92 – СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ
- ООО «Конкрит Кэнвас Раша»
- ООО НПО «Фундаментстройаркос»

100 – СПЕЦТЕХНИКА
- ООО «Компания «Спецприцеп»

102 – ЭКОЛОГИЯ
- ЗАО «Экрос-Инжиниринг»
- ООО «Строительная компания «Гидрокор»
- ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»

112 – ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- АО «МОТОР СИЧ»

ЧМЗАП
ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
полуприцепы грузоподъемностью от 2 до 2000 тонн

«УРАЛАВТОПРИЦЕП» - ЭКСПЕРТ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ
В РЕШЕНИИ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ В РОССИИ

8-осный раздвижной полуприцеп-тяжеловоз с гидробалансирными гусаком и подвеской, а так же принудительной системой рулевого управления всех колес, грузоподъемностью 100 т, грузовая площадка от 16 до 30 м, высота платформы 0,9 м.

ПАО «УРАЛАВТОПРИЦЕП»
454038, Россия, г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
многоканальный тел.: +7-351-217-01-00
sales@cmzap.ru • www.cmzap.ru

8-800-200-02-74
звонок по России бесплатный

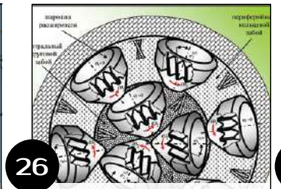
В НОМЕРЕ:

10 Газовый форум – площадка для международного сотрудничества

14 Новейшие технологии для профессионального обучения

16 Алексей Кукобников: Амбициозные цели стимулируют развитие бизнеса

20 Нефтегазопоисковый процесс и освоение месторождений углеводородов в акваториях



26 Совершенствование геометрии вооружения шарошечного бурового снаряда

32 Задачи и решения защиты и фиксации погружных кабелей

34 Торжественная церемония открытия ГТУ-ТЭЦ, ООО «Маяк-Энергия»

36 Компрессорное оборудование «Арсенал Машиностроение» для нефтегазового сектора

38 Мембранные технологии в установках получения азота из воздуха

42 РЭП Холдинг – быть на шаг впереди

46 Блочные компрессорные станции НПК «Грасис» для решения различных задач при добыче, транспортировке газа и утилизации ПНГ

48 Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

52 Открытие обособленного подразделения ГЕА в Сургуте

54 АО «Транснефть Нефтяные насосы». Испытательный центр. Стенд для проведения испытаний динамических насосов

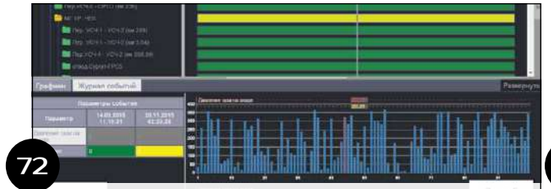
58 Насосы Amarex – для безопасной транспортировки любых стоков

62 Погружной диафрагменный электронасос УДЭН-5 – лучшее решение для малодебетных скважин

64 Стальная гибкость надежных решений

66 Технологии покрытий и ремонта

68 Основные материалы анодных заземлителей. Сравнительный анализ и область применения

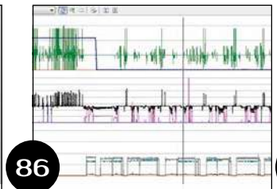


72 Автоматизированные системы комплексного мониторинга состояния оборудования магистральных трубопроводов на базе ПК «Сириус-ИС»

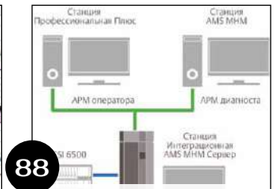
76 Датчик загазованности «ОПТИМ-01». Передовые технологии, высокая надежность, простота использования

78 Многофункциональные датчики давления «VMP» производства «ВакуумМашЭлектро»

82 Концепция «Технологии надежности» – комплексный подход для обеспечения надежности промышленного оборудования



86 Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150



88 Технологии и решения по вибрационному контролю и диагностике технического состояния динамического оборудования

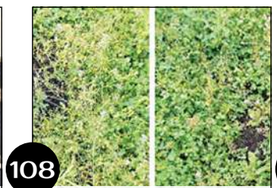
92 Новое решение в нефтегазовой сфере – бетонное полотно

96 Охлаждаемые основания объектов Чаяндинского месторождения

100 Инновация SPECPRICEP: полуприцепы-вездеходы

102 Экологический мониторинг промышленных выбросов

104 Объекты размещения отходов нефтедобычи и нефтепереработки: требования законодательства и практика его применения



108 Эффект от применения биотехнологии при рекультивации нефтяного загрязнения почвы на развитие растений

112 Современные энергетические установки АО «МОТОР СИЧ»

Новейшие технологии для профессионального обучения

Развитие технологий виртуальной (VR) и дополненной (AR) реальности открывает новые перспективы для профессиональной подготовки, совершенствования корпоративных процессов. Уже сегодня инновационные компьютерные системы и 3D-симуляторы активно используются во всем мире при обучении по профессиям, связанным с риском или сложными условиями.

Для обучения сотрудников нефтегазовой отрасли уже более 30 лет осуществляет разработку учебных материалов ЧУ ДПО «Газпром ОНУТЦ». Основной акцент мы делаем на новейшие технологии образования с использованием современных инструментов. Разработки ОНУТЦ активно используются в корпоративной образовательной среде Компании. В течение нескольких лет мы разрабатываем компьютерные обучающие системы с 3D-графикой, тренажеры-имитаторы и симуляторы с полномасштабными моделями, выполненные с высокой степенью детализации, адаптированные для различных устройств. В данный момент на стадии апробации находится тренажер с использованием VR и AR-технологий. И уже сегодня мы можем оценить преимущества электронных средств обучения с новейшими технологиями над традиционными.

Преимущества

Современные VR-технологии позволяют конструировать новый мир, имитировать стандартные и нештатные ситуации с полным погружением человека в ход событий, что особенно важно при отработке аварийных ситуаций. Действия при нештатных ситуациях отрабатываются до автоматизма и надежно откладываются в памяти обучаемого.

Благодаря эффекту присутствия человек глубоко усваивает информацию и приобретает реальный практический опыт.

Преимущества VR-технологий обучения:

- повышенная вовлеченность обучаемого в процесс, возможности менять сценарии, влиять на ход событий;
- полная концентрация на обучении благодаря отсутствию внешних раздражителей;
- высокая наглядность – с помощью VR-технологий можно продемонстрировать любой процесс, как для целостного восприятия, так и моделировать любую степень детализации;
- гибкость применения – разработка под конкретные учебные задачи.

Технологии дополненной реальности (AR) могут использоваться для информационного сопровождения, при обслуживании и ремонте техники, совершении обходов. Возможен вывод технологической карты или видео-инструкции на очки дополненной реальности, планшет, любое другое устройство.

Преимущества AR-технологий обучения:

- содержательность информации, обогащение визуального и контекстуального обучения;
- подготовка к взаимодействию с реальными объектами без последствий (тренажеры, виртуальные лабораторные работы)
- взаимодействие с объектами, в реальной жизни недоступными.

Уникальные возможности

Специалисты «ОНУТЦ Газпрома» имеют возможности создавать компьютерные системы с 3D-графикой и VR и AR-тренажеры для решения широкого круга задач: от адаптации и мотивации персонала до производственного обучения и оценки персонала.

Потенциал применения технологий виртуальной и дополненной реальности на объектах ПАО «Газпром»

Формат обучения

Используя гибкость технологий виртуальной и дополненной реальностей, мы способны реализовывать их в любых доступных формах обучения.

Возможные формы подготовки:

- **очная** – обучение в комфортных и безопасных условиях, без остановки бизнес процессов;
- **дистанционная** – подготовка удаленных сотрудников с минимальными затратами, при соблюдении корпоративных стандартов;
- **смешанная** – оптимальное сочетание образовательных инструментов (виртуальные классы, удаленное преподавание, гибкий учебный план);
- **самообразование** – перспективный формат, позволяющий привлечь большое количество учащихся.

Технологии будущего – сегодня

Проникновение технологий виртуальной и дополненной реальности в корпоративное обучение и рабочие процессы тормозится рядом объективных причин, которые могут быть преодолены. Это отсутствие высокотехнологичной инфраструктуры, необходимость разработки отраслевых стандартов, недостаточная информированность потенциальных пользователей о преимуществах новых инструментов.

Вместе с тем, эксперты прогнозируют активное внедрение средств VR и AR в России в сфере профессионального образования.

За VR и AR-технологиями будущее корпоративного обучения, и мы предлагаем, сделать шаг в этом перспективном направлении вместе с нами. ●

ГАЗПРОМ ОНУТЦ
+7 (4012) 57-30-10
marketing@onutc.ru
www.onutc.ru

InterBridge: мощный, нетребовательный, выгодный инструмент визуализации ИМ от НЕОЛАНТ. Доказано в Зарубежэнергопроект!

ГК «НЕОЛАНТ», разработчик российских технологий информационного моделирования (ИМ) промышленных и инфраструктурных объектов и территорий, внедрила InterBridge – инструмент для формирования и просмотра комплексной ИМ крупномасштабных технологических объектов, в ведущую проектную организацию ТЭК в России и за рубежом – ТМО АО «Зарубежэнергопроект».

«Зарубежэнергопроект» обладает богатым опытом комплексного проектирования тепловых энергетических станций как внутри страны, так и за рубежом с блоками мощностью от 6 МВт до 660 МВт. Основная деятельность предприятия связана с выполнением проектных работ в области строительства и реконструкции следующих энергетических объектов: паросиловых, парогазовых и газотурбинных промышленных электростанций; геотермальных электростанций; пусковых и отопительных котельных; вторых контуров атомных электростанций.

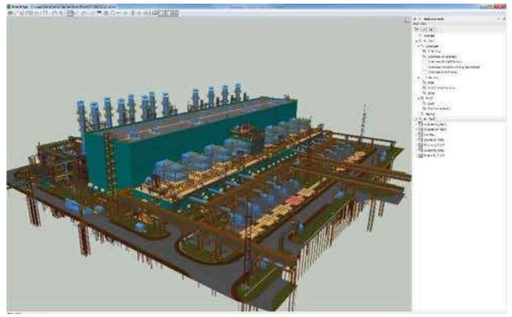
С 1997 года в компании активно применяются технологии информационного моделирования, которые используются не только для проектирования электростанций, но и для удовлетворения обязательного требования со стороны заказчика к проектировщику промышленных объектов. С каждым годом эти требования растут, в том числе к детализации самой модели, которую сегодня необходимо выполнить буквально «до болта».

***Николай Владимирович САМОХВАЛОВ** – главный технолог ТМО АО «Зарубежэнергопроект»*

«Для удовлетворения сегодняшних требований нашего заказчика информационная модель становится в разы больше как по количеству элементов, так и по их детализации. Соответственно, встает вопрос о подходящем инструменте, способном эффективно работать с такой насыщенной моделью. При этом нам было важно, чтобы продукт учитывал состояние нашего текущего парка персональных компьютеров, то есть чтобы не возникла вынужденная необходимость в его модернизации, что повлекло бы за собой существенные затраты. К вопросу о затратах – конечно, мы заинтересованы в выгодном вложении, то есть в достижении оптимального соотношения цена-качество.

Долго не пришлось искать, так как мы регулярно следим за рынком инженерного ПО и в курсе практически всех технологий. Так, сразу решили обратиться к компании «НЕОЛАНТ» и протестировать InterBridge, который по своему описанию и по некоторым отзывам “to be good to be true”. Но наши ожидания более чем оправдались: это действительно очень мощный просмотровщик, который не предъявляет особых системных требований и сохраняет свою производительность на самых обычных офисных ПК. Важным дополнением является и выгодная политика лицензирования, которую мы ощутили при своих сравнительно небольших объемах – 20 лицензий.

Не менее значимым является и тот факт, что InterBridge читает большинство популярных САПР-форматов. В нашем случае это Intergraph SmartPlant 3D и Tekla. Поэтому, если в будущем нам предстоит работать с другими распространенными на нашем рынке форматами (например, AVEVA или Bentley Systems), то благодаря уже имеющемуся у нас InterBridge мы сможем читать и их, не тратя бюджет на приобретение «родных» просмотровщиков и обучение работе с ними своих сотрудников», – комментирует Самохвалов Николай Владимирович, главный технолог ТМО АО «Зарубежэнергопроект».



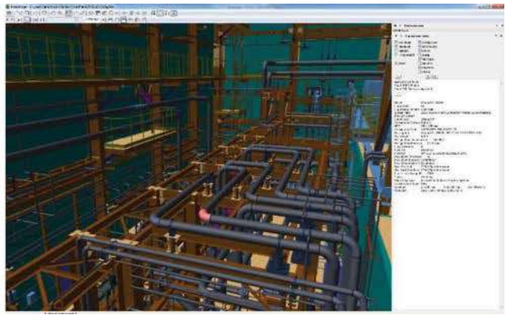


Рис. 1. Загруженная в InterBridge ИМ ГТЭС для обеспечения работы завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) в рамках проекта «Ямал СПГ», Ямальский полуостров, п. Сабетта

Рис. 2. Загруженная в InterBridge ИМ Прегольской ТЭС, г. Калининград

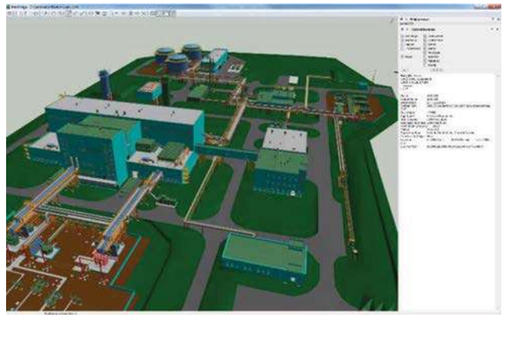


Рис. 3. Загруженная в InterBridge ИМ Маяковской ТЭС, г. Гусев

Визуализация комплексной информационной модели нового или реконструируемого объекта является неотъемлемым условием представления результатов проектирования, позволяющим оценивать взаимное расположение оборудования, трубопроводов и строительных конструкций. С InterBridge возможно не только просматривать и манипулировать ИМ, но и работать с данными и документами:

- просматривать заложенную непосредственно в 3D модели или в базе данных атрибутивную информацию о выбранных элементах;
- осуществлять поиск элементов по внутренним атрибутам и полям баз данных на основе запросов (содержит мастер создания запросов), поиск по тексту;
- формировать быстрые спецификации для выбранных элементов;
- создавать связи между элементами 3D модели и произвольными документами.

«Зарубежэнергопроект» возлагает большие надежды на InterBridge еще и с той точки зрения, что с его появлением и в рамках взаимодействия с заказчиком возможно повысить скорость финального согласования проекта, а самому заказчику наиболее эффективно решать последующие задачи строительства/реконструкции и эксплуатации, всегда имея под рукой, по сути, цифровой прототип объекта, работать с которым становится легко и быстро. Останется только дополнить его качественным инструментом актуализации ИМ, который также разрабатывает компания «НЕОЛАНТ» в виде системы управления инженерными данными НЕОСИНТЕЗ. ●

www.neolant.ru

Интегрированное решение для добычи нефти и газа. Интеллектуальное месторождение

М. Ю. ГИНИЯТОВ *– консультант по автоматизации в нефтегазовой отрасли компании Эмерсон*

В данной статье рассматривается полный спектр передовых технологий интеллектуального месторождения, а также решения в области автоматизации и передачи данных для процессов добычи, помогающие повысить производительность, безопасность и надежность операций, сократить эксплуатационные расходы.

Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая только странам Ближнего Востока и Венесуэле. Доля РФ по данным BP-statistic-2010 в мировых запасах составляет 6,5%.

На настоящий момент в России в разработке находится 1580 месторождений, в которых сосредоточено 78% всех запасов страны. Практически все разрабатываемые месторождения характеризуются высокой степенью выработанности разведанных запасов – более 60%.

Источником для поддержания падающей добычи нефти в стране должны были бы стать еще невведенные в разработку 1170 нефтяных месторождений. Но эти месторождения не разрабатываются по ряду причин: мелкие по запасам, удалены от инфраструктуры, сложные геологические условия, трудные для разработки свойства нефти, в итоге – нерентабельны в современных условиях.

Текущие извлекаемые запасы нефти распределенного фонда недр по степени освоения можно разделить на три группы.

- Разрабатываемые месторождения – имеется инфраструктура, осуществляется промышленная эксплуатация. На группу таких месторождений приходится 82,5% текущих извлекаемых запасов нефти России. Основные текущие запасы разрабатываемых месторождений локализованы в ХМАО, Восточной Сибири, Приволжском ФО и ЯНАО. Это основной источник добычи нефти в России на ближайшую перспективу.
- Подготовленные к разработке месторождения с необходимой инфраструктурой, в эксплуатацию не введены. Объемы доказанных запасов нефти по этой группе месторождений незначительны – 5% и не могут служить источником для стабилизации или расширения добычи. Запасы группы месторождений рассредоточены по разным территориям и акваториям России.
- Новые месторождения с отсутствием инфраструктуры. Доля данной группы составляет 12,5%. Основные запасы локализованы в трех регионах России – ЯНАО (62%), Красноярском крае (16%) и Республике Саха + Чукотке (12%). Доля остальных регионов в разведанных запасах нефти по этой группе месторождений составляет 10%. На месторождениях данной группы можно добывать значительные объемы нефти, поэтому новые месторождения с отсутствием инфраструктуры являются перспективными для ввода в промышленную разработку. В данное время — это основной источник для компенсации падения добычи нефти по традиционным нефтяным регионам России.

Россия занимает 1 место в мире по запасам газа, 2 место по объемам ежегодной добычи, 2 место по потреблению газа и обеспечивает 20% мировой торговли данным видом топлива.

Разведанные запасы газа, равные 47 трлн м^3, сосредоточены в 770 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, из которых 338 с разведанными запасами в 21,6 трлн м^3 вовлечены в разработку, а 73 – подготовлены к промышленному освоению. Большая часть запасов (92%) находится на суше и лишь 3,8 трлн м^3 – на море. Особенность их географического размещения заключается в том, что 78% находится в пределах Западно-Сибирского региона, 10% – в Европейской части РФ, а в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 4%.

Современные проблемы нефтегазового комплекса и причины их возникновения

За последние 60 лет промышленной разработки нефтяных месторождений основные эксплуатационные объекты России находятся в поздней стадии и характеризуются высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин. Наметилась четкая негативная тенденция: истощение традиционных запасов нефти и снижение темпов роста ее добычи.

Снижение темпов добычи на фоне роста объемов бурения и капитальных затрат газовых и особенно нефтяных компаний свидетельствует об ухудшении минерально-сырьевой базы. Одновременно ухудшается структура текущих промышленных запасов углеводородов в основных нефтегазодобывающих регионах.

Современные тенденции в нефтегазодобыче определяют потребности рынка. Активы будущего располагаются в труднодоступных областях, таких как Арктический шельф, Восточная Сибирь, разработка новых месторождений в труднодоступных областях требует большого числа высококвалифицированных кадров.

Актуальными становятся технологии, требующие минимального участия человека. Степень сложности и опасности при разработке и эксплуатации возрастает, что требует сокращения времени на принятие решений, детального прогнозирования и оценки рисков. Темпы падения добычи требуют в кратчайшие сроки восполнения ресурсов по добыче, а высокие капитальные затраты на освоение новых месторождений стимулируют сокращение времени до получения «первой нефти». Реализовать все перечисленные требования можно только с использованием инновационных технологий, к которым относится «Интеллектуальное месторождение».

Что такое «интеллектуальное месторождение»?

Термины «интеллектуальное месторождение» или «цифровое месторождение» сегодня широко используются в нефтегазовой промышленности. Цифровое представление нефтяного месторождения – это инструмент, с помощью которого компании-операторы и сервисные компании могут получить преимущества усовершенствованного управления данными и знаниями, аналитические инструменты, системы в режиме реального времени, а также более эффективные бизнес-процессы (рис. 1).

Решения, связанные с интеллектуальным месторождением и успешно работающие в современных условиях в ведущих нефтегазовых компаниях, называются по-разному, и хотя их модели ведения бизнеса и позиции на рынке значительно отличаются в зависимости от региона, используются в целом схожие подходы, позволяющие решать следующие задачи.

Рис. 1. Диспетчерский пункт «Интеллектуального месторождения»

- **Разработка и управление месторождением в соответствии с ключевыми индикаторами эффективности:** повышение производительности, увеличение срока эксплуатации месторождения, сокращение эксплуатационных расходов, снижение рисков нанесения вреда здоровью людей и окружающей среде.
- **Минимизация затрат при выборе и внедрении решений по управлению**, включая разработку философии управления с ориентацией на малолюдные технологии с привлечением компаний-экспертов в этой области, использование передовых инструментов и технологий измерений, обработки и передачи данных без задержек, средства моделирования как на этапе бурения для снижения неопределенности, так и на этапе эксплуатации.
- **Эффективная эксплуатация месторождения:** внедрение концепции удаленного центра интегрированного управления, оптимизация рабочих процессов по обслуживанию, разработка долгосрочной стратегии эксплуатации месторождения с использованием инструментов математического моделирования.

Главной идеей интеллектуального месторождения является интеграция технологий, производственных процессов и управленческих решений в едином информационном пространстве.

На данный момент ведущие российские нефтегазодобывающие компании активно занимаются разработкой собственных концепций интеллектуальных месторождений, адаптированных к своим условиям, и планируют широкое внедрение цифровых технологий, особенно на новых и перспективных месторождениях.

Экономический эффект от внедрения интеллектуального месторождения

Как показывают оценки ведущих зарубежных научно-исследовательских организаций (IHS CERA Inc, McKinsey и др.), ожидаемым эффектом от внедрения интеллектуального месторождения является:

- увеличение нефтеотдачи пласта на 1,0…7,0%;
- увеличение производительности на 1,0…6,0%;
- снижение простоев в среднем на 1,0…4,0%;
- рост эффективности управления на 3,0…25,0%.

>>>

Компоненты интеллектуального месторождения от Эмерсон

Рис. 2. Компоненты интегрированной модели от компании Эмерсон

Существенной поддержкой для стабилизации добычи нефти может стать увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время средний проектный КИН в стране – около 37%. Достигнутый КИН, то есть доля извлеченных запасов в геологических запасах, составляет в России около 20%.

Для обеспечения возможности увеличения КИН предлагается полномасштабное интегрированное решение построения геолого-технологических моделей от сейсмики к оптимизации добычи от компании Roxar, включающее следующие возможности: интерпретация данных сейсморазведки; геолого-гидродинамическое моделирование; автоматизированная адаптация по истории разработки; анализ рисков; оптимизация вариантов разработки; интегрированное моделирование; создание, поддержка и обновление баз данных (рис. 2).

В настоящее время в России значительное внимание уделяется интегрированному моделированию, направленному на поддержку задач оптимального планирования разработки месторождения и оперативного принятия решений путем проверки сценариев. Цели компании при разработке технологий интегрированного моделирования и оценки рисков: улучшение качества планирования и оценка рисков, улучшение качества принятия оперативных решений, улучшение качества исполнений решений.

Интегрированная модель объединяет модели: геолого-технологическую, движения флюида в насосно-компрессорных трубах (НКТ), движения флюида в поверхностной сети, совмещенную с технологией оценки рисков. Интегрированная модель представляет единую платформу для расчета характеристик скважин и трубопроводов, расчета характеристик системы сбора и транспорта с привязкой к гидродинамической модели, виртуальной расходометрии. Интегрированная модель применяется в подборе и учете внутрискважинного и поверхностного оборудования, прогнозе добычи при различных концепциях развития месторождения с учетом ограничений, в оценке потенциально возможной добычи, и идентификация «узких мест», оценке дебитов фаз по скважинам на основе косвенных замеров (виртуальная расходометрия), оптимизации режимов работы оборудования, выработке параметров регулирования, а также для управления месторождением в режиме on-line. ПО Roxar помогает определить оптимальную стратегию разработки месторождения и оценить риски принятия технологических решений.

В концепции интеллектуального месторождения автоматизация играет ключевую роль. Для оперативного управления производственными процессами нефтегазодобычи предлагается комплексная система, включающая полный спектр интеллектуальных контрольно-измерительных приборов (КИП) и исполнительных устройств, несколько линеек контроллеров телемеханики и SCADA-систему, а также обеспечивающая безотказность эксплуатации в ограниченных условиях энергопитания и связи. Данная система позволяет применять традиционную проводную, беспроводную и шинную технологии и использовать диагностические возможности интеллектуальных полевых устройств для проведения их техобслуживания до того, как они выйдут из строя.

Для эффективного управления технологическими активами предлагается семейство лучших в своем классе диагностических прикладных программ AMS Suite. Алгоритмы прогнозирования AMS Suite повышают эксплуатационную готовность и производительность оборудования, включая механическое и электрооборудование, оборудование ТП, КИП и клапаны.

Таким образом, благодаря комплексному подходу решаются следующие задачи: контроль состояния основных активов (контроль абразива, коррозии, вибрации); контроль производительности оборудования (насосов, компрессоров, теплообменников); дистанционное обслуживание КИП (наладка, диагностика без демонтажа, калибровка); планирование и оптимизация технического обслуживания и ремонтов (переход к обслуживанию по состоянию).

>>>

Стадии проекта

Рис. 3. Процедура взаимодействия специалистов Эмерсон и Заказчика

На данный момент не существует общепринятого подхода в вопросах создания концепции интеллектуального месторождения, и каждая компания индивидуально определяет и разрабатывает концепцию с учетом собственной специфики, условий, в которых она работает и экономической целесообразности.

Компания Эмерсон имеет опыт построения интеллектуального месторождения у ряда компаний – операторов в области добычи газа. Для достижения успеха была выработана пошаговая процедура взаимодействия специалистов Эмерсон и Заказчика (рис. 3).

Работа над проектом начинается с осознания конкретных первоочередных направлений оптимизации и области приложения усилий. Для этих целей проводится серия предварительных интервью или семинар со специалистами заказчика, анализ и выделение ключевых проблем, выработка совместных решений и подбор доступных технологий и оборудования, проведение технико-экономического расчета и определение пилотных объектов или направлений для внедрения.

Примерная программа семинара включает следующие темы:

- интеллектуальное месторождение: цели внедрения, иерархия, основные компоненты и их функции. Примеры внедрений и достигнутые результаты;
- решения по скважинам: интеллектуальная, добывающие, нагнетательные;
- решения по мониторингу коррозии и впрыску химических реагентов;
- решение для замерных установок и эксплуатационного сепаратора;
- решение для насосов;
- решения для резервуаров;
- беспроводные архитектурные решения для месторождения;
- центр интегрированного управления.

Полный спектр услуг включает обследование и оценку, предпроектные и проектные работы, комплекс работ по вводу в эксплуатацию и сервисную поддержку.

Важным преимуществом компании Эмерсон является наличие локализованного в России производства, позволяющего снизить сроки поставки оборудования и сгладить колебания курса рубля. Сервисные центры, расположенные близко к заказчику, также являются отличительной особенностью, позволяющей решать все проблемы на этапе эксплуатации оборудования и систем автоматизации. Компания Эмерсон более 10 лет производит на территории России постоянно расширяемую номенклатуру средств автоматизации с долей российских комплектующих около 70% – средства измерения, регулирующее, метрологическое и функциональное оборудование, оборудование для систем управления, а также выполняет инжиниринговые проекты и оказывает сервисное обслуживание.

Опыт успешных применений

Специалистами компании Эмерсон заложен фундамент для создания «интеллектуального месторождения» посредством разработанных и действующих математических моделей месторождений в сочетании с современными средствами автоматизации и телекоммуникаций. Эти современные технологии успешно внедряются на месторождениях ведущих предприятий России и СНГ. Примерами реализации комплексных проектов по автоматизации месторождений, начиная с уровня полевых приборов и заканчивая системами оперативно-диспетчерского управления, с использованием линейки оборудования и программных компонентов Эмерсон являются такие проекты, как обустройство Ванкорского и Верхнечонского месторождений, месторождений им. Требса и Титова, им. Ю. Корчагина – в России, Азери в Азербайджане и др.

Например, видимый результат, полученный на одной из площадок крупного оператора по добыче нефти и газа, был достигнут после внедрения решений по автоматизации функций мониторинга технологического оборудования, ранее выполняющихся с помощью полевых операторов. Как показывает практический опыт, внедрение удаленного мониторинга состояния скважин, систем дозирования химреагентов и станций катодной защиты трубопроводов позволило вдвое сократить число рутинных визитов на эти объекты. При этом окупаемость указанных решений составила менее 2-х лет.

Другим примером может служить внедрение технологии Эмерсон для сбора данных от интеллектуальных устройств на Астраханском газоконденсатном месторождении (ООО «Газпром добыча Астрахань», более 6000 скважин). Астраханский газохимический комплекс, расположенный в 70 км от г. Астрахани, – большое уникальное предприятие. Содержание в пластовой смеси свыше 28% сероводорода, пластовая температура 110°С и давление более 600 атм. на глубине 4000 м требуют высокой степени автоматизации всех уровней ТП и обеспечения высокой степени надежности систем и оборудования. В рамках развития концепции интеллектуального месторождения на объекте применена система диагностики интеллектуального КИП на базе ПО AMS Device Manager. Примененный подход позволяет на основе анализа информации о работе оборудования принимать управленческие решения, направленные на повышение надежности и качества эксплуатации газового месторождения, что подтверждает актуальность и экономическую эффективность применения системы диагностики.

Литература:

1. Справочная книга по добыче нефти. Под. ред. Матвеева С.Н. НГДУ «Комсомольскнефть», 2001.
2. Савоськина В. В., Черкашин М. В. Решения по вибрационному контролю и диагностике состояния динамического оборудования // Автоматизация в промышленности. 2016. №3. ●

Расширение функциональных возможностей «Мобильных измерительных комплексов для освоения нефтегазоконденсатных скважин» (МИКОНС)

А. В. КОСТЮХИН, В. В. КАЛЬНИЦКИЙ, М. Ю. КАЛЕДИН *– АО «МодульНефтеГазИнжиниринг»*

Разработка и освоение нефтегазоконденсатных месторождений в настоящее время происходит в труднодоступных местностях, как правило, лишенных инфраструктуры, автомобильных и железных дорог, баз производственного обеспечения, энергоцентров.

В подобных условиях возникает необходимость применения высокотехнологичного и, в то же время, универсального оборудования, способного выполнять широкий спектр задач. С этой целью компанией Акционерное общество «МодульНефтеГазИнжиниринг» (АО «МНГИ») был разработан Мобильный измерительный комплекс для освоения нефтегазоконденсатных скважин (МИКОНС).

Мобильный измерительный комплекс предназначен для:

- измерения продуктивности нефтегазоконденсатных скважин при различных режимах работы (дебитах, температурах, давлениях);
- сепарации, очистки, нагрева, охлаждения продукции нефтегазоконденсатных скважин (подготовки, нефти, газа и воды до требований ОСТ, ГОСТ и т.д.), с последующей подачей ее в нефтесборную систему месторождений, либо последующим наливом в автоцистерны или утилизацией ее на факелах;
- подготовки газа для использования на собственные нужды, либо подачи в газотранспортную систему, или утилизации, или сжигания на факеле;
- подготовки воды для использования в системе ППД, либо налива в автоцистерны или утилизации на факельной установке;
- обустройства удаленных нефтегазоконденсатных месторождений при испытании вновь разбуриваемых или ранее пробуренных скважин;
- выработки тепловой и электрической энергии, временного хранения добываемой продукции, создания первичной инфраструктуры, опорных баз промысла, и т.д.

Оборудование МИКОНС может устанавливаться на различных основаниях: на раме, на санях, на шасси или полуприцепе полноприводного автомобиля, тракторного прицепа с винтовыми опорами, размещаться как без укрытия (открытое исполнение), так и в укрытии или отапливаемом блок-боксе.

МИКОНС комплектуется оборудованием в зависимости от выполняемых им функций, и может использоваться в качестве: сепарационно-наливной установки, тестового сепаратора, установки предварительного сброса воды, установки подготовки нефти и воды, установки подготовки газа, дожимной насосной установки и т.д. В данный момент разработан комплект оборудования МИКОНС для исследования и отработки газоконденсатных скважин с минимальными массогабаритными характеристиками, что позволяет осуществлять мобилизацию оборудования вертолетами МИ-8.

Наличие подобного комплекса, изготовленного по техническому заданию заказчика, позволяет на начальной стадии испытания разведочных или эксплуатационных скважин, в условиях полного отсутствия инфраструктуры и автономии, имея скважину дающую продукцию, осуществить ее испытания или эксплуатацию, а также обеспечить работу мобильного энергоцентра на базе газопоршневых, газотурбинных или дизельных агрегатов, таким образом развивая любую необходимую инфраструктуру по принципу конструктора «ЛЕГО».

АО «МодульНефтеГазИнжиниринг», являясь разработчиком и изготовителем мобильных комплексов МИКОНС, а также компанией, которая их обслуживает и эксплуатирует, постоянно вносит изменения в технические характеристики оборудования, совершенствует его конструкцию, тем самым улучшая эксплуатационные свойства. Таким образом, в процессе эксплуатации, монтажа-демонтажа и перебазирования оборудования совершенствуются опорные конструкции, позволяющие нивелировать оборудование в трех плоскостях, добавляются поворотные узлы, разделяющие оборудование на функциональные блоки и позволяющие поворачивать, компоновать и оптимально вписывать оборудование при расстановке в существующие габариты площадок. Добавляются гибкие вставки, компенсирующие изменения высот в связи со вспучиванием грунтов, перепадом давления и температуры, тем самым избавляя от необходимости применять свайные фундаменты и металлоемкие компенсаторы, добавляя возможность компенсации несносности оборудования при сборке. Для примера, монтаж измерительного комплекса для эксплуатации одиночной скважины занимает около 5 дней, монтаж мини-УПН на базе МИКОНС занимает 60-90 дней! Отсутствие необходимости применять свайные фундаменты при монтаже оборудования, поставляющегося в максимальной заводской готовности, кратно сокращает стоимость затрат на строительно-монтажные работы. Даже в случаях, когда не удается избежать применения свайных оснований из-за нестабильности грунтов, затраты на монтаж комплекса существенно сокращаются за счет минимальных сроков его выполнения.

Необходимо особо отметить основное преимущество МИКОНС, позволяющее исключить риск недропользователей и инвесторов от неоправданного вложения средств в дорогостоящую проектную документацию, на обустройство месторождений и строительство капитальных объектов на стадии ОПЭ или ОПР месторождений. В случае неподтверждения извлекаемых запасов, оборудование мобильного комплекса можно демонтировать и перевезти на другое месторождение или лицензионный участок, тем самым сведя неоправданные затраты (на демонтаж и транспортировку) к минимуму.

Одним из вариантов сотрудничества АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» с нефтегазодобывающими компаниями является, так называемая, «сервисная модель», которая представляет собой выполнение полного спектра опытно-промышленных работ на территории заказчика на собственном оборудовании подрядчика начиная с услуг по исследованию скважин и заканчивая эксплуатацией технологических объектов с участием высококвалифицированного персонала компании.

Выполнение сервисных работ на базе оборудования МИКОНС позволяет заказчику не создавать на начальном этапе при разведке запасов и на этапе пробной эксплуатации разведочных скважин собственную инфраструктуру, не укомплектовывать штат рабочих, использовать арендованное оборудование комплексов как объекты инфраструктуры, тем самым существенно сократить затраты и сэкономить время. Данный вариант также позволяет минимизировать нагрузку со стороны органов надзора, уменьшить затраты на проектирование и капитальные вложения до получения уточненных данных о извлекаемых запасах. Существующая разрешительная документация в некоторых случаях позволяет начать раннюю эксплуатацию месторождений на основании проекта привязки и экспертизы промышленной безопасности, либо на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации, что по сравнению с вариантом капитального строительства сокращает сроки реализации проекта почти в два раза.

МИКОНС проектируется и изготавливается в полном соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 25.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», оборудование имеет сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования». ●

АО «МодульНефтеГазИнжиниринг»
450075, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 75
тел. (347) 216-10-01
e-mail: office@mngi.su
www.mngi.su

Инновационные решения GEA как инструмент повышения эффективности при решении задач по утилизации ПНГ и подготовке нефти

GEA – ведущий международный машиностроительный концерн, производящий оборудование и технологии для нефтегазовой отрасли. На сегодняшний день концерн GEA – это компания с совокупным доходом более 4,5 млрд евро в год. Численность персонала насчитывает порядка 17000 сотрудников по всему миру.

Компания продолжает активно развиваться на рынке России и СНГ. С момента открытия первой производственной площадки на территории России в 2007 году большие усилия GEA были сосредоточены на развитии локального производства. Следуя по пути локализации и импортозамещения GEA открыла в 2014 году производственную площадку по изготовлению нефтегазового оборудования в городе Климовск Московской области.

Импортозамещение для компании ГЕА – это приоритетное направление. В сложившихся непростых экономических условиях руководство компании ГЕА уверено, что необходимо активнее проводить локализацию производства на российском рынке с максимальным использованием оборудования и комплектующих российских производителей.

Так установки, производимые в Климовске, комплектуются электродвигателями, емкостным оборудованием, трубопроводной арматурой российского производства и изготавливаются полностью в соответствии именно с российскими стандартами. Отдельно стоит также отметить, что все поставляемое компанией GEA оборудование сертифицировано. ГЕА предоставляет полный комплект сертификатов и документацию на поставляемое оборудование в полном объеме в соответствии с российскими стандартами.

На настоящий момент производство компании GEA занимает около 2500 м^2.

ГЕА выпускает в Климовске дожимные компрессорные станции, блоки подготовки попутного нефтяного газа, модульные холодильные установки, установки для подготовки нефти, очистки пластовой воды на базе тарельчатых сепараторов, установки переработке нефтешламов и промслоев, установки для пищевой промышленности. Также в Климовске ГЕА изготавливает электрощиты для собственных установок.

В 2016 году был проведен технический аудит завода, по результатам которого ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС» рекомендовано в качестве изготовителя и поставщика оборудования для объектов нефтегазового комплекса на российский рынок.

Производственная площадка ГЕА в Климовске – это производство европейского уровня в России. Выпускаемые установки изготавливаются в соответствии со стандартами российской нефтегазовой отрасли на современном производстве, организованном согласно европейским и мировым стандартам машиностроения, что позволяет обеспечить высочайший уровень качества.

Дожимная компрессорная станция ГЕА в процессе изготовления, производственная площадка, г. Климовск

Решения GEA для нефтегазовой отрасли

Концерн GEA Group AG является ведущим мировым производителем винтовых компрессоров, центробежной разделительной техники, вакуумсоздающих систем, эжекторов и скрубберов.

На сегодняшний день ГЕА в России имеет опыт поставки и может предложить для нефтегазовой отрасли:

- Решения для сбора и компримирования попутного нефтяного газа (блочно-модульные решения максимальной заводской готовности).
- Решения для сбора и компримирования неподготовленного природного газа (технология распределенного компримирования).
- Решения для низкотемпературной сепарации (подготовки) попутного нефтяного газа.
- Решения для получения сжиженного природного газа, а также решения по поддержанию точки росы, решения по термостатированию и хранению сжиженных газов.
- Решения для компримирования водородсодержащих газов, системы охлаждения хладоносителя, холодильные системы, в т.ч. пропановые, пропиленовые и прочее.

Винтовые компрессоры GEA Grasso, применяемые в составе установок, эффективнее аналогов по ряду показателей. А некоторые не имеют аналогов, например – двухступенчатые компрессорные агрегаты GEA Grasso, выполненные на единой раме.

Отдельного внимания заслуживают решения ГЕА для нефтегазовой отрасли на базе сепарационной техники.

Для объектов добычи ГЕА может предложить сепарационные установки для подготовки нефти, очистки пластовой воды. ГЕА на сегодняшний день – это единственная компания, которая имеет подтвержденные референции с тарельчатыми сепараторами для подготовки нефти на месторождениях в России.

Так нефть Ярегского месторождения подготавливается на тарельчатых сепараторах ГЕА.

Кроме того, модульная установка подготовки нефти с сепараторами ГЕА успешно использовалась и показала хорошие результаты на месторождении Русском ПАО «НК «Роснефть».

Сепарационная техника ГЕА – это уникальное оборудование. Достаточно сказать, что установка для подготовки нефти с тарельчатым сепаратором WSD 200, которая занимает площадь всего лишь около 9 м^2 имеет эквивалентную поверхность осветления порядка 200 000 м^2.

Тарельчатые сепараторы эффективны в том числе для подготовки тяжелой и битуминозной нефти до API 12 (что соответствует плотности около 985 кг/м^3). Обезвоживание и обессоливание нефти может быть выполнено в один этап.

Технология обеспечивает высокую гибкость. Могут обрабатываться нефти с различным содержанием воды и мехпримесей. При этом обеспечивается стабильное качество на выходе даже при колебаниях в составе продукта на входе.

Оборудование в достаточной степени универсально. Одни и те же сепарационные установки могут быть использованы как для подготовки различных по свойствам нефтей (с незначительной модификацией сепараторов), так и переоборудованы для очистки пластовой воды.

Требуются небольшие производственные площади для размещения оборудования и относительно небольшой объем СМР.

Возможно мобильное исполнение установок.

Применение в добыче

Компания ГЕА может предложить комплексные решения для подготовки нефти и утилизации попутного нефтяного газа.

В рамках комплексного решения нефть после предварительной дегазации обезвоживается и обессоливается с удалением мех.примесей на тарельчатых сепараторах.

Подтоварная вода может быть очищена до параметров качества позволяющих подавать ее в систему ППД месторождения. Промслой, а также образовавшиеся нефтешламы, могут быть переработаны на соответствующих установках на базе комбинации декандерных центрифуг и тарельчатых сепараторов.

Попутный газ со ступеней сепарации поступает на блочный пункт подготовки попутного нефтяного газа. Газ очищается от мех.примесей, влаги и осушается. Далее подготовленный попутный нефтяной газ поступает на ДКС. Скомпримированный газ направляется к потребителю (например: подача топливного газа на электростанцию собственных нужд, подача ПНГ на переработку в ГПЗ).

Дожимная компрессорная станция ГЕА, производственная площадка, г. Климовск

Установки на базе сепараторов ГЕА, производственная площадка, г. Климовск

>>>

Ключевые проекты. Подготовка газа.

Блок низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа для ПАО «ЛУКОЙЛ» Восточно-перевальное м/р. Изготовлен в Климовске. В составе блока применены полугерметичные компрессоры GEA Bock собственного производства. Попутный газ готовится для подачи на турбины.

Блочная холодильная установка на базе двухступенчатого компрессорного агрегата GEA Grasso для преддроссельного охлаждения метана в дроссельно-эжекторном цикле получения сжиженного природного газа.

Блочная компрессорная установка для компримирования топливного газа изготовлена в Климовске.

Среди реализованных проектов по компримированию следует отметить:

- **ООО «Газпром добыча Ноябрьск»**
  Изготовление и поставка 8-ми блочно-модульных компрессорных установок для компримирования неподготовленного природного газа на кусте низкодебетовых скважин. Компанией ГЕА реализована схема распределенного компримирования природного газа на отдаленных кустах месторождений. Полностью автономная работа ДКС в отсутствии обслуживающего персонала. Все ДКС прошли обкатку в течение 5000 часов.
- **ПАО «НОВАТЭК»**
  Изготовление и поставка блочно-модульной компрессорной установки для сжатия попутного нефтяного газа на Таркосалинском месторождении.

Ключевые проекты. Подготовка нефти.

Отдельного внимания заслуживают проекты ГЕА по подготовке нефти, реализованные в России.

В настоящее время на Ярегское месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» поставлено 16 (шестнадцать) сепарационных установок для подготовки нефти на базе тарельчатых сепараторов WSD 200.

1-я очередь – 8 из 16-ти установок, в настоящее время запущены и успешно эксплуатируются. Запуск 8-ми установок в составе второй очереди ожидается в ближайшее время.

Тарельчатые сепараторы ГЕА используются для подготовки нефти на месторождениях с 60-х годов 20-го века, и некоторые установки, запущенные в 60х годах, эксплуатируются и по сей день. Вместе с тем в ходе реализации проекта на Ярегском месторождении ГЕА столкнулось необходимостью решения ряда задач. Так при запуске УППН наша компания столкнулась с проблемой высокого содержания механических примесей и с их повышенной абразивностью. Однако потенциал ГЕА позволил успешно решить эту задачу и обеспечить стабильную работу оборудования с получением нефти по 1-й группе качества по ГОСТ Р 51858-2002.

На производстве ГЕА в Климовске были также изготовлены и поставлены в 2017 году три установки подготовки нефти для УППН «Суханово» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В настоящее время оборудование поставлено на объект. Запуск планируется в 2018 году.

Модульная установка с тарельчатыми сепараторами ГЕА успешно эксплуатировалась и показала хорошие результаты на месторождении Русском ПАО «НК «Роснефть». Был реализован на практике возможный вариант мобильного решения установки подготовки нефти в контейнерном исполнении.

GEA перспективы

В планах компании ГЕА дальнейшее развитие в России в следующих направлениях:

В первую очередь – это развитие производства в РФ с увеличением степени импортозамещения и доли используемых российских компонентов и комплектующих.

Из Европы поставляются только уникальные компоненты, производимые на заводах концерна GEA.

Важное значение имеет также стандартизация решений для нефтегазовой отрасли. Как технологически, так и по комплектации. Стандартизация решений позволит оптимизировать затраты на производство при соблюдении высокого уровня качества и сделает решения ГЕА более привлекательными для Заказчиков.

Особое внимание заслуживает развитие сервисного направления, т.к. именно уровень послепродажного обслуживания поставляемого оборудования, близость сервиса к Заказчику, доступность запасных частей имеет большое значение для Клиента.

По желанию заказчика возможно продление сроков гарантии, техническое сопровождения при запуске и эксплуатации сложного и нового для Заказчика оборудования.

Основываясь на своем опыте в различных регионах мира GEA планирует развивать и совершенствовать решения для нефтегазовой отрасли, которые могут быть востребованы в ближайшем будущем.

В первую очередь компания планирует развивать направления по производству мобильных ДКС. Подобный проект уже реализован на объекте ПАО «Газпром».

В связи с увеличением доли тяжелой, битуминозной высоковязкой нефти в объеме добычи ГЕА может предложить установки для подготовки тяжелой и битуминозной нефти на базе тарельчатых сепараторов различной производительности от 70 м³/сут. до 10 000 м³/сут. и более, как в стационарном, так и в мобильном исполнении.

Учитывая важность решения экологических задач ГЕА также планирует развивать направление по производству универсальных мобильных установок по переработке нефтешламов и промслоев. ●

ГЕА в России
105094, Москва, ул. Семеновский Вал, 6А
тел. (495) 787-20-20, факс (495) 787-20-12
e-mail: sales.russia@gea.com
www.geaenergy.ru

Оборудование
и решения ГЕА
для нефтегазовой промышленности
• Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
• Оборудование для охлаждения и компримирирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
• Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
• Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
• Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
• Склад запасных частей в Москве и области;
• Мировой опыт концерна;
• Производство в России.
Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6а.
Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com
СДЕЛАНО В РОССИИ
engineering for a better world
gea.com

Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

Аркадий Клавдиевич АКУЛОВ *– д.т.н., профессор, генеральный директор Научно-производственной компании «Провита»*

Основным источником азота и кислорода является атмосферный воздух. Для промышленного производства этих газов используют метод криогенной ректификации, короткоцикловую безнагревную адсорбцию или мембранную технологию. Метод короткоцикловой безнагревной адсорбции (КБА) стал использоваться в промышленности с 60-х годов прошлого века. Метод основан на патенте американского изобретателя Скарстрома. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии. Метод криогенной ректификации целесообразно использовать при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона.

