Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

2/2018 '64

НЕФТЬ И ГАЗ

всероссийский отраслевой
информационно-технический журнал

ИНЖИНИРИНГ
В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

АО «МНГИ» **WWW.MNGI.SU**

Подробнее на стр. 10–12

- Разработка, изготовление, предоставление в аренду нефтегазо-промыслового оборудования
- Проектирование объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа
- Исследование, освоение и эксплуатация нефтегазо-добывающих скважин
- Строительно-монтажные работы
- Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы
- Грузо-перевозки и аренда спецтехники

URAL NEXT

НАДЕЖНЫЙ ГРУЗОВИК ДЛЯ УСПЕШНОГО БИЗНЕСА

ФИРМЕННЫЙ ЛИЗИНГ ОТ 0%*

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

www.uralaz.ru
8-800-100-11-74
Звонок по России бесплатный