При этом продукты разделения воздуха поступают к потребителю в газообразном или в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию в среднем 99,5%, а азот от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок являются невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодического отогрева оборудования для его ремонта и профилактики. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95-99,9% или кислорода чистотой не более 40%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газа через специальные мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно снижается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, завышая ее производительность, что также приводит к увеличению расхода сжатого воздуха.

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее: более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией: процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии; для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что также влечет дополнительный расход электроэнергии; относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозатраты на получение азота в этих установках в среднем составляют 1,1 кВт·ч/м^3.

В 70-е годы было обнаружено, что при осушке воздуха на цеолитах методом КБА одновременно происходит его обогащение кислородом. Это связано с тем, что на цеолитовых молекулярных ситах адсорбционная емкость по азоту примерно в 2 раза выше емкости по кислороду. После этого были предложены схемы получения кислорода методом адсорбции. В 80-е годы в мире уже работали десятки адсорбционных установок, производящих кислород чистотой 93%. К настоящему времени их количество составляет сотни тысяч.

С конца прошлого столетия адсорбционная технология активно используется и для получения чистого азота. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Современные углеродные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%.

>>>

проВИТА

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

OPEROR pro VITA
РАБОТАЕМ для ЖИЗНИ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

Основное направление развития компании – создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким энергопотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99,9999% и кислород чистотой 99%.

МЫ ПОСТАВЛЯЕМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ:

LUKOIL, БАШНЕФТЬ, TATNEFT, ГАЗПРОМ, КазМунайГаз

и других отечественных и зарубежных компаний

www.provita.ru

ООО "Провита"
199106, Санкт-Петербург
24 линия В.О., д. 3-7

тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме, в случае прекращения потребления азота или кислорода они переходят в режим ожидания. Производительность адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Газообразный кислород с чистотой от 90 до 95% широко используется в разнообразных отраслях промышленности: сварка и пайка металлов, черновая резка металла, огневая обработка стекла, извлечение благородных металлов из руд, рыборазведение, озонирование при отбеливании продукции в целлюлозно-бумажной промышленности и т.п. Широкому внедрению адсорбционных установок способствовали их конкурентные преимущества перед альтернативными способами получения кислорода, в основном перед криогенным. В отличие от него адсорбционный способ позволяет создавать сверхмалые установки, позволяющие решать локальные задачи. При этом выход на режим адсорбционного генератора не превышает 10–15 мин. Кроме того, прогресс в разработке оптимальных схем и адсорбентов привел к тому, что к настоящему времени стоимость кислорода оказалась практически одинаковой для обоих способов его получения.

Однако, в настоящее время криогенный способ все еще является лидером на рынке многотонажного производства кислорода за счет его более высокой чистоты, позволяющий получать продукт с содержанием примесей менее 0,5%.

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы.

В производстве электроники азот применяется в качестве защитного газа, не допускающего наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами – азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большое количество азота используется в коксовом производстве («сухое тушение кокса»), при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

В пищевой промышленности азот зарегистрирован в качестве пищевой добавки Е941, как газовая среда для упаковки и хранения пищевых продуктов, кроме того азот применяется при разливе масел и негазированных напитков для создания избыточного давления и инертной среды в мягкой таре.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем кислородных и азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затратах, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает: винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха, рефрижераторный или адсорбционный осушитель, блок фильтров для очистки воздуха от паров масла, воздушный ресивер, адсорбционный генератор для разделения воздуха и продукционный ресивер. В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до +45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-8, которая обеспечивает:

- гибкую настройку параметров процесса,
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса,
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала,
- автоматическую остановку генератора при прекращении потребления продукционного газа,
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа,
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Адсорбционная азотная станция в контейнере

Система управления PCS-8 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции. Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к-дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного кислорода и азота и заработала репутацию надежного производителя адсорбционного оборудования и проверенного его поставщика. В табл. 1, 2, 3 приведены основные характеристики кислородных и азотных генераторов торговой марки «Провита».

При производстве адсорбционных установок компания «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих отечественных и мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот или кислород 24 часа в сутки, 365 дней в году.

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Таблица 1. Основные технические характеристики кислородных генераторов торговой марки «Провита»

Наименование	Производительность, н.л/мин н.м³/час	Габариты, мм ШхГлхВ
Серия «Компакт»		
Провита 50	50 / 3,0	800 x 600 x 1600
Провита 100	100 / 6.0	800 x 600 x 1800
Провита 200	200 / 12,0	1000 x 800 x 2000
Серия «Эдванс»		
Провита 115A	115 / 6,9	800 x 800 x 1700
Провита 180A	180 / 10,8	800 x 900 x 1900
Провита 290A	290 / 17,4	950 x 1000 x 2350
Провита 395A	395 / 23,7	1200 x 1350 x 2450
Провита 650A	650 / 39,0	1650 x 1450 x 2550
Серия «Бицикл»		
Провита 550 Bi	550 / 33	1500 x 1700 x 2400
Провита 750 Bi	750 / 45	2100 x 1800 x 2500
Провита 1000 Bi	1000 / 60	2200 x 2000 x 2550
Провита 1400 Bi	1400 / 84	2250 x 2200 x 2600
Провита 1900 Bi	1900 / 114	2460 x 2500 x 2900
Провита 5800 Bi	5800 / 318	3200 x 3400 x 3000

>>>

Таблица 2. Основные технические характеристики адсорбционных генераторов серии «Ультра» для получения кислорода повышенной чистоты

Наименование	Производительность по чистому кислороду, н.л/мин. 98% и 99%	Удельный расход электроэнергии на 1 м³ кислорода 99%, кВт-ч
Провита 0120U	100 / 66	2,8
Провита 0300U	239 / 159	2,5
Провита 0570U	479 / 318	2,2
Провита 0750U	627 / 416	2,2
Провита 01000U	840 / 558	2,2
Провита 01500U	1230 / 810	2,2

Таблица 3. Основные технические характеристики азотных генераторов торговой марки «Провита» – производительность в зависимости от чистоты азота

Серия «Стандарт» *					
Азот	99%	99,5%	99,9%	99,95%	99,99%
Провита N60C	88	72	45	37	23
Провита N100C	173	141	89	73	46
Провита N150C	216	177	111	91	58
Провита N230	380	312	196	161	101
Провита N400	570	467	294	241	152
Провита N500	824	676	426	349	220
Провита N700	1112	912	575	471	297
Провита N850	1335	1094	690	565	356
Провита N1000	1613	1322	833	683	430
Провита N1200	1897	1555	980	803	506
Провита N1400	2095	1717	1082	887	559
Провита N1600	2395	1963	1237	1014	639
Провита N2000	2844	2331	1469	1204	759
Провита N2400	3533	2896	1825	1496	943
Провита N2800	4283	3510	2212	1813	1143
Провита N3500	5076	4160	2622	2149	1354

Серия «Ультра»*				
Азот	99,99%	99,995%	99,999%	99,9995%
Провита N100CU	53	44	429	25
Провита N150CU	66	55	37	31
Провита N230U	117	98	65	54
Провита N400U	175	146	97	81
Провита N500U	253	212	140	117
Провита N700U	341	286	189	158
Провита N850U	409	343	227	190
Провита N1000U	494	414	274	229
Провита N1200U	582	487	322	270
Провита N1400U	642	538	356	298
Провита N1600U	734	615	407	340
Провита N2000U	872	730	483	404
Провита N2400U	1083	907	600	502
Провита N2800U	1313	1099	727	609
Провита N3500U	1556	1303	862	721

** Производительность дана в н.л/мин.*

Компания «Провита» предлагает широкую линейку адсорбционных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин. и более.

Компания «Провита» постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистых кислорода и азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на их производство. ●

проВИТА

ООО «Провита»
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В. О., д. 3-7
тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru, www.provita.ru

АРСЕНАЛ
МАШИНОСТРОЕНИЕ

ЗИФ
ПРОСТОЙ НАДЕЖНЫЙ ИЗВЕСТНЫЙ

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

Решения по сжатому воздуху

Винтовые блоки собственного производства

- Компрессорные станции производительностью от 0,5 до 500 м³/мин., включая систему подготовки сжатого воздуха и многофункциональную систему управления для интеграции в любую АСУТП.
- Инжиниринговые услуги и решения по сжатому воздуху в нефтегазовой сфере.
- Проектирование компрессорного оборудования под ключ.
- Компрессорное оборудование во взрывозащищенном исполнении.
- Станции в блок-контейнерном исполнении любой производительности.

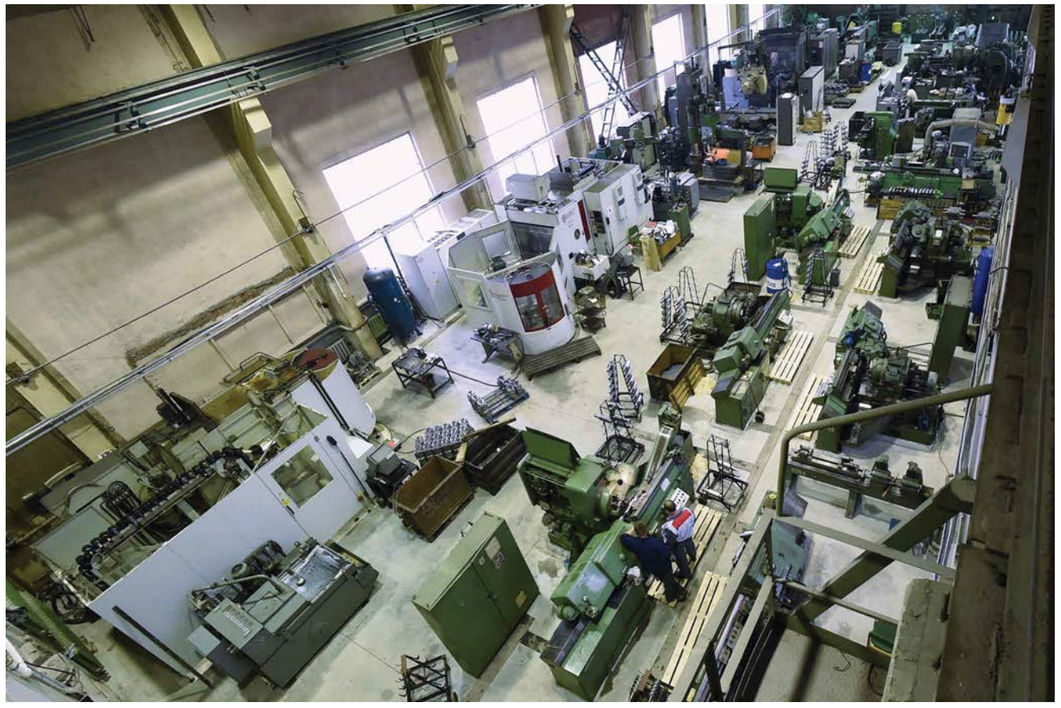
www.zif.su

ЗИФ™
КОМПРЕССОРЫ

ООО «АРСМАШ»
195009, Россия, Санкт-Петербург, ул. Комсомола, д. 1-3, лит. К, пом. 01Н
Тел. (800) 200-2843, (812) 292-4696, 292-4099, 292-4884 | e-mail: zif@zif.su

Компрессорное оборудование «Арсенал Машиностроение» для нефтегазового сектора

Много лет Машиностроительный завод «Арсенал», известный выпуском космических аппаратов и артиллерийских систем для ВМФ, производит различные виды техники гражданского назначения.



Модернизированные обрабатывающие центры для производства винтовых компрессорных блоков

Гражданское производство было выделено в отдельное юридическое лицо, и появился завод «Арсенал Машиностроение», ставший правопреемником завода «Арсенал». Серийное производство компрессорной техники на предприятии началось в 1931 году.

«Арсенал Машиностроение» – одно из немногих предприятий в России, серийно производящее собственные винтовые компрессорные блоки, которые по своим характеристикам во многом превосходят импортные аналоги. Производственные возможности предприятия позволяют выпускать качественную и надежную продукцию, которая способна конкурировать с любой компрессорной техникой, представленной на мировом рынке.

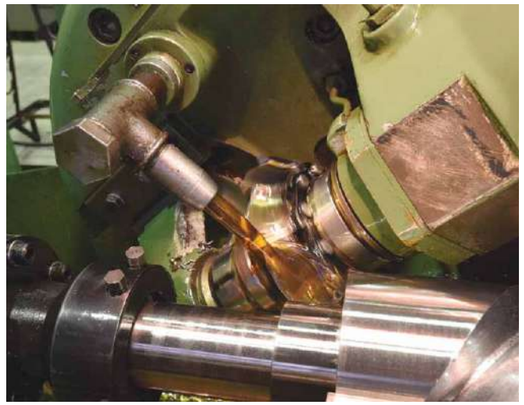
На сегодняшний день «Арсенал Машиностроение» – это современное, высокотехнологичное предприятие, использующее самые передовые технологии для постоянного развития.

Завод готов предложить своим клиентам:

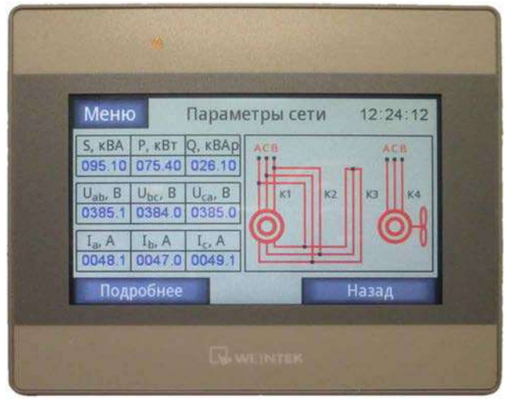
- Компрессорные станции производительностью от 0,5 до 500 м^3/мин., включая любую систему подготовки сжатого воздуха и многофункциональную систему управления для интеграции в любую АСУТП.
- Инжиниринговые услуги и решения по сжатому воздуху в нефтегазовой сфере.
- Проектирование компрессорного оборудования под ключ.
- Компрессорное оборудование во взрывозащищенном исполнении.
- Станции в блок-контейнерном исполнении любой производительности.

Компрессорная станция в составе блок-контейнера.

Внутри блок-контейнера



Процесс производства винта компрессора



Сенсорный дисплей микропроцессорной системы управления

Серийные компрессорные станции ЗИФ производства «Арсенал Машиностроение» имеют различное исполнение:

- **Привод от дизельного или электрического двигателя.**
- **Для работы на улице, в диапазоне температур от -40°С до +50°С.**
- **Для эксплуатации в условиях цеха. В этом исполнении станции обладают низким уровнем шума и оснащены современной системой управления.**
- **Компрессорные станции в специальном исполнении, соответствующие первому уровню защиты. Станции в таком исполнении работают в угольных шахтах, в том числе в тупиковых забоях и других опасных производствах.**
- **Для городского электротранспорта, включая электробусы.**
- **Все станции могут быть смонтированы на колесном шасси, а при использовании без него не требуют специально подготовленных поверхностей или фундамента.**
- **«Арсенал Машиностроение» выпускает блок-контейнерные установки любой производительности, включая систему осушки и систему микропроцессорного управления, а также установку для получения азота.**

Клиентами завода на сегодняшний день являются такие предприятия, как Газпром, Лукойл, РЖД, Роснефть и многие другие. Мы рады предложить Вам весь спектр продукции и инжиниринговых услуг завода. ●

ООО «АРСМАШ»
195009, Россия, Санкт-Петербург, ул. Комсомола, д. 1-3, лит. К, пом. 01Н
тел. (800) 200-28-43, (812) 292-46-96, 292-40-99, 292-48-84
e-mail: zif@zif.su
www.zif.su

ОАО «Пензкомпрессормаш» выводит на рынок новые виды компрессорного оборудования

ОАО «Пензкомпрессормаш» – одно из ведущих компрессоростроительных предприятий России, постоянно ведет работы по модернизации и разработке новых образцов компрессорной техники. За 2016–2017 годы разработано и изготовлено 2 новые базы поршневых компрессоров, выполнены работы по модернизации компрессорной установки и станции АГНКС. Новые виды оборудования соответствуют международным стандартам и по своим характеристикам превосходят импортные аналоги.

Новая серия быстроходных поршневых компрессоров М18

В рамках программы импортозамещения ОАО «Пензкомпрессормаш» разработало новую быстроходную базу поршневых компрессоров М18. Конструкция компрессорной установки соответствует стандарту API618 и учитывает огромный собственный опыт производства поршневых компрессоров и новейшие тенденции мирового компрессоростроения. Основной принцип производства компрессоров на базе М18 – единая компрессорная база, включающая в себя раму, систему смазки и механизм движения, и возможность установки большой номенклатуры цилиндров, сальников аппаратов, которая позволяет производить компрессора в широком диапазоне производительностей, различных газов и условий эксплуатации. Компрессоры могут быть выполнены как в стационарном на фундаменте, так и в блочно-модульном исполнении на раме.

Исполнение по смазке цилиндров и сальников может быть в двух вариантах: без смазки или со смазкой. Компрессора на новой базе могут агрегатироваться с приводом мощностью до 2000 кВт. Привод может быть как электрический, так и газопоршневой.

Основные сферы применения новой серии компрессоров это газодобыча, газопереработка, утилизация нефтяного попутного газа, нефтеперерабатывающие и химические производства. Компрессорные установки на базе М18 разрабатываются как альтернатива компрессорным установкам производства ARIEL (США).

Технические характеристики АГНКС производства ОАО «Пензкомпрессормаш»:

Параметр	Значение
Тип	оппозитный, поршневой
Сжимаемая среда	углеводородные и другие технологические газы
Количество рядов	2; 4
Максимальная мощность привода, кВт	2000
Максимальное давление нагнетания, МПа	40
Максимальное количество оборотов, об./мин.	1000
Ход поршня, мм	160
Диаметр поршня, мм	до 500
Привод	электрический/газопоршневой

Природный газ как моторное топливо будущего

Все новое – это хорошо забытое старое. К теме данной статьи эта пословица имеет непосредственное отношение, ведь мало кто помнит, но первый практически пригодный двухтактный двигатель внутреннего сгорания, запатентованный в 1860 году французским изобретателем Этьеном Ленуаром, в качестве топлива использовал газ. Правда газ не природный, а светильный, но одним из основных его компонентов, так же как и у природного газа, является метан. В 1863 году, двигатель Ленуара был модернизирован немецким инженером Николаусом Августом Óтто, а в 1876 году, им же был изобретен четырехтактный газовый двигатель внутреннего сгорания. Двигатели Óтто пользовались огромным, для того времени, спросом и принесли его создателю целое состояние. Именно газ открыл дорогу человечеству к прогрессу. Но, открыв эту дорогу, газ, как моторное топливо, был потеснен бензином на целые полтора столетия. Сегодня газ заслуженно возвращает потерянные позиции в автомобильных топливных технологиях. На сегодняшний день, наибольшее распространение получили два типа газового топлива – пропан-бутан и метан, но именно последнему, в наибольшей степени, подходит определение «топливо будущего». Основных причин этому три – его экологичность, безопасность и, конечно, дешевизна.

■ Метан – это экологично

Метан – это основной компонент природного газа. Компримированный природный газ (КПГ), сжатый природный газ (СПГ) и даже compressed natural gas (CNG) – это все метан.

В отличие от пропан-бутана (сжиженный углеводородный газ (СУГ или LPG)), бензина или дизельного топлива, метан не является продуктом нефтепереработки, это готовое топливо, поступающее напрямую с месторождений на заправочные станции. Таким образом, его экологичность проявляется еще до попадания в двигатели автомобилей.

Дальше – больше. В продуктах сгорания метана, образуется в 2–3 раза меньше оксида углерода и в 2 раза меньше окиси азота, чем в бензиновом двигателе, задымленность, при этом, снижается в 9 раз. Но самым важным является – отсутствие в продуктах сгорания метана серы и свинца, соединений, наносящих наибольший вред здоровью человека и окружающей среде. Если говорить языком стандартом, то метан соответствует требованиям Евро-5. Именно экологичность природного газа, является одной из основных причин общемировой тенденции перехода на этот вид моторного топлива.

■ Метан – это безопасно

Вопреки устоявшемуся мнению, природный газ – это одно из самых безопасных современных видов топлива. Аргументацией данного утверждения являются физико-химические свойства метана:

- метан не токсичен и не является канцерогеном;
- метан практически в 2 раза легче воздуха, поэтому при разгерметизации оборудования не скапливается, а сразу улетучивается;
- нижний предел самовоспламенения метана составляет +650°С, для сравнения у бензина этот показатель равен +550°С, у пропан-бутана +500°С, у дизельного топлива +320°С.
- диапазон пожароопасных концентраций метана находится в пределах 4,0–15,0% объема.

Для сравнения: у паров бензина – 1,4–7,4%, у пропан-бутановой смеси – в пределах 1,8–8,6%, у паров дизельного топлива – 1,1–8,0%.

По классификации, определенной ГОСТ 12.1.007-76, метан относится к наивысшему – IV классу безопасности (малоопасные вещества), тогда как, например, бензин относится только к III классу (умеренно опасные вещества).

Однако, несмотря на все классификации, природный газ – это вид моторного топлива, а оно по определению, не может быть абсолютно безопасным. На помощь приходят современные материалы и технические средства, применяемые в системах заправки, транспортировки и хранения метана, снижающие риски его использования к минимуму.

■ Основа АГНКС

Основой любой АГНКС является модуль компрессорный заправочный (МКЗ) – компрессорная станция специального исполнения, осуществляющая компримирование поступающего газа до давления 200-250 кгс/см^2 и последующей заправки автотранстпортных средств. ОАО «Пензкомпрессормаш» серийно выпускает более 20-ти модификаций компрессорных заправочных модулей, предназначенных для работы как от городских газовых сетей с давлением 0,03–12 кгс/см^2, так и от магистрального газопровода с давлением 30–90 кгс/см^2 и производительностью от 30 до 200 заправляемых автомобилей в сутки.

В 2015 году линейка серийной продукции ОАО «Пензкомпрессормаш» пополнилась высокопроизводительным компрессорным заправочным модулем CSG-4.3-251-EE.01 производительностью до 1200 нм^3/час. Модуль позволяет осуществлять до 400 заправок в сутки при длительности одной заправки от 3 минут и предназначен для использования в составе общественных АГНКС, крупных автобусных парков и внутриорганизационных автозаправочных станций. «Сердцем» модуля является современная поршневая компрессорная установка собственного производства. В состав модуля входит современное технологическое оборудование преимущественно отечественного производства. Максимально реализованы принципы импортозамещения.

Основные преимущества станций серии АГНКС производства ОАО «Пензкомпрессормаш»

- **Быстрый ввод в эксплуатацию – станция поставляется в полной заводской готовности «под ключ».**
- **Всепогодность – конструкция контейнера, а также встроенная система отопления и вентиляции обеспечивает возможность эксплуатации станции при любых погодных условия во всех климатических зонах.**
- **Простота обслуживания – в конструкции станции предусмотрены все необходимые технологические средства и конструктивные решения, для обеспечения возможности легкого и оперативного обслуживания всего набора оборудования.**
- **Автономность – станция в объеме заводской поставки имеет весь спектр необходимого оборудования для автономной работы.**
- **Компактность – конструктивное исполнение в габаритах стандартных морских контейнеров позволяет сделать станцию максимально компактной, избавив заказчика от необходимости поиска больших площадей для нового оборудования.**
- **Интеллектуальное управление – локальная АСУ на базе современных программируемых логических контроллеров позволяет сделать управление станции простым и понятным, а алгоритмы работы максимально гибкими.**
- **Исключительная надежность и длительный ресурс работы – достигается использованием собственного, проверенного временем, компрессорного оборудования, а также изделий только наиболее известных и хорошо зарекомендовавших себя производителей.**
- **Гибкость конфигураций и широкий модельный ряд – за счет широкой номенклатуры выпускаемых поршневых и винтовых компрессорных установок существует возможность изготовления КС максимально удовлетворяющих требованиям заказчика в стандартные, для серийной продукции, сроки.** ●

440015, г. Пенза, ул. Аустрина, 63
тел. (8412) 49-32-49, 49-32-52, 49-32-53
факс (8412) 90-98-75
e-mail: pkm@pkm.ru, prommash@pkm.ru
www.pkm.ru

Перспективное оборудование «РЭП Холдинга» для проектов СПГ

АО «РЭП Холдинг» (Санкт-Петербург) освоил изготовление компрессорного оборудования для сжижения природного газа и открыл возможность создания отечественной технологии СПГ.

В июне 2016 г. на XX Петербургском международном экономическом форуме было подписано соглашение о строительстве «Терминала по производству и перегрузке сжиженного природного газа (СПГ) в порту Высоцк Ленинградской области». Для строительства терминала было создано совместное предприятие «ОМЗ-Дэлим», с которым «РЭП Холдинг» подписал контракт о поставке оборудования на первый российский среднетоннажный завод СПГ «Высоцк».

Для данного проекта «РЭП Холдинг» первым в России спроектировал и изготовил центробежный компрессор холодильного цикла К 905-71-1С. Конструктивными особенностями данного компрессора является наличие двух секций в одном корпусе типа «баррель», 7 ступеней сжатия (4 – в первой секции, 3 – во второй), а также использование «сухих» газодинамических уплотнений.

В компрессоре применены высокотехнологичные элементы проточной части – цельнофрезерованные осерадиальные рабочие колеса с пространственными лопатками. «РЭП Холдинг» является единственной российской компанией, которая освоила изготовление данных элементов и активно применяет их в своих новых разработках.

Технические характеристики компрессора К 905-71-1С:

Наименование параметра	1 секция	2 секция
Производительность объемная, отнесенная к 0°С и 0,1013 МПа, тыс. нм³/ч	147,000	138,233
Производительность массовая, кг/ч	216600	192816
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м³/час	54146	8077
Давление газа начальное (абс.), на входе, бар	3,0	17,7
Давление газа конечное (абс.), на выходе, бар	18,2	51,0
Степень сжатия	6,067	2,881
Температура газа на входе, °С	33,0	35,0
Политропный КПД, не менее	0,825	0,805
Частота вращения ротора, об./мин.	6200	

Преимущества компрессора К 905-71-1С:

- Спроектирован и изготовлен в России на базе отечественных решений и материалов.
- Увеличение ресурса работы и повышение надежности агрегата за счет использования детали, произведенной из единой паковки (без применения сварки и клепки).
- Высокий уровень политропного КПД.
- Рост КПД ступени на 2–4% за счет пространственного 3D профилирования проточной части.
- Использование унифицированных узлов и элементов.

В июне 2017 года компрессор К 905-71-1С успешно прошел 72-х часовые комплексные испытания на специально оборудованном стенде Невского Завода, производственной площадке Холдинга, подтвердив технические характеристики, предусмотренные в контракте. Данная разработка имеет стратегическое значение для дальнейшего развития отечественного компрессоростроения в области сжижения природного газа, среднетоннажного и крупнотоннажного производства СПГ в России.

Освоенный РЭП Холдингом выпуск компрессоров смешанного хладагента в перспективе позволит создать российскую технологию СПГ, повысить долю использования высокотехнологичного компрессорного оборудования при строительстве крупнотоннажных заводов, а также снизить зависимость от дорогостоящих сервисных программ иностранных производителей.

«РЭП Холдинг» поставит компрессор на объект в составе компрессорного агрегата смешанного хладагента (КАСХ). В качестве привода компрессора будет использована стационарная газовая турбина простого цикла мощностью 22/25 МВт.

СПГ-терминал в Высоцке станет первым российским проектом для ГТУ Т25, производство которой локализуется на площадке «РЭП Холдинга» в рамках лицензионного соглашения с компанией Solar Turbines.

К июлю 2017 года «РЭП Холдинг» успешно освоил первую фазу локализации производства ГТУ Т25.

>>>

В ходе первого этапа специалисты Холдинга изготовили все вспомогательное оборудование, систему боковой выкатки турбоблока, приспособления для агрегатирования и выемки двигателя и шумотеплоизолирующий кожух (КШТ), произвели его установку его на раму турбины, после чего были подключены все необходимые компоненты систем электроснабжения и пожаротушения. Комплекс работ включал в себя этапы проектирования, адаптации и согласования конструкторской документации с лицензиаром, а также производства и сборки оборудования. В реализации первой фазы локализации, на освоение которой потребовалось около года, участвовали основные подразделения Холдинга – Инженерный центр, Невский завод, завод «Электропульт». Изготовление КШТ, комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) и вспомогательного оборудования, включая систему выхлопа, вентиляции и охлаждения ГТУ, осуществлялось с ориентацией на программу импортозамещения: доля комплектующих российских производителей составила более 80%.

Состав газотурбинной установки Т25:

- газотурбинный двигатель с системой запуска;
- топливная система, система масляной смазки;
- система управления Turbotronic 4;
- рама с маслобаком;
- входной патрубок воздухозабора турбины;
- выхлопной патрубок турбины;
- кожух шумотеплоизолирующий;
- система вентиляции;
- системы газо- и пожарообнаружения, пожаротушения.

Благодаря современным методам проектирования и применяемым технологиям в конструкции газовая турбина отличается высокой надежностью и низким уровнем вредных выбросов (эмиссия NOx ≤ 25ppm). Кроме того, она имеет лучший в своем диапазоне мощности механический КПД (40%), высокую производительность и экономичность на различных режимах эксплуатации и большой ресурс работы (200 тысяч часов). Оперативная замена ГТД осуществляется за счет боковой выкатки на опорной раме.

Газотурбинный двигатель Т25

Компрессор двигателя – осевой, 16-ступенчатый, с шестью рядами направляющих аппаратов изменяемой геометрии, включая ВНА. Корпус имеет вертикальный разъем. Номинальный массовый расход циклового воздуха – 67,3 кг/с. Компрессор имеет отборы на уплотнения вала за 9-й ступенью, на охлаждение соплового аппарата газогенератора за 11-й ступенью. Камера сгорания – кольцевая, с инжекционными топливными горелками, низкоэмиссионная, с сухим подавлением выбросов SoLoNOx, с системой запальной горелки.

Существует возможность обслуживания топливных горелок на площадке. Турбина газогенератора – двухступенчатая, с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками с термозащитным покрытием. Силовая турбина – трехступенчатая, с неохлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками и компактным радиальным выхлопом. Рабочие лопатки первой и второй ступени снабжены взаимосвязанными периферийными демпферными полками. Блок СТ поставляется полностью собранным и крепится газоплотным фланцевым соединением к заднему торцу корпуса турбины газогенератора.

Преимущества использования турбины Т25 при производстве СПГ:

- Высокий КПД.
- Ремонтопригодность.
- Экологичность.
- Ресурсосбережение.
- Возможность синхронизации с режимом работы терминала.
- Возможность удаленного мониторинга.
- Современная система автоматического управления.

ГТД Т25 оптимально подходит к потребляемой мощности компрессора. Широкий диапазон приемлемой теплотворности газа позволяет использовать в качестве топлива все утилизационные газы при производстве СПГ (отпарной газ, образующийся при нагревании СПГ, газ продувки холодильной установки и т.д.).

Разработки «РЭП Холдинга» для проектов СПГ высоко оценил глава Правительства РФ Дмитрий Медведев во время своего визита на Невский завод в мае текущего года. Руководитель отметил технологичность и востребованность продукции Холдинга в рамках реализации программы импортозамещения и создания конкурентоспособного отечественного оборудования, не уступающего по своим характеристиками зарубежным аналогам ведущих мировых производителей.

На строительство терминала СПГ «РЭП Холдинг» поставит два компрессорных агрегата смешанного хладагента. Оборудование будет играть ключевую роль в технологической цепочке по производству СПГ на территории порта Высоцк. Помимо основного технологического оборудования Холдинг поставит на объект комплекс вспомогательных систем, обеспечивающих жизнедеятельность агрегатов, их эксплуатацию и удобство обслуживания. Компрессорные агрегаты смешанного хладагента будут работать на две независимые технологические линии сжижения природного газа в замкнутом цикле хладагента равной производительности – по 330 тыс. тонн СПГ в год. Терминал будет вводиться единым технологическим комплексом мощностью 660 тыс. тонн СПГ в год. ●

АО «РЭП Холдинг»
192029, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской обороны, 51, лит. АФ
тел. (812) 372-58-80
факс (812) 412-64-84
e-mail: reph@reph.ru
www. reph.ru

РЭП ХОЛДИНГ

Плунжерные насосы с инновационным дизайном привода. Эффективная генерация высокого давления

Производитель насосов высокого давления основательно переработал концепцию механического исполнения приводов трехплунжерных насосов для давления до 3500 бар. Данный тип насосов, особенно в сочетании с системой управления с регулируемой частотой вращения привода, обеспечивает высокую производительность и значительную экономию энергии. Насосы данного типа используются как для горной промышленности, так и для технологии водоструйного применения высокого давления, а также в качестве технологического оборудования для производственных процессов.

***Jan SPRAKEL** – управляющий директор KAMAT GmbH & Co. KG, Виттен*

Предлагаемый ранее производителем «классический» дизайн плунжерного насоса и с цельным редуктором и корпусом насоса уже давно зарекомендовал себя в различных областях применения высоконапорной техники (до 3500 бар). До сих пор он является, а точнее являлся, во многом самым оптимальным техническим решением для заказчиков.

В качестве гидравлических машин объемного принципа действия эти насосы имеют высокий показатель КПД, что открывает новые возможности применения данных насосов, помимо «стандартных» отраслей промышленности, таких как, например, горной промышленности, водноструйной техники высокого давления и для технологии обработки поверхностей.

В химической и перерабатывающей промышленности, например, плунжерные насосы все больше вытесняют центробежные насосы и позволяют при работе с давлением от 80 до 100 бар значительно экономить энергию. Даже в тех отраслях, где ранее использовались мембранные насосы сложной конструкции, все чаще используют плунжерные насосы.

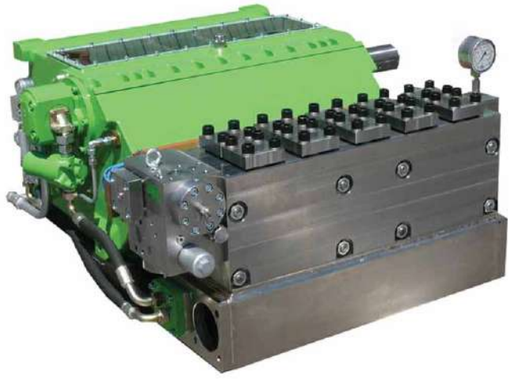
Насосная станция высокого давления для горной промышленности с частотным преобразователем

Целью новой разработки стал насос для работы с низкой шумовой нагрузкой и низким уровнем вибраций

Заказчиками все чаще стали предъявляться требования к бесшумной работе насосов высокого давления. Это требование было трудно выполнить в рамках существующей концепции насосного привода, поскольку коленвал, приводящий в движение плунжеры посредством крейцкопфов, должен был иметь ассиметричную форму, позволяющую поместить его внутрь цельного корпуса насоса. Ассиметричная форма является причиной сильной вибрации и высокого уровня шума, к тому же она затрудняет из-за возникающих колебаний акустическую изоляцию.

В связи с этим производителем было принято решение модифицировать конструкцию редуктора. Поставленной целью являлось достижение значительного снижения уровня шума с одновременным сохранением имеющихся преимуществ положительно зарекомендовавшей себя концепции редуктора. К числу таких преимуществ относятся удобство проведения технического обслуживания, долговечность продукции и высокая энергоэффективность.

Насос K 40000 мощностью 400 кВт со сборным редуктором (3G)



Насос K 50000 мощностью 530 кВт со сборным редуктором (5G)

Новая концепция редуктора

Достижение цели было осуществлено благодаря разработке сборной конструкции корпуса, в который помещен симметричный сбалансированный коленвал, осуществляющий передачу усилия редуктора к плунжерам. Повышению плавности хода насоса способствует внедрение еще одной инновации – двойных косозубых шестерней редуктора.

Фирма KAMAT осуществляет производство редукторов на собственных производственных площадях. Еще в 1983 году была приобретена компания одного из субпоставщиков, который являлся производителем компонентов для механических приводов. С тех пор KAMAT владеет соответствующим ноу-хау.

На протяжении последних лет новая конструкция редуктора последовательно внедрялась в полную производственную линейку трехплунжерных насосов мощностью от 80 до 530 кВт. В качестве базовой конструкции приводного механизма она также стала основой разработки пятиплунжерных насосов, уже запущенных в серийное производство и позволяющих в процессе эксплуатации достигать при большей производительности насоса значительной экономии затрат.

Редуктор насоса K 40000-3G

Внутреннее устройство пятиплунжерного насоса K 50000

>>>

Наилучшие предпосылки для эффективной работы насоса

Механическое исполнение привода создает возможность управления работой насоса в требуемом режиме с использованием технологии изменения частоты вращения привода, являющейся одной из основных компетенций компании KAMAT, и все чаще применяемой заказчиками.

Конструктивными деталями для передачи усилия являются крейцкопфы, оказывающие за счет своего большого размера относительно низкое удельное давление. Они позволяют обеспечить отличный гидродинамический режим смазки привода насоса, включая и участки с наивысшей нагрузкой, даже при низкой скорости вращения привода.

Уникальность такого плунжерного насоса заключается в возможности обеспечивать глубину регулировки привода в диапазоне от 10% до 100% номинальной частоты вращения с полной нагрузкой.

Новый подход производителя к принципу управления

Концепция насосов позволяет создать в настоящее время высокоэффективную, ориентированную на потребности заказчика систему управления. Если для установки используются два насоса высокого давления, то основной насос регулируется благодаря изменению частоты вращения привода посредством частотного преобразователя. Если потребность в рабочей жидкости превышает возможности подачи основного насоса, основную нагрузку перенимает вспомогательный насос. Таким образом, управление установкой осуществляется с использованием лишь одного насоса с регулируемой частотой вращения привода и может покрывать достаточно широкий диапазон регулирования. Этот факт, учитывая стоимость частотного преобразователя во взрывобезопасном исполнении согласно нормативам ATEX и при наличии разрешения для использования в угольных шахтах, является весьма существенным экономическим преимуществом, особенно в горнодобывающей промышленности. Но и в других отраслях промышленности применение нескольких гидравлических насосных агрегатов с одним частотным преобразователем приводит к существенной экономии затрат.

Снижение износа на 90%

Еще одним важным фактором является принцип регулирования, точнее управление потоком рабочей жидкости в соответствии с потребностью в данный конкретный момент. В качестве стандартного решения для этой цели используют байпасные клапаны, перенаправляющие 100% потока перекачиваемой жидкости либо к потребителю, либо 100% потока перекачиваемой жидкости в бак. На практике такое переключение может происходить до трех раз в течение десяти секунд, что при высоких давлениях и больших объемах подачи создает значительную нагрузку на всю гидравлическую систему – нежелательное испытание на прочность насосов, трубопроводов, клапанов и баков.

С помощью датчика давления и преобразователя частоты вращения система управления насосными станциями позволяет избегать переключения байпасного клапана с целью корректировки подачи рабочей жидкости. На практике это приводит к снижению износа компонентов примерно на 90%, что значительно снижает затраты и повышает коэффициент эксплуатационной готовности насосов.

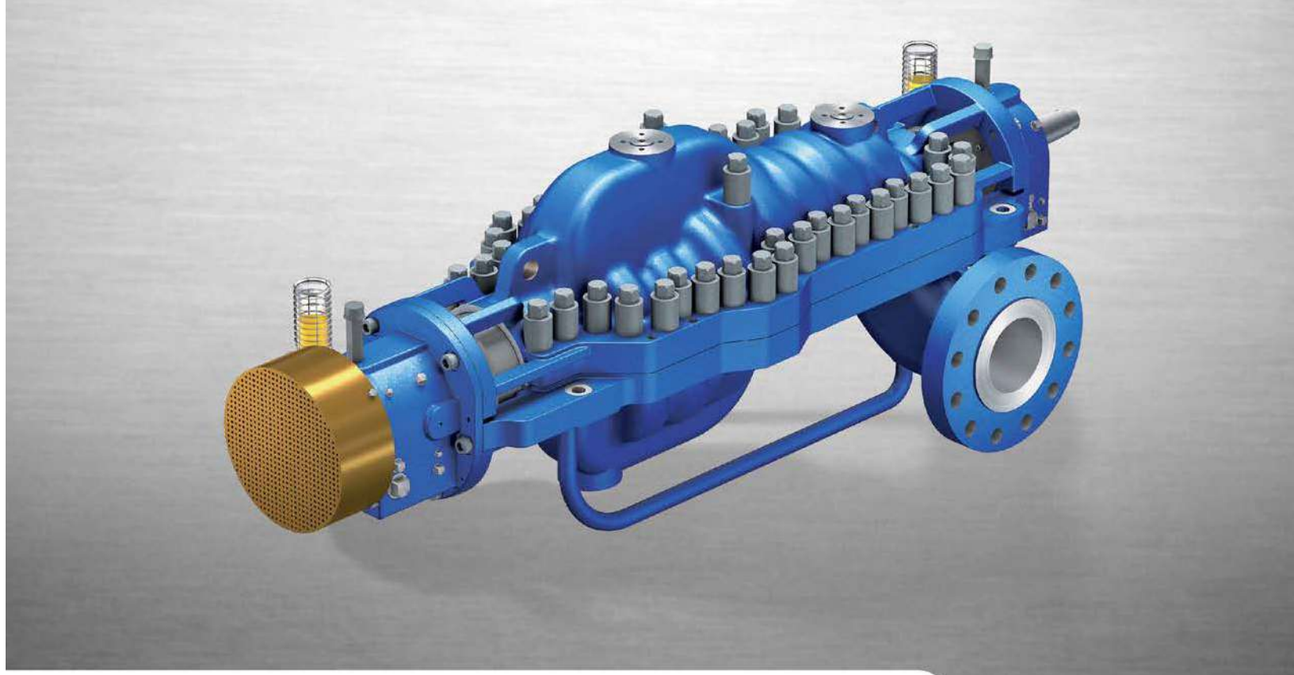
Сконструированы для сложных условий эксплуатации

Еще одной особенностью данных насосов является возможность их эксплуатации, как в горизонтальном, так и в вертикальном положении. Литой корпус насоса может использоваться в различных температурных режимах как в горной, так и нефтегазовой отраслях промышленности. Заказчик может быть уверен в максимальном сроке эксплуатации оборудования даже в экстремально неблагоприятных условиях. Все модели выпускаются согласно международным нормам, как, например, API674, являются коррозионностойкими к морской воде и по желанию могут поставляться в исполнении согласно норм ATEX для взрывоопасной среды. Они также подходят для перекачивания агрессивных, абразивных и летучих жидкостей.

Освоение новых областей применения

Новая концепция приводов насосов, обладающих описанными выше качествами, позволяет заказчикам при использовании в классических отраслях промышленности – таких, как горная промышленность, высоконапорная очистка или гидравлика высокого давления пользоваться преимуществами в плане эффективности, срока службы и технического обслуживания, бесшумной работы, а также снижения совокупных затрат. Эти преимущества по достоинству оценили и в других областях применения: спрос на плунжерные насосы высокого давления для использования в технологических процессах неизменно растет. Они используются для высоконапорной гомогенизации (до 3500 бар), установок для очистки газа, при нагнетании воды в пласт и в установках обратного осмоса. Внедрение плунжерных насосов в этих случаях четко демонстрирует сокращение расходов, связанных с эксплуатацией насосов – не только из-за принципиально более высокого КПД плунжерных насосов, но и своей чрезвычайно прочной конструкции и хорошей глубине регулировки. ●

www.kamat.de

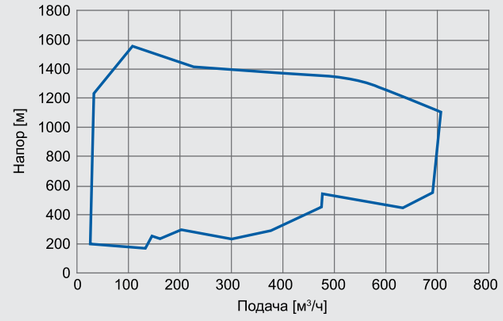


CHTRa – Многоступенчатые насосы с осевым разъемом корпуса согласно API 610 (тип BB3)

Насос KSB CHTRa

- многоступенчатый горизонтальный насос с осевым разъемом корпуса, с расположением рабочих колес «спина-к-спине», для обеспечения высоких давлений и максимальной производительности.
- разработан в соответствии с требованиями API 610, 11-е издание.
- для оптимального выбора доступны различные гидравлические типоразмеры со множеством ступеней и сочетаний материалов.
- с одним либо с двумя всасывающими рабочими колесами первой ступени для достижения низких значений кавитационного запаса NPSH.
- конструкция обеспечивает удобство в обслуживании и высокую надежность.

Основные поля характеристик



Варианты материальных исполнений

- материальные исполнения по API 610 доступны в стандартной комплектации.
- соответствие требованиям NACE. Неметаллические изнашиваемые детали доступны для улучшенного режима работы и повышения КПД.

Эксплуатационные характеристики*		50 Гц	60 Гц
DN	[мм]	80 – 250	80 – 250
Подача	[м³/ч]	до 715	до 850
Напор	[м]	до 1550	до 1550
Давление	[бар]	до 155	до 155
Температура	[°C]	до 205	до 205
Частота вращения	[об/мин]	до 6000	до 6000
Удельная плотность	≥ 0,7 (возможно снижение до 0,5 по согласованию с заказчиком)		

*более высокие значения по запросу

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

KSB

2701.021-RU / 10.16 / © KSB Aktiengesellschaft 2016 · Возможны технические изменения

KSB – победитель рейтинга производителей оборудования для нефтегазоперерабатывающей промышленности

Компания «Московские нефтегазовые конференции» более 5 лет проводит ежегодный опрос компаний с целью выявления лучших производителей техники для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий.

На основании опроса составляется ежегодный рейтинг ведущих производителей и поставщиков оборудования для отрасли. В отличие от других отраслевых опросов и рейтингов, которые основываются на оценках определенной группы экспертов, данный опрос является независимым, так как экспертами выступают непосредственно потребители оборудования для нефтегазоперерабатывающей отрасли. На основании их оценок, опыта эксплуатации и отзывов выявляются ведущие производители, пользующиеся наибольшим доверием на предприятиях страны. Итоги опроса и торжественное награждение победителей традиционно проходит в рамках ежегодной конференции «Модернизация производства для переработки нефти и газа» (Нефтегазопереработка).

В 2017 году в опросе приняли участие 27 компаний, среди которых такие промышленные гиганты, как ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ООО «РН-Туапсинский НПЗ», АО «Куйбышевский НПЗ», АО «Сызранский НПЗ», АО «Ачинский НПЗ ВНК», АО «РНПК», АО «Ангарская нефтехимическая компания», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», АО «Газпромнефть-ОНПЗ», ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез», АО «ТАНЕКО», ОАО «Сургутнефтегаз» и многие другие.

Компания ООО «КСБ» (KSB) получила наивысшие оценки в номинациях «Насосно-компрессорное оборудование» и «Центробежные насосы» и стала одной из победителей рейтинга.

В группе «Насосно-компрессорное оборудование» оценивались как российские (порядка 30), так и зарубежные компании (34). Перовое место среди зарубежных производителей было присуждено компаниям KSB и Atlas Copco, 2-е место – Flowserve, 3-е – Sulzer. Лучшей компанией среди российских производителей было признано ОАО «Казанькомпрессормаш», 2-ое место – АО «ГМС Ливгидромаш» и 3-е место разделили две российские компании АО «Нефтемаш-Сапкон» и ОАО «Пензкомпрессормаш».

В категории «Центробежные насосы» оценивались 17 российских и 18 зарубежных производителей. Победителями рейтинга зарубежных компаний стали Klaus Union – 1-е место, KSB – 2-е место и Hermetic-Pumpen GmbH – 3-е место. Лучшими российскими компаниями признаны ООО НПЦ «АНОД», ОАО «Волгограднефтемаш» и АО «ГМС Ливгидромаш».

Торжественная церемония награждения победителей состоялась 12 сентября 2017 года в Москве в рамках VII ежегодной конференции «Модернизация производств для переработки нефти и газа», на которой Олег Сергеевич Ведерников, начальник департамента развития нефтепереработки и нефтехимии ПАО «Газпром нефть», лично поздравил представителей компаний и вручил памятные дипломы победителей.

Компанию KSB на мероприятии представлял руководитель направления по насосам для нефтегазоперерабатывающей промышленности ООО «КСБ» Владимир Сергеевич Драгоман. В своей приветственной речи он так прокомментировал победу компании: *«От лица компании KSB мы хотим поблагодарить наших заказчиков, ведущие нефтегазовые предприятия страны, за оказанное доверие, высокие оценки и выбор в пользу KSB. Хочется также сказать большое спасибо организаторам данного мероприятия, которое позволяет получить независимую оценку, узнать о самых современных тенденциях, настроениях, предпочтениях специалистов отрасли, чтобы понять, в каких направлениях совершенствовать свою работу по продвижению бренда и продукции KSB в Российской Федерации. Для нас победа сразу в двух номинациях свидетельствует о том, что приоритетными для российского заказчика по-прежнему являются безупречное качество и надежность оборудования.*

Необходимо добавить, что компания KSB последовательно реализует программу локализации производства в РФ. В четвертом квартале текущего года готовится ввод в эксплуатацию собственного производственного комплекса ООО «КСБ» на территории индустриального парка «Индиго» (Новомосковский административный округ Москвы). Комплекс включает в себя сборочно-производственную площадку с испытательным стендом, логистический, сервисный и учебный центры, складские помещения и административно-офисное здание. Данный инвестиционный проект позволит нам повысить эффективность и увеличить мощности локального производства, в том числе расширить ассортимент российской продукции и спектр предлагаемых услуг. Будем рады дальнейшему сотрудничеству!» ●

Наши технологии. Ваш успех.

KSB

ООО «КСБ»
123022, Москва, ул. 2-я Звенигородская, д. 13, стр. 15
тел. (495) 980-11-76, факс (495) 980-11-69
e-mail: info@ksb.ru, www.ksb.ru

Филиал в Санкт-Петербурге:
197101, Санкт-Петербург,
ул. Чапаева, д. 15, лит. А, оф. 5-412
тел./факс (812) 332-56-02/01

Стальная гибкость надежных решений

Александр Алексеевич ТКАЧЕНКО –
генеральный директор ООО «Шлангенз»

ПАО «Газпром», ОАО «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Росатом», ПАО «ГазпромНефть» – это не перечисление крупнейших игроков нефтегазового и энергетического рынка, а лишь выборочный список клиентов производственно-инжиниринговой компании ООО «Шлангенз». За более чем десятилетнюю историю производства продукция «Шлангенз» зарекомендовала себя на мировых рынках с самой лучшей стороны и нашла применение в различных отраслях промышленности. О новых проектах и усовершенствовании предлагаемой продукции нам рассказал генеральный директор ООО «Шлангенз» Александр Алексеевич Ткаченко.

■ Александр Алексеевич, с чего начиналось становление компании «Шлангенз» и каковы ее производственные мощности сегодня?

– ООО «Шлангенз» начало свое существование в 2002 году в качестве структурного подразделения ООО «Компенз». Целью создания такого ответвления послужила необходимость удовлетворения растущего спроса на гибкие соединения, шланги и рукава высокого давления, не уступающие по своим техническим и эксплуатационным характеристикам аналогичным изделиям зарубежного производства.

В процессе развития подразделения в отдельную компанию производственная база «Шлангенз» разрослась до пяти линий по изготовлению:

- *резиновых рукавов высокого давления для буровых установок;*
- *тефлоновых рукавов (ПТФЕ);*
- *плоско-сворачиваемых рукавов;*
- *композитных рукавов;*
- *герметичных сильфонных металлорукавов.*

Сегодня 8 производственных цехов расположены на 6 га земли.

■ Не так давно по центральному телевидению в программе «Время» вышел в эфир репортаж, посвященный проекту «Ямал СПГ». В сюжете была продемонстрирована буровая установка «Арктика», укомплектованная буровыми рукавами компании «Шлангенз». Скажите, почему именно ваша продукция оказалась в приоритете?

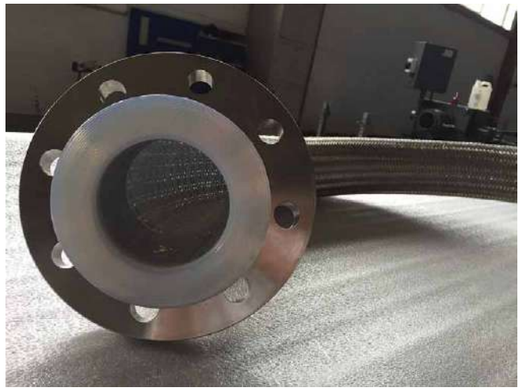
– Установка, а также ее комплектующие, предназначались для работы в суровых условиях Заполярья. Выбор на буровые рукава марки Shlangenz для завода СПГ пал совершенно не случайно. Данная продукция нашей компании способна работать даже при пиковых нагрузках в 700 атмосфер и температуре -55°С, что является несомненным плюсом для завода-заказчика, расположенного на Крайнем Севере. Также буровая установка «Арктика» была полностью оснащена резиновыми компенсаторами «Компенз-Вибро».

Хочу отметить, что на объекте «Ямал СПГ» применяются только те технологии, которые доказали свою эффективность и надежность. В свою очередь, разработки и технологии «Шлангенз» уже не первый год успешно применяются в нефтегазовой отрасли и других сферах промышленности.

■ А что касается безопасности, есть ли в вашем арсенале что-то для непредвиденных ситуаций?

– Не так давно нами была успешно отгружена очередная партия рукавов диаметром 76 мм и 102 мм для линии глушения скважины структурного подразделения компании ООО «Газпромбурение». Данный тип рукавов используется в аварийных ситуациях на буровой вышке, его отличие – повышенный ресурс наработки на отказ и огнестойкость. Рабочий режим рукавов: давление 700 атмосфер; температура от -60°С до +45°С, а в случае аварии – 22 мин. при температуре +1100°С. Эта разработка «Шлангенз» заменила на российском рынке аналогичную импортную продукцию из Венгрии и Германии.

В конце июня наша компания осуществила поставку специально изготовленных переходных соединительных элементов для подключения плоскосворачиваемых рукавов к ПНУ на Калининской атомной электростанции. Эта конструкция гибкого трубопровода «Шлангенз» предназначена для проведения мероприятий по снижению последствий тяжелых запроектных аварий на энергоблоках от внешних аномальных воздействий природного и техногенного характера (землетрясения, ураганы, смерчи, цунами, затопления, потеря конечного поглотителя тепла и пр.). Система «Шлангенз» также применима для повышения устойчивости энергоблоков при экстремальных внешних воздействиях, связанных с потерей водоснабжения и электроснабжения от внешних и внутренних источников, и обеспечения управления мероприятиями по охлаждению активной зоны реакторной установки, приректорных бассейнов выдержки энергоблоков. Отмечу что специализированные системы компании «Шлангенз» – это уникальные решения для различных областей промышленности.



■ Кажется, ваша компания выполняла и оборонзаказ, то есть ваша продукция интересна и для ВПК?

– Да, в мае текущего года в рамках гособоронзаказа мы приступили к поставке металлорукавов для импульсно-периодического ТЕА С02-лазера с предыонизацией поверхностным коронным разрядом. Данные металлорукава созданы по инновационным технологиям «Шлангенз».

Для нас производство металлорукавов для федеральных нужд в целях обеспечения обороны и безопасности РФ – ответственная и серьезная работа, и выполняем мы ее, опираясь на свой солидный опыт и знания современных технологий.

■ Большое спасибо, Александр Алексеевич, за содержательную беседу! Желаем всему коллективу вашей компании дальнейших успехов!

Shlangenz
Стальная гибкость

ООО «Шлангенз»
173526, г. Великий Новгород,
ул. Индустриальная, д. 18
тел. +7 (8162) 643 433
e-mail: info@ shlangenz.ru
www.shlangenz.ru

Анализ эффективности работы самостабилизатора давления от воздействия гидроудара в системе

В статье промоделировано возникновение и распространение гидравлического удара, изучены его влияния и негативные эффекты на трубопроводную систему, авторами предложен и показан принцип работы и эффективность устройства самостабилизатора в устранении негативных эффектов от гидравлического удара.

К. А. МЯГКОВ *– инженер-расчетчик 1 категории ООО «ТехПромАрма»*
Н. В. ТАННЕНБЕРГ *– инженер-конструктор 2 категории ООО «ТехПромАрма»*
В. А ПЕСТУНОВ *– генеральный директор ООО «ТехПромАрма»*
Р. Ф. ГАФФАНОВ *– к.т.н., ООО «Инженерно-расчетная компания «Проект»*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина*

Трубопроводные системы нефтедобывающих предприятий, атомной энергетики, ЖКХ, химической промышленности и др. являются зонами повышенного внимания и требований к прочности и безопасности. Основным динамическим воздействием, приводящим к разрушению трубопроводной системы установленного на него оборудования, является – гидравлический удар, основные причины возникновения гидравлического удара рассмотрены в работе [1] и являются:

- внезапная остановка насоса или его поломка;
- неконтролируемое срабатывание запорной арматуры;
- переходные режимы (включение и выключение насосов, одновременно работающих в системе).

Гидравлический удар – это скачок давления, возникающий вследствие резкой остановки потока или быстрого изменения скорости течения. Гидравлический удар является причиной динамической нагрузки на трубопровод, арматуру, крепежные элементы, опоры и другие компоненты системы.

В конце 19 века проблему гидравлического удара описал Н. Е. Жуковский, в своих работах он дал объяснение и определение гидравлического удара, предложил методику расчета повышения давления и скорости распространяемой ударной волны [2]. Для описания всех физических эффектов гидравлического удара использовались уравнение движения и уравнение неразрывности. При решении этих уравнений принимались следующие допущения:

- течение жидкости в трубопроводе ламинарное;
- стенки трубопровода абсолютно жесткие;
- течение одномерное.

Результатом преобразований уравнений и принятых допущений была получена формула:

$$\Delta p_{уд} = \rho \times c \times v, \quad (1)$$

где:

ρ – плотность протекающей среды;

c – скорость распространения ударной волны (скорость звука) в данной среде;

v – скорость потока среды (до закрытия запорного органа);

$\Delta p_{уд}$ – максимальное повышение давления при гидравлическом ударе.

Н. Е. Жуковский в своем труде [2] описывает способы и методы нахождения скорости распространения ударной волны, подтвержденные результатами экспериментов, которые отражены в работе [6]. Выведенное им уравнение скорости распространения ударной волны имеет вид:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\rho \times \beta + \frac{2 \times \rho \times r}{\delta \times E}}}, \quad (2)$$

где:

β – коэффициент сжимаемости среды;

r – внутренний радиус трубы;

δ – толщина стенки трубы;

E – модуль упругости материала трубы.

Для случая с абсолютно жестким материалом трубопровода:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\rho \times \beta}}, \quad (3)$$

Гидравлический удар может привести к разрушению трубопровода. Что, в свою очередь, ведет к утечке среды, биологическому заражению почвы, потере напора, потере прибыли, дополнительным затратам на замену оборудования, трубопровода и восстановление окружающей среды.

Для предотвращения подобных аварий предложено большое количество конструкторских решений и методов, однако, в большинстве своем, конструкции либо требуют дополнительного места в помещениях, либо не воспринимают ударно-волновой процесс (например, сбросной клапан), либо требуют дополнительных источников электроэнергии, которые не всегда возможно обеспечить. Авторами статьи предложен новый способ и абсолютно новая запатентованная конструкция, не требующая дополнительных источников энергии, позволяющая гасить критическое давление гидравлического удара за счет эффекта самостабилизации давления. Запатентованная конструкция показала свою эффективность и является наиболее универсальным, малогабаритным и наименее затратным способом предотвращения негативного влияния гидравлических ударов.

>>>

ПАРТНЕР НКТ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
www.partnernkt.ru

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ И ФИКСАЦИИ ПОГРУЖНЫХ КАБЕЛЕЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

О КОМПАНИИ

ООО «Партнер НКТ» специализируется на производстве оборудования для крепления и защиты погружного кабеля и кабеля-удлинителя: протекторы, протектолайзеры, устройства ввода капиллярной трубки, вводы кабельные различных модификаций и разных вариантов комплектации. Вся выпускаемая продукция сертифицирована, запатентована и соответствует единым техническим требованиям компаний ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ», АО НК «РОСНЕФТЬ» и др.

В связи с растущей номенклатурой токоподводящих кабелей специалисты ООО «Партнер НКТ» непрерывно работают над поиском новых конструктивных решений, направленных на повышение эксплуатационных качеств выпускаемых изделий. Постоянно ведется работа по применению новых материалов, повышающих прочностные характеристики изделий. Совершенствуется технология изготовления комплектующих деталей. Разработана и внедрена прогрессивная технология защитно-коррозионного покрытия деталей методом диффузионного цинкования, что позволяет увеличить срок эксплуатации изделий.

ПРОДУКЦИЯ

Протекторы защиты кабеля погружных линий, сокращенно ПЗК (ППЗК), протекторы специальные, сокращенно ПТ-1 и ПГК1 (далее по тексту – протекторы), применяются для крепления погружных кабельных линий, кабелей ТМС, геофизических кабелей, ингибиторных линий на муфтовых соединениях насосно-компрессорных труб (НКТ), оборудовании УЭЦН и защиты их от механических повреждений при выполнении спускоподъемных операций (СПО). Протектолайзеры для защиты кабеля-удлинителя на секциях установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), (далее по тексту – протектолайзеры), применяются для фиксации и защиты от механических повреждений кабеля-удлинителя, геофизического кабеля и капиллярной трубки на фланцевых соединениях секций УЭЦН при выполнении спускоподъемных операций (СПО) и предназначены для эксплуатации в нефтедобывающих скважинах.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- увеличение срока службы скважинного оборудования (усиленная коррозионная защита);
- протекторы обеспечивают надежную фиксацию и защиту силовых, информационных, геофизических кабелей, а также имеют возможность установки на широкий спектр НКТ отечественного и зарубежного производства;
- протектолайзеры обеспечивают надежную фиксацию и защиту силовых, информационных кабелей, капиллярной трубки имеют возможность установки на широкий спектр секций установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) отечественного производства.
- изделия отличаются простотой конструкции и удобством монтажа.

(8422) 528989, 528986 office@partnernkt.ru ООО «Партнер НКТ». 432022, г. Ульяновск, ул. Академика Павлова, д. 38, стр. 1

В основу принципа работы самостабилизации были положены следующие диссипативные эффекты гашения:

- рассеивание волны гидравлического удара с использованием группы отверстий;
- изменение геометрии проточной части, создающее контролируемое изменение объема;
- остаточное гашение волн давления в демпфирующих камерах за счет податливости поршня и сжимаемости самой среды.

Для определения эффективности гашения гидравлического удара самостабилизатором давления был проведен вычислительный эксперимент, в плане гидродинамических расчетов, натурно подтвержденных на стенде АО «НИЦ АЭС» в городе Кашира и на опытно-промышленных испытаниях в ПАО «Лукойл».

Для гидродинамического анализа трубопровода и самостабилизатора давления использовался программный код, основанный на численном решении дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих поведение потока жидкости и акустические эффекты в сжимаемых и не сжимаемых средах.

В статье представлены результаты моделирования и распространения волны гидравлического удара в трубопроводе с установленным на нем самостабилизатором давления номинальным диаметров DN10, для определения изменения давления в сечениях до и после установленного самостабилизатора.

В расчете использована модель самостабилизатора давления ССД.А.Т.010 по техническим условиям [4]. Условный диаметр – 10 мм. Общий вид самостабилизатора давления представлен на рисунке (рис. 1).

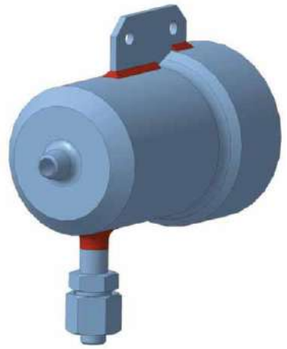


Рис. 1. Общий вид самостабилизатора давления DN10

В расчете приняты следующие условия и допущения:

- расчетная область (рис. 2) представляет собой угловой сегмент в 90° проточной части самостабилизатора давления с примыкающими к ней проточными частями трубопровода. Такое допущение справедливо, при использовании осевой симметрии, при этом программный код согласует между собой результаты решения уравнений в ячейках, находящихся на одной и на другой плоскостях симметрии;
- во избежание влияния границ расчетной области, длина каждой примыкающей части составила 100 мм;
- из описания диссипативных эффектов гашения, была учтена подвижность каждого поршня как свободное движение с одной степенью свободы (в продольном направлении);
- в качестве материала среды принималась вода 20°С. Начальные параметры среды представлены в таблице (табл. 1);
- материал трубопровода принимался как абсолютно жесткий, что соответствует наиболее опасному расчетному случаю (максимальному повышению давления для заданных параметров), то есть при расчете величины скорости звука c_0 в среде используется формула (3);
- начальное давление (абсолютное) p_0 в системе выбиралось из условия верхней границы давления гидроиспытаний для самостабилизатора, как соответствующее наиболее опасному расчетному случаю, и составило 8 МПа;
- во избежание появления зон отрыва (вакуума) и локальных каверн ($\Delta p_{уд} \geq p_0$) в нестационарном расчете, скорость потока на входе в расчетную область принималась 5 м/с;
- для корректного описания появления гидравлического удара в расчетной области (в данном случае, за счет резкого закрытия запорного органа), помимо учета сжимаемости среды, необходимо описать зависимость изменения плотности от изменения давления.

Таким образом, для описания поведения жидкости было использовано уравнение состояния Тейта [5], связывающее плотность жидкости с давлением:

$$\rho = \rho_0 \times \sqrt[n]{1 + \frac{n \times (p - p_0)}{\rho_0 \times c_0^2}}, \quad (4)$$

где:
n – коэффициент среды, равный 7,15 (для воды);
p_0 – начальное (абсолютное) давление среды;
$(p - p_0)$ – изменение давления среды;
c_0 – скорость звука в среде с плотностью ρ_0;
ρ_0 – плотность среды при давлении p_0;
ρ – плотность среды при давлении p.

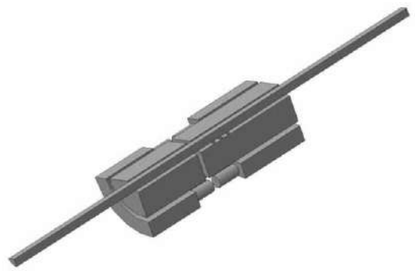


Рис. 2. Расчетная область

Таблица 1. Параметры рабочей среды

Температура	T	20°С
Плотность	ρ_0	968,7 кг/м^3
Коэффициент сжимаемости	β	5,8x10^{-10} 1/Па
Скорость звука в среде (согласно ф.3)	c_0	1330 м/с

В настройках конечно-элементного разбиения были выбраны следующие параметры:

- характерная форма элементов – гексаэдр;
- характерный размер элемента – 0,5 мм;
- число призматических слоев – 1;
- толщина призматического слоя – 0,1 мм.

>>>

Серебряный мир 2000
ISO 9001 BUREAU VERITAS Certification
ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ
ТРЕХМЕРНАЯ ГИБКА ТРУБ

Марки стали:
20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А,
20С, 20ФА, 13ХФА, 12Х18Н10Т,
08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М,
17Г1С и др.

ОТВОДЫ
ТРОЙНИКИ
ПЕРЕХОДЫ
ЗАГЛУШКИ
ДНИЩА
ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ
ДЕТАЛИ В ИЗОЛЯЦИИ
ФЛАНЦЫ, ИФС
ПРОКЛАДКИ, КРЕПЕЖ
ЗАДВИЖКИ, КЛАПАНЫ
КРАНЫ ШАРОВЫЕ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ
для нефтегазового комплекса

620089, г. Екатеринбург, ул. Луганская, д. 2, оф. 1
Тел/факс: (343) 270-58-85, 385-05-85
e-mail: office@sm2000.ru
www.sm2000.ru

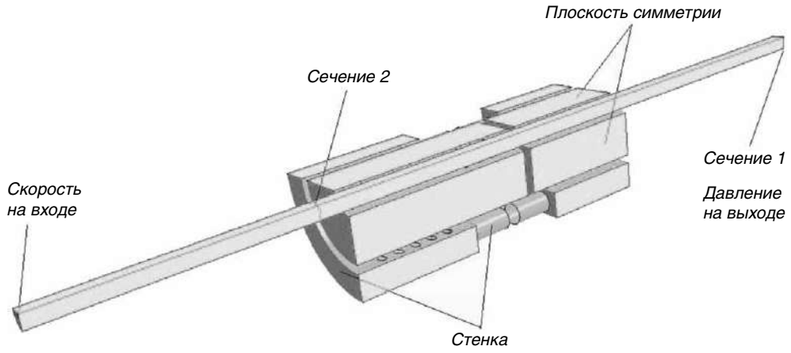


Рис. 3. Граничные условия для стационарного расчета

Таким образом, сгенерированная конечно-элементная сетка имела размерность 410600 элементов и 464600 узлов.

Гидродинамический анализ состоит из двух этапов:

- этап стационарного расчета, результатом которого является установившийся поток жидкости в системе трубопровода с установленным на нем самостабилизатором;
- этап нестационарного расчета, включающий в себя возникновение и распространение гидравлической ударной волны в среде.

Цель стационарного этапа гидродинамического расчета: определить параметры установившегося потока жидкости путем достижения сходимости результатов и стремления графиков давления и скорости к асимптоте.

Граничные условия приведены на рис. 3. Скорость потока на входе в расчетную область составила – 5 м/с. Давление на выходе – начальное абсолютное давление рабочей среды, ρ_0 = 8 МПа.

Сходимость решения оценивалась по целевой функции, в данном случае по скорости в контрольном сечении 1 и по давлению в контрольном сечении 2.

На рис. 4 и 5 показаны график изменения скорости потока и давления от числа итераций соответственно.

Как видно из графиков, после достижения определенного числа итераций решение практически не меняется, что соответствует сходимости решения, при этом значения давления и скорости принимают установившиеся значения:

v = 5,16 м/с;

ρ = 8,002 МПа.

Все необходимые параметры установившегося течения жидкости для проведения нестационарного расчета были получены.

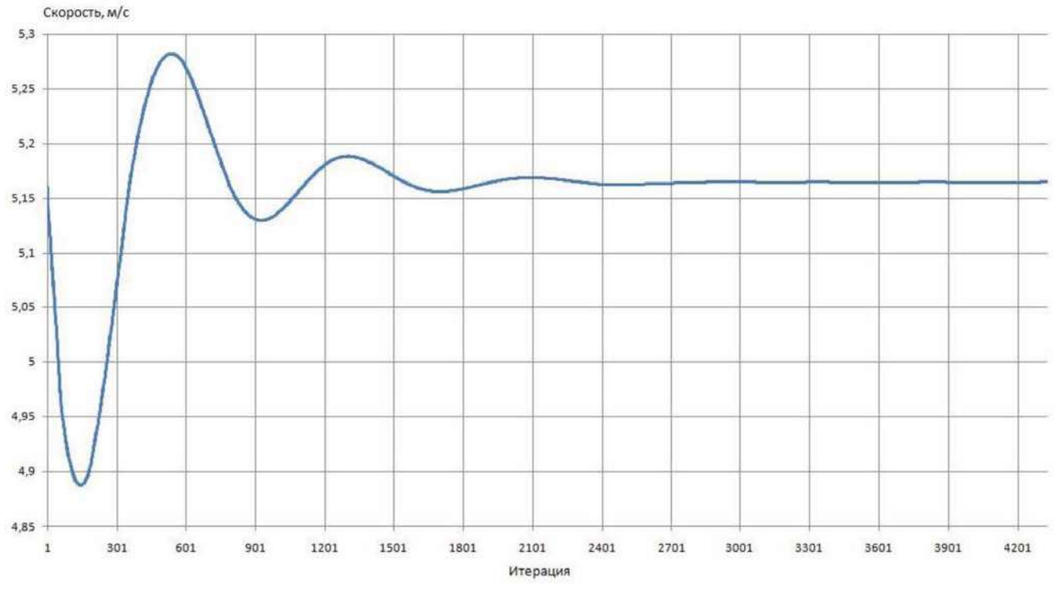


Рис. 4. Зависимость изменения скорости потока в контрольном сечении 1 от числа итераций

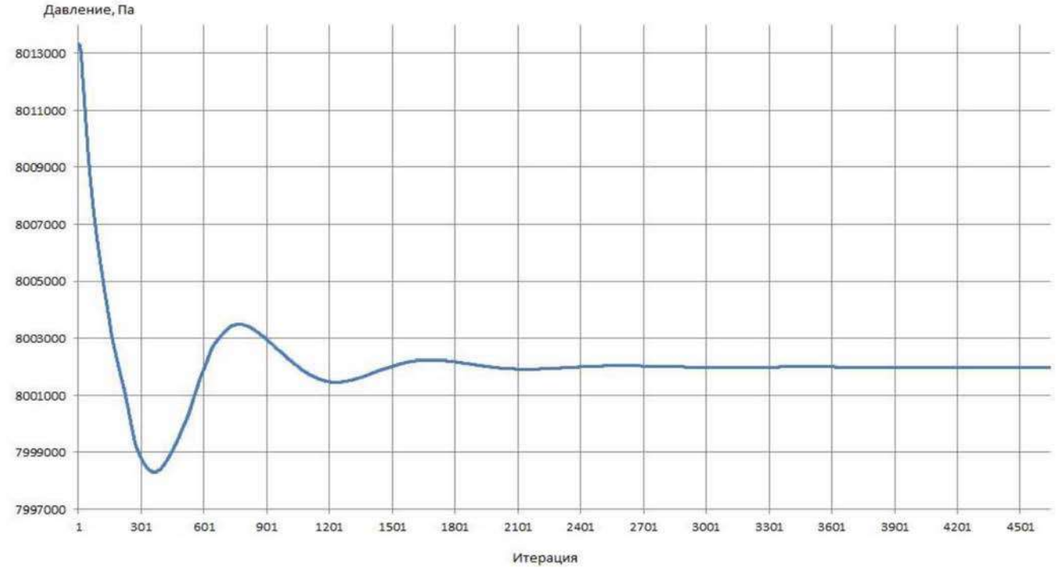


Рис. 5. Зависимость изменения давления в контрольном сечении 2 от числа итераций

Цель нестационарного этапа гидродинамического расчета – провести анализ эффективности работы самостабилизатора давления путем определения зависимости изменения амплитуды абсолютного давления в контрольных сечениях (до и после самостабилизатора).

Под контрольными сечениями подразумеваются сечения трубопровода, в которых время динамического воздействия среды на стенки наибольшее (место непосредственного возникновения гидравлического удара; сечение трубопровода, расположенное за самостабилазотором давления, то есть с противоположной стороны от места возникновения гидравлического удара).

Возникновение гидравлического удара моделировалось путем изменения граничного условия «Давление на выходе», использованного в стационарном расчете, на граничное условие «Стенка». Такое изменение граничного условия позволяет воссоздать (смоделировать) поведение жидкости при резком закрытии запорного органа и воспроизвести эффект, возникающий при гидравлическом ударе. Граничные условия для нестационарного расчета представлены на рис. 6.

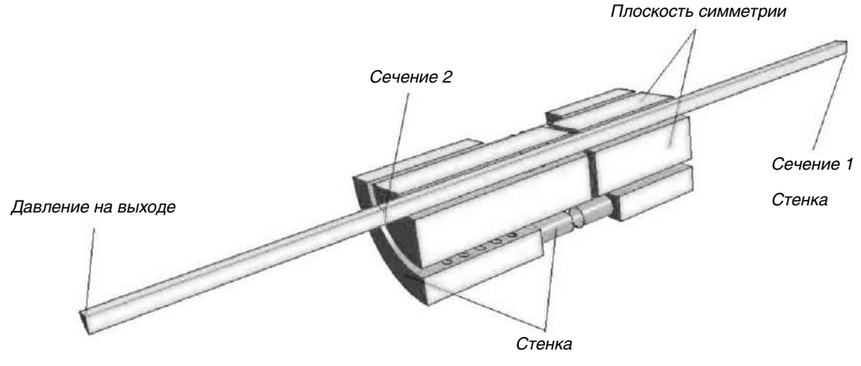


Рис. 6. Граничные условия для нестационарного расчета

>>>

Согласно критерию Куранта – Фридрихса – Леви (CFL) [7] минимальный шаг по времени определялся как:

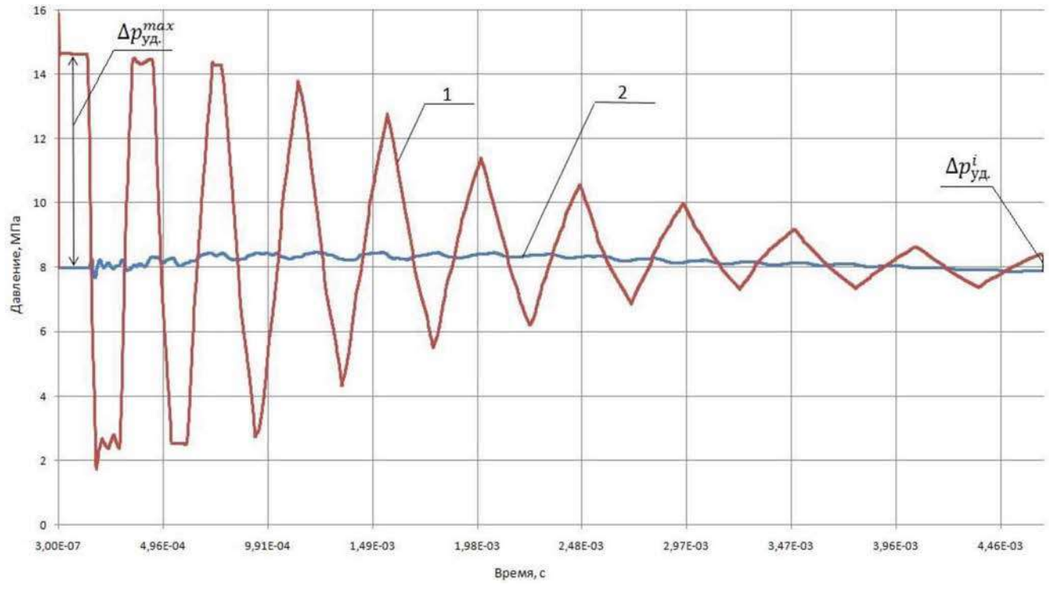
$$\Delta t_{min} \leq C_{CFL} \times [\frac{h}{c_0}]_{min}, \quad (5)$$

где:
C_{CFL} – число Куранта;
h – характерный размер конечного элемента сетки;
c_0 – скорость звука в среде.
Таким образом, шаг по времени Δt_{min} составил: $3 \cdot 10^{-7}$с.
Окончанием расчета является условие:

$$\Delta p^i_{уд.} \leq 0{,}1 \times \Delta p^{max}_{уд.},$$

где:
i – номер цикла повышения давления;
$\Delta p^i_{уд.}$ – максимальное повышение давления соответствующее i-ому циклу;
$\Delta p^{max}_{уд.}$ – максимальное повышение давления соответствующее 1-ому циклу.

Данное условие было выбрано исходя из заявленного в технических условиях [4] на самостабилизаторы снижения давления до безопасного уровня: не менее чем в 10 раз. Такое снижение давления после самостабилизатора является достаточным для обеспечения прочности и надежности трубопровода и арматуры на всем заявленном сроке службы. Другими словами, нестационарный расчет велся до момента, когда амплитуда колебания абсолютного давления в части трубопровода до самостабилизатора давления будет в 10 раз меньше, чем амплитуда колебания в момент возникновения гидравлического удара (рис. 7).



1 – в контрольном сечении 1 (место возникновения гидравлического удара)
2 – в контрольном сечении 2 (на выходе из самостабилизатора давления)

Рис. 7. График изменения абсолютного давления

Согласно графику 1 на рисунке 7, $\Delta p^i_{уд.}$ и $\Delta p^{max}_{уд.}$ не превышает 0,48 МПа (при i = 11) и 6,67 МПа соответственно, откуда $0{,}1 \times \Delta p^{max}_{уд.} = 0{,}667$ МПа, условие окончания расчета выполнено.

В качестве оценки корректности постановки задачи использовалось сравнение величин повышения давления $\Delta p_{уд}$, рассчитанное по формуле (1), с величиной давления $\Delta p^{max}_{уд.}$, полученной при помощи математического моделирования.

Повышение давление, рассчитанное по формуле (1):

$\Delta p_{уд} = 6647994$,4 Па;

Повышение давление, полученное при помощи математического моделирования:

$\Delta p^{max}_{уд.} = 6668025$,1 Па;

Погрешность составила 0,3%.

Дополнительной проверкой будет сравнение полупериода колебаний давления, рассчитанного аналитическим методом (по формуле 6), и полученного при помощи математического моделирования (рис. 8).

Полупериод колебания – это время, за которое звуковая волна пройдет расстояние равное двум длинам трубопровода до места ближайшего расширения.

Очевидно, зная длину трубопровода $l_{тр.}$ (100 мм) и скорость звука в среде c_0 (1330 м/с), можно определить время, за которое волна пройдет расстояние в 200 мм:

$$T_{теор.} = \frac{l_{тр.}}{c_0}, \quad (6)$$

$T_{теор.} = 0{,}0001504$ с.

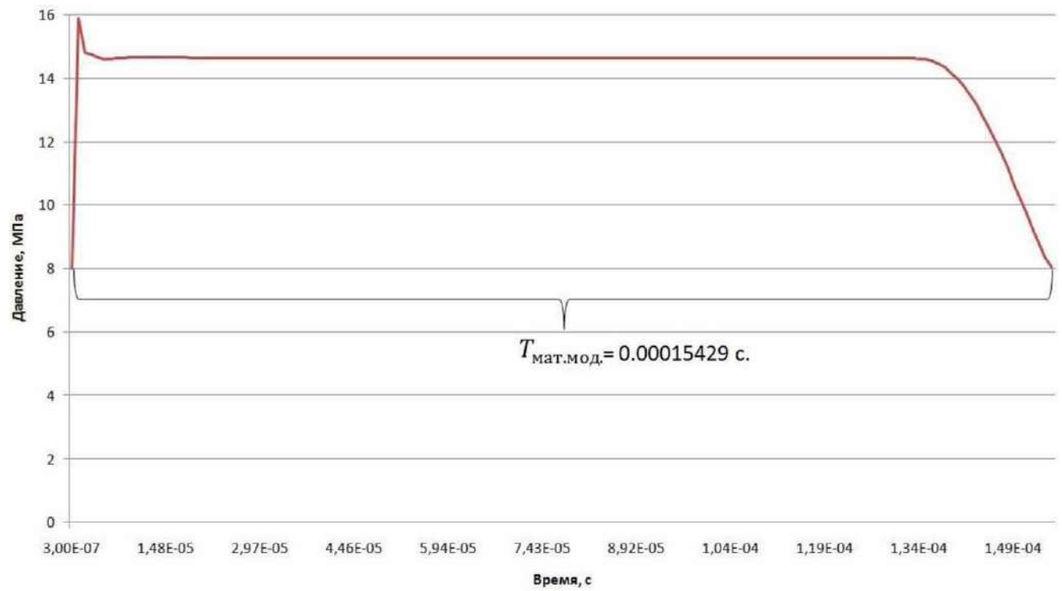


Рис. 8. График первого цикла повышения давления в контрольном сечении 1 (место возникновения гидравлического удара)

Согласно графику на рис. 8, полупериод колебания, полученный при помощи математического моделирования составил:

$T_{мат\ мод} = 0{,}00015429$ с.

Погрешность составила 2,5%.

Таким образом, выполненное сопоставление величин подтвердило, что постановка задачи в части физико-математической модели и результаты расчета не содержат противоречий с известной физической картиной и аналогичными решениями [2,3,6].

Графики изменения абсолютного давления, представленные на рис. 7, явно показывают эффективность работы самостабилизатора. Максимальное повышение давления в контрольном сечении 1 за все время расчета составило $\Delta p^{max}_{уд.} = 6{,}67$ МПа (до самостабилизатора), соответственно максимальное повышение давления в контрольном сечении 2 за все время расчета $\Delta p_{ССД} = 0{,}48$ МПа (после самостабилизатора).

Отсюда, эффективность работы самостабилизатора определяется отношением

$$\frac{\Delta p^{max}_{уд.}}{\Delta p_{ССД}}$$

и равно 13,89, другими словами, динамическая нагрузка на трубопроводную систему с установленным на ней самостабилизатором давления снизилась более чем в 13 раз.

Результаты исследований подтверждены экспериментально на стенде АО «НИЦ АЭС» в городе Кашира и на опытно-промышленных испытаниях в ПАО «Лукойл». Данные исследования позволили разработать линейку самостабилизаторов давления и внедрить их в производство.

Дальнейшей целью исследований будет определение влияния гидродинамической нагрузки от среды на стенки трубопровода.

Литература:

1. 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». №7, 2016, ISSN 0023-1126 с. 23–27.
2. Жуковский Н. Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. – М. – Л., 1949, 105 с.; ил.
3. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М. – Л., 1951, 224с.; ил.
4. Технические условия ТУ 3790-001-78976334-2012 «Самостабилизатор давления Технические условия»
5. Tait P.G. Report on Jome of the Physical Properties of Water. – 1888. – V. 47
6. Ганиев Р. Ф., Низамов Х. Н, Дербуков Е. И. Волновая стабилизация и предупреждение аварий на трубопроводах. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 1996. – 260 с.
7. R. Courant, K. Friedrichs, H. Lewy Über die partiellen Differenzengleichungen der mathematischen Physik // Mathematische Annalen. – 1928. – Т. 100, № 1. – С. 32–74. ●

Разработка изобретений и их внедрение в производство – путь выхода из кризиса!

Н. Д. СЕРДЮКОВ *– инженер-технолог по машиностроению ООО «Переход»*
О. В. ИВАНОВА *– инженер по качеству ООО «Переход»*

Компания ООО «Переход» начала производство продукции в 1993 году в городе Волжском Волгоградской области. Разработка элементов перехода велась в сотрудничестве с Всероссийским научно-исследовательским институтом по строительству и эксплуатации трубопроводов объектов ТЭК (ВНИИСТ) и Научно-исследовательским институтом природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. Именно в этом партнерстве сотрудники ООО «Переход» получили знания и опыт проектирования газонефтепроводов, прокладываемых под дорогами, инженерными сооружениями и водными преградами.

В настоящее время на рынке представлено достаточно много поставщиков продукции для строительства нефтегазовых переходов. Конкурентное преимущество компании «Переход» – комплектные поставки для переходов газонефтепроводов. В «комплект» входят опорно-направляющие кольца, герметизирующие резиновые манжеты, укрытия резиновых манжет. Это упрощает задачу для заказчика, так как при такой схеме за качество изделий несет ответственность один поставщик.

Данная схема поставки выгодна Заказчикам, которые приобретают полный комплект для монтажа перехода трубопровода, а также проектным организациям, которые закладывают в новые проекты современные переходы трубопроводов, прокладываемые через автомобильные и железные дороги, инженерные сооружения и водные преграды.

Но самое главное сегодня, в период наступившего кризиса, это качество выпускаемой продукции и защита ее на рынке патентами на изобретение.

Кроме того, если посмотреть историю изобретательского права нашего государства, то мы увидим, что в трудные годы всегда вместе с победами рождались и новые современные технические решения, без которых трудно было бы побеждать как на полях сражений, так в науке и технике. Сегодня мы можем предложить нашим Заказчикам самую современную и качественную продукцию, которая защищена 11 патентами на изобретения и которую нет необходимости рекламировать.

К настоящему времени продукция ООО «Переход» успешно зарекомендовала себя на рынке России. В референс-листе значатся объекты:

- АО «Газпром СтройТЭК Салават» (Москва),
- ОАО «Сургутнефтегаз» (Сургут),
- ОАО «Сварочно-монтажный трест» (Москва),
- ООО «Стройгазмонтаж» (Москва),
- ООО «Стройтрансгаз» (Москва).

Партнерские отношения с такими компаниями еще больше повышают ответственность ООО «Переход» за качество выпускаемой продукции и стимулируют к дальнейшему развитию. Компания продолжает планомерно работать, совершенствуя и улучшая выпускаемую продукцию в сотрудничестве с признанными лидерами нефтегазовой отрасли. ●

ООО «Переход»
404112, Волгоградская обл.,
г. Волжский, ул. Пушкина, 45 Т/1
тел./факс (8443) 27-56-32
e-mail: perehod34@yandex.ru
www.perehod34.ru

Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода при воздействии ударной волны с установленным на нем самостабилизатором давления

К. А. МЯГКОВ *– инженер-расчетчик 1 категории ООО «ТехПромАрма»*
Н. В. ТАННЕНБЕРГ *– инженер-конструктор 2 категории ООО «ТехПромАрма»*
Р. Ф. ГАФФАНОВ *– к.т.н., ООО «Инженерно-расчетная компания «Проект»*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина*

В статье промоделировано влияние гидравлического удара на трубопроводную систему, проведена оценка напряженно-деформированного состояния участка трубопровода, предложена методика оценки динамического влияния среды на прочность трубопровода.

Трубопроводные системы применяются для транспортировки различных сред: газовых, одно- и двухфазных жидкостных. Рассмотренная в данной работе жидкая среда способна оказывать динамическое воздействие на трубопровод – гидравлический удар.

Существуют множество работ, посвященных исследованию негативных последствий от гидравлического удара [1,2,3]. В данных работах были рассмотрены величины гидравлического удара и последствия влияния гидравлического удара на трубопроводы, без рекомендаций по их устранению. В свою очередь, авторами в работе [4] была предложена конструкция стабилизатора давления и проведен анализ влияния ее на величину гидравлического удара в трубопроводе. В данной работе был проведен численный эксперимент с анализом НДС трубопровода с простой геометрией, с установленным на нем устройством диссипации гидравлического удара в системах (самостабилизатор).

Эксперимент был выполнен при помощи программного комплекса ANSYS LS-DYNA. Цель расчета – определение величин и амплитуд пульсации приведенных напряжений в стенке трубопровода под действием динамической нагрузки от внутренней среды. Согласно работе [4] приведенные напряжения следует рассматривать в опасных сечениях. Под опасным сечением подразумевается сечение трубопровода, в котором время динамического воздействия среды на стенки трубопровода наибольшее (место непосредственного возникновения гидравлического удара; сечение трубопровода, расположенное за самостабилазотором давления, т.е. с противоположной стороны от места возникновения гидравлического удара).

В эксперименте были рассмотрены две расчетные схемы:

- трубопровод без дополнительной защиты от гидравлического удара;
- трубопровод, защищенный самостабилизатором давления.

В расчете приняты следующие условия и допущения:

- расчет выполнен при линейно-упругом поведении материала в рамках закона Гука п.1.2.16 [5], в отсутствии пластических деформаций и разрушения, такая постановка задачи справедлива для рассматриваемого диапазона давлений, при котором верхнее (максимальное) значение абсолютного давления за все время расчета не превышает $\mathbf{P_0}$ согласно [6]:

$$\boldsymbol{P_0} = \frac{\boldsymbol{\sigma_{0,2}^T}}{\sqrt{\mathbf{3}}} \times \left(\mathbf{1} - \frac{\boldsymbol{r_1^2}}{\boldsymbol{r_2^2}}\right) > \boldsymbol{P_{\text{абс.}}^{max}};$$

где:

$\mathbf{P_0}$ – давление среды, при котором впервые появляется область пластической деформации на внутренней поверхности трубопровода;

$\boldsymbol{\sigma_{0,2}^T}$ – предел текучести материала трубопровода при расчетной температуре;

$\boldsymbol{r_1}$ – внутренний радиус трубопровода;

$\boldsymbol{r_2}$ – наружный радиус трубопровода.

- для описания поведения материала трубопровода использовалась упругая изотропная модель, не учитывающая локальных аномалий структуры, в том числе дислокаций. Согласно техническим условиям [11] на самостабилизатор давления, рассматриваемый в работе [4], материал для трубопровода подбирался в соответствии с выбранным исполнением самостабилизатора, а именно – сталь 08Х18Н10Т. Характеристики материала были заданы при помощи карты *MAT_ELASTIC со следующими величинами:
  - Плотность материала [$\boldsymbol{\rho}$] – 7850 кг/м^3;
  - Модуль упругости $\boldsymbol{E}$ – 205 ГПа;
  - Коэффициент Пуассона $\boldsymbol{\nu}$ – 0,3.
- расчетная область представлена частью трубопровода 14х2 длиной 100 мм (рис. 1);
- рассматриваемое сечение, в котором определялись приведенные напряжения в стенке трубопровода от динамического воздействия среды в обоих вариантах расчетных схем, равноудалено от заделок на 50 мм, во избежание влияния границ расчетной области;
- в качестве граничных условий для кривых нагружения от влияния среды в переменных «давление – время» были приняты графики изменения абсолютного давления, полученные в работе [4] и представлены на рисунках (рис. 3 и 4). Трубопровод на торцах жестко закреплен. Общий вид расчетной области с установленными граничными условиями показан на рис. 2;
- согласно критерию Куранта – Фридрихса – Леви (CFL, условие устойчивости явного численного расчета [12]), минимальный шаг по времени определялся как:

$$\Delta \boldsymbol{t_{min}} \leq \boldsymbol{C_{CFL}} \times \left[\frac{\boldsymbol{h}}{\boldsymbol{c_p}}\right]_{min}$$

где:

$\boldsymbol{C_{CFL}}$ – число Куранта;

$\boldsymbol{h}$ – характерный размер элемента;

$\boldsymbol{c_p} = \sqrt{\frac{E-(1-\nu)}{(1+\nu)\times(1-2\times\nu)\times\rho}}$ – скорость распространения продольной звуковой волны [7].

Таким образом, шаг по времени $\Delta \boldsymbol{t_{min}}$ составил: 6,5e-5 [мс].

- влияние силы тяжести в расчете не учитывалось.

Размерность конечно-элементной сетки в обоих вариантах расчетных схем составила 96000 элементов и 110000 узлов. Конечно-элементная сетка представлена на рис. 5.

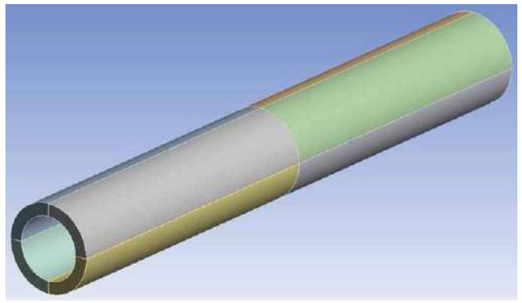


Рис. 1. Общий вид расчетной области

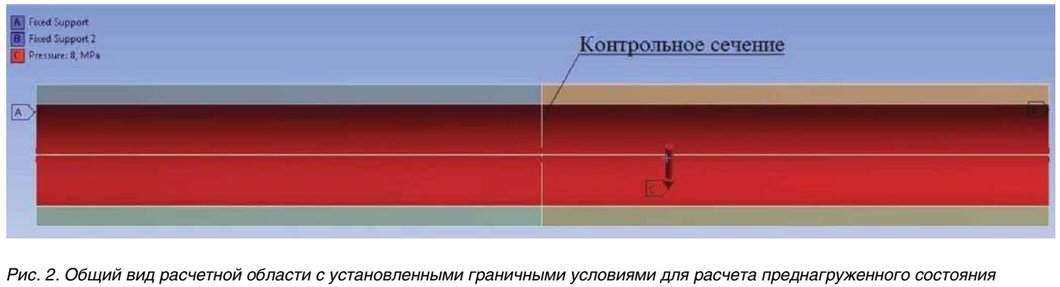


Рис. 2. Общий вид расчетной области с установленными граничными условиями для расчета преднагруженного состояния

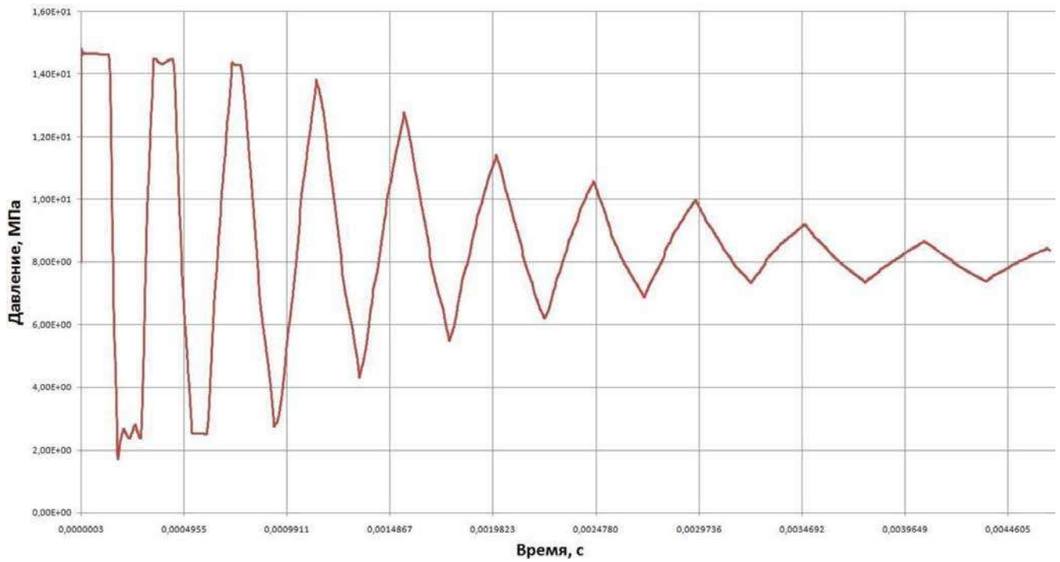


Рис. 3. Кривая нагружения от изменения абсолютного давления для трубопровода без дополнительной защиты от гидравлического удара

>>>

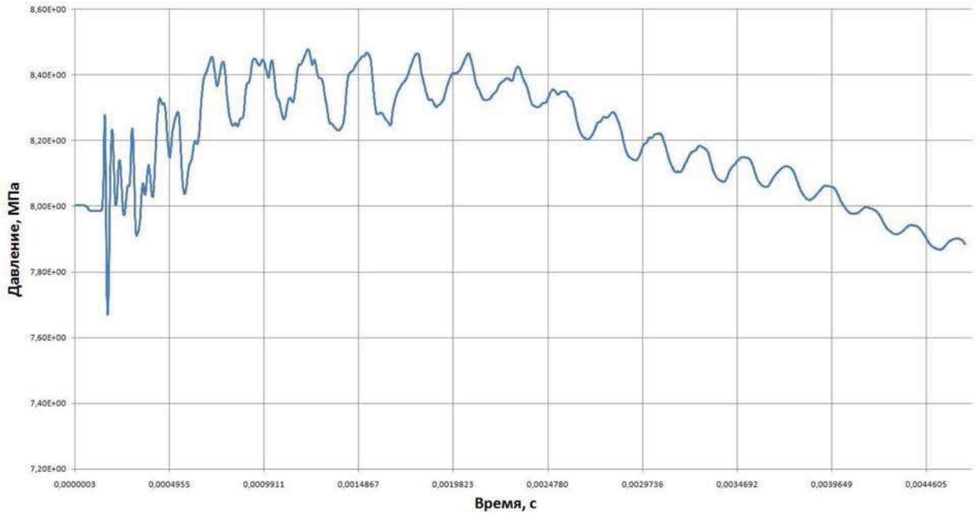


Рис. 4. Кривая нагружения от изменения абсолютного давления для трубопровода, защищенного самостабилизатором давления

Для получения достоверных результатов динамического анализа необходимо предварительно провести расчет преднагруженного состояния. Цель данного расчета – определение перемещений, деформаций и напряжений в узлах и элементах рассматриваемой части трубопровода при статическом нагружении от давления среды. Решение получено при помощи программного комплекса ANSYS LS-DYNA в неявной постановке.

Результаты статического расчета напряжений и деформаций с использованием карт *INITIAL_STRESS_SOLID и *INITIAL_STRAIN_SOLID соответственно, а также новые координаты узлов модели, были учтены в динамическом анализе (рис. 6 и 8, участок 1).

Ниже представлены результаты динамического анализа прочности трубопровода для схемы без дополнительной защиты от гидравлического удара (рис. 6), и для схемы трубопровод, защищенный самостабилизатором давления (рис. 8).

Как видно из графиков на рис. 6 и 7, упругие волны напряжений, пробегающие по всей толщине стенки трубопровода, имеют две основные гармоники. Причем первая из них имеет период колебаний 0,0072 мс, что соответствует частоте 139 кГц, а вторая, более выраженная, имеет период и частоту явно совпадающие с периодом и частотой колебания нагрузки (частота пульсации гидравлического удара на рассматриваемом участке трубопровода) и равные 0,346 мс и 2,9 кГц соответственно. Пиковое значение приведенных напряжений для схемы трубопровода без дополнительной защиты от гидравлического удара составило 78,7 МПа, что превысило начальный уровень напряжений в статическом состоянии на 48,1 МПа. Максимальный размах напряжений при частоте 139 кГц составил 53,6 МПа.

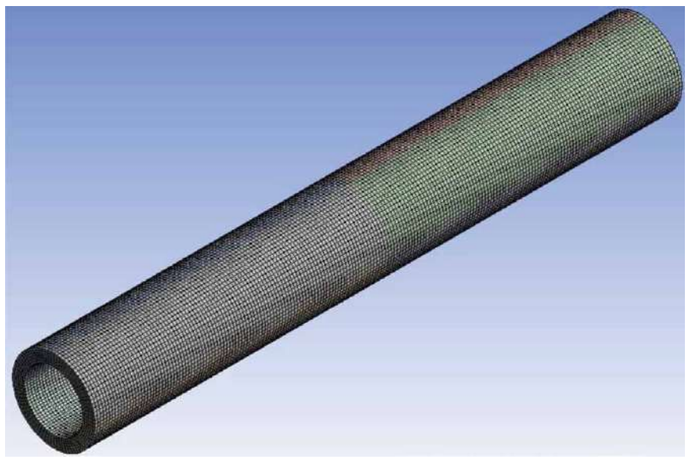


Рис. 5. Конечно-элементная сетка

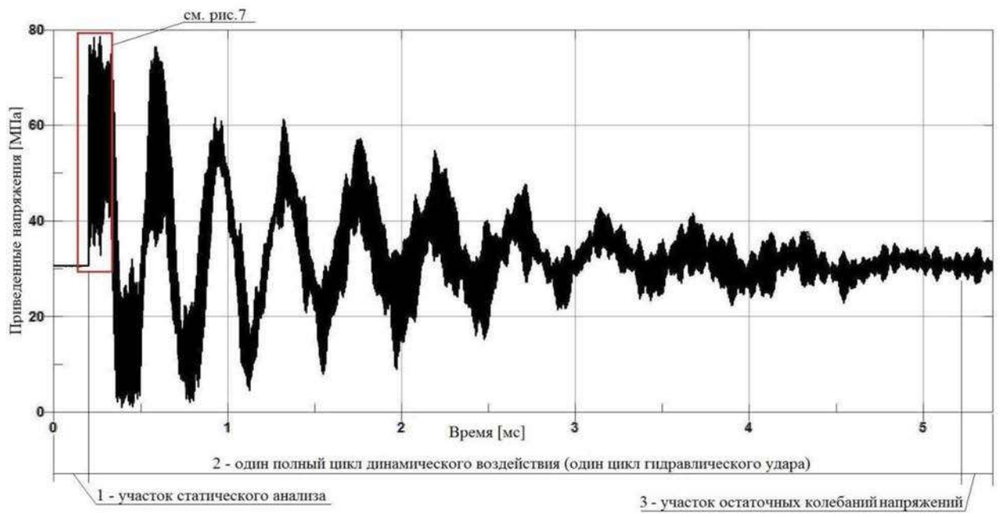


Рис. 6. График изменения приведенных напряжений в стенке трубопровода без дополнительной защиты от гидравлического удара, вызванных динамическим воздействием среды

Наибольший интерес представляет собой именно первая гармоника в плане рассмотрения процесса накопления усталостных повреждений. Столь частое изменение значения приведенного напряжения с большой амплитудой может привести к возникновению микротрещин на поверхности стенки трубопровода, развитие которых, впоследствии, приведет к разрушению конструкции.

Подобный анализ схемы трубопровода, защищенного самостабилизатором давления (рис. 8 и 9) показал аналогичное поведение пульсации напряжений в стенке трубопровода с частотой 139 кГц. При этом пиковое значение приведенных напряжений составило 32,5 МПа и показало увеличение, по сравнению с начальным уровнем напряжений в статическом состоянии, на 1,9 МПа, а максимальный размах напряжений при частоте 139 кГц составил 1,2 МПа.

Сравнивая результаты анализа напряженно-деформированого состояния обеих схем можно заключить, что увеличение уровня напряжений, по сравнению со статическим состоянием, для трубопровода, защищенного самостабилизатором давления в 25 раз меньше, чем для трубопровода без дополнительной защиты от гидравлического удара.

Дальнейшей целью исследования будет нахождение накопленных усталостных повреждений в трубопроводе от одного цикла воздействия гидравлического удара с учетом остаточных колебаний напряжений, основанного на результатах математического моделирования, показанного в данной статье.

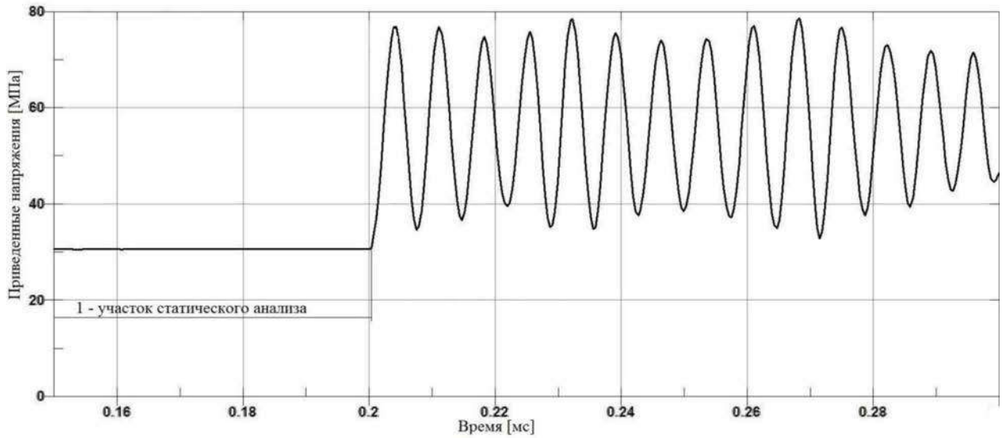


Рис. 7. График изменения приведенных напряжений в стенке трубопровода без дополнительной защиты от гидравлического удара, вызванных динамическим воздействием среды

>>>

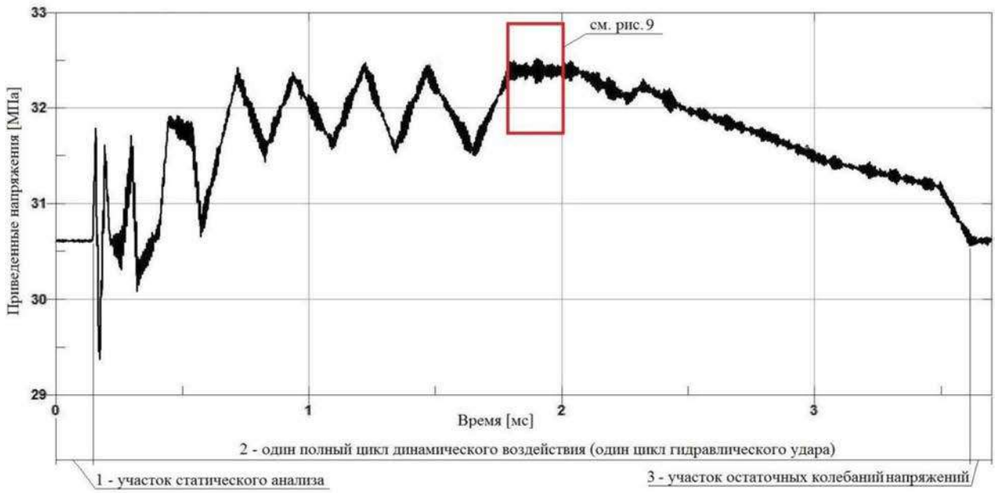


Рис. 8. График изменения приведенных напряжений в стенке трубопровода, защищенного самостабилизатором давления, вызванных динамическим воздействием среды

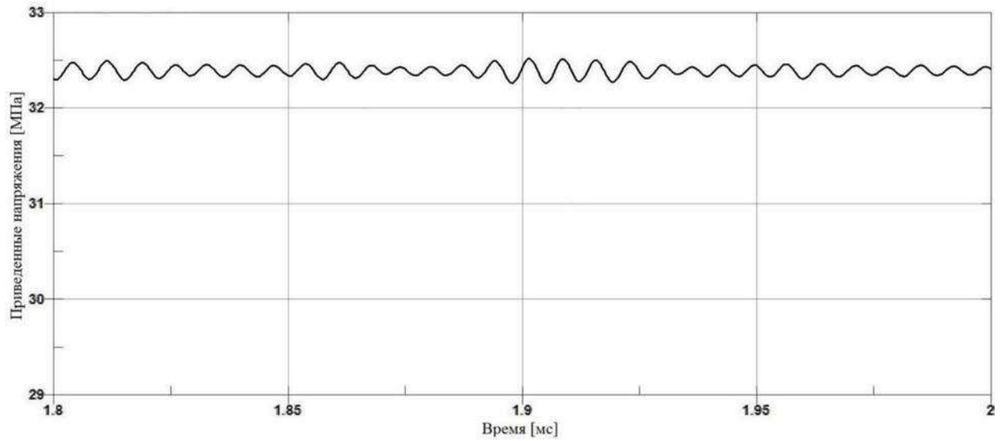


Рис. 9. График изменения приведенных напряжений в стенке трубопровода, защищенного самостабилизатором давления, вызванных динамическим воздействием среды

Литература:

- Сериков Д. Ю., Ясашин В. А., Гаффанов Р. Ф. Сравнительный анализ статической прочности прямозубого и косозубого поверхностно-армированного вооружения. «Управление качеством в нефтегазовом комплексе». №4, 2013 г., ISSN 0130-3872 с. 31–35.
- M. Giot, H. M. Prasser, F. Castrillo, A. Dudlik, G. Ezsol,J. Jeschke, H. Lemonnier, A. Rubbers, I. Tiselj, W. Van Hove, S. Potapov. TWO-PHASE FLOW WATER HAMMER TRANSIENTS AND INDUCED LOADS ON MATERIALS AND STRUCTURES OF NUCLEAR POWER PLANT (WAHALOADS) KFKI – ATOMIC ENERGY RESEARCH INSTITUTE – HUNGARIA 2004.
- S. D. Saemi1, M. Raisee2, M. J. Cervantes3 and A. Nourbakhsh4 Computations of Laminar and Turbulent Water Hammer Flows.
- К. А. Мягков, Н. В. Танненберг, В. А Пестунов, Р. Ф. Гаффанов+. Гидродинамический анализ эффективности работы самостабилизатора давления в условиях возникновения и распространения гидравлического удара.
- ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. М.: Энергоатомиздат. 1989.
- Г. С. Писаренко, Н. С. Можаровский. Уравнения и краевые задачи теории пластичности и ползучести. Справочное пособие. «Наукова Думка», Киев, 1981.
- Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. Механика сплошных сред. Гидродинамика и теория упругости. ОГИЗ Государственное издательство технико-теоретической литературы. Москва, 1944.
- LS-DYNA. Theory Manual.
- Зенкевич, О. Метод конечных элементов в технике / пер. с англ. под ред. Б. Е. Победри. – М.: Мир, 1975.
- Сегерлинд, Л. Применение метода конечных элементов / под ред. Б. Е. Поберди. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
- Технические условия ТУ 3790-001-78976334-2012 «Самостабилизатор давления Технические условия».
- R. Courant, K. Friedrichs, H. Lewy Über die partiellen Differenzengleichungen der mathematischen Physik // Mathematische Annalen. – 1928. – T. 100, № 1. – С. 32–74. ●

Shlangenz
Стальная гибкость

8 (800) 100-10-26
www.shlangenz.ru

Сделано в России

ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЯ ГИБКИХ СОЕДИНЕНИЙ
на всей территории России, СНГ, стран Европы и Африки

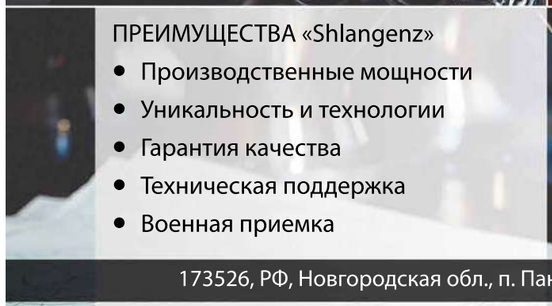
- **резиновые рукава (буровые) высокого давления**
- **тефлоновые (ПТФЕ) рукава**
- **композитные рукава**
- **металлические герметичные рукава сильфонного типа**
- **плоскосворачиваемые рукава**

Продукция компании «Shlangenz» используется для гашения шума и вибрации, поддержания глубокого вакуума и компенсации динамических нагрузок от работающего оборудования практически во всех отраслях промышленности.

Передовые технологии, соблюдение российских и мировых стандартов качества, постоянное повышение уровня квалификации сотрудников, комплексное сопровождение клиента от начала проекта до его завершения — все эти принципы позволяют компании «Shlangenz» оставаться лидером в своем сегменте на протяжении многих лет.

ПРЕИМУЩЕСТВА «Shlangenz»

- Производственные мощности
- Уникальность и технологии
- Гарантия качества
- Техническая поддержка
- Военная приемка



173526, РФ, Новгородская обл., п. Панковка, ул. Индустриальная, 18 | e-mail: info@shlangenz.ru

Современное оборудование для нефтегазовой отрасли

Деятельность ООО «ЭнергоАрм» включает несколько направлений по отраслям высокотехнологичного производства комплектующих для строительства и прокладки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, оборудования для защиты технологических процессов. Товары иностранного производства имеют все необходимые сертификаты. Продукция, изготавливаемая компанией производится в соответствии с действующими ТУ и сертифицирована в системе ГОСТ Р.

Комплектующие для прокладки трубопроводов

В местах прокладки трубопроводов различного назначения под железными и автомобильными дорогами, а так же другими препятствиями, в соответствии с действующей нормативной документацией, трубы должны прокладываться в футляре (кожухе).

Для прокладки трубопроводов в футляр (кожух) в мировой практике применяются специальные системы, которые отвечают основным требованиям:

- Должны плотно закрепляться на трубе во избежание их горизонтального смещения во время протаскивания трубы в кожух;
- Гарантировать легкость протаскивания трубопровода через футляр, предотвращая при этом вероятность повреждения изоляционного покрытия трубопровода;
- Иметь высокое сопротивление к механическим нагрузкам, возникающим при протаскивании трубопровода через футляр и во время длительной эксплуатации;
- Обеспечить электрическую изоляцию металла трубопровода от футляра;
- Обеспечить защиту от воздействия грунтовых вод на рабочий трубопровод. Продукция компании ООО «ЭнергоАрм» соответствует всем вышеперечисленным требованием, что подтверждается результатами многочисленных испытаний и соответствующими российскими сертификатами.

Опорно-центрирующие кольца (ОЦК)

Опорно-центрирующие кольца ООО «ЭнергоАрм» из высококачественного полипропилена (табл. 1) используются для прокладки трубопроводов из всех видов материалов (металл, пластик и др.) в футляре (кожухе).

Преимущества ОЦК производства ООО «ЭнергоАрм»:

- Коэффициент трения минимален за счет используемых полимеров. (Коэффициент трения на стальной поверхности 0,2–0,3);
- Минимальный износ при протаскивании (по результатам испытаний, удельный износ полипропилена кольца в паре сталь-полипропилен, при нагрузке на кольцо 476 кг, не более 0,065 мкм на метр пути);
- Обладают повышенной прочностью на разрыв, гибкостью основной части, маленьким весом, жесткостью при изгибе и стабильностью формы поперечных ребер;
- Исключительные изолирующие качества полипропилена;
- Большой выбор размеров поперечного ребра позволяет центрировать трубу в футляре.

Таблица 1. Опорно-центрирующие кольца из высококачественного полипропилена

Марка колец	PP	AE	MC	GKI
Диаметр трубопровода	50–100 мм	100–500 мм	402–1200 мм	от 500 мм
Максимальная несущая нагрузка	200 кг	250 кг	650 кг	1200 кг
Ширина	80 мм	130 мм	160 мм	
Высота ребра	25, 36, 50, 75, 90 мм	25, 36, 55, 75 мм	25, 36, 55, 75 мм	36, 50, 75 мм

Концевые герметизирующие манжеты

Концевые герметизирующие манжеты ООО «ЭнергоАрм» предназначены для защиты от попадания воды, грунта, грязи и др. в пространство между трубой и футляром. Все модели манжет ООО «ЭнергоАрм» изготавливаются из материалов с высокой механической прочностью, стойкостью к старению и высокой стойкостью к УФ-излучению. Материал манжет не токсичен, не выделяет вредных веществ и не проводит электрический ток.

Производятся 2 типа манжет: Тип MG / MR и KT.

- Манжеты MG/MR – универсальные манжеты для труб диаметром от 32 до 3000 мм, производятся из листового материала методом склейки (вулканизации).
- Манжеты KT – литые резиновые манжеты для труб диаметром от 25 до 600 мм.

Уплотнители кольцевых пространств UGS

Уплотнитель кольцевых пространств UGS является оптимальным дополнением к уплотнителям Modul Seal. Идеально герметизирует проходки для трубопроводов различного назначения (газ, вода, сточные воды) и кабели от напорных и безнапорных вод. Металлоконструкция уплотнителя UGS изготовлена из нержавеющей стали. Уплотнительный элемент из термоэластопласта или высококачественной резины.

Уплотнительный элемент толщиной 40 мм вдавливается в кольцевую полость посредством двух металлических сжимающих пластин. Таким образом, при помощи уплотнительной вставки кольцевых пространств UGS, область между подводящей трубой и футляром или отверстием в стене становится герметичным и непроницаемым для жидкостей и газов.

Для монтажа на уже установленные конструкции применяется разъемный уплотнитель кольцевых пространств UGR. Система расчета и проектирования позволяет изготавливать уплотнители любых диаметров по размерам полученных от заказчика.

Уплотнения кольцевых пространств для прохода через стены и ввода в здания Modul Seal (MS)

Одной из самых интересных и принципиально новых для России разработок являются уплотнители марки Modul Seal. Они сконструированы для герметизации труб диаметром от 25 до 2000 мм. Modul Seal позволяют безупречно герметизировать вводы инженерных коммуникаций при капитальном строительстве, реконструкции, а также аварийно-ремонтных работах в таких отраслях, как:

- Городское и заводское водоснабжение и канализация, включая резервуары запаса воды;
- Газо- и нефтепроводы;
- Тепловые сети;
- Коммунальное городское хозяйство;
- Подземные инженерные сооружения и прокладка коммуникаций в футлярах;
- Кабельные подземные вводы.

Modul Seal значительно повышают надежность и долговечность инженерных коммуникаций, облегчают аварийные и ремонтные работы, снижают эксплуатационные затраты.

Идеально подходят для применения на вводах труб теплотрасс, газовых и водопроводных системах, канализации, резервуарах питьевой и технической воды, подземных камерах, КНС, и других сооружениях.

Уплотнения Modul Seal имеют длительный срок эксплуатации и применяются для труб из различных материалов: PVC, PE, PP, стали, чугуна, асбеста, керамики. Производятся также, масло-бензостойкие и термостойкие уплотнения. Работают в широком диапазоне температур: от -50°C до +230°C. Система поглощает ударные, шумовые и вибрационные нагрузки; выдерживает давление воды до 6 бар. Используются болты и гайки из нержавеющей и оцинкованной высококачественной стали.

Принцип работы Modul Seal: резиновые элементы стягиваются стальными болтами, и расширяются в радиальном направлении, обеспечивая прочное и герметичное уплотнение зазора между трубой и проходным отверстием в стене.

>>>

Термоусаживаемые манжеты МТР

Термоусаживаемые манжеты МТР предназначены для антикоррозионной защиты наружной поверхности магистральных, промысловых и технологических трубопроводов различного назначения (газонефтепроводы, продуктопроводы, водопроводы, трубопроводы коммунального назначения и др.), а так же для изоляции сварных стыков труб, емкостей и ремонта полиэтиленовых покрытий трубопроводов.

Рабочая температура эксплуатации от -60°С до +60°С.

Лента выпускается шириной (150, 225, 300, 450, 620) мм, и толщиной (1,2÷2,2) мм.

Герметизирующая мастика SEALTAQ Aquablock

Sealtaq Aquablock произведен для герметизации выводов и проходных отверстий кабелей или обсадных труб. Защищает от проникновения газов, влаги, стоячей воды, протечек грунтовых вод под напором.

- При контакте с водой мастика расширяется до 20%;
- Постоянно остается эластичной;
- Позволяет последующее протягивание кабелей, ремонтопригодна;
- Водо- и газонепроницаема по NEN 2768;
- Адгезия к влажной и сухой поверхности;
- Нейтрален к окружающей среде, не воздействует на ПВХ и др. материалы;
- Не требует специальной подготовки и инструмента при применении;
- Срок годности не ограничен;
- Поставляется в расфасовках 310 и 600 мл; в полиэтиленовых пакетах 2 кг.

Механическая и антикоррозионная защита трубопроводов материалом Fibertec

Fibertec является устойчивой, готовой к монтажу предламинированной композиционной пластмассой, армированной стекловолокном. Он обеспечивает оптимальную механическую защиту для гидроизоляционного слоя труб и абсолютно водонепроницаем. За счет легкой усадки материала Fibertec держится почти на всех поверхностях, таких как: металл, полиэтилен, полипропилен, каменно-керамические изделия, стеклопластик и бетон.

Кроме того материал обладает очень высокой устойчивостью к воздействию химических веществ. Fibertec поставляется в рулонах и наклеивается на трубопроводы матами внахлест. Отверждение материала происходит под воздействием УФ-излучения (дневной свет или специальные лампы) от 10 мин. до 1 часа.

Области применения: протяжка труб при горизонтально-направленном бурении, защита изоляционного слоя труб при протаскивании без футляра, на переходах «земля – воздух» и т.д. Всегда, если требуется высокая прочность на износ и ударная прочность, Fibertec обеспечивает оптимальную защиту.

Затворы обратные 19с74нж, 19нж74нж

Обратные затворы типа 19с74нж, 19нж74нж с корпусами из трубных заготовок DN 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 150 на давления PN 16, 25 и 40 кгс/см², материал корпуса Ст.20, 09Г2С и 08Х18Н9Т, для эксплуатации на жидких и газообразных средах.

Присоединение – на сварке, фланцевое (возможна поставка с ответными фланцами), муфтовое.

Конструкция корпуса обладает рядом преимуществ:

- корпус имеет малый вес;
- равномерная толщина стенки по всей длине корпуса;
- хорошая сплошность металла (волокна металла не перерезаются при изготовлении, а вытянуты вдоль стенки корпуса).

Уплотнительные поверхности затвора имеют твердую коррозионностойкую наплавку типа ЦН-6Л и обеспечивают хорошую герметичность, назначенные ресурс 10 000 циклов «диск открыт-закрыт» и срок эксплуатации 20 лет.

Соединение рычага с диском осуществляется при помощи сферического подшипника из коррозионностойкой стали, что обеспечивает высокую герметичность затвора.

Затворы предназначены для предотвращения обратного потока жидких и газообразных сред:

- Могут устанавливаться на горизонтальном, вертикальном и наклонном (поток на подъем) трубопроводах;
- Герметичны относительно внешней среды;
- Коэффициент сопротивления – не более 1,0–1,2;
- Уплотнительные поверхности седла и диска наплавлены твердым сплавом;
- Конструкция компактна, имеет небольшой вес и габариты.

Мембранные предохранительные устройства компании DONADON SDD

Установки, резервуары, реакторы, силосы и любое другое оборудование, работающее под давлением, могут быть повреждены или уничтожены в результате неконтролируемого повышения давления. Для защиты оборудования, но, особенно, людей, применяются предохранительные устройства, которые позволяют устранить избыточное давление путем сброса жидкости или газов. Точно так же можно защитить оборудование от рисков, связанных с низким давлением.

Наиболее широко используемые предохранительные устройства – разрывные мембраны и предохранительные клапаны, которые, с различными особенностями конструкции и эксплуатации, предназначены для достижения той же цели.

Преимущества использования разрывных мембран во взаимодействии с клапаном:

- Защита клапана от коррозийных или образующих накипь жидкостей;
- Устранение утечек, обусловленных коррозией или загрязнением гнезда клапана (очень важно для опасных жидкостей);
- Снижение расходов на обслуживание клапана (очистка и калибровка);
- Снижение стоимости клапана, благодаря использованию более экономных материалов при изготовлении;
- Возможность проверки правильной работы клапана без остановки системы и без снятия клапана.

Помимо способности приспосабливаться к любым требованиям, разрывная мембрана особенно подходит или даже необходима для сверхнизких и сверхвысоких давлений в присутствии токсичных или дорогостоящих жидкостей, так как предотвращает утечки во время работы, этот инструмент безопасен, не представляет проблем с техническим обслуживанием и чрезвычайно экономный.

Разрывные мембраны и взрыворазрядные панели – это основная продукция компании Donadon Safety Discsand Devices Srl (Donadon SDD), одного из лидеров по производству разрывных мембран с более чем 60-летним опытом.

Ассортимент выпускаемых устройств безопасности по защите оборудования от перепадов давления включает в себя:

- Разрывные мембраны из нержавеющей стали, никеля, титана, тантала, специальных сплавов и графита;
- Взрыворазрядные панели для защиты оборудования от риска взрывоопасности;
- Извещающие датчики разрыва, в том числе для среды со взрывоопасной атмосферой. Компания Donadon SDD производит разрывные мембраны с давлением от 10 мл бар до 4000 бар, а также в зависимости от диаметра и материала изготовления.

Лаборатория тестирования и испытаний способна выполнять испытания разрывных мембран диаметром до DN 900 и при температуре 500°С.

Преимущества разрывных мембран компании Donadon SDD:

- Производство в строгом соответствии со спецификацией заказчика;
- Высокая степень точности даже при низких значениях давления разрыва;
- Поставка в течение 4–6 недель;
- Срочные поставки запасных мембран в течение нескольких дней;
- Полная гамма, как по разрывному давлению, так и по диаметру;
- Продажа во всем мире; Конкурентоспособная цена.

>>>

Взрыворазрядные панели (RSBP)

Взрыворазрядные панели – устройство для снятия давления взрыва.

Риск взрыва становится реальной угрозой, если в технологическом оборудовании в одно время и в одном месте присутствуют:

- вещества, образующие взрывную атмосферу;
- достаточное количество кислорода или другого окислителя;
- эффективный источник зажигания.

Идеальным решением для снижения риска и устранения убытков в результате взрыва являются взрыворазрядные панели компании RSBP.

Панели для снятия давления взрыва – это предохранительное устройство, предназначенное для защиты промышленного оборудования, где существует опасность взрыва.

Взрыворазрядные панели ПОДХОДЯТ ДЛЯ ЗАЩИТЫ: фильтров, бункеров, мельниц, дробилок, циклонов и другого оборудования, где существует опасность взрыва пыли.

Взрыворазрядные панели для снятия давления взрыва – это очень эффективное и экономичное решение для защиты от повреждения в результате взрыва пыли.

Это надежное устройство обладает длительным сроком службы, износостойкое, устойчиво к погодным условиям и ударам механических частиц. К тому же оно легко в установке, замене и обслуживании.

Существует большой выбор типоразмеров панелей и дополнительных аксессуаров.

Все изделия и оборудование предприятия RSBP протестированы, соответствуют действующему законодательству и имеют российскую сертификацию. ●

ООО «ЭнергоАрм»
191036, Санкт-Петербург, ул. 1-ая Советская, 12-16
тел. (812) 717-12-90, 717-21-52
e-mail: energoarm@yandex.ru
www.enarm.ru

Официальный дистрибьютор компаний WIWA и Contracor (Германия)

ООО «ВИВА - РУС»

УСТАНОВКИ НАНЕСЕНИЯ ПОЛИМОЧЕВИНЫ И ПЕНЫ ДЛЯ АНТИКОРРОЗИЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ГИДРО-, ШУМО- И ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ

www.wiwa-spb.ru

WIWA®
CONTRACOR®
because it works
потому что это работает

Airless 270

198152, Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 69, лит. А-А | e-mail: wiwa-olimp@mail.ru | тел. (812) 309-16-35, 677-36-94

Основные материалы анодных заземлителей. Сравнительный анализ и область применения

Г. Н. ЗОРИНА, В. В. ПЕРШУКОВ, Н. М. КАТОЛИКОВА *– ЗАО «Химсервис»*

С развитием современных технологий, а также с возможностью закупать рабочие элементы анодов на мировом рынке появилось большое количество новых анодных заземлителей из разных материалов. При этом заявленные технические характеристики однотипных материалов у разных производителей могут сильно отличаться. Создавшаяся ситуация ставит перед проектировщиками и специалистами по противокоррозионной защите непростую задачу выбора. В данной статье приведен анализ эксплуатационных свойств основных материалов анодных заземлителей и, основываясь на ограничениях, присущих каждому материалу, приводится рекомендуемая область их применения.

Основное назначение анодного заземлителя – обеспечение стекания защитного тока в грунт. При этом на анодном заземлении происходит преобразование электронного тока в ионный. Как известно, в металлах электропроводность осуществляется за счет электронов, поэтому ток в металлах по носителям заряда называется электронным. В электролитах носителями зарядов являются ионы, поэтому ток в электролитах называется ионным. Преобразование электронного тока в ионный ток осуществляется за счет протекания электрохимических реакций.

На анодном заземлении возможно протекание следующих реакций.

1. Образование кислорода из воды грунтового электролита по реакции:

$$2H_2O \rightarrow O_2 + 4e^- + 4H^+ (1)$$

2. Реакция растворения материала анода:

$$Me \rightarrow Me^{n+} + ne^- (2)$$

Исходя из назначения анодного заземлителя в системе катодной защиты, в качестве анодного материала может использоваться любой токопроводящий материал. В зависимости от вклада реакции (2) в процесс преобразования электронного тока в ионный, материалы анодных заземлителей подразделяются на **растворимые**, **нерастворимые** и **малорастворимые**.

В качестве **растворимых** анодных материалов еще недавно широко применялись сплавы на основе железа в виде отходов труб, рельсов и т.п. Скорость анодного растворения железа составляет около 10 кг/А·год. При использовании заземлителей из растворимых материалов очень сильно загрязняются ионами железа грунтовые воды. Дополнительным негативным фактором является неэлектропроводность продуктов растворения таких АЗ, что очень быстро выводит их из строя. В настоящее время данные материалы запрещены к применению.

При стекании тока с **нерастворимых** (инертных) анодов, на их поверхности происходит только выделение кислорода по реакции (1), растворения материала анода по реакции (2) практически не происходит. К инертным материалам относятся материалы платиновой группы, которые, вследствие дефицитности и высокой стоимости, на практике применяются в виде тонких оксидных покрытий на подложках из коррозионностойких электропроводящих материалов. Общепринятое название: Mixed Metal Oxide (ММО).

Поскольку на поверхности нерастворимых анодов протекает только реакция (1), потенциал анода необходимо сместить в положительную область до потенциала выделения кислорода, а, следовательно, увеличить напряжение на источнике тока. В качестве подложки чаще всего используется титан, поэтому в процессе эксплуатации необходимо контролировать потенциал анода. При потенциале 12 В, а по нашим исследованиям в некоторых средах уже при 8 В, происходит разрушение оксидной пленки титана с интенсивным растворением титановой подложки и выходом из строя анодного заземлителя.

Поэтому использование нерастворимых материалов в качестве точечных (поверхностных и глубинных) анодных заземлителей для установки в грунтах нецелесообразно. Такие материалы хорошо зарекомендовали себя в химической промышленности, а также для защиты морских платформ и судов. Оптимальной областью применения являются высоко агрессивные среды и морская вода с низким удельным сопротивлением. Также возможно использование таких заземлителей в качестве протяженных гибких анодов в виде проволоки с коксовой засыпкой, учитывая при этом ограничения по напряжению.

Наибольший интерес представляют анодные заземлители из **малорастворимых** материалов, для которых соотношение «срок службы/стоимость» наиболее оптимально. К малорастворимым анодным материалам относятся все графитсодержащие материалы, ферросилид, магнетит.

Среди малорастворимых материалов наибольшую скорость анодного растворения имеет **графит** – до 1,2 кг/А·год. На графитовых электродах анодные реакции более сложные, и дополнительно происходит окисление углерода с образованием газа по уравнению:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 (3)$$

Графитсодержащие материалы обладают существенными недостатками, такими как подверженность «холодному горению» (когда на поверхности анода образуется газ по реакции (3), вызывающий резкое увеличение переходного сопротивления), высокое продольное сопротивление графита, низкая рабочая плотность тока, высокая чувствительность к влажности грунта. Возникают сложности в оценке скорости анодного растворения таких материалов ввиду наличия в материале неэлектропроводных связующих. В зависимости от используемых связующих, материалы делятся на жесткие (графитопласты) и гибкие (графитонаполненные полимеры или резина). При превышении рекомендуемой плотности тока полимеров или резины происходит интенсивное выделение кислорода, что приводит к деструкции полимерной матрицы и разрушение таких материалов (рис. 1). Графитопласт также обладает серьезным недостатком – высокая хрупкость (рис. 2). Данные недостатки сдерживают широкое применение графитсодержащих материалов для изготовления анодных заземлителей. Однако благодаря гибкости некоторых составов материала, они нашли применение в качестве протяженных анодов, для которых требуется низкая плотность тока.

Ферросилид представляет собой сплав железа с кремнием и имеет скорость анодного растворения до 0,5 кг/А·год. При работе ферросилида на его поверхности одновременно с реакцией восстановления кислорода (1) протекает реакция растворения сплава. Выход ионов железа приводит к растворению анода. Свободному выходу железа из ферросилида препятствует наличие ионов кремния: вследствие большего сродства к кислороду ионы кремния легче соединяются с кислородом, образуя труднорастворимый оксид кремния. Образующийся оксид кремния со временем покрывает всю поверхность анодного заземлителя и препятствует выходу ионов железа, а, следовательно, растворению анода.

Поскольку процессы, протекающие на анодном заземлении, осуществляются с участием электронов, то скорость протекания этих процессов, зависит от величины стекающего, т.е. защитного тока. Зависимость скорости растворения от плотности тока представлена на графике (рис. 3).

Рис. 1. Деструкция полимера

Рис. 2. Разрушение АЗ при транспортировке

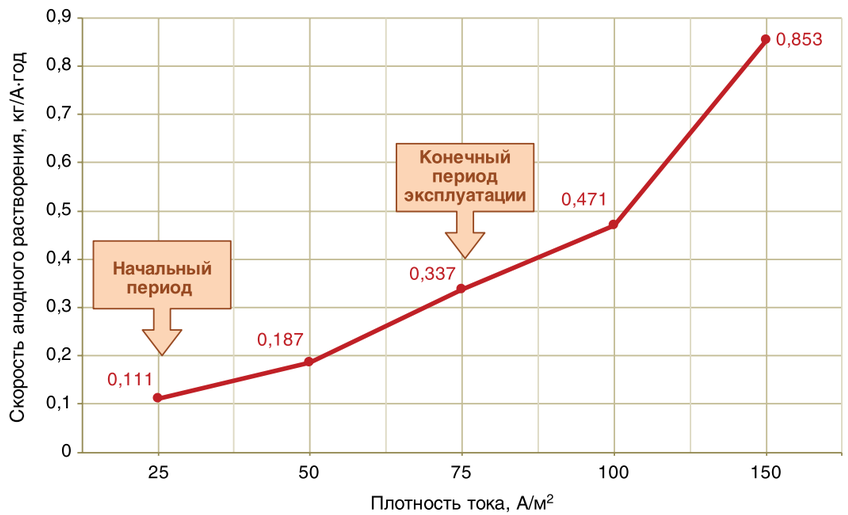


Рис. 3. График скорости растворения ферросилида

>>>

Таблица 1. Характеристики современных анодных материалов

Материалы	Макс. плотность тока, А/м^2	Скорость анодного растворения, кг/А·год	Преимущества	Недостатки	Рекомендуемая область применения
Ферросилид	75	0,3–0,5	1. Электропроводящие продукты анодного растворения. 2. Равномерное растворение по длине и сечению. 3. Прогнозируемое поведение при превышении тока.	Нецелесообразность применения в водных средах.	Любые грунты в качестве поверхностных и глубинных конструкций.
Магнетит	500	0,02–0,04	1. Равномерное растворение по длине и сечению. 2. Прогнозируемое поведение при превышении тока. 3. Малый вес, возможность ручного монтажа.	Хрупкость материала.	1. Морская вода. 2. Любые грунты с обязательным использованием коксовой засыпки в качестве поверхностных и глубинных конструкций.
ММО на титановой подложке	5000	0,00001	Позволяют обеспечивать очень высокую плотность тока.	1. Ограничение потенциала на аноде 12 В. 2. Высокая стоимость.	1. Защита в морской воде, солончаках. 2. Протяженные анодные заземлители с высокой плотностью тока.
Графитопласт	1,0	0,5–1,2	Невысокая стоимость.	1. Образование газовой оболочки вокруг анода из CO_2. 2. Высокое продольное сопротивление. 3. Высокая хрупкость. 4. Низкая плотность тока.	Объекты с очень низким защитным током и малым ресурсом.
Графитонаполненный полимер или резина	1,0	примерно 0,1	1. Невысокая стоимость. 2. Гибкость материала.	1. Образование газовой оболочки вокруг анода из CO_2. 2. Высокое продольное сопротивление. 3. Низкая плотность тока.	Протяженные анодные заземлители с низкой плотностью тока.

Необходимо учитывать, что на конечный период эксплуатации плотность защитного тока как минимум в три раза превышает начальную в связи с уменьшением геометрических размеров анодов. Однако не только плотность тока определяет скорость растворения ферросилида. Очень важно, чтобы сплав, из которого изготовлен анодный заземлитель, был однородным по химическому составу, без газовых включений и других дефектов. Все эти параметры влияют на реальный срок службы.

Длительное и повсеместное использование ферросилида в различных грунтах доказало их высокую эффективность в качестве точечных (поверхностных и глубинных) заземлителей.

Магнетит, обладая очень низкой скоростью растворения (до 0,04 кг/А·год.), имеет гораздо большие перспективы применения, позволяя изготавливать достаточно легкие конструкции. В связи с низкой скоростью растворения геометрические размеры заземлителя во время эксплуатации изменяются незначительно, что обеспечивает практически стабильное сопротивление растеканию тока.

Механизм анодного растворения магнетита отличается от растворения ферросилида, т.к. материал состоит из оксидов железа, но суть протекающих на аноде процессов одинаковая. Ввиду большой допустимой плотности тока, магнетит предполагает наиболее широкое использование в различных грунтах, а также морской воде. К сожалению, сложная технология изготовления не позволяет добиться низкой цены при производстве данного материала и получить достойное широкое распространение.

Представленные выше материалы анодных заземлителей сильно различаются по свойствам, и для того, чтобы правильно их применять при капитальном ремонте и строительстве систем ЭХЗ, необходимо учитывать все их достоинства и недостатки. Понимание процессов, протекающих на анодном заземлителе, позволит проектировщикам и специалистам ЭХЗ грамотно выбрать их материал и обоснованно прогнозировать эксплуатационные затраты и срок их службы.

Результаты анализа анодных материалов с указанием рекомендуемой области применения, а также их преимущества и недостатки, представлены в таблице 1. Данная информация поможет принять правильное решение при выборе анодного заземления. ●

www.химсервис.com

ГК РУСКОМПОЗИТ
ДЕЛАН

АО «Делан» - локализация производства «Canusa-CPS» на территории Российской Федерации

эпоксидное покрытие **HBE-HT**

термоусаживающаяся манжета **GTS-65**

вязкоупругий адгезив **WRAPID BOND**

ИЗОЛЯЦИЯ И ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Более 120 успешно реализованных проектов на более, чем 40 объектах нефтегазотранспорта в России и странах СНГ

АО «Делан»
117638, Москва, ул. Одесская, д. 2, корп. С
Тел.: +7(495) 641-91-01
info@delan.su www.delan.su

УДК 622.35:620.197

Компактные анодные заземлители АЗК-ОП для ремонта системы противокоррозионной защиты локальных участков магистральных газопроводов

С. В. НИКИФОРОВ *– к.т.н., председатель наблюдательного совета АО «УРАЛИНТЕХ»*
А. В. ЕРМАКОВ *– к.т.н., генеральный директор предприятия АО «УРАЛИНТЕХ»*
Е. С. СТУДЕНОК *– к.т.н., директор предприятия (по качеству) АО «УРАЛИНТЕХ»*
П. Е. ТИНЬГАЕВ *– к.х.н., начальник лаборатории электрохимических процессов АО «УРАЛИНТЕХ»*
В. А. ПОПОВ *– к.т.н., начальник производственного отдела защиты от коррозии ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»*
В. А. ЖЕЛОБЕЦКИЙ *– ведущий инженер-конструктор ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»*

Специалистами АО «УРАЛИНТЕХ» совместно с ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» предложены три эконом-варианта конструкций заземлений для защиты газопроводов от почвенной коррозии, в том числе с использованием протяженно-распределенного заземлителя и комплектов заземлителей с креплением к воздушной анодной линии. Для обеспечения равномерной поляризации защищаемого объекта предлагаемые варианты позволяют создать управляемую систему ЭХЗ с локальным усилением в местах повышенного коррозионного поражения газопровода, что при наличии подпленочной коррозии существенно снижает ее интенсивность. В сравнении с протяженным гибким анодом (ПГА), традиционно используемым для этих целей, протяженно-распределенный заземлитель имеет ряд технических и экономических преимуществ.

Известно, что степень коррозионного поражения магистральных газопроводов на всем их протяжении крайне неравномерна. Такая локальность обусловлена неоднородностью условий эксплуатации за счет: различной коррозионной активности грунтов, нарастающей дефектности изоляционных покрытий, особенно пленочных трассового нанесения, интенсификации работы сопряженных с ними пар дифференциальной аэрации и наличия блуждающих токов.

Зачастую это провоцирует развитие подпленочной коррозии, скорость которой многократно возрастает даже при кратковременных перерывах в работе системы ЭХЗ, либо ее несовершенстве. Становится актуальным создание управляемой системы ЭХЗ с возможностью локального усиления в местах повышенного коррозионного поражения газопровода, что обеспечивало бы равномерность поляризации по протяженности и периметру защищаемого объекта для случаев, когда потенциалы в точках дренажа имеющихся УКЗ уже превышают нормативные, а технико–экономические возможности для монтажа дополнительных УКЗ уже исчерпаны.

Глубинные и подповерхностные анодные заземлители малопригодны для решения данной задачи, поскольку повышают защитный потенциал, прежде всего в точке дренажа. Недостатком ПГА в данном случае является его ограниченный ресурс по токовой нагрузке на погонный метр и невозможность ее варьирования по длине, в то время как локальные участки МГ требуют повышенной токоотдачи.

В связи с этим на АО «УРАЛИНТЕХ» совместно с ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» на базе заземлителя АЗК-ОП, включенного в Реестр ПАО «Газпром», были разработаны три варианта конструкций, использование которых позволяет эффективно и экономно проводить локальный ремонт и оптимизацию систем противокоррозионной защиты линейных участков МГ.

Вариант I.
Протяженно-распределенный заземлитель

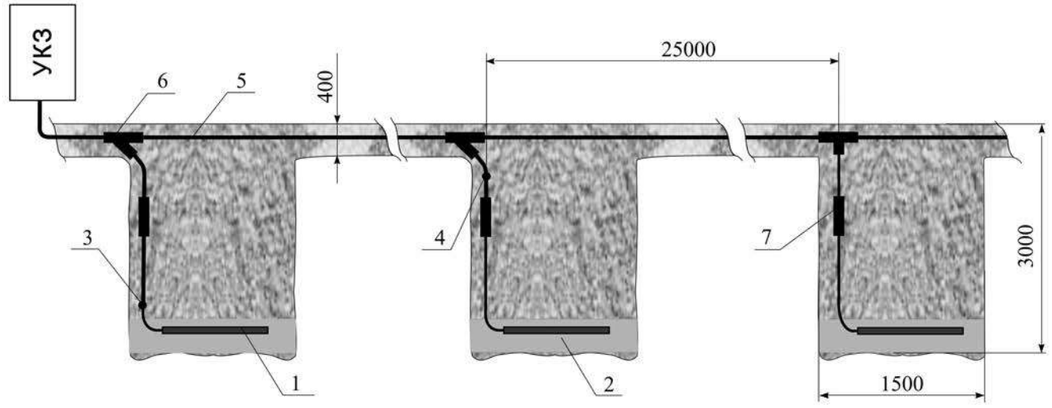


Рис. 1. Протяженно-распределенный заземлитель АЗК-ОП

1 – анод АЗК-ОП
2 – коксовая засыпка
*3 – присоединительный кабель ВПП 1*6*
*4 – отрезок присоединительного кабеля ВПП 1*6*
5 – магистральный кабель
6 – Т-образный узел контакта (заводская сборка)
7 – линейный узел контакта (сборка на трассе)
– объем земляных работ

Для удобства транспортировки данный заземлитель состоит из двух частей, каждая из которых собирается в заводских условиях, что обеспечивает надежную герметичность соединений и повышает качество и ресурс заземления в целом.

Конструкция оригинальна, оформлено ноу-хау.

Первая часть представляет собой отрезок магистрального кабеля ВПП 1*16 длиной до 1 км с герметично прикрепленными к нему на расстоянии 25 м отрезками присоединительных кабелей ВПП 1*6 длиной 1 м. При необходимости, обусловленной неравномерностью степени коррозии МГ, расстояние между отрезками может быть уменьшено или увеличено на любом участке магистрального кабеля по требованию заказчика. Вторая часть представляет собой малорастворимые аноды АЗК-ОП (40 штук при расстоянии между ними 25 м) с герметично прикрепленными к ним присоединительными кабелями ВПП 1*6 длиной по 3 м. При монтаже заземления в полевых условиях производится только самая простая операция по соединению и герметизации единичного заземлителя с присоединительным кабелем. Сборка наиболее трудоемкого и ответственного Т-образного узла контакта «магистральный кабель – отрезки присоединительного кабеля» осуществляется в заводских условиях оригинальным способом без рассечения магистрального кабеля, что в отличие от применения кабельных зажимов исключает снижение токопроводности магистрального кабеля, обусловленного локальным повышением электросопротивления и, как следствие, температуры, в узлах контакта и их окислением.

Для защиты участка длиной более 1 км отрезки магистрального кабеля сращиваются на трассе с использованием гильз и термоусаживаемых трубок, входящих в монтажный комплект. Кроме того, в комплект поставки входит коксовая засыпка из расчета 25 кг на один заземлитель с соответствующей фасовкой.

Как и для ПГА, данная конструкция предпочтительна при подключении к «низковольтным» УКЗ на основе солнечных батарей либо ветрогенераторов, но имеет свои преимущества заключающиеся в:

1. Многократном снижении объема земляных работ в полевых условиях за счет локальности углубления траншеи на глубину промерзания грунта только в местах установки анодов. Для монтажа магистрального кабеля глубина траншеи может быть порядка 0,5 м.
2. Возможности создания управляемой системы ЭХЗ, учитывающей неравномерность коррозии вдоль защищаемого объекта, за счет варьирования расстояния между анодами в зависимости от степени поражения различных участков объекта.
3. Увеличенного ресурса эксплуатации за счет надежности конструкции и не критичности к локальным превышениям токоотдачи.

Стоимость одного **комплекта** длиной **1 км** (в т.ч. НДС) – **547 598 руб**.

>>>

Вариант II.
Комплект из 6 заземлителей АЗК-ОП, присоединяемых к воздушной анодной линии

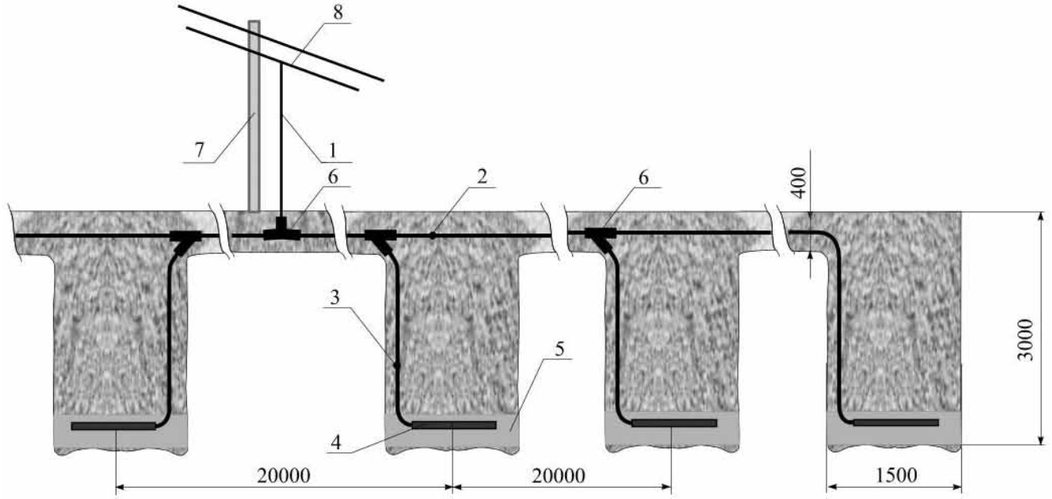


Рис. 2. Комплект заземлителей АЗК-ОП, присоединяемых к воздушной линии

1 – алюминиевый кабель 30 м
*2 – медный магистральный кабель ВПП 1*6*
*3 – присоединительный кабель ВПП 1*6*
4 – анод АЗК-ОП
5 – коксовая засыпка
6 – Т-образный узел контакта (заводская сборка)
7 – опора
8 – анодный провод
– объем земляных работ

Конструкция полностью собирается в заводских условиях, что также, как и в варианте I, обеспечивает надежную герметичность соединений и повышает качество и ресурс заземления в целом.

Конструкция включает отрезок алюминиевого провода (с изоляцией) длиной 30 м (или по требованию заказчика), к которому с помощью медно-алюминиевой гильзы (герметизация контактного узла термоусаживаемой перчаткой) крепятся два отрезка магистрального кабеля ВПП 1*6 длиной по 45 м, к которым присоединены по 3 заземлителя АЗК-ОП на расстоянии 20 м. Длина присоединительного кабеля ВПП 1*6 составляет 3 м. Общая протяженность заземления – 120 м.

Кроме того, в комплект поставки входит коксовая засыпка из расчета 25 кг на один заземлитель с соответствующей фасовкой.

Стоимость одного **комплекта II** составляет (в т.ч. НДС) – **58 810 руб.**

Для защиты **1 км** потребуется 8,33 комплектов II стоимостью **489 887 руб.**

Вариант III.
Комплект из 6 заземлителей АЗК-ОП, присоединяемых к воздушной анодной линии

В случае увеличения расстояния между анодами «варианта II» до 25 м протяженность заземления составит 150 м.

Стоимость комплекта III (в т.ч. НДС) – **59 990 руб.**

Для защиты **1 км** потребуется 6,7 комплектов стоимостью **401 933 руб.**

Преимущества вариантов II и III, обусловленные **полной заводской сборкой**, состоят в:

1. Сокращении времени на монтаж.
2. Гарантии качества заземления в целом и повышении срока его службы.
3. Возможности монтажа при неблагоприятных погодных условиях.

Таким образом, все варианты имеют ряд очевидных преимуществ, к тому же отличаются низкой стоимостью и дополнительной экономией затрат при монтаже.

Заказать данные варианты заземлителей можно на **www.uralinteh.com** или по эл. почте: uitcontact@mail.ru ●

УРАЛИНТЕХ

АО «УРАЛИНТЕХ»
620017, г. Екатеринбург, пр. Космонавтов, д. 18
тел./факс (343) 270-87-00, 380-02-36
e-mail: office@pm-ural.com, www.uralinteh.com

Технологии покрытий и ремонта

Одним из ведущих направлений предприятия ООО «Антифреттинг» с 2004 г. является продвижение технологий газотермического напыления для продления ресурса технологического оборудования, защиты от коррозии, придания диэлектрических свойств, ремонта и восстановления деталей и оборудования.

Рис. 1. Высокоскоростное напыление

Твердосплавные покрытия обладают существенными преимуществами над гальваническим хромированием, наплавкой электродами, конкурируют с твердосплавными вставками. Эти преимущества позволяют снизить себестоимость производства и сервиса, увеличить ресурс работы.

Виды наносимых покрытий:
- противокоррозионные;
- износостойкие;
- термобарьерные;
- электроизоляционные;
- электропроводные.

Напыляемые материалы:
- сплавы;
- керамика;
- металлокерамика;
- металлы.

Производственная компания «Антифреттинг» выполняет работы по защите новых УЭЦН специальными нержавеющими сталями с применением метода высокоскоростного напыления.

Рис. 2. Корпус статора УЭЦН до выполнения ремонта

Рис. 3. Корпус статора УЭЦН после выполнения ремонта и нанесения покрытия AF-BC-013

Использование сверхзвукового потока материалов позволяет получить качественные покрытия с максимально возможными для газотермических методов адгезионными и когезионными характеристиками. Технология высокоскоростного газопламенного напыления коррозионностойкого металла позволяет получать покрытия с адгезией к основному металлу более 80 МПа, пористостью менее 1% и твердостью до 62 HRC, что намного превосходит показатели покрытий, полученных по технологии газопламенного напыления и полимерных покрытий.

Проведенные опытные и промышленные работы нашей компанией методом газоплазменного напыления позволяют повысить стойкость деталей и узлов к гидро- и газоабразивному износу, что повышает срок службы узлов и агрегатов, увеличивает межремонтный период.

Рис. 4. Восстановление шеек ротора газотурбинного двигателя АИ-20М

Обладая газотермическими технологиями наше предприятие произвело большой объем восстановительного ремонта технологического и промышленного оборудования, деталей и узлов автотракторной техники и т.д.

Еще одним из направлений нашего предприятия является предоставление услуг по изготовлению из металла продукции различного уровня сложности.

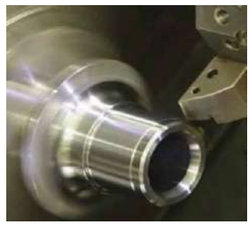
Наша организация обладает собственной производственно-технической базой, и многолетним опытом работы в сфере обработки металла, изготовления пресс-форм, металлоконструкций, запасных частей, машин, механизмов и промышленного оборудования для разных отраслей промышленности, в том числе и нефтегазового сектора.

Специалисты нашей компании имеют большой опыт в области конструирования изделий, деталей, корпусов для высокоточного приборостроения и разработки технологии изготовления металлоизделий. Мы имеем собственные производственные мощности и возможность изготовления металлоизделий по чертежам заказчиков в сжатые сроки с максимальным качеством выполнения работ.

Мы готовы выполнять для Вас под заказ всевозможные виды фрезерования, производим единичные образцы деталей, обрабатываем продукцию серийных масштабов. Концевое фрезерование: создание пазов на заготовках, а также подсечек, канавок, окон, карманов, колодцев; торцевое фрезерование: обработка заготовок с поверхностью большой площади; фасонное фрезерование: обработка различных профилей.

Наши технологи и конструктора, изучив суть Вашей проблемы, предложат оптимальный и экономически выгодный вариант по ремонту изношенных или вышедших из строя деталей, или узлов машин, механизмов и оборудования, в некоторых случаях увеличив срок службы или качественные характеристики работы узлов в несколько раз.

Специалисты компании приложат все усилия для кратчайшего анализа, принятия решения и производства работ по восстановлению работоспособности Вашего узла или агрегата в целом.



Также одним из направлений компании является разработка и производство под конкретные условия и требуемые Заказчиком технологические и технические параметры резинотехнических изделий для нефтеперерабатывающего, нефтедобывающего и нефтесервисного секторов, в частности для проведения тампонажных работ при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Наша компания специализируется на выпуске формовых резинотехнических изделий по техническим условиям, высокий технический уровень и качество РТИ обеспечивается за счет применения резиновых смесей на основе тепло-, озоно-, масло-, морозостойких каучуков.

Использование современного специального оборудования и оснастки, однородность сырья, высокая точность изготовления оснастки, строгое соблюдение технологических процессов – необходимое условие для изготовления качественных формовых РТИ.

Несмотря на сравнительно небольшой срок своего существования, наша компания сумела наладить успешное сотрудничество с различными компаниями и организациями. Завоевав их доверие и уважение, мы приобрели надежных партнеров и успешно сотрудничаем с ними при реализации проектов различной степени сложности. ●

www.antifretting.ru

Производственная компания
АНТИФРЕТТИНГ

Одним из ведущих направлений предприятия ООО "Антифреттинг", является продвижение ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗОТЕРМИЧЕСКОГО НАПЫЛЕНИЯ для продления ресурса технологического оборудования, защиты от коррозии, придания диэлектрических свойств, ремонта и восстановления деталей и оборудования.

ПРИМЕНЕНИЕ:
- При производстве деталей и узлов многостадийного ГРП.
- Нанесение покрытий на детали трубопровода от гидро и газоабразивного износа.
- Нанесение покрытий стойких к гидроабразивному износу на детали магистральных насосов.
- Обработка деталей промышленного оборудования.
- Восстановление деталей буровых насосов и установок.

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО под конкретные условия и требуемые Заказчиком технологические и технические параметры РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ для нефтеперерабатывающего, нефтедобывающего и нефтесервисного секторов, в частности для проведения тампонажных работ при строительстве нефтяных и газовых скважин.

ООО "Антифреттинг" | 625019, г. Тюмень, ул. Гилевская роща, д. 6, стр. 2
тел. (3452) 98-00-90, 60-29-50, 8 (922) 265-84-93 | e-mail: info@antifretting.ru

Установка безразборной промывки теплообменников РоСВЕП CIP-200.9.140.25M

Пластинчатые теплообменники (как разборные, так и не разборные) обеспечивают расчетную производительность только при условии отсутствия загрязнений на поверхностях пластин. Для сохранения рабочих параметров теплообменного оборудования необходимо своевременно производить его обслуживание и очистку.

На сегодняшний день наиболее удобным и быстрым способом очистки является безразборная промывка, которая позволяет эффективно удалить загрязнения при минимальных затратах времени и рабочего пространства. Группой компаний «РоСВЕП» была разработана специальная установка безразборной промывки CIP-200.9.140.25M, которая по своим рабочим характеристикам не имеет аналогов на российском рынке. Использование этой модульной установки, а также рекомендованных промывочных средств, позволяет быстро и эффективно производить очистку пластинчатых теплообменников практически всех типоразмеров, как с нагревом раствора, так и без нагрева при использовании специальных моющих средств.

Особенности конструкции:

- установка состоит из трех модулей: насос с узлом реверса потока, нагреватель проточный, бак 200 л с блоком фильтров, термоизоляцией и двумя видами колесных опор для перемещения пустого и полного бака;
- модульная конструкция и специальные «шагающие» колеса позволяет транспортировать установку в труднодоступные места (в т. ч. по лестничным пролетам);
- большая, герметично закрывающаяся заливная горловина бака для заполнения рабочей емкости;
- рабочая емкость (бак) из коррозионностойкой стали 08Х17Н13М2 (AISI 316);
- блок фильтров грубой и тонкой очистки из коррозионностойкой стали 08Х17Н13М2 (AISI 316) в быстроразборном исполнении;
- мощный центробежный насос из нержавеющей стали AISI 316 с защитой мотора от утечек перекачиваемого продукта, рассчитанный на эксплуатацию при температуре до +65°С;
- трубопроводная арматура из коррозионностойкой стали 08Х17Н13М2 (AISI 316);
- соединительные рукава из коррозионностойких материалов, рассчитанных на эксплуатацию при температуре до +65°С;
- быстроразъемные резьбовые соединения на присоединительных шлангах и трубопроводной арматуре установки позволяют быстро и удобно подготавливать установку к работе и обслуживать установку после завершения очистки теплообменника;
- проточный нагреватель оборудован аварийным и регулировочным термостатом.

Безусловными преимуществами CIP-200.9.140.25M перед существующими аналогами являются:

- модульная конструкция;
- исполнение из коррозионно-устойчивых материалов;
- высокая эффективность;
- надежность и простота использования;
- полностью герметичная конструкция, обеспечивающая безопасность и чистоту;
- компактность и мобильность;
- установка оборудована «шагающими» колесами, что позволяет ее перемещать в труднодоступные места без использования подъемных механизмов.

Установка CIP-200.9.140.25M – это выгодное вложение средств для обеспечения бесперебойной работы вашего теплообменного оборудования.

Подробную информацию можно получить по тел. (495) 225-38-09, (800) 505-20-85. ●

Оборудование для безопасности резервуаров

Среди оборудования для резервуарных парков и нефтебаз, основной целью которого является обеспечение безопасного, экономичного, экологичного и бесперебойного функционирования резервуара, можно на первое место выделить клапан аварийный. Одна из новых разработок АО «НЕФТЕМАШ» – САПКОН – это клапан аварийный КА-20000/500, КА-30000/500 и КА-30000/500Д, которые уже зарекомендовали себя как надежное оборудование для нефтегазового комплекса.

В аварийной ситуации резервуар может нагреваться от расположенного рядом источника огня, что приводит к быстрому увеличению объема газа за несколько минут и, спустя несколько часов, к полному испарению продукта (кипению продукта). В этой ситуации, а также при взрыве или пожаре внутри резервуара, для безопасного сброса внутреннего избыточного давления (без разрушения корпуса резервуара), необходимо предусмотреть установку аварийных клапанов.

Назначение

Клапан аварийный КА-20000/500, КА-30000/500 (рис. 2) и КА-30000/500-Д (рис. 3) предназначен для аварийного сброса давления и защиты резервуара от воздействия внешнего огня или неисправности других систем вентиляции (например, дыхательных клапанов или газовой подушки). Клапан аварийный сбрасывает избыточное давление в атмосферу.

Клапан аварийный КА-20000/500, КА-30000/500 (рис. 2) так же срабатывает и в обратную сторону – на вакуум, впуская в резервуар дополнительный объем воздуха, обеспечивая возможность ускоренной откачки продукта без риска деформации резервуара.

На рис. 1 показана схема клапана КА-20000/500, КА-30000/500 и режимы его работы.

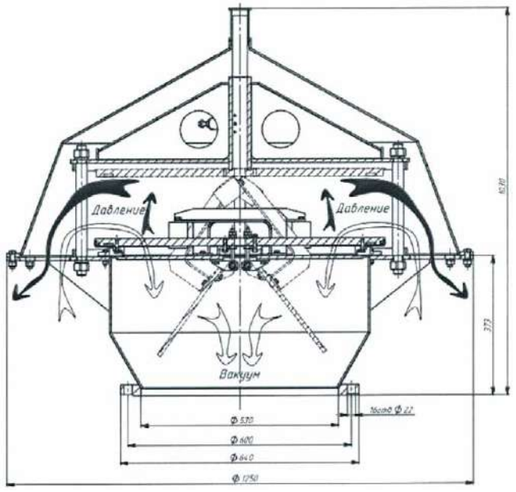


Рис. 1. Схема и режимы работы клапана КА-20000/500, КА-30000/500

Основные параметры клапана

В табл. 1 и на рис. 2 и 3 указаны основные параметры и характеристики клапана.

Условное обозначение клапана при заказе:
КА-20000/500-А-У1 ТУ3689-071-00217633-2015,
где:
КА – клапан аварийный;
20000 – максимальная пропускная способность, м³/ч;
500 – условный проход, мм;
А – материальное исполнение – алюминиевый сплав;
У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

То же с материальным исполнением из стали 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 и климатическим исполнением УХЛ1:
КА-20000/500-К-УХЛ1 ТУ3689-071-00217633-2015.

То же с пропускной способностью 30000 м³/ч и конструктивным исполнением только с тарелкой давления:
КА-30000/500-Д-А-У1 ТУ3689-071-00217633-2015.

Для получения сигнала о срабатывании клапана, а значит – о возникновении внештатной ситуации, клапан аварийный КА-20000/500 снабжен независимым визуальным сигнализатором.

Таблица 1. Основные параметры и характеристики

Наименование параметров		Величина параметров
Номинальный диаметр DN, мм		500
Рабочее давление, Па (мм вод. ст)*		2000(200)
Рабочий вакуум, Па (мм вод. ст)*		250(25)
Давление срабатывания, Па (мм вод. ст)*		2400(240)
Вакуум срабатывания, Па (мм вод. ст)*		300(30)
Пропускная способность, м³/ч	min	20000
	max	30000
Габаритные размеры, мм, не более	длина B, мм	1250
	высота H, мм	1015
Присоединительные размеры, мм	D	640
	D1	600
	d	22
Масса, кг, не более		140
* Рабочие параметры клапана по давлению и вакууму могут быть настроены на другие значения.		

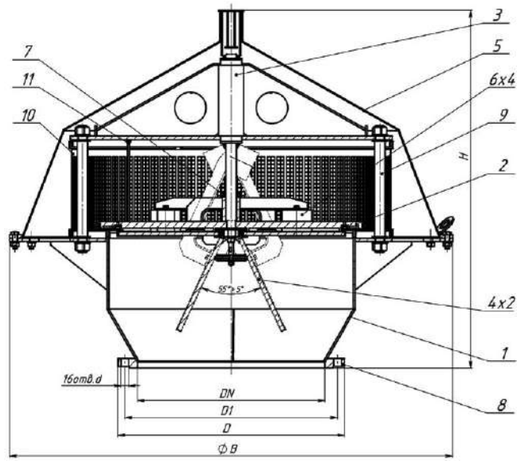


Рис. 2. Клапан аварийный КА-20000/500 и КА-30000/500

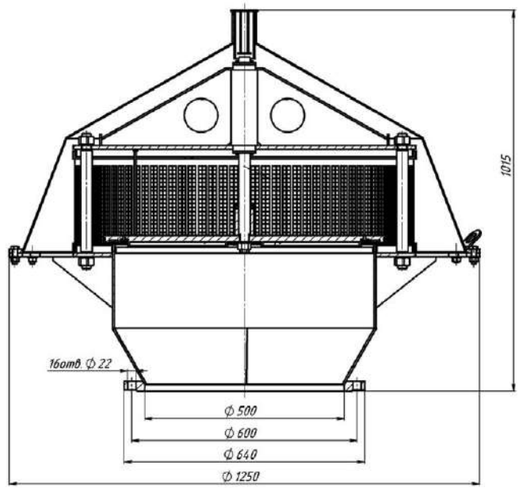


Рис. 3. Клапан аварийный КА-30000/500-Д

1 – Корпус; 2 – Тарелка давления; 3 – Направляющая верхняя;
4 – Тарелка вакуума; 5 – Кожух; 6 – Коромысло; 7 – Демпфер;
8 – Крепежный фланец; 9 – Стойка; 10 – Сетка защитная;
11 – Перемычка металлизирующая

Достоинства

Повышенная пропускная способность клапана реализована в конструкции путем увеличения инерции тарелок давления и вакуума, что позволяет работать на режимах дыхания без «хлопков» (постоянного открытия и закрытия тарелок). На клапанах типа КДС «хлопки» при режиме работы свыше 30% от производительности.

- Тарелки вакуума нагружены рычажной системой типа «коромысла». С увеличением открытия тарелки вакуума клапана уменьшается момент (Н*м) ее закрытия, что позволяет сгладить работу тарелок вакуума.
- Тарелка давления нагружена дополнительно пружинно-роликовым механизмом, позволяющим уменьшить массу тарелки давления, что в свою очередь позволяет сгладить работу тарелки давления.

Продукция соответствует самым высоким требованиям по качеству, что подтверждается соответствующими разрешениями и сертификатами, а также постоянным успехом на российских и международных выставках. ●

АО «НЕФТЕМАШ»-САПКОН
Россия, 410012, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
тел. +7 (8452) 26-16-59, факс +7 (8452) 50-60-30, 52-48-88
e-mail: neftemash@sapcon.ru
www.sapcon.ru

Система ПАЗ от риска к безопасности

П. Н. КИРЮШИН *– эксперт по системам противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) компании Эмерсон*

В статье рассматриваются существующие практики создания систем противоаварийной защиты (ПАЗ) на российских предприятиях. Предлагается алгоритм практического применения требований ГОСТ Р МЭК 61511 к системам ПАЗ с целью повышения их функциональной безопасности. Представлен комплексный подход к проектированию, реализации и обслуживанию полноценных контуров защиты от уровня датчиков до исполнительных устройств.

Обеспечение безопасности является важнейшей задачей на промышленных предприятиях. Главный технолог и главный инженер должны обеспечить безотказное функционирование всего оборудования, защитить здоровье людей и окружающую среду, а также выполнить требования надзорных органов. Это не всегда легко сделать – устаревшие технологии, отсталость оборудования, неэффективные подходы к обеспечению безопасности значительно влияют на решение выше обозначенных задач. Аварии последних лет говорят о том, что для обеспечения промышленной безопасности сделано недостаточно, и есть области, которые требуют отдельного внимания. Причины аварий – это, как правило, фатальная комбинация ошибок проекта, отказов оборудования, нарушения процедур [1, 2]. В данной статье рассказывается, почему нужно обязательно выполнять этап анализа рисков при проектировании системы безопасности, что рекомендует ГОСТ, и почему построение SIL ориентированных контуров защиты на базе анализа рисков экономит затраты предприятия и предоставляет ему требуемый уровень безопасности. С экспертной точки зрения, область внимания по повышению функциональной безопасности – это корректное применение норм стандартов серии ГОСТ Р МЭК 61508 / 61511 (http://protect.gost.ru) в задачах создания и эксплуатации систем противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ).

Практика применения уровня полноты безопасности SIL в России

В России традиционно прижилось понятие уровня полноты безопасности – SIL (Safety Integrity Level), но игнорируется жизненный цикл системы безопасности. Требования к системе ПАЗ учитывают только обеспечение уровня полноты безопасности SIL контроллером, а этап анализа риска, на котором должен определяться целевой уровень SIL всего контура защиты, игнорируется.

Типовая ситуация бывает следующей: компания объявляет тендер на АСУТП установки и размещает технические требования на официальном сайте. Требования попадают в компании потенциальных поставщиков, которые начинают готовить технико-коммерческие предложения. Зачастую, можно увидеть следующие сформулированные типовые требования к системе ПАЗ:

- «Контроллер системы ПАЗ должен соответствовать нормам SIL3. Для подтверждения соответствия нормам SIL3 необходимо предоставление сертификатов с перечнем модулей»;
- «Контроллер системы ПАЗ должен иметь резервируемую архитектуру, включающую...».

Как правило, распределение сигналов на контуры защит и требования к датчикам, отсечным клапанам, интерфейсным устройствам отсутствуют. Тем самым, нарушается основа построения системы ПАЗ – целостность контура от датчика до исполнительного устройства.

Распределение основного технологического оборудования между РСУ или системой ПАЗ выполняется следующим образом. Насосы, электрические задвижки, отсечные клапаны относятся к системе ПАЗ; а датчики, участвующие в регулировании, и регулирующие клапаны – к РСУ. Такой подход представляется избыточным. В результате, общее число шкафов системы ПАЗ получается больше, чем число шкафов в РСУ. Тогда как по статистике поставляемые контроллеры уровня SIL3 влияют на безопасность в объеме только 8% от общей вероятности отказов в контуре.

Так, в результате аварии на российском НПЗ в 2014 г. одной из названных Ростехнадзором причин являлось «...отсутствие оценки оснащенности ТП средствами контроля, управления и противоаварийной защиты, и их действий в период пуска и останова технологического оборудования» (http://www.gosnadzor.ru). Под «отсутствием оценки оснащенности» следует понимать невыполненный этап анализа рисков и отсутствие градации контуров защиты по уровням полноты безопасности SIL.

Анализ рисков. Ключевые концепции ГОСТ Р МЭК 61511

Стандарт ГОСТ Р МЭК 61511 оперирует двумя ключевыми концепциями:

1. Жизненный цикл безопасности;
2. Уровень полноты безопасности SIL.

Уровень полноты безопасности SIL, с одной стороны, определяет необходимое снижение риска возможной аварии ТП, за счет применения контура защиты на основе системы ПАЗ, а с другой – определяет требования к показателям безопасности самого контура: среднюю вероятность отказа при запросе на останов (PFDavg), аппаратную избыточность для обеспечения функции безопасности (HFT).

Общая концепция снижения риска представлена на рис. 1, SIL распространяется на часть риска, устраняемого ПСБ.

Жизненный цикл безопасности определяет набор этапов, работ и методов контроля и проверки (рис. 2).

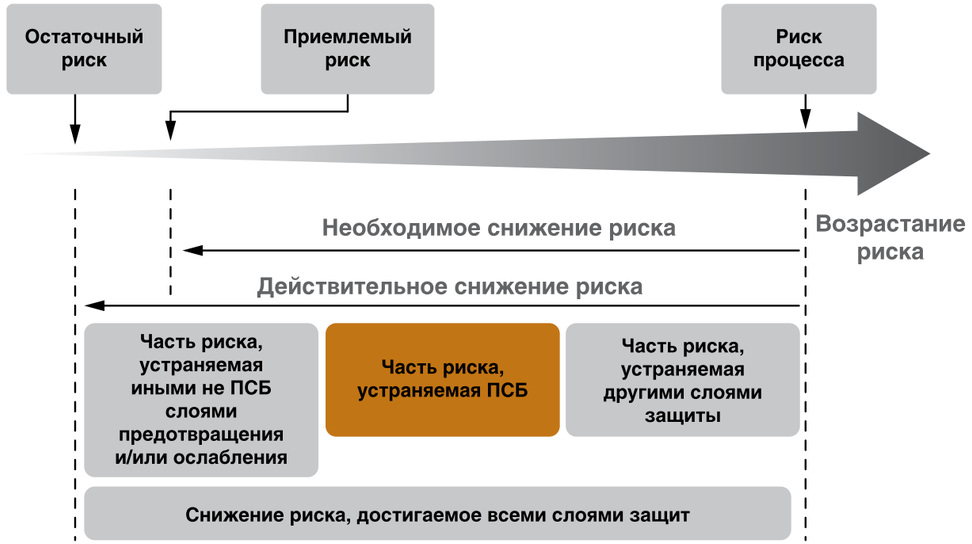


Рис. 1. Общая концепция снижения риска ГОСТ Р МЭК 61511, где ПСБ – приборная система безопасности (система ПАЗ – частный случай ПСБ)

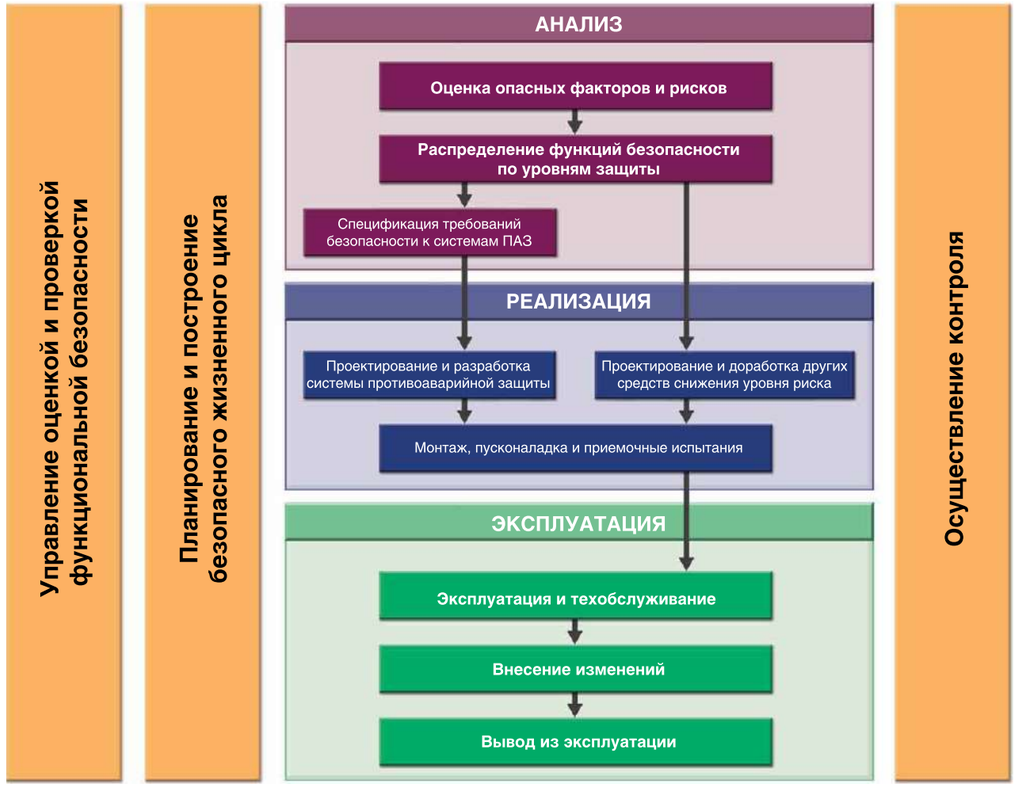


Рис. 2. Жизненный цикл безопасности

Рассмотрим каждый из этапов жизненного цикла подробнее. >>>

■ Этап анализа риска

Выполняется с использованием одного из методов, например, анализа опасности и работоспособности – HAZOP (Hazard and Operability study). На этом этапе рассматриваются: опасности, связанные с отклонением технологического режима; их причины – как правило, это отказ средств управления; последствия таких отклонений; существующие методы защиты и целесообразность дополнительных средств защит. Результат анализа HAZOP – это таблица технологических опасностей с ранжированием по последствиям. Далее проводится распределение функций безопасности по слоям защит. В первую очередь рассматривается возможность использования механических защит – предохранительные клапаны, разрывные диафрагмы. Там, где это невозможно, нужно реализовать приборные контуры защиты.

Определение уровней полноты безопасности SIL для приборных контуров защиты SIF (Safety Instrumented Function) может быть выполнено с применением одного из методов, например, матрицы риска или анализа слоев защит LOPA (Layers of protection analysis), графа риска или др. Следует отметить, что уровень SIL определяется для контура защит от датчика до исполнительного устройства. После определения уровней SIL можно распределить функции защит по исполнению: реализовать уровень SIL0 с коэффициентом снижения риска менее 10 средствами РСУ; реализовать уровни SIL1 и выше средствами системы ПАЗ. На выходе этапа должна появиться спецификация требований безопасности – Safety Requirment Specification (SRS). Это техническое задание на создание системы ПАЗ. Спецификация определяет блокировочные контуры: датчик-контроллер-исполнительное устройство; требования к ним по уровню SIL, требования к интервалам тестирования, требования к архитектуре, требования приказов Ростехнадзора и т.п.

■ Этап реализации

На основании спецификации SRS выбираются КИП, контроллер, исполнительные устройства. Путем расчета подтверждается, что проектируемые контуры защит по уровню SIL соответствуют требуемым значениям из спецификации. Разработка документации включает: проект «поля», проект верхнего уровня, разработку рабочей документации, сборку системы, приемо-сдаточные испытания, пусконаладочные работы, комплексные испытания. Осуществляется валидация – подтверждение того, что заложенные алгоритмы и реализация полностью соответствуют исходным требованиям спецификации SRS.

■ Этап эксплуатации

Поскольку любая система со временем деградирует как в плане надежности, так и в плане безопасности, предприятие должно иметь планы тестирования элементов контура. Они тестируются с частотой, определенной в спецификации SRS. Результаты тестирования должны документироваться.

Периодично необходимо проводить оценку функциональной безопасности с участием технологов, электриков, специалистов службы КИП и АСУ. Должен быть определен ответственный за соблюдение жизненного цикла функциональной безопасности. Все люди, вовлеченные в стадии жизненного цикла системы ПАЗ, должны быть обучены.

SIL-ориентированный поход. Как применять ГОСТ Р МЭК 61511

По определению, Safety Instrumented Function (SIF) – это приборная функция безопасности (контур защиты), включающий все элементы от датчика до исполнительного устройства (рис. 3).

Рис. 3. Пример контура защиты, где XooN – схема голосования X из N входов, для обеспечения блокировки (реализуется в контроллере); YooZ – схема голосования Y из Z выходов, обеспечения блокировки (определяется установкой исполнительного устройства в «поле»); ИУ – исполнительное устройство (отсечный клапан, насос и т.д.).

Вероятность отказа контура при запросе на блокировку равна сумме вероятностей отказа элементов, входящих в контур. Упрощенно: PFDloop = PFDsensor + PFDplc + PFDvalve.

Поэтому, если в рассматриваемом контуре присутствует контроллер SIL3, но устаревшее и не отвечающее требованиям по полноте безопасности «полевое» оборудование, то уровень полноты безопасности всего контура будет равен SIL0.

Задача перехода от «требований к контроллеру» к «требованиям к контуру» заключается в выполнении следующих мероприятий:

1. Соблюдение этапов выполнения проектов по системе ПАЗ согласно ГОСТ Р МЭК 61511: от анализа опасностей и работоспособности (HAZOP) к распределению и назначению уровней SIL функциям безопасности, разработка требований к системе ПАЗ (спецификации SRS);
2. Организационные меры на предприятии (управление функциональной безопасностью, обучение персонала, организация процессов проверки, процедуры и учет);
3. Технические меры на предприятии (инструменты оценки функциональной безопасности);
4. Готовность поставщиков к выполнению работ.

В итоге, для заказчика системы ПАЗ целесообразно разбить работы на два этапа:

1. Выполнение анализа опасностей и риска;
2. Поставка и выполнение работ по системе ПАЗ.

В техническое задание по этапу 1 должны быть включены следующие работы.

- *Выполнение идентификации, анализа и прогнозирования риска аварий* [2] в соответствии с п. 4 статьи 11 ФЗ № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В результате выполнения анализа опасностей и риска согласно требованиям п. 8.2.1 ГОСТ Р МЭК 61511-1-2011 [3] должны быть:
  - получены описания каждого определенного опасного события и влияющих на него факторов;
  - проведено описание последствий и правдоподобности события;
  - рассмотрены условия, такие как условия нормальной работы, запуска, останова, обслуживания, запуска процесса, аварийного останова;
  - установлены требования по дополнительному снижению риска, необходимому для достижения требуемой безопасности;
  - проведено описание (или даны соответствующие ссылки) мероприятий, предпринимаемых для снижения или устранения опасностей и риска;
  - подробно описаны допущения, сделанные в ходе анализа рисков, включая вероятные интенсивности запросов и интенсивности отказов оборудования, а также любые сведения об ограничениях условий работы и вмешательстве человека;
  - принято распределение функций безопасности по слоям защиты, учитывающее возможное снижение эффективности защиты, вызванное отказом по общей причине, возможным как между разными слоями защиты, так и между этими слоями и общей системой управления процессом (РСУ);
  - определены те функции безопасности, которые реализуются как функции безопасности приборной системы безопасности (ПАЗ);
- *Установление уровней полноты безопасности SIL (назначенный SIL) для функции безопасности, реализуемых на средствах системы ПАЗ.*
- *Разработка концептуальной спецификации требований по безопасности* (Safety Requirment Specification), согласно ГОСТ Р МЭК 61511-1, на основе результатов этапа анализа опасностей и рисков.

Как правило, этап 1 должна выполнять независимая от поставщика экспертная организация, так как результаты этапа (перечень контуров защит SIF и назначенный SIL) напрямую влияют на спецификацию решения и его стоимость. Анализ опасностей и риска может быть выполнен проектным институтом для новой стройки или независимой от эксплуатации структурой организации, обладающей необходимой экспертизой, при модернизации АСУТП.

>>>

РС-30
ВОЛЬТАМПЕРФАЗОМЕТР
Нам 25 лет!
• Схемы измерений: «Звезда», «Треугольник», 2-х фазная (изолированная);
• Измерение напряжения переменного и постоянного тока от 10 до 700 В;
Измерение силы переменного тока:
от 0,03 до 30 А — токовый датчик КТИР-30 и КТИ-30 (Ø 8мм)
от 0,2 до 500 А — токовый датчик КТИР-500 (Ø 40 мм)
от 1 до 3000 А — токовый датчик ПТИР-3000 и ПТИ-3000 (Ø 180 мм)
• Измерение активной, реактивной, полной мощности и коэффициента мощности;
• Измерение фазовых углов между напряжениями, между напряжениями и током, между токами от -179,9 до 180 °;
• Измерение частоты переменного тока от 45 до 55 Гц;
• Показания уровней высших гармоник и уровней нелинейных искажений для оценки качества электроэнергии;
• Индикация порядка чередования фаз;
• Запись в режиме регистратора с усреднением от 2 сек., связь с компьютером.

ПСИ-2500
МЕГАОММЕТР
• Измерение сопротивления изоляции от 0,01 МОм до 10 ГОм;
• Испытательные напряжения 250, 500, 1000 и 2500 В;
• Измерение переменного напряжения до 700 В;
• Автоматический расчет коэффициента абсорбции;
• Индикация остаточного напряжения на объекте по окончании измерения и автоматическое его снятие.

СТАЛКЕР 75-12, 75-14
ТРАССОИСКАТЕЛИ
для поиска подземных коммуникаций
ПРИЕМНИК ПТ-14:
GPS — GPS - выноска подземных трасс с последующим наложением на карту.
Функция „Компас"
схематическое отображение коммуникации на дисплее приемника.
ПРИЕМНИК ПТ-12:
• Активные частоты: 1024 Гц, 8928 Гц, 33 кГц;
• Пассивные частоты: Эфир 48 Гц - 14 кГц; Радио 10 - 36 кГц; 50 Гц;
• Антибликовый дисплей;
ГЕНЕРАТОР ГТ-75:
Мощность 75 Вт.

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

Концептуальная спецификация требований по безопасности (SRS) должна содержать общие требования к системе ПАЗ, перечень контуров защит и требования к каждому из них, архитектурные решения от датчика до исполнительного устройства, требования приказов Ростехнадзора и т.п.

При выборе единого поставщика средств системы ПАЗ, концептуальный SRS должен являться техническими требованиями на систему в целом. Если выбрать единого поставщика не представляется возможным, то опросные листы на КИП и исполнительные устройства, технические требования к контроллеру заполняются с учетом данных SRS.

В техническое задание по этапу 2 должны быть включены следующие требования:

- *Выбор компонентов контура*, который обосновывается расчетом на соответствие назначенному уровню SIL. Компоненты контуров с назначенным уровнем SIL1 и выше должны иметь сертификацию и отвечать требованиям ГОСТ Р МЭК 61508 / 61511.
- *Выполнение верификации контуров безопасности с учетом определенных требований по назначенному SIL*, выбранного оборудования и схем построения, проводится на этапе создания рабочей документации необходимо.
- *Разработка детальной спецификации требований по безопасности SRS с учетом выбранного оборудования и принятых проектных решениях.*

Поставщик системы ПАЗ, приступая к выполнению работ по этапу 2, имея в основе концептуальную спецификацию требований по безопасности SRS, подбирает элементы контуров защит от датчика до исполнительного устройства и выполняет проверочный расчет на соответствие назначенному (целевому) уровню SIL.

При определении соответствия контура безопасности назначенному (целевому) уровню SIL стандарты ГОСТ Р МЭК 61508/61511 требуют соответствия по трем критериям:

1. Полнота безопасности, касающаяся систематических отказов (systematic integrity);
2. Случайные отказы (random failure);
3. Архитектурные ограничения (architectural constraints).

Несоответствие одному из них влечет изменение интервалов и методов тестирования, архитектуры или аппаратной реализации.

Примером может служить ситуация с отсечными клапанами. При отсутствии средств диагностики, таких как тестирование частичным ходом (PST), показатель доли безопасных отказов SFF будет менее 60%. Согласно табл. 2 ГОСТ Р МЭК 61508-2, при SFF менее 60% для обеспечения в контуре SIL2 нужно будет ставить два отсекателя (HFT=1), а для обеспечения в контуре SIL3 нужно будет ставить три отсекателя (HFT=2). При применении тестирования частичным ходом SFF будет более 90%, и как результат для обеспечения SIL3 будет достаточно двух отсечных клапана (HFT=1).

Сокращение затрат при достижении требуемого уровня безопасности

По статистике компании EXIDA [4], распределение контуров безопасности (SIF) по уровням SIL в нефтехимической промышленности следующее: SIL0 – 8%; SIL1 – 51%; SIL2 – 32%; SIL3 – 8%; SIL4 – 1%.

На этапе анализа опасностей и работоспособности (HAZOP) с последующим ранжированием рисков по уровням SIL следует учитывать все возможности по применению механических средств защит (предохранительные клапаны, разрывные мембраны и т.п.) с целью сокращения числа контуров системы ПАЗ с высоким уровнем SIL.

Реализация SIL4 может потребовать изменения технологической части проекта, так как его достижение средствами системы ПАЗ – задача затратная и технически сложная. Выполнения уровня SIL3, как правило, в 3 раза дороже SIL1. Применение технологии тестирования клапанов частичным ходом (PST) может сократить разницу до 2 раз, так как основная стоимость контура – это отсечное оборудование.

Компания Эмерсон, являясь производителем всего спектра оборудования для систем защит, может с уверенностью сказать, что SIL-ориентированный подход к реализации контуров защит от датчика до исполнительного устройства позволяет:

- исключить формальный подход распределения сигналов между РСУ и СПАЗ, тем самым сократить число шкафов СПАЗ;
- сконцентрироваться на безопасности;
- получить количественные оценки (SIL) элементов системы ПАЗ;
- удешевить проект АСУТП.

Для оценки проектных решений компания разработала альбом типовых SIL1/2/3 контуров защиты для основных технологических параметров: давления, расхода, уровня, температуры.

Возможности Эмерсон в России и СНГ

В области систем ПАЗ предприятий компания Эмерсон выполняет следующие виды консалтинговых услуг:

- консультации предприятий по основам и практическому применению ГОСТ Р МЭК 61511; проведение семинаров «Система ПАЗ – от риска к безопасности»;
- GAP-анализ существующих систем ПАЗ с выдачей рекомендаций по достижению требуемого уровня безопасности с перечнем необходимых организационных и технических мероприятий в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61511;
- анализ результатов исследования риска и формирование требований к системе защит SRS;
- подбор КИП, исполнительных устройств, контроллеров, выбор архитектуры контура, процедур и интервалов тестирования;
- проверка существующих или прорабатываемых в проекте контуров защиты на соответствие назначенному уровню SIL и требованиям к системе.

Один из последних проектов по анализу результатов HAZOP и проверке существующих контуров на соответствие уровню полноты безопасности с рекомендаций возможной модернизацией оборудования «полевого» уровня успешно выполнен для нефтехимического завода.

Литература:

1. Федоров Ю. Н. Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка. – М.: Инфра-инженерия, 2008.
2. Ицкович Э. Л. Необходимые свойства систем противоаварийной защиты производственных объектов // Автоматизация в промышленности. 2016. №2. ●

www.emersonprocess.ru

ВАКУУММАШЭЛЕКТРО

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.

Создание автоматизированных систем управления технологическими процессами «под ключ»

www.vmelectro.ru

● Проектирование АСУ ТП

● Производство шкафов автоматизации и управления

● Внедрение SCADA-систем

● Монтаж и пусконаладочные работы

● Разработка прикладного ПО

ISO

426057, г. Ижевск, проезд Дерябина, 2/52, «ВакууммашЭлектро»

тел.: + 7 (3412) 918-622, 918-650

e-mail: info@vmelectro.ru

Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150

Пункт 141 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» гласит: «Буровая установка должна быть укомплектована станцией контроля параметров бурения». Задачи контроля, отображения и регистрации решает комплекс контрольно-измерительных приборов ДЭЛ-150, производимый ООО НПП «Петролайн-А».

ДЭЛ-150 – система, которая позволяет эффективно контролировать процессы бурения и ремонта скважин, а также значительно облегчать и предотвращать аварийность и производственный травматизм персонала.

Важной особенностью прибора является его модульная архитектура – комплекс формируется под требования конкретного заказчика, с подключением необходимого количества датчиков и модулей индикации.

ДЭЛ-150 эксплуатируется автономно и не требует постоянного присутствия специалистов. Все данные сохраняются в съемном модуле памяти контроллера и одновременно передаются по каналу GPRS на сервер компании, и на компьютер в вагончик мастера. Комплекс ДЭЛ-150 позволяет контролировать и регистрировать необходимое количество технологических параметров, таких как:

- нагрузка на крюке подъемной установки;
- нагрузка на буровой инструмент;
- крутящий момент на роторе, как с карданным приводом, так и с цепным;
- обороты стола ротора;
- крутящий момент при свинчивании труб, как механическими ключами, так и гидравлическими;
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость спуска и подъема талевого блока;
- положение талевого блока над столом;
- глубина забоя;
- положение долота;
- скорость проходки;
- объем бурового раствора в емкостях;
- выход ПЖ;
- расход ПЖ на входе;
- концентрация опасных газов в рабочей зоне;
- температура окружающей среды;
- температура бурового раствора;
- контроль натяжения растяжек мачты с выдачей сигнала при ослаблении натяжения;
- синхронизация данных графиков нагрузок с данными видеоконтроля, полученными от системы видеорегистрации ДЭЛ-150В.

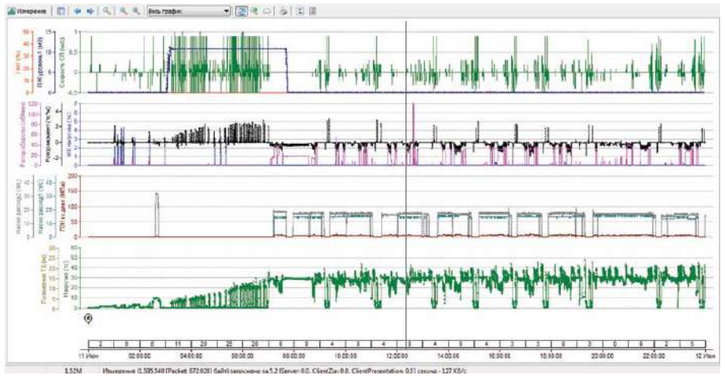


Рис. 1. Вид графиков при контроле четырех параметров

Реализована и надежно работает беспроводная связь с вагончиком мастера с удаленной группой датчиков в насосном блоке и с датчиком крутящего момента на роторе.

Для измерения веса на крюке для ДЭЛ-150 разработаны различные типы датчиков нагрузки на канате. Два из них используются при закреплении «мертвого конца» каната на вращающемся барабане с осью и рычагом, опирающимся или растягивающим датчик нагрузки. При обычной, жесткой заделке «мертвого» конца каната, в ДЭЛ-150 используется накладной датчик нагрузки на канате оригинальной конструкции ДН130. В нем разработчики ушли от обычной схемы крепления накладных датчиков на канате – в трех точках. «Трехточечные» датчики обладают существенным недостатком: при переустановке датчика с каната на канат после калибровки, появляется дополнительная погрешность измерений, так называемая «погрешность переустановки».

По всем контролируемым параметрам могут вводиться предельные значения, при превышении которых подается звуковой сигнал и команда на блокировку механизма.

Контрольно-измерительный комплекс ДЭЛ-150 – высокотехнологичная, надежная и удобная в эксплуатации система контроля над величиной и динамикой технологических параметров при проведении буровых и ремонтных работ, отвечающая всем современным требованиям.

ДЭЛ-150 – система, которая позволяет эффективно контролировать процессы бурения и ремонта скважин, а также значительно облегчать и предотвращать аварийность и производственный травматизм персонала. ●

PetroLine'A
ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»
РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ
Комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ ДЭЛ-150 с изменяемым количеством параметров;
Система видеорегистрации ДЭЛ-150(В);
Система контроля параметров раствора ДЭЛ-150(СКР);
Система контроля расхода топлива «Пульсар»;
Система управления УШГН ДЭЛ-150(М);
Система обслуживания путевых листов.
ДЭЛ-150
ДЭЛ-150(В)
ДЭЛ-150(СКР)
Мы с уверенностью смотрим в будущее,
а передовые технологии позволяют нам осуществлять самые невероятные проекты!
Идея
Разработка
Производство
Гарантия
1 год гарантия
Сервис
423801, РФ, Татарстан, г. Набережные Челны
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, 53 А
тел./факс +7 (8552) 535-535, 71-74-61
e-mail: main@pla.ru www.pla.ru
Бесплатная телефонная линия РФ
8-800-55-080-56
(Телефон техподдержки)
e-mail: +79173900360@ya.ru

Многофункциональные датчики давления «VMP» производства «ВакууммашЭлектро»

«ВакууммашЭлектро» – это крупнейший российский производственный комплекс, имеющий штат высококвалифицированных специалистов и оснащенный современным технологическим оборудованием для изготовления высококачественных датчиков давления нового поколения, предназначенных для различных отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства и используемых для работы в системах автоматического управления, контроля и регулирования производственных процессов.

Описание типов

Датчики давления серии «VMP» предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный выходной токовый сигнал и/или цифровой сигнал на базе протокола HART и RS-485 Modbus RTU входных измеряемых величин:

■ Абсолютное давление ДА

10XA *20XA*

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДА	1030; 1040; 1050; 1060; 1070	2030; 2040; 2050; 2060; 2070
Диапазон измерений[1]	от 0 до 16 МПа	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	25:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5	

■ Избыточное давление ДИ

11XA *21XA*

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДИ	1100; 1110; 1120; 1130; 1140; 1150; 1151; 1160; 1161; 1170; 1180; 1190; 1191	2100; 2110; 2120; 2130; 2140; 2150; 2151; 2160; 2161; 2170; 2180; 2190; 2191
Диапазон измерений[1]	от 0 до 100 МПа	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	25:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5	

■ Давление-разрежение (вакуум) ДВ

12XA *22XA*

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДВ	1200; 1210; 1220; 1230; 1240; 1241	2200; 2210; 2220; 2230; 2240; 2241
Диапазон измерений[1]	от -100 до 0 кПа	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	16:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5; ±1,0	

■ Избыточное давление-разрежение ДИВ

13XA *23XA*

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДИВ	1300; 1310; 1320; 1330; 1340; 1350; 1360; 1361	2300; 2310; 2320; 2330; 2340; 2350; 2360; 2361
Диапазон измерений[1]	от -0,05 до +2,4 МПа	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	25:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5	

■ Разность давлений ДД

14XA *24XA*

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДД	1402; 1403; 1412; 1413; 1422; 1423; 1432; 1433; 1442; 1443; 1462	2402; 2403; 2412; 2413; 2422; 2423; 2432; 2433; 2442; 2443; 2462
Диапазон измерений[1]	от 0 до 2,5 МПа[2]	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	25:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5	для линейной характеристики: ±(0,0029·к+0,071) при к≤10; ±(0,0045·к+0,071) при 10<к≤25 для корневой характеристики: ±0,2 при к≤10; ±0,4 при 10<к≤25

[1] Диапазон измерений в таблицах 2–7 указан от нижнего предела измерений (НПИ) до верхнего предела измерений (ВПИ), конкретный диапазон измерений определяется при заказе из ряда установленного в технической документации изготовителя;

[2] Для датчиков разности давлений предельно допускаемое рабочее избыточное давление должно быть:
10 МПа – для датчиков с верхним пределом измерений от 0,16 до 1,6 кПа включительно;
16 МПа – для датчиков с верхним пределом измерений от 1,6 до 10 кПа включительно;
25 МПа – для остальных датчиков.

>>>

■ **Гидростатическое давление «уровня» ДГ жидкостей и газов, в том числе нефтепродуктов, пара, газообразного кислорода, кислородосодержащих газовых смесей и других агрессивных сред**

15XA

25XA

Технические и метрологические характеристики:

Наименование параметра	Характеристика	
1	2	
Модель VMP ДГ	1524; 1525; 1526; 1534; 1535; 1536; 1544; 1545; 1546	2524; 2525; 2526; 2534; 2535; 2536; 2544; 2545; 2546
Диапазон измерений1	от 0 до 250 м вод. ст.	
Коэффициент перенастройки (К)	нет	25:1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, % (температура окружающей среды от +20 до +25°С)	±0,075; ±0,1; ±0,15; ±0,25; ±0,5	±0,15 при к≤10 ±0,3 при 10<к≤25

Программное обеспечение.

Датчики имеют встроенное программное обеспечение (ПО), устанавливаемое в энергонезависимую память при изготовлении. В процессе эксплуатации данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VMP-PI; VMP-PS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже FW: 01.03
Цифровой идентификатор ПО	–
Номер версии метрологически значимой части ПО	–

Варианты исполнения:

- Общепромышленное;
- Взрывозащищенное с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» «ia»;
- Взрывозащищенное с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка d»;
  Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды соответствует группам IP65; IP66; IP67; IP68.

Особенности и преимущества датчиков давления серии «VMP»:

- Интеллектуальная самодиагностика датчика;
- Возможность перенастройки диапазонов измерения;
- ЖК-индикатор для контроля давления и настройки датчика;
- Интеллектуальная многоуровневая защита;
- Высокая точность измерений от ± 0, 075%.

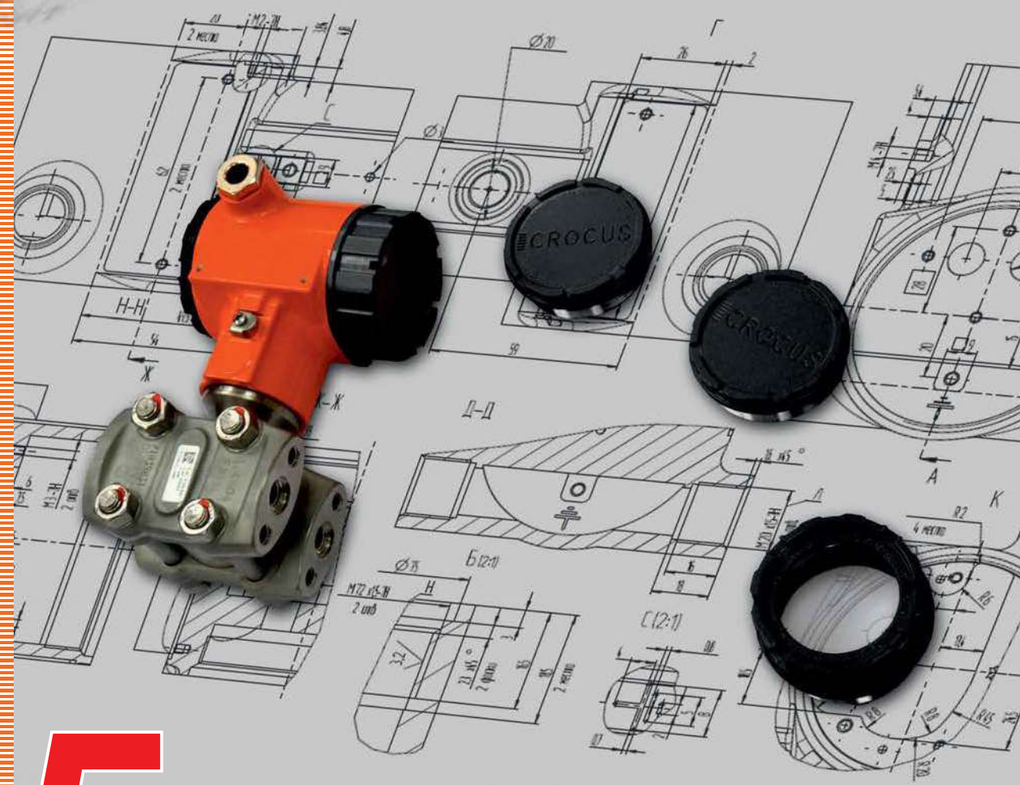
Предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества ГОСТ ISO 9001-2011;
Датчики давления «VMP» внесены в Госреестр средств измерений под № 67675-17, свидетельство СИ № 66222.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте ***www.vmelectro.ru*** ●

ООО «ВакууммашЭлектро»
426057, г. Ижевск, проезд Дерябина, 2/52
тел. (3412) 918-650, 918-622
e-mail: info@vmelectro.ru

ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧТП ЧЕЛЯБИНСК
ТЕПЛОПРИБОР

ЧИСТОТА И ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ



www.tpchel.ru

65 лет

СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ, ИЗМЕРЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

■ РАЗРАБОТКА ■ ПРОДАЖА
■ ПРОИЗВОДСТВО ■ СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Датчики температуры торговой марки «Теплоприбор»

На сегодняшний день завод «Теплоприбор» является ключевым предприятием в сфере КИПиА, продукция которого применяется в разных отраслях промышленности: нефтегазовой, металлургической, машиностроительной, энергетической, а также в других производствах различного масштаба. Сегодня ассортиментный ряд продукции Теплоприбора насчитывает порядка 100 000 наименований. Одним из основных направлений работы завода является производство датчиков температуры.

На вопросы об особенностях производства и преимуществах датчиков температуры марки «Теплоприбор» ответил начальник технологического отдела Сергей Иванович Подлесных.

■ **Один из главных вопросов, который волнует большинство заказчиков: какова долговременная стабильность показателей, срок службы изделий, гарантийный и межповерочный интервал. Есть ли перспективы к их увеличению?**

Долговременная стабильность показаний термопар и термометров сопротивления применительно ко всему сроку службы изделия одно из основных требований заказчиков датчиков температуры. И в первую очередь оно определяется качеством изготовления чувствительного элемента датчика. Чувствительный элемент – это сердце датчика. Касательно термопар нами был проведен тщательный отбор производителей термоэлектродных материалов из всех вариантов, которые есть на рынке. Далее, были проведены испытания на долговременную стабильность. В результате этой работы удалось выбрать лучших, с минимальным дрейфом термо-ЭДС. Это позволило обеспечить необходимый задел для достижения требуемых потребителями показателей по точности и ресурсу работы датчиков. Но это для термопар. Что касается термометров сопротивления, то для этих изделий определяющим фактором является технология изготовления чувствительного элемента. За годы их изготовления нами накоплен огромный практический опыт, мы овладели необходимыми компетенциями и наработками, проведено большое количество всевозможных опытных работ и испытаний. Все это позволило отобрать оптимальные материалы и отшлифовать технологию производства сенсоров. Таким образом, выпускаемые нашим предприятием термопары и термометры сопротивления по своим метрологическим характеристикам и долговременной стабильности показаний соответствуют самым взыскательным запросам потребителей: например, термопары с 1-м классом точности или термометры сопротивления с классом точности АА, а также увеличенным для всех групп датчиков ТСП/ТСМ межповерочным интервалом. А по специальным заказам мы готовы производить датчики температуры (или группы датчиков) с заданной потребителем более высокой точностью измерения.

■ **На выпуске каких термопреобразователей специализируется Ваше предприятие и с какими чувствительными элементами?**

Наше предприятие специализируется на производстве термопар (ТПП, ТПР, ТХА/ТХК/ТЖК/ТНН), в том числе многозонных; термометров сопротивления, в том числе с интервалом между поверками до пяти лет; датчиков температуры с выходными сигналами 0–5 мА, 4–20/20–4 мА; 4–20мА+HART, Profibus.

Особенной популярностью среди заказчиков пользуются импортозамещающие датчики температуры серии Evolution в состав которых входят нормирующие преобразователи таких известных производителей, как Honeywell, Endress+Hauser. Необходимо отметить, что в настоящее время активно идет процесс разработки собственного нормирующего преобразователя, не уступающего по качеству и стабильности ведущим зарубежным аналогам.

Датчик температуры серии Evolution

■ **Несколько вопросов по технической части.**

– **Диапазон измеряемых температур:**
От -196°С до +1600°С.

– **Устойчивость к внешним вибрационным воздействиям, ускорению, ударным нагрузкам:**
Зависит от конкретных исполнений. Например, есть датчики температуры, которые по виброустойчивости соответствуют требованиям групп F3, G2, согласно ГОСТ Р 52931-2008.

– **Предел допускаемого отклонения от номинальной статической характеристики преобразования, °С:**
В соответствии с ГОСТ. Так как мы являемся производителями, в том числе датчиков температуры по 1-му классу (термопары) и классу АА (термометры сопротивления), то максимальная точность составляет: +/- (0,1 + 0,0017t), где t – измеряемая температура.

– **Температура и влажность окружающей среды:**
В зависимости от климатического исполнения конкретного датчика температуры. Например, наши датчики температуры могут работать при температуре окружающей среды от -60°С до +85°С.

– **Показатель тепловой инерции:**
Минимально возможный показатель тепловой инерции среди наших серийных датчиков температуры – 0,35 с.

■ **Сейчас в промышленности есть явный тренд в сторону комплектности решений, все от одного производителя или поставщика, можно ли этот тренд спроецировать на завод «Теплоприбор»? Ассортимент, защитные гильзы, различная арматура ПО.**

Мы поставляем все возможные сопутствующие узлы и детали к датчикам температуры такие, как:
– *кабельные вставки;*
– *защитные гильзы (проходят 100% проверку пробным давлением);*
– *передвижные штуцерные соединения;*
– *бобышки;*
– *кабельные вводы;*
– *защитные чехлы (керамические, чугунные).*

Наше предприятие поставляет заказчику все необходимое для конфигурирования и настройки наших датчиков ПО.

■ **Как вы оцениваете влияние защитной гильзы Вашего или рекомендованного Вами производства на погрешность измерений?**

Все зависит от типа датчика, исполнения гильзы и параметров измеряемой среды. В каждом конкретном случае это влияние строго индивидуально.

■ **Защита от несанкционированного доступа к схеме термопреобразователя?**

Защита осуществляется за счет пломбировки датчиков, имеющих индивидуальную настройку, например, датчики температуры с выходным сигналом 4–20 мА.

■ **Какие методики используете для оценки и нормы точности для комплектов термопреобразователей?**

В своей работе мы руководствуемся требованиями ГОСТов.

Методика поверки указывается в эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации) на изделие.

■ **Показатель тепловой инерции. Есть ли чем тут похвастаться?**

Самый минимальный показатель тепловой инерции, среди всех производимых нами датчиков, у изделий серии ТХА-0194 – 0,35 с.

Мы всегда готовы разработать и изготовить изделия с теми характеристиками, которые необходимы заказчикам, ведь датчики температуры – это наша специализация, мы занимаемся их производством уже пятый десяток лет, мы обладаем необходимыми техническими компетенциями и необходимыми производственными мощностями.

■ **В учете тепловой энергии не последнюю роль в измерении разности температур играет соблюдение существующих нормативных требований к монтажу комплектов непосредственно на трубопроводах. Есть ли у вас наработки позволяющие облегчить жизнь монтажникам?**

Мы выпускаем комплекты термометров сопротивления КТСМ КТСП для теплосчетчиков с рядом сопутствующих изделий (гильзы, бобышки, штуцерные соединения и др.).

Как правило, схему присоединения к процессу разрабатывает проектная организация, с которой работает заказчик, а мы уже обеспечиваем его всеми необходимыми монтажными узлами и деталями.

■ **Сегодня у большинства компаний весьма неплохие показатели качества продукции, но вот цена разнится значительно. Есть ли у вас, чем на этом фронте потеснить конкурентов?**

Разработка новых изделий и совершенствование серийно выпускаемых изделий это непрерывный процесс. Для этого у нас на предприятии на постоянной основе содержится штат высококвалифицированных маркетологов, конструкторов, технологов, метрологов, инженеров-испытателей. Мы сотрудничаем с такими ведущими компаниями-производителями КИП, как Endress+Hauser и Honeywell. Используя свой научно-технический потенциал, обмениваясь передовым опытом и знаниями с коллегами, мы производим продукцию под собственной торговой маркой, в том числе в рамках политики импортозамещения. Так мы стремимся обеспечить потребности рынка в продукте российского производства, оптимизированном по себестоимости и не уступающим по характеристикам и качеству передовым отечественным и зарубежным аналогам. ●

ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧТП ЧЕЛЯБИНСК
ТЕПЛОПРИБОР

Группа компаний «Теплоприбор»
454047, г. Челябинск, ул. 2-я Павелецкая, 36
тел. (351) 725-76-97
факс (351) 725-75-54
e-mail: sales@tpchel.ru
www.tpchel.ru

Датчик загазованности «ОПТИМ-01». Передовые технологии, высокая надежность, простота использования.

Межповерочный интервал - 2 года.

Основным направлением деятельности компании «Электронные технологии» является разработка и производство промышленного и специального электронного оборудования, в т.ч. оборудования для систем газораспределения и газопотребления.

Выпускаемый компанией оптический датчик загазованности взрывоопасных газов (метан, пропан) **«ОПТИМ-01»** разработан с использованием современных технических решений, соответствует индустриальным стандартам и обладает целым рядом конкурентных преимуществ.

- Инфракрасный оптический сенсор не подвержен эффекту «отравления», не требует замены на протяжении всего срока службы датчика, обеспечивает высокую точность и стабильность показаний. Диапазон измерений составляет 0…100%НКПР, основная погрешность не превышает ±(3+0.02xC)%НКПР (С – текущее значение концентрации в %НКПР).
- Взрывозащита вида «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» (0ExiaIICT6X) и унифицированный выходной токовый сигнал 4-20 мА в сочетании с 2-х проводной схемой подключения максимально упрощают монтаж во взрывоопасных зонах (не требуется отдельной линии питания и применения бронированного кабеля).
- Поддержка стандарта обмена цифровыми данными по токовой петле – HART позволяет производить настройку и поверку датчика непосредственно на объекте, не демонтируя и не отключая его от системы сбора данных.
- Условия эксплуатации: температура окружающей среды от -40°С до +45°С, относительная влажность от 20% до 98% без конденсации влаги.
- Длительный срок службы – 10 лет, межповерочный интервал – 2 года, минимизируют затраты на обслуживание.

Датчик загазованности **«ОПТИМ-01»** соответствует требованию технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и внесен в государственный реестр средств измерений.

Также на сегодняшний день выпущена модификация датчика – «ОПТИМ-01Д».

«ОПТИМ-01Д» аналогичен датчику **«ОПТИМ-01»**, но дополнительно снабжен ЖКИ индикатором, отображающим текущее значение концентрации определяемого компонента, а также световой индикацией превышения пороговых значений, устанавливаемых пользователем.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте ***www.eltech.tver.ru*** ●

ООО «ЭЛТЕХ»

РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ для защиты от коррозии, систем телеметрии и видеонаблюдения

СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ СО ВСТРОЕННОЙ ТЕЛЕМЕТРИЕЙ СЕРИИ «ТВЕРЦА»:
- СКЗ «Тверца-900» выходная мощность 900Вт (15А,60В)
- СКЗ «Тверца 900каскад» выходная мощность 1800Вт (30А, 60В)
- СКЗ «Твеца-3000» выходная мощность 3000Вт (50А, 60В)
- СКЗ «Тверца-СМ» модульная станция в конструктиве 19'

БЛОКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ:
ББП-20, ББП-15, ББП-20М, ББП-20Н, ББП Тверца-4, ББП Тверца-5

КОНТРОЛЛЕРЫ ТЕЛЕМЕТРИИ:
- Модуль телеметрии «Тверца-ТМ» для оснащения телеметрией любых СКЗ сторонних производителей.
- Блок измерения потенциала «БИП-01» с автономным источником питания, с периодичностью замены не менее 2 лет, для измерения мгновенных и средних значений потенциала на КИП
- Контроллер измерения технологических параметров «КИТП-01»
- Контроллер с автономным питанием «КИТП-02»

Вся продукция имеет сертификаты Таможенного Союза, Газсерт и внесена в реестр средств измерения.

Комплекс телеметрии с КИТП-01

КИТП-02

Т3000

Тверца ТМ

Тверца СМ

Тверца-900 и Тверца-900 каскад

www.eltech.tver.ru

тел. +7 (4822) 34-6810, 34-6817 | ООО «Элтех», 170000, г. Тверь, пл. Гагарина, д. 1 | e-mail: mail@eltech.tver.ru

Концепция «Технологии надежности» – комплексный подход для обеспечения надежности промышленного оборудования

Р. А. РОМАНОВ *– к.т.н., директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех» (Санкт-Петербург)*

Надежность и безопасность являются ключевыми факторами любого промышленного предприятия. Компания «Балтех» разработала новую стратегию комплексного подхода при эксплуатации, ремонте и диагностики разных типов промышленного оборудования. Концепция «Технологии надежности» это результат нашей пятнадцатилетней деятельности, и очередной этап в развитии нашей компании.

Данная концепция поможет обратить внимание специалистов всех уровней любого предприятия на основные проблемы и задачи, которые ежедневно являются камнем преткновения для нормальной и безаварийной работы технических подразделений всех индустриальных компаний.

В свете последних событий и неустойчивости экономических показателей на рынке, для каждого предприятия остро стоит вопрос оптимизации всех своих промышленных активов, оптимизации и повышению уровней рентабельности. Руководители высшего звена постоянно думают о повышении рентабельности своего производства с минимальными финансовыми издержками.

Оптимизация промышленного предприятия возможна по двум направлениям:

1. Повышение производительности труда всех подразделений. Проще говоря, тот же коллектив сотрудников должен выпустить больше продукции и оказать больше услуг (проведение ремонтов) за стандартный отчетный период.
2. Снижение затрат на обслуживание основных фондов и поддержку ресурсов (оборудование, заработная плата, ремонты). Этот путь предполагает, что при выпуске постоянного количества продукции мы снижаем и оптимизируем издержки на эксплуатацию и ремонт технологического оборудования, тем самым увеличивая рентабельность за отчетный период.

Компания «Балтех» имея пятнадцатилетний опыт в проведении технических аудитов механических и энергетических служб промышленных предприятий разработала вторую концепцию, помогающую снизить затраты на ремонт и эксплуатацию широкого спектра оборудования не снижая коэффициент надежности и не ухудшая требования промышленной безопасности. Новую комплексную стратегию мы назвали «Технологии надежности» – Reliability technologies. Многие предприятия знакомы с первой версией нашего стандарта, который назывался «Надежное оборудование» или «НО:2010» и развивался с нами до 2013 г.

Новая концепция основана на больших статистических данных по видам дефектов роторного (динамического) энергомеханического промышленного оборудования (рис. 1). В нашей клиентской базе находится более 1500 предприятий России, Казахстана, Белоруссии и Украины сегмента B2B. Статистика накапливалась нашими специалистами во время обучения и поставок диагностической аппаратуры в отделы главного механика и главного энергетика, а также виброналадочных работ с оборудованием нашим отделом технического сервиса. Основные задачи ставились нам из предприятий химического и нефтехимического комплекса, энергетики, металлургии, машиностроения, бумажной отрасли, трубопроводный транспорт и многие другие отрасли нашей экономики.

Во всех отраслях, независимо от специфики эксплуатируемого вращающегося (динамического) оборудования, его «болезни» и виды дефектов механизмов очень похожи.

Из нашей статистики мы определили только ключевые и весомые в процентном соотношении виды дефектов на различных типах машин и механизмов: насосы, компрессоры, вентиляторы, электродвигатели, турбины и редукторы.

На рис. 1, представлена статистика наиболее часто возникающих дефектов:

- Дефекты в подшипниковых узлах (качения и скольжения) – 31%;
- Расцентровка (несоосность) – 26%;
- Дисбаланс (неуравновешенность роторов) – 17%;
- Старение и износ смазочных материалов – 14%;
- Неточность сборки узлов и деталей (несоответствие геометрии) – 7%;
- Ослабления, вызванные износом, выработкой ресурса или человеческим фактором – 5%;
- Прочие виды дефектов, связанные со спецификой технологической машины – 3%.

Данные для анализа по статистическим параметрам мы использовали на базе 20 отделов надежности из разных отраслей и 20 предприятий, периодически обслуживаемых отделом технического сервиса компании «Балтех».

Рис. 1. Виды дефектов динамического оборудования

Базы статистических данных формировались с помощью портативных измерительных средств технической диагностики при ежемесячных обследованиях механического и энергетического оборудования:

- Вибродиагностика выполнялась с помощью виброанализаторов CSI 2130 и CSI 2140.
- Термография (контроль температуры) производилась с помощью многофункциональных тепловизионных камер BALTECH TR-01500 и новой камеры с матрицей 640x480 пикселей модели BALTECH TR-01800.
- Трибодиагностика (анализ состояния масел и смазок) осуществлялась по параметрам вязкости и химическому составу с помощью портативной минилаборатории BALTECH OA-5100.

Анализ статистических данных за несколько лет показал, что дефекты подшипников качения на сегодняшний день все еще остается одними из самых часто повторяющихся проблем. При детальном анализе и проведенном техническом аудите узлов были выявлены следующие причины появления дефектов в подшипниковых узлах: приобретение не качественных новых подшипников 50% случаев, не соответствующие условия хранения, не правильный монтаж подшипников при ремонтах, повышенные нагрузки при эксплуатации.

В качестве рекомендаций для локализации в будущем данных проблем и повышения надежности подшипниковых узлов роторного оборудования были следующие: на этапе закупки подшипников отобрать надежных поставщиков, которые поставляют подшипниковую продукцию согласно требованиям ГОСТ 520-2011 или организовать участок входного контроля на базе комплекса «ПРОТОН СПП-УВХ».

Чтобы избежать перекосов внутренних и наружных колец подшипников, а также обеспечить правильные допуски и посадки в узел, применять индукционные нагреватели и специализированный монтажный инструмент.

Второй сегмент дефектов (расцентровка и дисбаланс) чаще сего связан либо с изначальным применением не точных методов для наладки и ремонта оборудования, либо с развитием данных дефектов при эксплуатации (например, налипание частиц или износ рабочего колеса) механизма. В качестве рекомендаций и решений будет применение лазерных систем центровки с калиброванными пластинами и портативные приборы для балансировки в собственных опорах, а также балансировочные станки. В требованиях ГОСТ ИСО 1940-1-2007 требования по остаточному дисбалансу написаны для разных механизмов по классам точности G0.4, G1, G2.5, G6.3,…, G4000. Для балансировки жестких роторов рекомендуется применять горизонтальные балансировочные станки серии BALTECH HBM (рис. 2).

Третий сегмент, обеспечивающий надежность и долговечность работы промышленного оборудования, это качество смазочных материалов. Только применением качественных масел и смазок можно увеличить работоспособность и безаварийность энергомеханического и гидравлического оборудования. Анализ причин показал, что проблема лежит в области неправильного смазывания, неверной периодичности смазывания или применения не тех типов масел и смазок. В качестве рекомендации был сформирован новый график проведения диагностических измерений

>>>

Рис. 2. Горизонтальный балансировочный станок BALTECH HBM

портативными мини лабораториями, перейти на другой тип мазок, заменить типы уплотнений и установить стационарную систему автоматической смазки, которая позволяет в 3–4 раза сократить годовой объем используемых смазочных материалов за счет точного дозирования.

Контроль уровня температур и периодическое наблюдение за развитием температурных пятен с помощью тепловизоров выявил тенденции перегрева электродвигателей. Развитие дефектов в электромагнитных системах электрических машинах, появлялись как следствие первичных, и были классифицированы вторичным дефектом. Первичными дефектами являлись механические проблемы, а также дефекты смазок и масел. Температурный параметр всегда более инертный, и проявляется позже других параметров (например, вибрационного или трибологического). Термография применяется для диагностики электрооборудования, теплотехнического оборудования, а также для энергоаудита, как основной метод технической диагностики. Для механического оборудования методы обследования с помощью тепловизионных камер являются дополнительными, с помощью которых подтверждается тот или иной дефект, выявленный другой аппаратурой.

К последнему сегменту группы дефектов мы отнесли проблемы износа и выработки узлов, ослабление механических связей на выработавшем свой ресурс оборудовании, дефекты опор и фундаментов, а также трубные обвязки.

Причина появления этих дефектов лежала в области несовершенства технологии ремонта и периодической метрологической аттестации станочного оборудования. Например, с помощью лазерных систем выверки геометрии была проверена плоскостность фундаментов.

По требованиям СНиП отклонение от горизонта должно быть не более 0,4 мм/м. Не везде данная величина была в допуске, в связи с тем, что фундаменты были залиты долее 20 лет назад и их никто не проверял.

Контроль геометрии (прямолинейность, плоскостность, перпендикулярность, параллельность) очень важная метрологическая задача для станочного оборудования и машин и механизмов, которые выработали свой ресурс (обычно это срок эксплуатации более 15 лет). Требования стандартов ГОСТ 27843-2006 (ISO 230-2-1997) и ГОСТ Р 53442-2009 (ISO 1101-2004) регламентируют точности сопряженных деталей.

На рис. 3 представлены рекомендуемые направления, которые помогают обеспечить надежность работы динамического оборудования. Применяя комплексный подход по стратегии «Технологии надежности» – Reliability technologies любое промышленное предприятие может значительно снизить финансовые затраты на обслуживание, сократить время ремонтов, снизить объем необходимого склада запасных частей, а также обеспечить безопасную и безаварийную работу энергомеханического оборудования.

Компания «Балтех» (Санкт-Петербург) рекомендует всем техническим подразделениям заказать у нашей компании услугу по проведению технического аудита или провести данную процедуру собственными силами, привлекая к анализу статистических данных по видам дефектов и типам машин, собственных опытных аналитиков. Обычно несколько специалистов с определенным складом ума есть на каждом предприятии.

Необходимо из них создать временную группу для повышения надежности и определения самых «слабых» звеньев, ведь не секрет, что надежность любого сложного технического объекта равна надежности самого «слабого» узла.

>>>

«ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ»
RELIABILITY TECHNOLOGIES
17 Лет Вместе с Вами 2000-2017
ЦЕНТРОВКА • БАЛАНСИРОВКА • АНАЛИЗ МАСЕЛ • КОНТРОЛЬ ГЕОМЕТРИИ • ИНСТРУМЕНТ • ПРОВЕРКА ПОДШИПНИКОВ • КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ • ВИБРОДИАГНОСТИКА
BALTECH RELIABILITY TECHNOLOGIES
IORS 2020
■ Производство и поставка приборов и систем для обеспечения надежности оборудования
■ Лицензированный учебный центр (лицензия №1872 от 06.05.2016)
■ Выездной технический сервис промышленного оборудования
■ Технический аудит и оптимизация производственных активов
■ Сервисный центр по ремонту приборов и систем
т./факс: +7 (812) 335-00-85
e-mail: info@baltech.ru
www.baltech.ru

NEW RELIABILITY TECHNOLOGIES
МИНИЛАБОРАТОРИЯ BALTECH OA-5400
ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКИ МАСЕЛ И СМАЗОК
Организация отделов технической диагностики и сервисных департаментов в промышленности
ПАРАМЕТРЫ ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ С ПОМОЩЬЮ МИНИЛАБОРАТОРИИ BALTECH OA-5400:
вязкость | общее кислотное число | общее щелочное число | окисление | нитрирование | сульфирование
BALTECH RELIABILITY TECHNOLOGIES

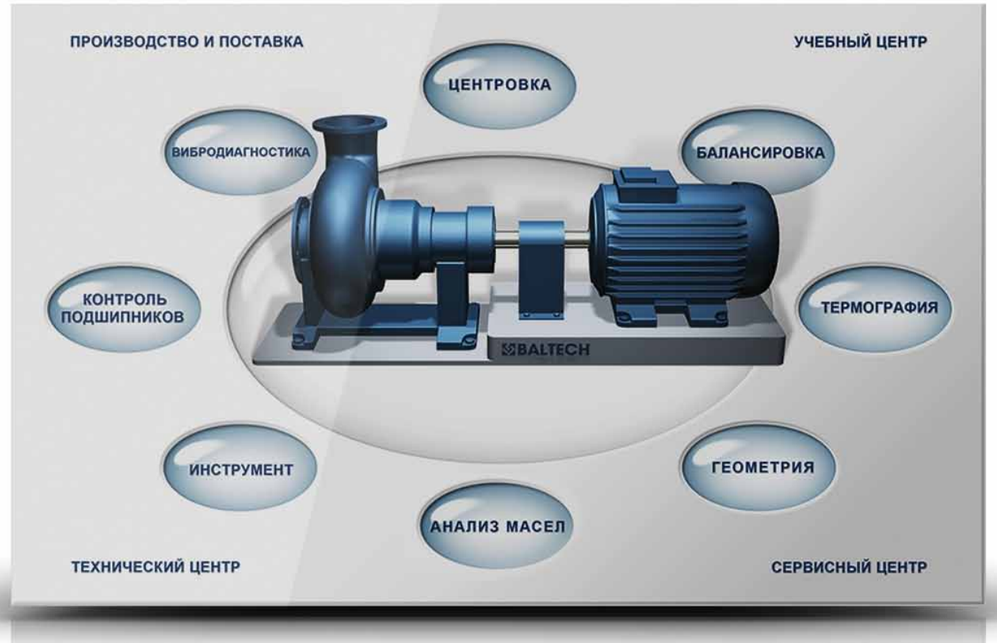


Рис. 3. Комплекс мероприятий обеспечения надежности согласно концепции «Технологии надежности»

Очень важным моментом повышения эффективности работы специалистов является система мотивации и стимулирования. Она должна быть выстроена на основе внедрения итоговых экономически выгодных результатов, выполненных этапов технического аудита.

Последней рекомендацией нашего предприятия является пересмотр экономических и производственных показателей и точный расчет всех ресурсов (людских, инструментальных, коэффициенты изношенности оборудования, паспортизация оборудования, унифицированность применяемого оборудования). Необходимо заранее рассчитать эффективность от внедрения средств технической диагностики и новых технологий ремонта, в противном случае переходить на аутсорсинговые схемы. Если выгоднее привлекать сервисные компании для обслуживания, то надо по этапам произвести реорганизацию предприятия.

Аттестация специалистов и периодическое повышение квалификации персонала должна проводиться в наукоемких и зарекомендовавших себя компаниях, которые должны проводить обучение по всем необходимым теоретическим вопросам с практическими занятиями. Наша компания приглашает всех заинтересованных технических специалистов на наши специализированные курсы. Расписание занятий вы можете увидеть на нашем сайте **www.baltech-center.ru**

ВЫВОДЫ:

Концепция «Технологии надежности» является комплексной стратегией для обеспечения надежности промышленного оборудования, но мы не претендуем на совершенство. Если у Вашего предприятия есть большой объем статистических данных по своим типам технологического оборудования, а также имеется положительный опыт применения прочих средств технической диагностики (например, дефектоскопия, акусто-эмиссионные системы, параметрическая диагностика и прочее), то вы можете составить свою карту обеспечения надежности технически сложных объектов.

Любое предприятие, как живой организм постоянно развивается и изменяется, и вы должны уметь оперативно реагировать и измерять уровень надежности любого технологического оборудования. Желаем всем удачи в решении интересных инженерных задач. ●

BALTECH
RELIABILITY TECHNOLOGIES

ООО «Балтех»
194044, Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 40
тел. (812) 335-00-85
e-mail: info@baltech.ru, www.baltech.ru

тел./факс: (473) 246-75-49
(47396) 5-73-39
e-mail: office@mikron-vrn.ru

www.mikron-ugzbm.ru
www.mikron-vrn.ru

ООО «МИКРОН В»

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ БЕТОННЫЕ МАТЫ СФЕРИЧЕСКИЕ УГЗБМ - С

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

- Подводная защита систем водоснабжения, водоотведения, коммуникационных и электрических кабелей.
- Защита гидротехнических сооружений.
- Возведение противопаводковых сооружений.
- Защита оголенных или недостаточно заглубленных трубопроводов на подводных переходах и их изоляции от механических повреждений.
- Защита акваторий морских и речных портов.
- Обустройство канав, стоков, отстойников.
- Укрепление подводных откосов, берегов и дна водоемов.
- Укрепление конусов и откосов насыпей на подходах к мостовым сооружениям и путепроводам.
- Укрепление откосов автомобильных и железных дорог.
- Обустройство водоемов, сооружение набережных.
- Благоустройство территорий.
- Защита габионов.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

- Увеличенный срок службы за счет снижения гидродинамического сопротивления верхней сферической части бетонных блоков.
- Гибкость, что позволяет в точности повторять рельефы поверхностей.
- Легкость монтажа и демонтажа.
- Простота и универсальность конструкции.
- Экологичность.
- Возможность повторного использования.
- Продукция сертифицирована для применения на промышленно-опасных объектах.

КОНСТРУКЦИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАПАТЕНТОВАННОЙ РАЗРАБОТКОЙ ООО «МИКРОН В» (ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2512256).

ПРОИЗВОДСТВО УНИВЕРСАЛЬНЫХ ГИБКИХ ЗАЩИТНЫХ БЕТОННЫХ МАТОВ СФЕРИЧЕСКИХ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТУ 5859-001-81947000-2014.

Технологии и решения по вибрационному контролю и диагностике технического состояния динамического оборудования

М. В. ЧЕРКАШИН *– эксперт по вибродиагностике компании Эмерсон*

В статье рассматриваются технологии и решения по вибрационному контролю и диагностике технического состояния динамического оборудования, базирующиеся на оборудовании серии CSI и программной среды AMS Suite.

Контроль вибрации на предприятиях осуществляют для оценки технического состояния динамического оборудования в процессе его эксплуатации [1, 2].

Для этого используются различные специализированные измерительные системы. Цель измерений – своевременное распознавание отклонения состояния динамического оборудования от нормального, что позволяет выполнить корректирующие действия до того, как дефекты в различных частях оборудования приведут к ухудшению качества его работы, сокращению срока службы или отказу.

Вся номенклатура динамического оборудования по критичности и важности может быть разбита на следующие категории:

- оборудование, работающее до отказа;
- вторичное оборудование, отказ которого не приводит к экономическим потерям или аварийным ситуациям (маломощные насосы, вентиляторы);
- оборудование, отказ которого приводит к его незапланированному простою, ремонтам и экономическим потерям (насосы, воздуходувки);
- оборудование, отказ которого приводит к останову ТП и экономическим потерям (компрессоры, воздуходувки, мощные насосы);
- оборудование, отказ которого может привести к аварийным ситуациям и большим экономическим потерям (мощные компрессоры, паровые турбины, гидроагрегаты, газовые турбины).

Существуют различные отраслевые нормы по расчету рейтинга критичности конкретного оборудования, которые основываются на таких характеристиках, как влияние на производство в случае отказа, фактор опасности процесса, категория взрывоопасности, стоимость оборудования, мощность оборудования и т. д.

Поэтому в зависимости от категории оборудования необходимо выбрать стратегию виброконтроля:

- периодический вибрационный контроль, осуществляемый переносными измерительными приборами;
- непрерывный вибрационный контроль и защита, осуществляемые стационарными системами;
- автоматическая защита оборудования при превышении критических уровней вибрации.

Правильный выбор стратегии, систем и приборов контроля поможет перейти от планово-предупредительных ремонтов (ППР) через фиксированные интервалы времени к ремонту по фактическому состоянию планируется на основе анализа данных о фактическом состоянии машин) или, как минимум, к планированию конкретных работ и замены частей при проведении ППР [3].

Решения Эмерсон

Для реализации стратегий виброконтроля компания Эмерсон предлагает применять приборы контроля серии CSI и разработанные российскими инженерами системы автоматической диагностики:

- система автоматической диагностики динамического оборудования;
- система автоматической диагностики состояния узлов гидротурбинного оборудования;
- переносные виброизмерительные приборы CSI 2140;
- беспроводные решения по вибромониторингу CSI 9420;
- непрерывный вибромониторинг и виброзащита CSI 6500;
- переносной (мобильный) вариант непрерывного вибромониторинга CSI 2600.

Связующим звеном всего оборудования CSI является программное обеспечение AMS Suite: Machinery Health Manager (AMS MHM). ПО AMS MHM интегрирует различные технологии контроля (не только вибрационного) в единой программной среде и предназначено для диагностики состояния машинного оборудования и индикации результатов его диагностики с применением технологий упреждающего технического обслуживания.

Рассмотрим подробнее преимущества систем и приборов контроля, предлагаемых компанией Эмерсон.

Система автоматической диагностики динамического оборудования

В нормативной документации РФ по системам вибромониторинга присутствуют требования по автоматическому принятию системой решения о техническом состоянии контролируемого оборудования.

Это обусловлено тем, что зачастую на предприятии отсутствуют специалисты, которые самостоятельно могут провести диагностику оборудования. Для удовлетворения данным требованиям российскими специалистами компании Эмерсон было разработано техническое решение по системе автоматической вибродиагностики для насосов, аппаратов воздушного охлаждения, дымососов и воздуходувок.

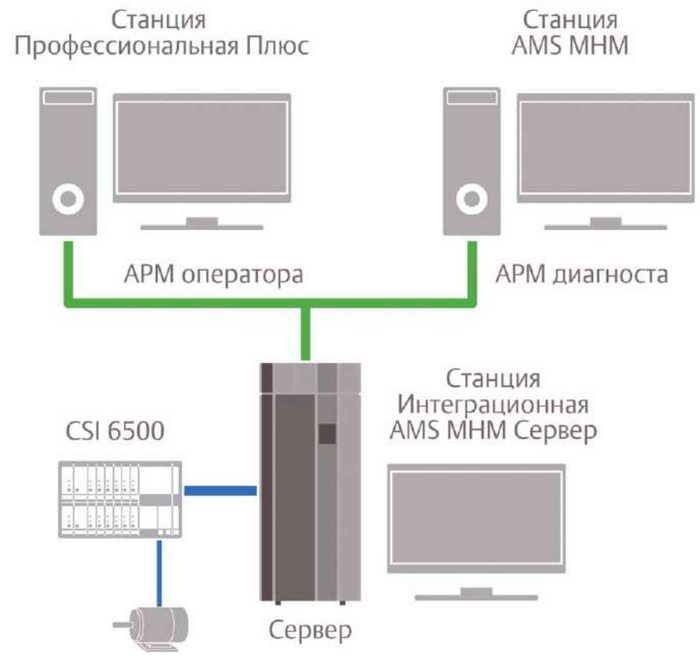


Рис. 1. Структурная схема системы автоматической вибродиагностики

В данном решении совмещены компоненты системы вибромониторинга CSI 6500 (процессорные модули A6560, модули входных сигналов A6510) и РСУ DeltaV, между которыми разделена обработка вибрационного сигнала и алгоритмы диагностики. На рис. 1 представлена структурная схема системы автоматической вибродиагностики.

Компоненты системы CSI 6500 осуществляют:

- первичную обработку входных сигналов (нормирование, фильтрация, аналого-цифровое преобразование);
- вычисление спектров сигналов;
- определение спектральных составляющих, характеризующих диагностируемое оборудование;
- расчет дополнительных параметров (размах виброперемещения, крест-фактор, коэффициент эксцесса и др.);
- раннюю диагностику состояния подшипников качения и зубчатых передач (запатентованная компанией Эмерсон технология PeakVue).

Рассчитанные параметры передаются в сервер системы, в котором с применением AMS MHM и DeltaV осуществляются архивирование вычисленных параметров, реализация алгоритмов вибродиагностики и определение технического состояния оборудования и его дефектов на основе вычисленных вибрационных данных и дополнительных эксплуатационных параметров.

Для пользователей системы (оператора-технолога и механика-вибродиагноста) предусмотрено два АРМ оператора и диагноста соответственно. В функции АРМ оператора, выполненного на программном обеспечении DeltaV, входят: визуализация, информирование о состоянии контролируемого оборудования, информирование о возможном дефекте, журнал тревог, архивирование. АРМ диагноста с программным обеспечении AMS MHM предназначено для глубокого анализа вибрационных данных и дополнительной корректировки результатов диагностики специалистом-вибродиагностом.

Внедрение данной системы позволяет снизить незапланированные простои оборудования, повысить эффективность ремонтов, снизить расходы на ЗИП.

Система автоматической диагностики состояния узлов гидротурбинного оборудования

В результате сотрудничества российских специалистов Эмерсон с научно-исследовательским институтом «НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова» в 2013 г. была разработана система CSI Vibro Diagnostic System, которая учитывает специфику гидротурбинного оборудования и несет в себе самые инновационные методики анализа данных вибрации.

На сегодняшний день CSI Vibro Diagnostic System позволяет автоматически определять около 30 диагностических признаков неисправностей узлов гидротурбинного оборудования еще на стадии зарождения дефекта. Принцип работы системы заключается в автоматическом анализе текущих и архивных параметров вибрации с помощью специализированных алгоритмов. Результаты работы алгоритмов выводятся на экран оператора в виде графических и текстовых сообщений, несущих информацию о диагностируемом узле, типе неисправности и рейтинге критичности обнаруженного дефекта. Каждый диагностический признак имеет собственное графическое отображение с подробным описанием дефекта, результатами расчетов и экспертными заключениями. Данные функции позволяют проконтролировать момент зарождения дефекта, определить стадию развития и вероятные причины возникновения дефекта узла.

Данная система позволяет автоматически определять неполадки в работе гидротурбинного оборудования до того, как оно получит серьезное повреждение или выйдет из строя, а также проводить обслуживание и ремонт только тех узлов, которые в этом нуждаются.

Непрерывный вибромониторинг и виброзащита CSI 6500

Система непрерывного виброконтроля CSI 6500, совместившая две подсистемы виброзащиты и вибромониторинга, применяется при необходимости контроля критически важного оборудования (например, мощных

>>>

компрессоров, паровых турбин, газовых турбин), выход из строя которого может привести к крупным авариям или большим экономическим потерям. На рис. 2 представлена структурная схема системы CSI 6500.

В задачи виброзащиты входит непрерывный контроль за вибрационным состоянием контролируемого оборудования и выдача управляющего сигнала на перевод оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийной ситуации. Система не имеет собственного пользовательского ПО и предназначена для интеграции в АСУТП, РСУ или систему ПАЗ используя стандартные промышленные протоколы передачи данных. Система сертифицирована по API670.

Подсистема вибромониторинга интегрируется с программным комплексом AMS MHM, а также на ней реализуется система автоматической диагностики.

Основными преимуществами данной системы являются:

- непрерывный контроль за состоянием оборудования;
- защита по превышению уровня вибрации;
- встроенная технология PeakVue;
- получение информации о состоянии оборудования в режиме реального времени;
- функции анализа спектров, временных сигналов, построение орбит, анализ выбегов.

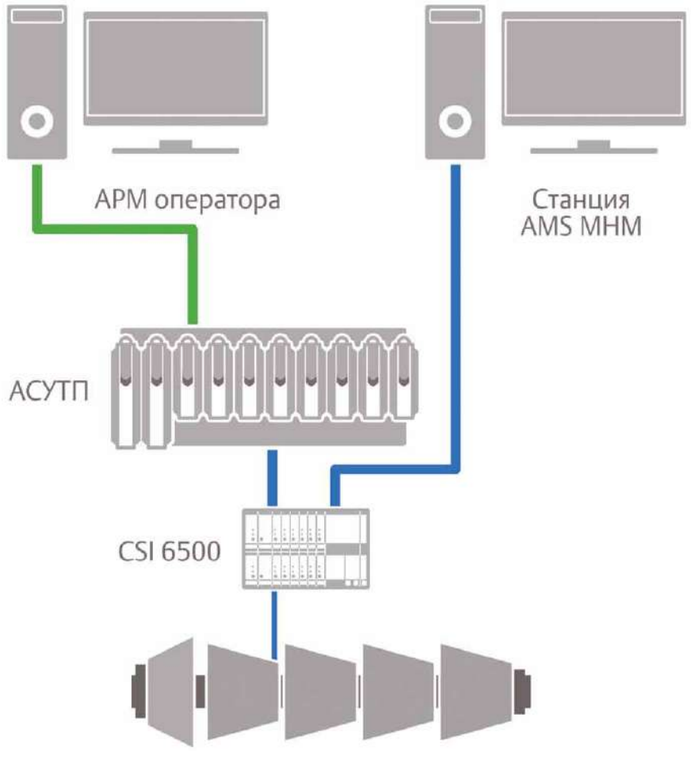


Рис. 2. Структурная схема системы CSI 6500

Система вибромониторинга CSI 2600

Систему вибромониторинга CSI 2600 нужно рассматривать как мобильный аналог системы CSI 6500. Данная система может быть полезна для периодического анализа и диагностики критически важного оборудования, когда необходимо наблюдать за его состоянием непрерывно и в течение определенного времени. Например, контроль за состоянием при возникновении проблем с агрегатами, или контроль за работой агрегатов после ремонтов и т. д. CSI 2600 устанавливается на определенный период времени, после работы легко демонтируется и переносится на другой агрегат.

Переносные виброизмерительные приборы CSI 2140 для периодического вибрационного контроля

Основное применение переносных приборов – это периодический контроль за вибрационным состоянием динамического оборудования, балансировка, контроль качества выполнения ремонтов. CSI 2140 применяется для анализа не критичного оборудования, когда допускается периодический контроль.

Основными преимуществами CSI 2140 являются:

- возможность загрузки маршрута сбора данных и задач ремонтного обслуживания в программный комплекс AMS MHM;
- встроенная технология PeakVue;
- предварительно настроенная диагностическая функция Analysis Experts для диагностики оборудования;
- функции сбора данных, анализа вибрации, балансировки и диагностики электродвигателя;
- одновременное измерение и анализ по четырем измерительным каналам, плюс измерение фазы;
- самая высокая скорость сбора данных среди аналогичных приборов.

Беспроводные решения по вибромониторингу CSI 9420

Если периодический контроль затруднен (труднодоступные места, сложные климатические условия), а непрерывный мониторинг и защита нецелесообразны, Эмерсон предлагает беспроводное решение по вибрационному контролю. Данное решение занимает промежуточное место между ручным сбором данных переносными приборами и стационарными системами (сбор данных осуществляется периодически, но без влияния «человеческого фактора» и в автоматическом режиме) и дополняет мониторинг оборудования с использованием переносных виброизмерительных приборов.

Данное решение состоит в установке, настройке и конфигурировании беспроводных измерительных преобразователей CSI 9420 (с датчиками), беспроводных шлюзов Rosemount 1420 и интеграции в программный комплекс AMS MHM. На рис. 3 представлена структурная схема беспроводного решения по вибромониторингу CSI 9420.

Основными преимуществами CSI 9420 являются:

- возможность вывода персонала из опасных мест;
- возможность проведения виброконтроля труднодоступного оборудования;
- встроенная технология PeakVue.

Данные решения применяются для контроля вибрационного состояния динамического оборудования совместно с другими беспроводными решениями Эмерсон. Например, дополнив систему датчиками температуры, давления и расхода, можно контролировать общее техническое состояние оборудования и его производительность.

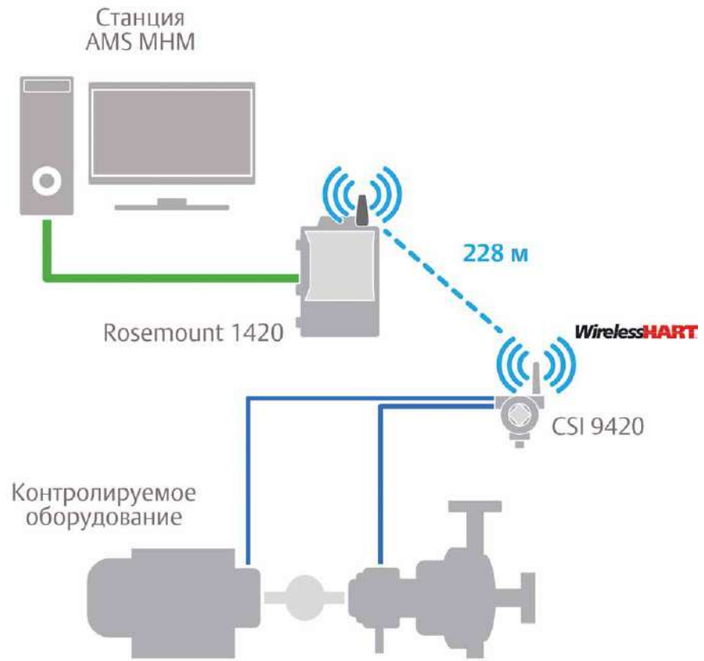


Рис. 3. Структурная схема беспроводного решения по вибромониторингу CSI 9420

Заключение

Преимущества правильного выбора стратегии вибрационного контроля:

- повышение безопасности за счет снижения риска возникновения аварийной ситуации при эксплуатации оборудования;
- повышение качества работы за счет планирования средств на ремонты (уменьшения риска возникновения непредвиденных расходов);
- получение экономической выгоды за счет сокращения времени простоя оборудования, снижения времени на плановый ремонт и увеличения срока эксплуатации оборудования за счет своевременного ремонта.

Квалифицированная команда Эмерсон, состоящая из российских специалистов: вибродиагностов, экспертов, инженеров, сервисных инженеров, выполнит проект по внедрению системы виброконтроля, согласно требованиям заказчика, или предложит альтернативы, решив следующие задачи:

- определение совместно с командой заказчика стратегии мониторинга (периодический, непрерывный, автоматическая защита), исходя из критичности оборудования и/или ТП;
- разработка проектной, конструкторской документации на систему, чертежей установки оборудования, прохождение экспертизы промышленной безопасности;
- разработка ПО, конфигурация БД;
- поставка оборудования, монтаж (шеф-монтаж), пуско-наладка системы, обучение персонала;
- сопровождение системы в течение жизненного цикла.

Участие и контроль процесса со стороны заказчика на каждом этапе реализации проекта является неотъемлемой частью выполнения проекта.

Решения Эмерсон по вибродиагностике, виброзащите и вибромониторингу позволяют своевременно распознать отклонения в работе динамического оборудования и исправить дефект до того, как он приведет к внеплановым остановам и дальнейшим последствиям.

Литература:

1. Русов В. А. Диагностика дефектов вращающегося оборудования по вибрационным сигналам. Пермь. 2012.
2. Гольдин А. С. Вибрация роторных машин. Изд. Машиностроение. 1999. ●

www.emersonprocess.ru

Охлаждаемые основания объектов Чаяндинского месторождения

Возьмите 1800 км бездорожья, представьте себе перепад температур от -50°С зимой до +35°С летом, добавьте к этому многолетнемерзлые высокотемпературные грунты с включением горных пород и тогда вы поймете, в каких условиях ведется строительство на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). За прочность оснований на объекте отвечает ООО НПО «Фундаментстройаркос».

Долгая дорога на Чаянду

Где это? На этот вопрос проще всего ответить одним словом: далеко. Очень далеко. Вылетев из Москвы, примерно через шесть часов вы приземлитесь в Мирном, столице алмазодобытчиков. Оттуда вам предстоит часовой перелет вертолетом до месторождения или через г. Ленск и далее по зимнику, других вариантов нет. Ленский район по площади сопоставим с Австрией, вот только населен не слишком плотно – в трех городах и восьми деревнях проживает всего 37 тыс. чел., чего не хватит и на пару кварталов австрийской столицы.

Но вот вы на Чаянде, как называют ее сами газовики. И теперь начинается самое сложное. Под ногами не просто сложный грунт, а целая головоломка – мечта ученого-исследователя и кошмар инженера-практика. Вечная мерзлота сочетается с относительно высокими температурами, при этом талые грунты сильнопучинистые, что в условиях годового диапазона температур в 85° делает бесполезными любые традиционные решения по укреплению фундаментов. Добавим сюда сильную солнечную радиацию, прогревающую почву, низкую скорость ветра, которая сводит на нет эффект от проветривания подполий, наличие подземной фильтрации воды и карст, а также отсутствие опыта строительства в этом месте и картина станет полной.

Однако отступление невозможно. Чаяндинское месторождение с его уникальными запасами в 1,4 трлн м^3 газа, 87 млн тонн жидких углеводородов и ценнейшим гелием, должно стать базой Якутского центра газодобычи. Вместе с Иркутским центром, базой которого станет Ковыктинское месторождение, оно обеспечит ресурсную базу для газопровода «Сила Сибири» – стратегического проекта, от которого во многом зависит будущее Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Чаянде быть. Осталось понять – как?

Якутская головоломка

Команда НПО «Фундаментстройаркос» не раз бралась за, казалось бы, невыполнимые задачи и всегда находила решение. За четверть века небольшая тюменская компания, основанная в 1991 году ученым-мерзлотоведом, превратилась в крупнейшее предприятие, с которым сотрудничают лидеры нефтегазовой отрасли. 1500 объектов по всей России позволили накопить уникальный опыт, а мощная производственная база реализовать самые смелые решения. Оставалось лишь применить все это в уникальных условиях Чаяндинского месторождения.

Тюменцам предстояло обеспечить прочность фундаментов 22 объектов УКПГ, а также опорной базы промысла. Лучше всего масштабы задачи помогут представить цифры, а именно, габаритные размеры сооружений: производственный корпус (105 х 18 м), два здания стоянок автотранспорта (72 х 54 и 72 х 24 м), административно-хозяйственный корпус (84,4 х 18 м), здание входных ниток и пробкоуловителей (130 х 15(24) м), здание низкотемпературной сепарации (152,8 х 18(12) м), обвязка компрессорного цеха (229 м в длину).

В итоге решено было проморозить грунты оснований в период строительства при помощи вертикальных естественно действующих трубчатых систем (ВЕТ) с последующим поддержанием температурного режима посредством горизонтальных систем (ГЕТ). Это гарантирует стабильность грунта даже в летний период и вне зависимости от теплоотдачи расположенных на нем объектов.

Исследования показали, что грунты на Чаянде очень склонны к пучению. Поэтому инженеры НПО «Фундаментстройаркос» решили проложить под соединительными трубами слой низкоплотного пенополистирола. В случае пучения грунтов он будет разрушаться, сохраняя при этом положение труб на уровне проектных отметок. Обе системы (ВЕТ и ГЕТ) будут работать круглый год, дублируя друг друга на случай непредвиденных климатических или техногенных воздействий. При этом специалисты компании будут не только контролировать работу самих систем, но и проследят за правильностью выполнения земляных, буровых и свайных работ после их монтажа.

Дело было за малым – претворить эти планы в жизнь.

Охлаждающая система ВЕТ (вертикальная естественнодействующая трубчатая)

Охлаждающая система ГЕТ (горизонтальная естественнодействующая трубчатая)

>>>

Бурение скважин под вертикальные охлаждающие трубы

Противопучинные меры-укладка пенополистирола под соединительные трубы системы ВЕТ

Доказано делом

В НПО «Фундаментстройаркос» работают практики, а потому слова у них не расходятся с делом. В январе 2017 года восемь буровых бригад выдвинулись на местность и приступили к работе. С собой тюменцы привезли несколько строительно-монтажных комплексов, приспособленных к работе в условиях низких температур, с увеличенным комплектом запасных частей, оборудования и инструментов. Вся буровая техника оснащена приспособлениями для бурения как шнековым, так и вращательно-ударным способом на случай попадания полускальных и скальных пород. Заранее была проведена специальная работа по модернизации автоматических сварочных установок.

Учитывая прогноз температурного режима грунтов оснований, решено было принять достаточно плотный шаг охлаждающих труб – от 80 см до 1 м для горизонтальных и от 3 до 3,5 м для вертикальных. Все изделия выполнены в соответствии с климатическими условиями региона, из стали 09Г2С.

Практически все опасения по поводу сложных условий строительства подтвердились. Температура воздуха зимой доходила до -45°С, что значительно осложняло работу оборудования и выполнение работ. Летом стояла жаркая погода с температурой на солнце выше +40°С, так что приходилось работать в вечернюю и даже в ночную смену. При выполнении буровых работ встречались труднопроходимые грунтовые условия.

Однако, отлаженная организация труда и высокая техническая оснащенность позволили бригадам работать одновременно, с максимальной эффективностью. На монтаж горизонтальной установки уходило всего две смены, вертикальной – три.

Смонтированные системы охлаждения, готовые к засыпке

В итоге уже к сентябрю было установлено свыше 200 систем ВЕТ и ГЕТ, что обеспечило температурную стабилизацию 10 объектов УКПГ-3. Заказчик не только принял работу, но и особо отметил их высокое качество и отличную организацию производственного процесса.

Впереди – обустройство опорной базы промысла, но уже сейчас никто не сомневается в том, что при соблюдении графика доставки грузов работы будут выполнены в срок. Якутский центр газодобычи получит прочный фундамент. ●

ФСА
ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС

ООО НПО «Фундаментстройаркос»
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12
тел. (3452) 27-11-25, 27-14-84
e-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru

www.ingecros.ru

- Производство измерительных приборов и комплексов для мониторинга, АПК ЭкоСмарт
- Комплектация, монтаж и сервисное обслуживание аналитических приборов и лабораторного оборудования

ЭКРОС
ИНЖИНИРИНГ

- Создание и введение в эксплуатацию систем АСУ ТП
- Создание технологических установок химического синтеза особо чистых и специальных веществ
- Проектирование и строительство комплексов переработки опасных и коммунальных отходов
- Проектирование и создание химических технологий и промышленное строительство
- Создание систем экологического мониторинга и систем управления промышленными выбросами

ЭКРОС-ИНЖИНИРИНГ 199178, Санкт-Петербург, Малый пр. В.О., д. 58, лит. А, тел. (812) 425-4477, e-mail: info@ingecros.ru

Объекты размещения отходов нефтедобычи и нефтепереработки: требования законодательства и практика его применения

Е. М. ОЗЕРОВА *– заместитель генерального директора ООО «Строительная компания «Гидрокор», к.т.н., член НП «Экологическое Международное Аудиторское Сообщество»*

Отходы нефтедобычи и нефтепереработки должны вовлекаться в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья путем применения технологий утилизации и/или обезвреживания. Захоронение их является наихудшим решением проблемы.

Сфера нефти в Российской Федерации охватывает все стадии производства нефтепродуктов из сырой нефти и стадии обращения с отходами производства, образующимися в больших количествах около буровых установок, на предприятиях нефтехимии и прочих направлений нефтепереработки. Перечень отходов данной отрасли определен в 445 Приказе Федеральной службы Росприроднадзора в блоке 2 «Отходы добычи полезных ископаемых», в блоке 3 «Отходы обрабатывающих производств», в блоке 7 «Отходы при водоснабжении, водоотведении, деятельности по сбору, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов», в блоке 9 «Отходы при выполнении прочих видов деятельности, не вошедшие в блоки 1-3, 6-8».

Отходы нефтедобычи и нефтепереработки могут и должны утилизироваться. В соответствии с основной целью Федерального закона от 24.06.1998г. № 89 «Об отходах производства и потребления» (далее 89-ФЗ) отходы производства и потребления должны вовлекаться в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья. На данный момент времени перечень технологий утилизации и обезвреживания отходов, в том числе в сфере обращения нефти, представлен на сайте http://rpn.gov.ru/node/854, который ведется в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 30.09.2011г. №792 «Об утверждении Порядка ведения государственного кадастра отходов» раздел IV «Банк данных об отходах и о технологиях использования и обезвреживания отходов различных видов».

Поскольку большая часть отходов производства нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности является вторичным сырьем, то утилизация (использование) данных отходов является наилучшим направлением обращения с данными отходами. Следовательно, на первичной стадии обращения с отходами необходимо накапливать и при невозможности утилизации или обезвреживания в 11-месячный срок хранить данные отходы в специальных хранилищах.

В соответствии со ст.1 89-ФЗ определены термины «хранение отходов – складирование отходов в специализированных объектах сроком более чем одиннадцать месяцев в целях утилизации, обезвреживания, захоронения» и «объекты хранения отходов – специально оборудованные сооружения, которые обустроены в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения и предназначены для долгосрочного складирования отходов в целях их последующих утилизации, обезвреживания, захоронения». Исходя из этих терминов необходимо обустройство объектов в соответствии с требованиями действующего законодательства в РФ и последующие действия со складированными отходами. Кроме того, хранение отходов является лицензированным видом деятельности, причем в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 3 октября 2015 г. № 1062 «О лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I – IV классов опасности» при предоставлении услуг третьим лицам по хранению отходов необходимо получать также лицензию на сбор.

В соответствии с проектом «Требований к объектам размещения отходов (за исключением твердых коммунальных отходов)» вводятся новые термины: «объект приповерхностного захоронения отходов – подземное сооружение для захоронения отходов, расположенное на глубине от поверхности земли до 100 метров» и «хранилища долгосрочного хранения отходов обрабатывающих производств кроме отвалов» (п.3 и п.4б Требований, соответственно), под которые подпадают шламохранилища и шламовые амбары, эксплуатируемые свыше 11 месяцев.

Проектирование, строительство и реконструкция объектов размещения, отнесенных постановлением Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 N 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (далее – НВОС), к объектам I, II, III и IV категорий», к объектам I категории, должны осуществляться с применением наилучших доступных технологий (информационно-технические справочники ИТС 15-2016 и 17-2016).

Хранилища должны быть оборудованы противофильтрационным экраном, исключающим или минимизирующим миграцию загрязняющих веществ в подземные воды, и сооружениями по очистке сточных и инфильтрационных вод, сбрасываемых в водные объекты, а проектная документация на их строительство, реконструкцию, модернизацию и проекты вывода из эксплуатации объектов размещения отходов (далее – ОРО), в соответствии с требованиями ст.11 Федерального закона от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» должна иметь положительное заключение государственной экологической экспертизы федерального уровня (далее – ГЭЭ). После ввода в эксплуатацию при наличии лицензии на соответствующую деятельность и положительного заключения ГЭЭ, заполняется форма в порядке, предусмотренном правилами инвентаризации объектов размещения отходов, утвержденными приказом Минприроды России от 25.02.2010 №49 (зарегистрирован в Минюсте России 08.06.2010, регистрационный N 17520), и далее объект должен быть внесен в государственный реестр объектов размещения отходов (далее – ГРОРО) в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 30.09.2011г. №792 «Об утверждении Порядка ведения государственного кадастра отходов». >>>

Таблица 1. Территории, на которых введены запреты или ограничения на размещение отходов

Наименование территории	Хранение	Захоронение	Примечание
Территории, прилегающие к городским и сельским поселениям	запрещено	запрещено	На расстоянии не менее размера санитарно-защитной зоны Объекта
В границах населенных пунктов	–	запрещено	
Водоохранные зоны	запрещено	запрещено	
Лесопарковые курортные лечебно-оздоровительные рекреационные зоны	запрещено	запрещено	
Водосборные площади подземных водных объектов, используемых в качестве источников водоснабжения	запрещено	запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов и места залегания подземных вод, резервирование которых осуществлено в качестве источников питьевого водоснабжения	запрещено	запрещено	В пределах границы площадей залегания месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов, используемые в бальнеологических целях		запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов, используемых для извлечения ценных минеральных ресурсов		запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Первый и второй пояс зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения	запрещено	запрещено	
Пути миграции животных, вблизи нерестилищ	запрещено	запрещено	
Места залегания полезных ископаемых		ограничено	В случаях, если возникает угроза загрязнения мест залегания полезных ископаемых
Места ведения горных работ		ограничено	В случаях, если возникает угроза безопасности ведения горных работ.
Иные места, в которых может быть создана опасность для окружающей среды, естественных экологических систем и здоровья человека		запрещено	
Охранные зоны объектов по производству электрической энергии		запрещено	
Полосы воздушных подходов на удалении до 30 км от контрольной точки аэродрома	запрещено	запрещено	для объектов, способствующих привлечению и массовому скоплению птиц
Вне полос воздушных подходов – до 15 км от контрольной точки аэродрома	запрещено	запрещено	для объектов, способствующих привлечению и массовому скоплению птиц
Внутренние морские воды и территориальное море		запрещено	
Территории с выходом закарстованных и сильнотрещиноватых пород	запрещено		для шламонакопителей производств свинецсодержащих, селенсодержащих и марганецсодержащих сталей

Участок для планируемого строительства объектов приповерхностного размещения отходов, предназначенных для долгосрочного хранения и захоронения отходов, должен быть расположен на землях промышленности в пределах зоны специального назначения, установленной документами территориального планирования. Расположение объектов размещения на землях других категорий и в пределах иных зон не допускается. Выбор участка для планируемого строительства объекта приповерхностного размещения отходов производится с учетом необходимости установления защитных и охранных зон, устанавливаемых в соответствии с положениями статьи 52 Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (далее 7-ФЗ), запретов и ограничений, установленных федеральными законами, для размещения отходов. Перечень территорий, на которых не допускается строительство объектов размещения отходов или строительство ограничено определенными условиями, приведен в таблице 1.

Разработка проектной документации на строительство прочих объектов размещения отходов осуществляется на основании результатов инженерных изысканий, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными «Положением о выполнении инженерных изысканий для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства», утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 19.01.2006 №20.

Проектирование ОРО осуществляется в соответствии с требованиями, установленными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Обеспечение безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации ОРО осуществляется в соответствии с требованиями документации в области технического регулирования, в том числе техническими регламентами, сводами правил, национальными стандартами, включенными в «Перечень национальных стандартов и сводов правил», частей таких стандартов и сводов правил, в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

В целях охраны подземных вод при проектировании объектов приповерхностного размещения отходов одной из важнейших конструкций является противофильтрационный экран, обеспечивающий водонепроницаемость сооружения. Конструкция противофильтрационного экрана определяется топографическими, геологическими и гидрогеологическими условиями.

В целях охраны поверхностных водных объектов при проектировании ОРО должны быть предусмотрены:

- конструктивные решения, сооружения и мероприятия по исключению сброса в водные объекты сточных и инфильтрационных вод, образующихся на объекте без предварительной очистки;
- создание защитных устройств и сооружений от подтопления и заболачивания в виде канав, продольных дренажей и аналогичных мер, расположение которых определяется рельефом местности, гидрогеологическими и гидрологическими условиями территории расположения ОРО.
- мероприятия по отводу дождевых и талых вод.

Строительство, реконструкция ОРО допускаются при наличии:

- утвержденной проектной документации на строительство указанных объектов;
- разрешения на строительство, реконструкцию, полученного в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности;
- положительного заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию.

При строительстве ОРО не допускается отклонений от проектной документации, в том числе в части применения строительных материалов и изделий, обеспечивающих соответствие здания или сооружения проектной документации.

Окончательной стадией, подтверждающей возможность эксплуатации объекта размещения отходов, является приказ Федеральной службы Росприроднадзора о внесении ОРО в ГРОРО.

Далее, при эксплуатации объекта необходимо выполнение требований действующего законодательства РФ, в частности разработка и согласование Производственного экологического контроля, своевременное заполнение деклараций и внесение платы по НВОС в соответствии с требованиями ст.16-16.4 7-ФЗ. Расчет платы ведется исходя из базовых ставок платежей, определенных в Постановлении Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Применение понижающего коэффициента 0,3 при начислении платы за негативное воздействие на окружающую среду возможно только на собственных объектах размещения отходов, которые должны быть оборудованы противофильтрационным экраном, исключающим или минимизирующим миграцию загрязняющих веществ в подземные воды, и сооружениями по очистке сточных и инфильтрационных вод, сбрасываемых в водные объекты, а проектная документация на их строительство, реконструкцию должна иметь положительное заключение государственной экологической экспертизы в соответствии с проектом «Требований к объектам размещения отходов (за исключением твердых коммунальных отходов)».

ООО «Строительная компания «Гидрокор» имеет 20-летний положительный опыт проектирования, строительства, ввода в эксплуатацию объектов размещения отходов, в т.ч., соответствующих профилю нефтедобычи и нефтепереработки. За этот период времени построен ряд крупнейших сооружений с применением высококачественных геосинтетических материалов, которые эффективно функционируют и в настоящее время. Выполнены различные по объему работы на разного рода сооружениях. География работ охватывает все регионы Российской Федерации, территорию республик Азербайджан и Казахстан. ●

www.gidrokor.ru
ГИДРОКОР

ООО «СК «ГИДРОКОР»
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 116, к.1, лит. Е
тел. (812) 3137431, 3137432
факс (812) 3136981, 3137434
e-mail: post@gidrokor.ru
www.gidrokor.ru

Экологический мониторинг промышленных выбросов

Законодательно установлена необходимость оснащения источников промышленных выбросов автоматическими средствами измерений и передачи информации в Государственный фонд данных государственного экологического мониторинга. Тандем территориальных и производственных систем мониторинга позволит не только получать актуальную информацию о состоянии атмосферного воздуха, но и анализировать, управлять качеством окружающей среды для обеспечения безопасной жизнедеятельности населения.

В настоящее время система мониторинга атмосферного воздуха включает в себя:

- автоматические стационарные посты контроля атмосферного воздуха, осуществляющие непрерывный контроль содержания наиболее значимых загрязняющих веществ в жилых районах, вблизи крупных магистралей города, на территориях, прилегающих к крупным промышленным предприятиям и на особо охраняемых природных территориях;
- ежедневное экологическое обследование отдельных территорий, в том числе по запросам жителей, с помощью передвижных лабораторий;
- оперативную обработку данных с использованием современных информационных технологий и регулярное информирование органов служб и населения о состоянии атмосферного воздуха.

Все больше промышленных предприятий внедряют автоматические системы контроля атмосферного воздуха, заботясь о снижении заболеваемости населения и сохранении экологического равновесия, получая при этом реальную экономическую выгоду.

В 2015 г. система контроля за состоянием атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов предприятия с двухуровневой системой оповещения была создана в ЗАО «Сибур-Химпром». Это предприятие специализируется на переработке жидких углеводородов и является одним из ведущих российских производителей важнейших продуктов нефтехимии.

Реализация проекта включала внедрение двух автоматических стационарных постов контроля атмосферного воздуха и двух передвижных экологических лабораторий для оперативного измерения уровня загрязнения, а также создание информационно-аналитического центра.

Передвижные лаборатории, созданные на базе автомобиля Ford Transit, укомплектованы газоанализаторами Environnement S.A. (Россия) для измерения в автоматическом режиме концентраций следующих веществ: SO_2 (газоанализатор AF22M.RU), NO, NO_2, NOx (газоанализатор AC32M.RU), CO, CO_2, (газоанализатор CO12M.RU), O_3 (газоанализатор O342M), BTEX (бензола, толуола, этилбензола, ксилолов) (газоанализатор GC 886 airmoBTX 1000, Chromatotec, Франция).

Также передвижная лаборатория оснащена метеостанцией для измерения в автоматическом режиме метеорологических параметров, оборудованием для отбора проб воздуха, специализированным программным обеспечением «ЭкоСмарт» для управления измерительным комплексом.

Специализированное программное обеспечение «ЭкоСмарт» позволяет осуществлять привязку к географическим координатам, получать и отображать результаты измерений от газоанализаторов, метеорологических датчиков в виде мгновенных значений, индивидуальных графиков и общего графика, в виде суточных и месячных отчетов, оповещать о превышении ПДК в аварийном режиме, о технических неисправностях, осуществлять передачу данных в информационно-аналитический центр.

Автоматические стационарные посты контроля атмосферного воздуха выполняют измерения тех же параметров, что и передвижные экологические лаборатории, и также укомплектованы специализированным программным комплексом «ЭкоСмарт».

Система экологического мониторинга промышленных выбросов, АПК ЭкоСмарт

Они расположены на границе СЗЗ предприятия и в населенном пункте с учетом розы ветров. Важнейший элемент в системе контроля за состоянием атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов предприятия – информационно-аналитический центр, который осуществляет онлайн-прием информации от измерительных комплексов, формирует на основе первичной информации комплексную оценку экологической обстановки, вклад источников в уровень загрязнения атмосферного воздуха, делает прогнозную оценку последствий аварийных ситуаций, оказывает информационную поддержку для принятия плановых и экстренных управленческих решений.

Таким образом, на предприятии создана эффективная система контроля за состоянием атмосферного воздуха, с анализом, прогнозированием и управлением рисками загрязнения окружающей среды и двухуровневой системой оповещения.

Для контроля промышленных источников выбросов с учетом специфики выделяемых загрязняющих веществ на предприятиях также внедряются автоматические системы непрерывного контроля промышленных выбросов с газоаналитическим комплексом «Environnement S.A.» (Франция), который измеряет физические и химические параметры: температуру, влажность, скорость потока, динамическое и статическое давление, количество пыли (взвешенных веществ), SO, SO_2, H_2S, TRS, NO, NO_2, NOx, NH_3, CO, CO_2, CH_4, HC+CH_4, H_2O, C2-C21, NmHC (неметановые углеводороды), диоксины, фураны и пр.

Программно-аппаратный комплекс позволяет получать и отображать измеренные значения концентрации загрязняющих веществ, а также температуры и объемного расхода газового потока, рассчитывать валовые выбросы (г/с) загрязняющих веществ, сохранять информацию, управлять в ручном и дистанционном режимах элементами системы. Кроме того, он интегрируется в АСУ ТП, позволяет управлять экологической безопасностью и передавать информацию в другие информационные системы экологического мониторинга.

Плавучая станция по мониторингу воды и метеостанция

В 2015 г. на целлюлозно-бумажных комбинатах компании International Paper спроектированы и введены в эксплуатацию системы контроля промышленных выбросов дурнопахнущих соединений восстановленной серы и определения общего содержания серосодержащих соединений с помощью газоанализаторов Environnement S.A.
Эти приборы оснащены высокотемпературным конвертером, в котором соединения восстановленной серы (сероводород, меркаптаны, сульфиды) преобразуются в диоксид серы. Измерения осуществляются с высокой точностью методом флюоресценции.

Информация, поступающая с установленного газоаналитического комплекса, помогает контролировать газодымовые выбросы, управлять технологическим процессом и своевременно предотвращать аварийные ситуации.

Только комплексный подход к организации систем экологического мониторинга, использование современных технологий, интеграция информации о состоянии загрязнения атмосферного воздуха в единый фонд мониторинга является основой устойчивого развития города и региона, страны в целом. ●

ЭКРОС-ИНЖИНИРИНГ

ЗАО «Экрос-Инжиниринг»
199178, Санкт-Петербург, Малый пр. В.О., д. 58, лит. А
тел. (812) 322-71-77, 425-44-77, 425-44-10
e-mail: info@ingecros.ru, www.ingecros.ru

Эффект от применения биотехнологии при рекультивации нефтяного загрязнения почвы на развитие растений

Особенность биологической очистки загрязненной нефтепродуктами почвы заключается в том, что нефтяное загрязнение представляет собою не индивидуальное химическое соединение, а комплекс сложных углеводородных соединений.

Нефтяное загрязнение почвы приводит к тому, что в почве преимущество получают углеводородокисляющие микроорганизмы. Поскольку в нефти содержание полициклических ароматических соединений, в частности, бензопирена, колеблется в очень широких пределах (от 250 до 8050 мкг/кг), то весьма актуальна проблема загрязнения среды сырой нефтью в результате ее добычи и транспортировки.

Особенно сильно земли загрязнены нефтью и нефтепродуктами в регионах, насыщенных нефтепромыслами и нефтеперерабатывающими предприятиями, а также в местах аварий на трубопроводах. Негативное воздействие нефти на эколого-биологические свойства почвы выражается в снижении общей численности бактерий, нарушении ферментативной активности, ухудшении роста и развития растений. Снижение большинства основных биологических показателей экологического состояния почвы происходит уже при увеличении количества нефтяного загрязнителя на 25 мг/кг свыше фона или при содержании в почве 0,25% нефти. Нефть даже в минимальных дозах оказывает значительное фитотоксическое влияние и на генеративные, и на вегетативные органы растений.

В зависимости от нефтяного загрязнителя одна и та же почва может по-разному реагировать на техногенное загрязнение: например дизельное топливо отличается повышенной фитотоксичностью по сравнению с мазутом, и оказывает более сильное токсическое действие на почву и развитие растений.

Почвы, различающиеся по составу, содержанию органики, численности и составу аборигенных микроорганизмов, по-разному реагируют на один и тот же нефтяной загрязнитель. Общими для эколого-биологических свойств почв, являются такие показатели как численность микроорганизмов, ферментативная активность, фитотоксичность, содержание гумуса, рост и развитие растений. Токсический эффект нефтяных углеводородов является препятствием при осуществлении рекультивации и фиторемедиации нефтезагрязненных участков территорий промысловой нефтедобычи.

Использование выделенных из природы научными методами и искусственно культивированных природных микроорганизмов для разрушения нефтяного загрязнения в работах по рекультивации земель показало себя одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных, и экологически безопасных способов. Микроорганизмы способны эффективно метаболизировать и разлагать фитотоксичные углеводородные соединения без образования промежуточных токсичных компонентов – конечными продуктами являются вода и углекислый газ. Биологическая деструкция нефтяных углеводородов с помощью биопрепаратов углеводородокисляющих бактерий может протекать в период от нескольких дней или недель до нескольких месяцев в зависимости от интенсивности загрязнения, состава загрязнителя, климатических и физико-химических параметров восстанавливаемой среды. Полная очистка участка можно занимать от одного до двух вегетативных сезонов. Статистически биологическая деструкция углеводородов с применением биопрепаратов деструкторов происходит до 100 раз быстрее, чем в процессе естественных процессов испарения, вымывания, выветривания и биодеградации нефтяного загрязнения в естественных условиях.

Микробиологический биодеструктор нефтяных загрязнений Микрозим™ Петро Трит™ содержит сообщество (6–12) видов углеводородокисляющих микроорганизмов метаболизирующих все основные фракции нефти. Очистка нефтяного загрязнения почвы происходит путем биологического разложения (биодеструкции) живыми углеводородокисляющими микроорганизмами (УОМ) нефтяных углеводородов до безвредных для окружающей среды продуктов метаболизма с образованием воды и углекислого газа. >>>

МИКРОЗИМ™
ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™
МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ
МИКРОЗИМ™
ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42
факс +7 (495) 225-45-38
e-mail: microzym@microzym.ru
www.микрозим.рф
Закладка: www.микрозим.рф/oilspills.htm

В состав биопрепарата также входит оптимизированный комплекс минеральных и органических веществ, необходимых для эффективной метаболизмами нефтяного загрязнителя.

Биопрепарат Микрозим™ Петро Трит™ разрешен к применению Санитарно-Эпидемиологическим Заключением ГСЭН РФ на основании исследования ГУ НИИ МТ РАМН. Биопрепарат безвреден для человека, животных, рыб, растений, зоопланктона, микрофлоры, соответствует 5 классу опасности.

Препарат Микрозим™ Петро Трит™ прошел испытания в различных климатических поясах, различных почвах, при различных уровнях загрязненности и возраста загрязнения: очистка нефтешламов предприятия «Беларусьнефть» с интенсивностью загрязнения от 3,8% до 64% эффективность очистки за 45 суток составила от 62% до 39% соответственно; при очистке почвы территории цеха транспорта нефти и хранения нефтепродуктов на предприятии «Речицанефть» (Республика Белоруссия, с сентября по ноябрь 2007 г.) препаратом Микрозим™ Петро Трит™ нефтяное загрязнения в почве после 1-ой обработки препаратом сократилось на 30% на 9-е сутки, на 53% на 22-е сутки при исходных уровнях загрязнения: среднем 1108,1 мг/кг грунта, максимальном 82 000 мг/кг грунта, и глубине проникновения нефти в почву на 15 см, процесс биодеструкции продолжался до понижения температуры воздуха ниже 5°С и завершился с понижением температуры ниже +5°С с эффективностью 70%; при очистке почв на территории Казахстана с интенсивностью загрязнения нефтью от 7% до 15%, эффективность очистки солончаковой почвы составила 51% через 7 суток, 82% через 30 суток, песчаной почвы Акмолинской области – 71% через 7 суток, 88% через 60 суток, темно-каштановой почвы – 70% через 15 суток; при очистке почвы Самотлорского месторождения с интенсивностью загрязнения нефтью от 15% до 30%, эффективность очистки составила порядка 40% за вегетативный сезон.; при очистке почв Земли Франца-Иосифа с интенсивностью загрязнения мазутом, дизтопливом, маслами от 7% до 15%, эффективность очистки составила 70% за теплый вегетативный сезон.; при очистке донных нефтешламов с уровнем загрязнения 10% из отстойника НПЗ расположенного в средней части России эффективность превысила 80% через 14 суток.

В 2010 году в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Полярно-альпийском ботаническом саде-институте им. Н. А. Аврорина Кольского научного центра Российской академии наук было проведено исследование влияния биопрепарата Микрозим™ Петро Трит™ на зарастание травяным покровом загрязненных нефтепродуктами участков почвы.

В эксперименте исследовалась возможность создания растительного покрова методом настила трав на почвенный покров состоящий из смеси нефтешлама и песка с содержанием нефтепродуктов 16% и комковатой структурой. Через 7 дней эксперимента было зафиксировано фрагментарное (исключительно в местах соприкосновения) прирастание дернины к субстрату. Основные причины гибели ковровой дернины явились – высокая концентрация нефтяного загрязнения и комковатая структура почвенного покрова. В связи с этим было изучено влияние биопрепарата-деструктора углеводородов Микрозим™ Петро Трит™ на качество формируемого данным способом растительного покрова. На 6-й день эксперимента был сформирован плотный зеленый растительный покров из проростков высотой 5–7 см. Анализ полученных результатов показал, что использованный в эксперименте биопрепарат Микрозим™ способствует существенному улучшению качества сформированного в эксперименте растительного покрова.

Влияние препарата Микрозим™ Петро Трит™ на качественные показатели фитоценоза, сформированного инновационным способом прямого посева на участках, загрязненных мазутом

Вариант	Высота травостоя, см	Длина корней, см	Плотность травостоя, шт/дм²	Биомасса, г/м²	Проективное покрытие, %
Контроль	22.3±1.6	19.7±3.2	686. 4±31.2	610.0±31.0	70±6.2
Опытный	34.6±2.4	22.0±1.5	1019.7±70.9	883.4±35.4	80±3.5
НСР05				13,4	

В 2012 году похожий эксперимент был проведен ФГБУН Институтом проблем промышленной экологии Севера КНЦ РАН в климатических условиях Кольского полуострова, однако условия эксперимента отличались по следующим параметрам:

- Полив очищаемого участка в течение всего летнего сезона отсутствовал, при этом погодные условия вегетативного периода 2012 года характеризовались режимом продолжительной засухи.
- Посев трав на загрязненный нефтепродуктами участок не производился, исследовалось естественное самозарастание участка.

Полученный результат оценивался визуально:

Самозарастание контрольного загрязненного мазутом участка в естественных условиях без применения биопрепарата Микрозим™ Петро Трит™

Самозарастание экспериментального загрязненного мазутом участка в естественных условиях после обработки биопрепаратом Микрозим™ Петро Трит™

Слева направо: самозарастание загрязненных дизельным топливом контрольного и экспериментального участков

Таким образом, присутствует взаимосвязь, между микробиологическим разрушением нефтяных углеводородов и снижением фитотоксичного влияния нефтяного загрязнения на почву, которая позволяет совместно использовать методы биотехнологии и фиторемедиации при рекультивации загрязнений почвы нефтяными углеводородами.

ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
123290, г. Москва, ул. Причальный проезд, д. 8
тел./факс (495) 225-45-38, 514-38-42
e-mail: microzym@microzym.ru
www.микрозим.рф

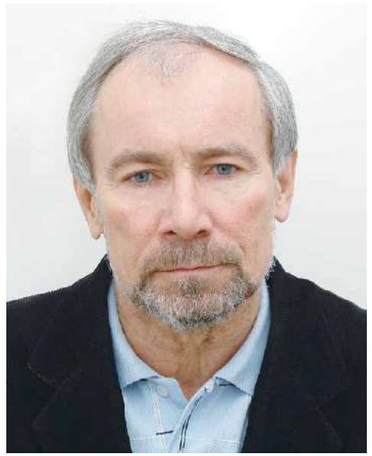
Литература:

1. Исследование эффективности препарата биодеструктора нефтяного загрязнения Микрозим™ Петро Трит™ в природно-климатических условиях Кольского полуострова, ФГБУН ИППЭС КНЦ РАН, Апатиты, 2012 г.
2. Изучение процесса деструкции нефти и нефтепродуктов биопрепаратами в зависимости от степени загрязнения, состава загрязнителя и типа почвы в модельных экспериментах., Парамонова И. Е., Кравченко Н. Л., Суюнова А. Б., Талжанов Н. А., Балпанов Д. С., ТОО «Научно-аналитический центр «Биомедпрепарат», г. Степногорск, Республика Казахстан, 2011 г.
3. Оценка экотоксичности тяжелых металлов и нефти по биологическим показателям чернозема, кандидат биологических наук Жаркова М. Г., Южный Федеральный Университет, г. Ростов-на-Дону, 2009 г.
4. Вельков В. В. Биоремедиация: принципы, проблемы, подходы // Биотехнология, 1995 г. № 3–4. С. 20–27. ●

Ликвидация нефтяных разливов с разделением нефти и воды

Защита окружающей среды от вредного воздействия при разливах нефти в процессе ее добычи и транспортировки является одним из важнейших международных экологических требований.

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



А. А. МАЛЫШЕВ *– к.х.н., заместитель генерального директора по научной работе ЗАО Инженерная компания «ИнтерБлок»*

Аварийные разливы нефти могут иметь катастрофические последствия для живой природы. Загрязнения, возникающие в процессе эксплуатации буровой платформы, образуются и сбрасываются в воду постоянно, при этом происходит систематическое загрязнение акватории морей. Применяемые в настоящее время технологии ликвидации разливов нефти известными способами – механическим, химическим, сжиганием, не обеспечивают выполнение современных требований стандартов очистки и не в полной мере уменьшают ущерб природным ресурсам, а привлечение для этих целей технических средств различного назначения, включая суда вспомогательного назначения, обуславливают высокую стоимость этих работ.

В связи с активным освоением арктического шельфа, оперативная ликвидация разливов нефти (далее ЛРН) в экстремальных природно-климатических условиях акватории Северного Ледовитого океана становится еще более актуальной научно-технической задачей. Быстрая, качественная и экономически эффективная ЛРН в условиях полярной ночи, короткого полярного дня, низких температур воздуха, дрейфа льда, сильных ветров является сложной инженерной задачей. Мировой опыт показывает, что даже в более простых природно-климатических условиях пока не удается эффективно бороться с последствиями таких разливов.

В целях оперативной ликвидации аварийных или эксплуатационных разливов нефти на ледяной или водной поверхности Инженерная компания «ИНТЕРБЛОК» в сотрудничестве с лабораторией «Криброл» разработала автоматизированный комплекс ликвидации разливов нефти универсального назначения (АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл») корабельного или наземного базирования, не имеющий аналогов в мире, что подтверждено соответствующими патентными исследованиями. Новизна технологии «ИНТЕРБЛОК» заключается в применении способа скоростного плавления льда, нагрева загрязненной нефтепродуктами воды технологическим паром, получении водонефтяной эмульсии, эффективном отделении нефти от воды.

Основные функции АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл»:

- сбор, накопление и плавление загрязненного льда, нагрев загрязненной воды, собранных в ходе ликвидации аварийного разлива нефти;
- эффективное разделение нефти и воды из водонефтяной эмульсии, образовавшейся при плавлении загрязненного льда и при нагреве воды, загрязненной нефтепродуктами;
- хранение и перекачка нефти и воды в соответствующие приемные танки судна или другие емкости.

АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» размещается в 20-футовом морском контейнере. Состоит из трех отсеков:

- парогенераторного,
- ледоплавильного,
- фильтросепараторного.

Парогенераторный отсек предназначен для производства технологического пара температурой 100–160°С и давлением не более 0,05 МПа, обеспечения эффективного плавления льда или нагрева воды, загрязненных нефтепродуктами, в ледоплавильном отсеке. В состав парогенераторного отсека входят:

- дизельный парогенератор ИнтерБлок ST-302H тепловой мощностью 870 кВт или дизельный парогенератор ИнтерБлок ST-102H тепловой мощностью 290 кВт (рис. 1);
- топливный бак объемом 800 л;
- система управления АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл».

Преимущества промышленных парогенераторов ИнтерБлок:

- быстрота пуска и останова – 15 сек.;
- отсутствие дымовой трубы;
- высокий КПД – 97%;
- независимость температуры пара от давления;
- небольшие размеры и вес;
- не требуется постоянное присутствие обслуживающего персонала.

Рис. 1. Промышленный парогенератор ИнтерБлок

Таблица 1.

Основные технические характеристики	ST-102H	ST-302H
Тепловая мощность, кВт	290	870
Диапазон рабочих температур пара, °С	100–160	100–160
КПД, %	97	97
Давление пара, не более МПа	0,05	0,05
Потребляемая мощность, кВт	5,5	15
Расход воды, л/мин. ($м^3$/час)	4 (0,24)	12 (0,72)
Расход дизельного топлива, кг/час	23	69
Вес установки, т	1,7	2,2

Ледоплавильный отсек предназначен для приема и плавления льда или нагрева воды, загрязненных нефтепродуктами, и получения водонефтяной эмульсии. В состав отсека входят:

- Загрузочный бункер специальной конструкции объемом 9 $м^3$. Конструкция загрузочного бункера рассчитана на его эксплуатацию в условиях повышенной влажности, солености воды и максимальных механических ударных нагрузок. Загрузочный бункер изготовлен из нержавеющей стали, с усиленными стенками. Для загрузки льда или загрязненной воды он оборудован подвижной крышкой, в рабочем положении крышка открыта, в транспортном положении – закрыта;
- Система паропроводов, обеспечивающих прием пара из парогенераторного отсека для плавления льда и нагрева воды, загрязненных нефтью, и получение водонефтяной эмульсии в загрузочном бункере;
- Трубопровод для передачи водонефтяной эмульсии в фильтросепараторный отсек.

Фильтросепараторный отсек предназначен для эффективного отделения нефти от воды в водонефтяных эмульсиях любой степени загрязнения. Состоит из насосного агрегата и технических средств фильтрации и сепарации. Насосный агрегат обеспечивает эффективное перекачивание вязких жидкостей с механическими включениями. По показателям надежности и износоустойчивости он превосходит все известные типы насосов, требует меньше электроэнергии, обладает уникальными эксплуатационными свойствами. Технические средства фильтрации и сепарации обеспечивают высококачественное разделение нефти и воды.

Их основные характеристики:

- Площадь фильтрации – 1,7 $м^2$;
- Период эксплуатации фильтроэлемента – более 3 лет;
- Автоматическая регенерация фильтроэлемента без его демонтажа из корпуса;
- Диаметр отверстий фильтроэлементов от 5 до 500 мкм.
- Непрерывность фильтрации – обеспечивается за счет установки двух фильтроэлементов – основного и резервного. В случае засорения основного фильтроэлемента, поток водонефтяной эмульсии автоматически перенаправляется на резервный фильтроэлемент. После очистки основного фильтроэлемента, он становится резервным.

Примечание:

а) дизельный парогенератор ИнтерБлок ST-302H применяется для ЛРН на поверхности льда,

б) дизельный парогенератор ИнтерБлок ST-102H применяется для ЛРН на водной поверхности.

>>>

Место отбора: до фильтрования **Код пробы 5/1**

Определяемые показатели	Результаты исследований	Погрешность результатов измерения	Норма ПДК	НД на методы испытаний
Нефтепродукты, мг/дм^3	2562,5	256,2	0,05	П НДФ 14.1:2.5-95

* СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.

Место отбора: после фильтрования **Код пробы 5/2**

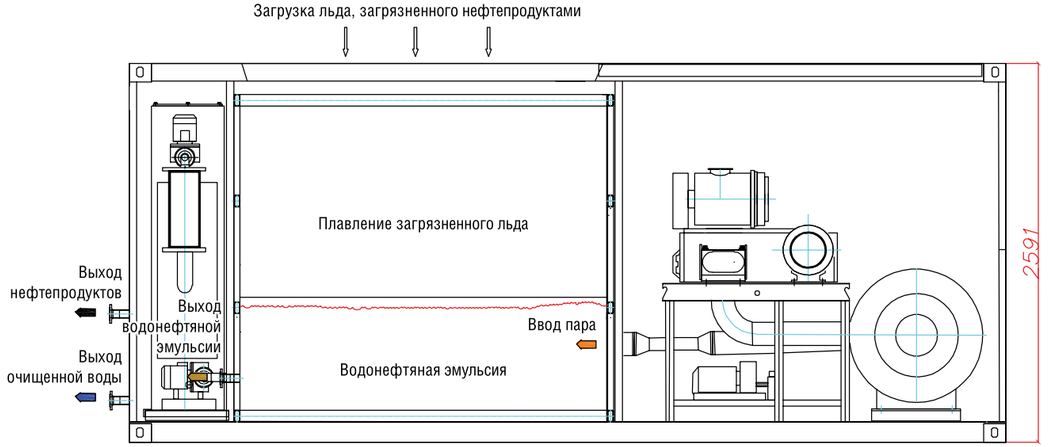
Определяемые показатели	Результаты исследований	Погрешность результатов измерения	Норма ПДК	НД на методы испытаний
Нефтепродукты, мг/дм^3	1,29	0,31	0,05	П НДФ 14.1:2.5-95

* СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.

Рис. 2. Результаты технологического процесса разделения водонефтяной эмульсии

Таблица 2. Основные технические характеристики АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл»

Наименование оборудования	Модель, характеристики
Парогенераторный отсек	
Парогенератор	ИнтерБлок ST-102H
Паропровод	Ø 108 мм
Пульт управления АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл»	(600x300x800) мм
Электрошкаф	(400x250x600) мм
Бак для дизельного топлива	0,8 м^3
Ледоплавильный отсек	
Ледоплавильный бункер	9 м^3, (2580x1880x2200) мм
Паровые регистры	Ø 76 мм
Трубопровод водонефтяной эмульсии	Ду 50 мм
Отсек фильтросепарации	
Насосный агрегат	Криброл ЭП
Узел сепарации и фильтрации	Криброл ЭВ-9/3
Трубопровод очищенной воды	Ду 125 мм
Трубопровод очищенной нефти	Ду 125 мм
Время плавления льда и отделения нефти от воды из 8 м^3 водонефтяной эмульсии, не более	1 час
Время очистки воды от нефтепродуктов объемом 8 м^3, не более	30 мин.



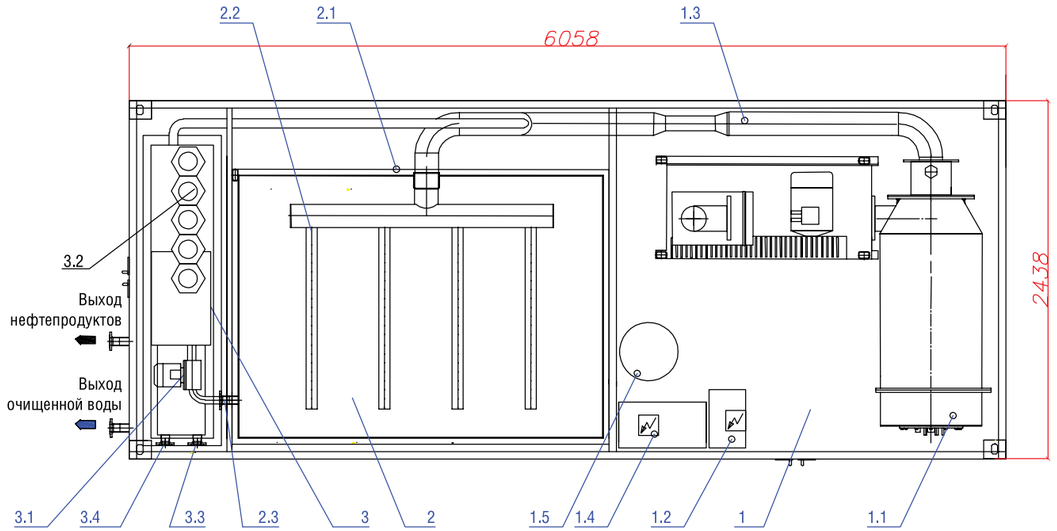


Рис. 3. Технологическая схема АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл»

Корабельный АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» в контейнерном исполнении устанавливается на палубе судна аварийно-спасательного дежурства (АСД). ЛРН начинается с загрузки загрязненных нефтью льда или загрязненной воды в загрузочный бункер ледоплавильного отсека. Одновременно парогенератор ИнтерБлок ST-302H (ST-102H) вырабатывает пар и подает его через греющие регистры в загрузочный бункер. В загрузочном бункере под действием пара происходит образование водонефтяной эмульсии, которая поступает в отсек фильтрации и сепарации для отделения нефти от воды. Время плавления льда объемом 8 м^3 с одновременным отделением нефти от воды не превышает 1 часа. Время очистки воды от нефтепродуктов объемом 8 м^3, собранной с поверхности моря, с одновременным отделением нефти от воды не превышает 30 мин.

После обработки, разделенные нефть и очищенная вода с помощью насосной станции поступают в соответствующие судовые танки.

>>>

Расчет затрат на энергоресурсы при ликвидации разлива 1000 тонн нефти на водной поверхности с отделением нефти от воды при использовании парогенератора ИнтерБлок ST-102H в составе АЛПК «ИНТЕРБЛОК–Криброл»

■ **Исходные данные**

1. Количество нефти, разлитой на водной поверхности – 1000 т;
2. Производительность АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» по нагреву загрязненной воды до температуры 15–20°С, получению водонефтяной эмульсии и отделению нефти от воды – 16 м^3/час;
3. Объемное соотношение «вода/нефть» принято 85%/15% или 13,8 т/час воды и 2 т/час нефти;
4. Основные характеристики дизельного парогенератора ИнтерБлок ST-302H:
   – тепловая мощность – 290 кВт,
   – максимальный расход топлива – 23 кг/час,
   – максимальный расход воды для парообразования – 0,24 м^3/час;
5. Максимальный расход электроэнергии АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» – 40 кВт;
6. Производственная мощность АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» – 48 т очищенной нефти в сутки.

■ **Принятая для расчетов стоимость энергоресурсов:**

- дизельного топлива – 40 руб./кг,
- воды – 40 руб./м^3,
- электроэнергии – 3 руб. за 1кВт*час.

■ **Расчетное время ликвидации разлива нефти**

Работа по ликвидации аварийного разлива нефти ведется круглосуточно.

Расчетное время ликвидации разлива 1 000 т нефти на водной поверхности при работе одного АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» с эффективной очисткой нефти от воды составит: Т = 1000 т : 48 т /сутки = **20 суток**.

Таблица 3.

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Количество часов работы АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» при ЛРН	24 час х 20 дн. = 480 час	
Затраты на топливо	23 кг/час х 480 час = 11040 кг	11040 кг х 40 руб. = 441600.00
Затраты на воду	0,24 м^3/час х 480 час = 115,2 м^3	115,2 м^3 х 40 руб. = 4608.00
Затраты на электроэнергию	40 кВт х 480час = 19200 кВт*ч	19200 кВт*ч х 3 руб. = 57600.00
Общие затраты на энергоресурсы в течение 480 часов работы		503808.00 руб.

Выводы

1. Расчетные затраты на энергоресурсы при ликвидации разлива 1000 т нефти с эффективной очисткой нефти от воды при использовании одного АЛПК «ИНТЕРБЛОК-Криброл» составят около 500 тыс. руб.
2. Удельные затраты на сбор 1 тонны нефти составят 503 руб./т.

Справочно:

1. Проект приказа Министерства по природным ресурсам РФ «Об утверждении методики расчета финансового обеспечения мероприятий, предусмотренных планом ЛРН» устанавливает лимиты финансового обеспечения для проведения операций по ликвидации разливов нефти:
   – для разлива 500 тонн требуется **5 млн. рублей**;
   – для разлива 5000 тонн – **44 млн. рублей**.
2. Удельные затраты на сбор 1 тонны нефти механическим способом оцениваются в диапазоне от **11000 – до 22000 руб./т.** «Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». Воробьев Ю. Л., Акимов В. А., Соколов Ю. И. Москва, 2005, стр.31.

Таким образом, технология ликвидации разливов нефти, разработанная Инженерной компанией «ИНТЕРБЛОК», имеет неоспоримые экологические, технологические и экономические преимущества перед всеми известными в настоящее время способами ЛРН. ●

ИНТЕРБЛОК™
ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ

ЗАО Инженерная компания «ИнтерБлок»
123592, Москва, ул. Кулакова, 20
тел. (495) 728-9293, 149-8781
e-mail: info@interblock.ru,
www.interblock.ru

SPECPRICEP

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО, ПРОДАЖА ПОЛУПРИЦЕПОВ.

- Универсальные решения любых задач;
- Плавность хода и высокая скорость движения;
- Активные оси SPECPRICEP с гидроприводом;
- Вся техника проверена в экстремальных условиях;
- Расширенный диапазон работы от -50°С до +40°С;
- Обработка цинком - защита от коррозии на 10 и более лет.

WWW.SPECPRICEP.RU 8-800-775-86-85 INFO@SPECPRICEP.RU

Современные энергетические установки АО «МОТОР СИЧ»

Акционерное общество «МОТОР СИЧ» – современное многопрофильное наукоемкое предприятие по разработке и производству современных газотурбинных двигателей и энергетических установок. АО «МОТОР СИЧ» предлагает заказчикам самые современные промышленные газотурбинные приводы, газотурбинные электростанции, газоперекачивающие агрегаты нового поколения и теплоэнергетические комплексы.

В настоящее время на предприятии АО «МОТОР СИЧ» серийно выпускаются энергетические установки ПАЭС-2500, ЭГ 6000 различных модификаций, имеется документация и опыт изготовления газоперекачивающих агрегатов.

В. А. БОГУСЛАЕВ *–*
Президент АО «МОТОР СИЧ»

С целью сохранения и расширения позиций на рынке газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов АО «МОТОР СИЧ», с одной стороны, постоянно модернизирует серийно выпускаемые энергетические установки, а с другой – проводит работы по созданию и освоению новых их образцов.

На сегодняшний день закончена модернизация и освоено производство электростанции «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Г-Т10500/6300», являющейся преемницей множества модификаций электростанций, мощностью 2,5 МВт, изготавливавшихся в течение последних десятилетий. Разработана конструкторская документация на двухтопливную электростанцию «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Д», в которой применяется успешно прошедший испытания газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5Д номинальной мощностью 2,5 МВт, работающий на газообразном или жидком топливе, а также на их смеси, с возможностью автоматического перехода или по команде оператора с одного топлива на другое без снятия нагрузки и остановки электростанции.

Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500Г, ПАЭС-2500Д предназначены для использования в качестве основного источника электропитания промышленных и бытовых потребителей при отсутствии магистральной энергетической сети, а также для покрытия пиковых нагрузок в качестве аварийного источника электропитания при наличии магистральной сети.

Электростанции могут работать на изолированную нагрузку и параллельно, как с энергосистемой неограниченной мощности, так и с другими электростанциями с аналогичными характеристиками системы регулирования (при соотношении мощностей не более 3:1 или 1:3), для чего комплектуются всей необходимой аппаратурой. Электростанции могут эксплуатироваться в различных климатических зонах в диапазоне температур от -60°С до +55°С, на высоте над уровнем моря до 1000 м.

При поддержке государства предприятием был осуществлен проект по созданию когенерационной энергосберегающей установки «Теплоэнергетический комплекс-3» (ТЭК-3).

ТЭК-3 включает в себя газотурбинную электростанцию производства АО «МОТОР СИЧ», которая вырабатывает электрическую мощность 2,5 МВт и котел-утилизатор тепловой мощностью до 5,6 Гкал/час.

Мировой опыт показывает, что когенерационные комплексы, как элементы «малой энергетики», наиболее эффективны в решении энергетических проблем. Уровень экологических показателей отвечает международным нормам. Утилизация продуктов сгорания природного газа равноценна дополнительному сокращению на 20-30% объемов парниковых газов и других компонентов.

На сегодняшний день реализовано более 3000 газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 различных модификаций, в условиях эксплуатации некоторые из них уже работают в составе теплоэнергетических комплексов.

Используя опыт эксплуатации ПАЭС-2500 в различных условиях, специалистами АО «МОТОР СИЧ» был разработан ряд технических предложений с использованием энергосберегающих технологий, среди которых когенерационный комплекс на базе газотурбинной электростанции «Мотор Сич ЭГ 6000» (ТЭК-6), который позволил бы получать до 6,06 МВт электрической энергии и до 9 Гкал/час тепла.

МС-10000-Э

На основании опыта изготовления и опыта эксплуатации газотурбинного привода АИ-336-2-10 было принято решение запроектировать и изготовить газотурбинный привод номинальной мощностью 10 МВт и оборотами свободной турбины 3000 об./мин. для создания газотурбинной электростанции.

В 2016 году на АО «МОТОР СИЧ» были проведены пробные пуски и испытание опытного образца газотурбинной электростанции (ГТЭ) ЭГ 8000 МС и газотурбинного привода (ГТП) ГТЭ-8,3/МС.
При выполнении испытаний была определена возможность повышения мощности привода. Были выполнены работы по модернизации, что привело к значительному улучшению технических характеристик, подтвержденных полученными в результате испытаний параметрами. Итогом работ стало создание на базе ЭГ 8000 МС новой ГТЭ номинальной мощностью 10 МВт названной МС-10000-Э.

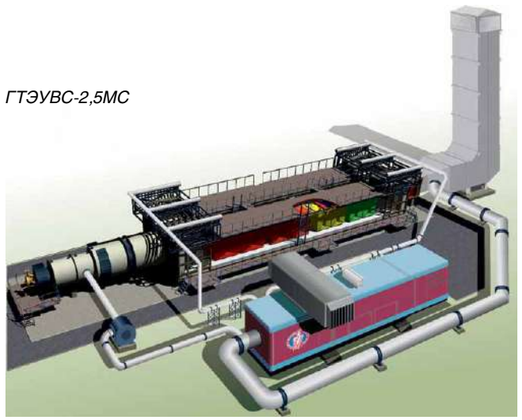
Электростанция МС-10000-Э сохранила преимущества конструкции ЭГ 8000 МС: безредукторную схему передачи крутящего момента, модульную конструкцию, высокие показатели экономической и топливной эффективности, при этом габаритные размеры и масса нового изделия не отличаются от прототипа.

Применение в конструкции ГТП устанавливаемого на электростанции тихоходной силовой турбины (3000 об./мин.) позволило реализовать передачу крутящего момента от ГТП к турбогенератору без использования редуктора, что повышает надежность, снижает массу конструкции, а также снижает эксплуатационные расходы на приобретение смазочных материалов. Электростанция оснащена экономичной системой электрического запуска ГТП, эффективным комплексным устройством очистки воздуха (КУВ) и системой шумоглушения, а также современной системой автоматического управления.

Использованные в конструкции МС-10000-Э решения, позволившие добиться высоких технических и эксплуатационных характеристик, а также неизменно высокое качество изделий АО «МОТОР СИЧ» дают основания считать, что новая электростанция займет свою нишу на энергетическом рынке.

В настоящее время специалисты АО «МОТОР СИЧ» работают над проектом качественно нового энергетического комплекса, использующего в качестве топлива синтез-газ, который получается при утилизации твердых бытовых отходов и отходов хозяйственной деятельности, а также сланцевый газ и шахтный метан.

ГТЭУВС-2,5МС



Ядром комплекса служит, разработанная на АО «МОТОР СИЧ», газотурбинная энергоустановка внешнего сгорания ГТЭУВС-2,5МС.

Принципиальным отличием ГТЭУВС-2,5МС от традиционных энергетических (паровых и газовых) промышленных установок является использование в качестве рабочего тела, приводящего турбину во вращение, предварительно сжатого и подогретого продуктами сгорания в агрегате подогрева сжатого воздуха (АПВС) атмосферного воздуха.

Эта особенность ГТЭУВС-2,5МС позволяет:

- избежать химического и эрозионного воздействия продуктов сгорания топлива на детали турбины,
- исключить использование воды и пара в рабочем цикле энергоустановки.

АО «МОТОР СИЧ» занимает достойное место среди поставщиков современного оборудования для топливно-энергетического комплекса. Предприятие может предоставить целый ряд современных высокоэффективных газотурбинных промышленных приводов, выполнить полный комплекс работ по реконструкции существующих газоперекачивающих агрегатов, обеспечить поставку широкой гаммы экономичных и надежных приводов газотурбинных электростанций.

Таким образом, АО «МОТОР СИЧ» не только подтверждает статус современного предприятия, определяющего топливно-энергетическую политику, но и готово идти в ногу со временем, предлагая на внешний рынок свои новые идеи и решения.

Надеемся, что новая продукция производства АО «МОТОР СИЧ» поможет специалистам энергетической отрасли сэкономить энергию и сохранить экологию. ●

АО «МОТОР СИЧ»
69068, Украина, г. Запорожье, пр. Моторостроителей, 15
тел. (38061) 720-48-85, факс (38061) 720-45-28
e-mail: oeu.ugk@motorsich.com
www.motorsich.com

КАЛЕНДАРЬ
осень 2017 - весна 2018
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas conference

18 - 23 сентября
Анапа, Россия

8-я Международная научно-практическая конференция
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

23 - 28 октября
Сочи, Россия

5-я Международная научно-практическая конференция
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ
ООО «Издательский дом «Нефть. Газ. Новации»
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

Март 2018
Сочи, Россия

7-я Международная научно-практическая конференция
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2018

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

Май 2018
Сочи, Россия

13-я Международная научно-практическая конференция
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2018

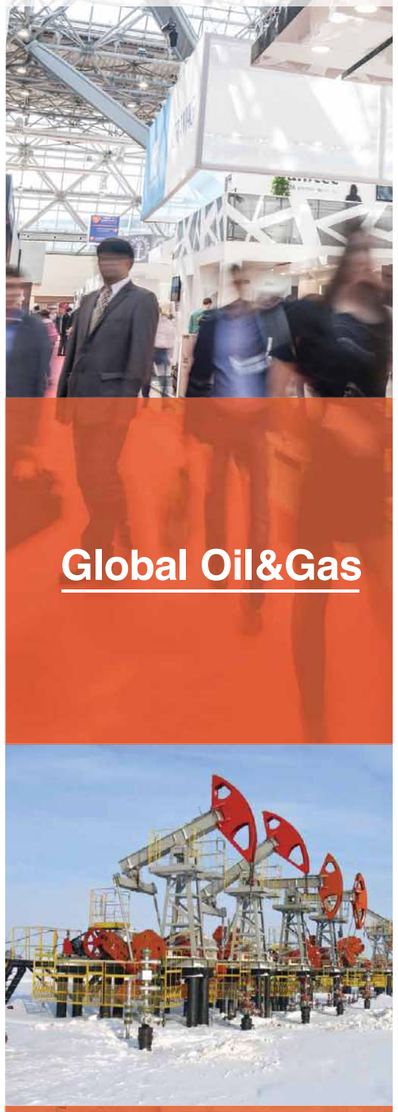
ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

(861) 212-85-85
oilgasconference@mail.ru
www.oilgasconference.ru

ITE Oil&Gas
2017–2018
НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ITE



Global Oil&Gas

Connecting your business to the world

АЗЕРБАЙДЖАН
CASPIAN OIL & GAS
25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5–8 июня 2018 I Баку

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
AFRICA INDEPENDENTS FORUM
май 2018 I Лондон

ГРЕЦИЯ
GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST EUROPE AND MEDITERRANEAN
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
27–28 сентября 2017 I Афины

ИНДИЯ
IORS
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»
сентябрь 2017 I Мумбаи

КАЗАХСТАН
KIOGE
25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
4–6 октября 2017 I Алматы

РОССИЯ
MIOGE
15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
18–21 июня 2018 I Москва Крокус Экспо

RPGC
14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018
18–19 июня 2018 I Москва Крокус Экспо

ТУРКМЕНИСТАН
OGT
22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
2–3 ноября 2017 I Ашхабад

УЗБЕКИСТАН
OGU
22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
16–18 мая 2018 I Ташкент

ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА
AFRICA OIL WEEK
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
23–27 октября 2017 I Кейптаун

ОРГАНИЗАТОР
Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана **международная сеть офисов ITE: более 30 офисов в 17 странах мира, в том числе** 5 офисов в России.

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических **мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:**
- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

17 октября 2017 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

BALTECH
RELIABILITY TECHNOLOGIES

Главному инженеру. Главному механику. Главному энергетику
Руководителю отдела диагностики. Руководителю отдела подготовки кадров

ОФИЦИАЛЬНОЕ ПРИГЛАШЕНИЕ

Учебный центр повышения квалификации и переподготовки кадров «БАЛТЕХ» приглашает Вас и технических специалистов Вашего предприятия принять участие в

17 Лет Вместе с Вами 2000-2017

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОМ СЕМИНАРЕ
«Технологии Надежности»
Reliability Technologies

24-27 октября 2017 в г. Санкт-Петербург

СЕМИНАР XLI IORS-2020

В ПРОГРАММЕ УЧЕБНОГО КУРСА:

1. КОНЦЕПЦИЯ «ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ»
Подходы к организации службы технической диагностики на предприятии.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ТОИР
Механизмы оценки действующей системы ТОиР, настройка системы ППР. Этапы перехода на обслуживание по фактическому состоянию.

3. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ МАШИН:
- Основы центровки оборудования, методы ее проведения для различного оборудования.
- Нормы, допуски, стандарты и отчетная документация.
- Вибродиагностика и виброконтроль, экспертные системы.
- Динамическая балансировка роторов в собственных опорах.
- Балансировочные станки.
- Стационарные системы мониторинга и виброзащиты.
- Тепловизионный и пирометрический контроль и диагностика.
- Анализ масел и смазок (трибодиагностика).

4. НАДЕЖНОСТЬ ПОДШИПНИКОВЫХ УЗЛОВ
Практические решения повышения надежности подшипникового узла (требования для производителя/поставщика, входной контроль качества, хранение, монтаж, эксплуатация и ремонт узла):
- Определение причин отказов. Таблица ответственности.
- Производители подшипниковой продукции и их оценка.
- Нормативная база по контролю качества подшипников.
- Классификация, взаимозаменяемость и особенности применения подшипников при определенных условиях эксплуатации.
- Методы, технологии и инструмент обеспечения надежности подшипникового узла.

5. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ:
- **Тепловизоры и пирометры.**
- **Системы лазерной центровки.**
- **Приборы вибродиагностики и динамической балансировки.**
- **Балансировочные станки.**
- **Инструмент для обслуживания подшипниковых узлов.**

ВНИМАНИЕ! ВОЗМОЖНО ВКЛЮЧЕНИЕ В ПРОГРАММУ ДОКЛАДОВ УЧАСТНИКОВ!
на определенных условиях, при согласовании плана

Всем слушателям выдается **СВИДЕТЕЛЬСТВО УСТАНОВЛЕННОГО ОБРАЗЦА**

Для участия в семинаре необходимо!
1. Выслать заявку по факсу +7 (812) 335-00-85 или по электронной почте info@baltech.ru
2. Получить схему проезда

Стоимость участия составляет 39 000 руб. в т.ч. НДС (18%)

ВНИМАНИЕ! СКИДКИ!
- 5% При обучении 2-х учащихся
- 10% При обучении 3-х учащихся
- 15% При обучении 4-х учащихся
- 20% При обучении 5-ти учащихся

Место проведения и гостиница:
Учебный центр повышения квалификации и переподготовки кадров «БАЛТЕХ» г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 40, м. «Выборгская»

Учащимся организуются обеды, бронируется гостиница, организуется экскурсионное обслуживание

Лицензия на осуществление образовательной деятельности №1872 от 06.05.2016

ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ ВЫ МОЖЕТЕ ПОЛУЧИТЬ

+7 (812) 335-00-85 **info@baltech.ru** **www.baltech-center.ru**

ЦЕНТРОВКА • БАЛАНСИРОВКА • АНАЛИЗ МАСЕЛ • КОНТРОЛЬ ГЕОМЕТРИИ • ИНСТРУМЕНТ

BALTECH RELIABILITY TECHNOLOGIES

Посещение выставки и деловой программы PCVExpo – надежный ресурс получения уникальной отраслевой информации

Выставка PCVExpo 2017 предоставит своим посетителям доступ к самым последним достижениям в области насосного оборудования, компрессорной техники, трубопроводной арматуры, приводов и двигателей.

***Наталья МЕДВЕДЕВА** – директор выставки PCVExpo, руководитель по продажам ITE Москва*

PCVExpo 2017 состоится с 24 по 26 октября 2017 года в МВЦ «Крокус Экспо» г. Москвы.

Для получения электронного билета необходимо воспользоваться промо-кодом pcv17pNGZE.

PCVExpo – это международная выставка, на которой отечественные и зарубежные производители представят все лучшее, что они разработали и выпустили в этом году, посетители увидят оборудования в действии, смогут выбрать промышленные насосы, компрессоры, арматуру, приводы и двигатели для обеспечения технологических процессов своих предприятий.

Специалисты их нефтегазовой, химической, энергетической отрасли, сферы ЖКХ и машиностроения не только получат инсайдерскую информацию о новейших технологиях на стендах участников выставки, но и смогут принять участие в более 10 мероприятиях деловой программы выставки.

Участники PCVExpo 2017

Более 150 компаний продемонстрируют свое оборудование на площади свыше 5000 кв.м.

Посетив PCVExpo в этом году, можно будет ознакомиться и изучить технические и эксплуатационные характеристики оборудования как постоянных участников выставки, таких как Bauer Kompressoren, Sotras, Kaeser Kompressoren, Camozzi Пневматика, Группа ГМС, Aerzen, так и компаний, которые впервые примут в этом году участие в PCVExpo:

- «Дифференцированная промышленная арматура», приоритетным направлением деятельности компании является изготовление кранов шаровых, клапанов запорных, сильфонных, обратных, герметических, регулирующих, предохранительных, регуляторов давления, клапанов избыточного давления, задвижек и затворов дисковых для атомной энергетики.
- EKF – один из ведущих российских производителей высококачественной низковольтной электротехники.
- «Завод НефтеГазовых Компонентов» по производству трубопроводной арматуры, основанный в 2016 году, имеющий собственное механообрабатывающее, механосборочное и вспомогательное производства, оснащенные современным технологическим оборудованием.
- Компания «РПК Инжиниринг», предлагающая инновационные конструктивные решения, подтвержденные патентами, передовые технологии производства компрессоров.
- «Завод кольцевых заготовок» выпускает фланцы, фланцевые заготовки и другие детали трубопроводов с габаритными размерами наружного диаметра до 2250 мм и массы до 2000 кг и более 230 других новых участников.

Деловая программа

В 2017 году деловая программа выставки PCVExpo будет еще более насыщена специализированными мероприятиями.

Вот лишь некоторые конференции и семинары, ориентированные на решение актуальных задач, которые могут посетить участники и гости выставки:

- **24 октября:**
  - Межотраслевая научно-практическая конференция «Актуальные вопросы опытно-промышленных испытаний, диагностики, ремонта и технического обслуживания оборудования для нефтегазовой отрасли и объектов энергетики».
  - Конференция «Новинки и решение проблем отраслей энергетики и нефтехимии».
- **25 октября:**
  - Научно-практический семинар «Технологии, оборудование и материалы, используемые при производстве и эксплуатации узлов трубопроводных систем».
  - Семинар «Литье – основа совершенства насосной и арматурной продукции».
- **26 октября:**
  - Международная научно-техническая конференция «ECOPUMP-RUS 2017. Энергоэффективность и инновации в насосостроении. Импортозамещение и локализация производства в России».

С подробной деловой программой выставки PCVExpo, а также одновременно проходящих выставок можно ознакомиться на сайте ***www.pcvexpo.ru***

Нетворкинг

Выставка и мероприятия деловой программы – это прекрасная возможность расширить свои бизнес-контакты. Выставку PCVExpo посещают представители предприятий из широкого спектра отраслей промышленности, применяющих насосы, компрессоры, арматуру и приводы в своих технологических процессах.

Посетители выставки, семинаров и конференций – руководители производственных предприятий, начальники отделов закупок, технические и коммерческие директоры, главные инженеры и главные механики, научные сотрудники, проектировщики, а также представители комплектующих организаций и торговых домов.

Причины посетить PCVEXpo

Посещение выставки PCVEXpo – это возможность всего за 3 дня:

- Провести личные переговоры с руководителями компаний – производителей и поставщиков насосного, компрессорного оборудования, арматуры, приводов и двигателе из различных регионов России, а также из Китая, Италии, Республики Беларусь, Германии, Чехии, Кореи и других.
- Выбрать поставщика оборудования в соответствии со своими задачами.
- Узнать о перспективных технологиях, новых стандартах, требованиях на мероприятиях деловой программы. ●

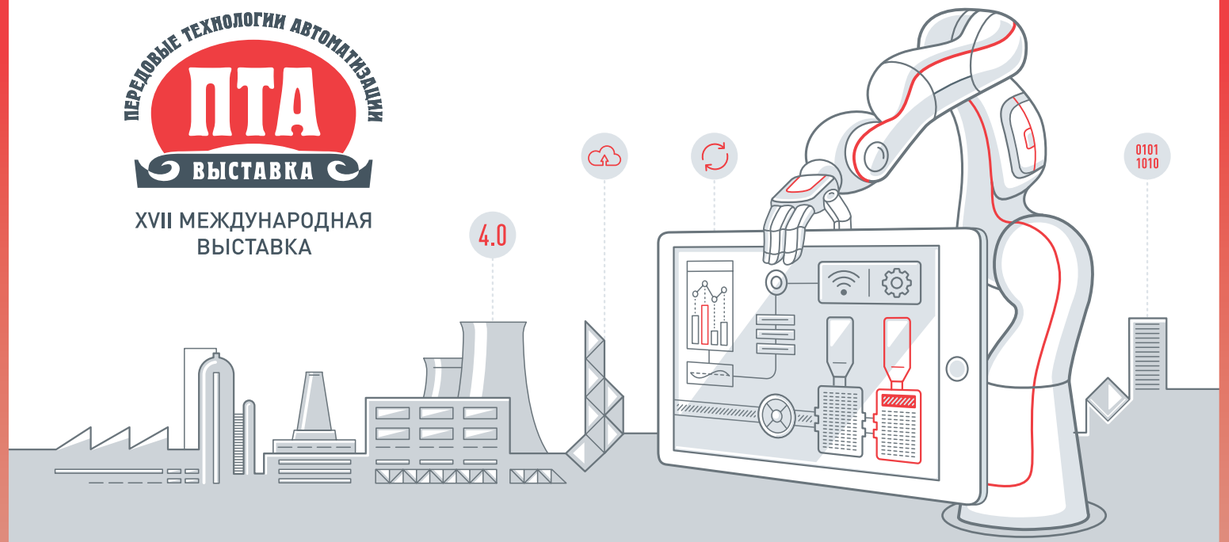
Откройте новые перспективы для себя и своей компании на PCVExpo 2017!
www.pcvexpo.ru

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА

ВЫСТАВКА

XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА



ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА-2017

31 ОКТЯБРЯ-2 НОЯБРЯ 2017

ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР», МОСКВА

- Автоматизация промышленного предприятия
- Автоматизация технологических процессов
- Бортовые и встраиваемые системы
- Системная интеграция и консалтинг
- Системы пневмо- и гидроавтоматики
- Измерительные технологии
- Робототехника и мехатроника
- Облака, IoT, Big Data в промышленности

В ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЕ

- Импортозамещение: от контроллера до АСУП
- Промышленная автоматизация: на пути к INDUSTRY 4.0
- Промышленные Облака, Интернет вещей, Большие данные

При поддержке:

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Организатор: Экспотроника

+7 (495) 234-22-10
info@pta-expo.ru
www.pta-expo.ru

Организатор VOSTOCK CAPITAL

Oil TERMINAL 2017

23–24 ноября, Санкт-Петербург

XII стратегический конгресс и выставка

Транспортировка, переработка и торговля нефтью, СУГ и нефтепродуктами

XII техническая конференция

Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной эксплуатации

Среди докладчиков и почетных гостей:

Камбиез Зандиех, Генеральный директор, **Dunlop Oil & Marine**

Сергей Мироненко, Генеральный директор, **Газпромнефть Терминал СПб**

Фарит Шафеев, заместитель исполнительного директора — главный инженер, **Лукойл–КНТ**

Александр Мороз, Региональный менеджер по России и Казахстану **HMT Rubbaglas**

Антон Ницин, Первый заместитель главного инженера — главный инженер, **РПК–Высоцк Лукойл II**

Михаил Лисанов, Директор Центра анализа риска, **НТЦ исследований проблем промышленной безопасности**

- Познакомьтесь с **300+ лидерами отрасли,** в том числе с более чем **70 руководителями** международных и российских нефтегазовых, трейдинговых и транспортных компаний, нефтяных терминалов и нефтебаз, ведущих морских портов
- Получите **информацию о текущих и перспективных проектах** в областипроектирования, строительства и реконструкции нефтебаз и нефтяных терминалов
- Встретьтесь с **главными инженерами, технологами, метрологами** таких компаний как Транснефть, КазТрансОйл, Татнефть, Сургутнефтегаз, РН-Туапсенефтепродукт и многих других
- **НОВОЕ! Технический визит** на **ПТК-Терминал**

Зарегистрируйтесь сейчас:

www.oilterminal.org
events@vostockcapital.com
+44 207 394 30 90
+7 (499) 505 1 505

Золотые спонсоры: DUNLOP OIL & MARINE

Серебряный спонсор: Endress+Hauser People for Process Automation

Бронзовый спонсор: EMERSON

Cabex — энергия успеха

Cabex

ufi Approved Event

17-я Международная выставка кабельно-проводниковой продукции

20–22 марта 2018 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

- Кабели и провода
- Кабельные аксессуары
- Электромонтажные изделия
- Оборудование для монтажа и прокладки кабеля

забронируйте стенд
www.cabex.ru

Реклама

Организаторы:

ITE
Тел.: +7 (499) 750 08 28
E-mail: cabex@ite-expo.ru

ОАО «ВНИИКП»

Ассоциация Электрокабель

Генеральный информационный партнер
RusCable.Ru
Энергетика. Электротехника. Связь.
Первое отраслевое электронное СМИ ЭЛ № ФС77-28661

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,
ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2018

16–19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

Министерство энергетики Российской Федерации
Минпромторг России
РСПП
Российское Газовое Общество
Союз нефтегазопромышленников России
Экспоцентр — Международные выставки и конгрессы — Москва
Messe Düsseldorf

XIV МОСКОВСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

ТОЧНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ — ОСНОВА КАЧЕСТВА И БЕЗОПАСНОСТИ

проводится в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2014 г. № 541-р

15-17 мая 2018 г.,
Москва, ВДНХ,
павильон 75, «Россия»

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Консолидация усилий власти, науки и бизнеса в развитии отечественного приборостроения для обеспечения нужд промышленности и оборонного комплекса страны, а также повышение эффективности российской системы измерений, совершенствование нормативной базы метрологии с учетом международных тенденций в целях поддержки инноваций и их продвижения.

ПРОГРАММА ФОРУМА

METROLEXPO
Метрология и Измерения
14-я выставка средств измерений, испытательного оборудования и метрологического обеспечения.

CONTROL&DIAGNOSTIC
Контроль и Диагностика
7-я выставка промышленного оборудования и приборов для технической диагностики и экспертизы.

RESMETERING
Учёт энергоресурсов
7-я выставка технологического и коммерческого учета энергоресурсов.

LABTEST
Лабораторное оборудование
6-я выставка аналитических приборов и лабораторного оборудования промышленного и научного назначения.

PROMAUTOMATIC
Приборостроение и автоматизация
6-я выставка оборудования и программного обеспечения для технологических и производственных процессов.

WEIGHT SALON
Весовой салон
2-я выставка весового оборудования.

Организаторы: МИНПРОМТОРГ РОССИИ; РОССТАНДАРТ

Поддержка: Аппарат Правительства Российской Федерации

Международные партнеры: Bureau International des Poids et Mesures; OIML; COOMET

Стратегический партнер: РОСТЕХ МОСКВА

Ключевые партнеры выставки: ФАНО России; Фонд содействия инновациям; РОСАТОМ; РЖД; КРЭТ; ТПП РФ

Генеральный партнер: KEYSIGHT TECHNOLOGIES

Устроитель и выставочный оператор: Экспострой

ДИРЕКЦИЯ ФОРУМА

129344, Москва, ул. Искры д. 31, корп. 1, Технопарк ВДНХ
Тел./Факс: +7 (495) 937-40-23 (многоканальный)

www.metrol.expoprom.ru
E-mail: metrol@expoprom.ru

22-25 мая 2018
УФА ➤ ВДНХ ЭКСПО

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVI международная выставка

UFI Approved International Event

Член Российского союза выставок и ярмарок

УРОВЕНЬ ОТТОЧЕННЫЙ ГОДАМИ

ОРГАНИЗАТОРЫ: Правительство Республики Башкортостан; Министерство промышленности и инновационной политики РБ; БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: Министерство энергетики РФ; МИНПРОМТОРГ РОССИИ; Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158
Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93
E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

gntexpo.ru
@gazneftufa
#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

БВК Башкирская выставочная компания
ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД
www.gntexpo.ru

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство природных ресурсов и экологии РФ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазо-промышленников России

ПРОИЗВОДСТВО и ПОСТАВКА ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Термоусаживаемые манжеты МТР

Уплотнения кольцевых пространств UGS

Однокомпонентный водонепроницаемый герметик SEALTAQ

Уплотнения кольцевых пространств Modul Seal

Взрыворазрядные панели RSBP

Опорно-направляющие кольца

Герметизирующие манжеты MG, KT

Разрывные мембраны Donadon SDD

Механическая и антикоррозионная защита Fibertec

Затворы обратные 19с74нж, 19нж74нж

Общество с ограниченной ответственностью
ЭнергоАрм

191036, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. 1-я Советская, д.12, офис 16
тел./факс: (812) 717-12-90, 717-21-52
e-mail: energoarm@yandex.ru, enarm@enarm.ru
www.enarm.ru

РТМТ

Идеальное исполнение!

Разработка и производство трубопроводной арматуры высокого качества.

Экологическая безопасность и надежность продукции, оперативность и ответственность в работе.

ООО «РТМТ»

Россия, 105064, Москва, ул. Старая Басманная, д. 12, стр. 5, офис 6

т. (495) 730-97-80, ф. (495) 730-97-80

Адрес производства:

Россия, 640014, г. Курган, ул. Бурова-Петрова, д. 132, стр. 4

www.rtmt.ru, info@rtmt.ru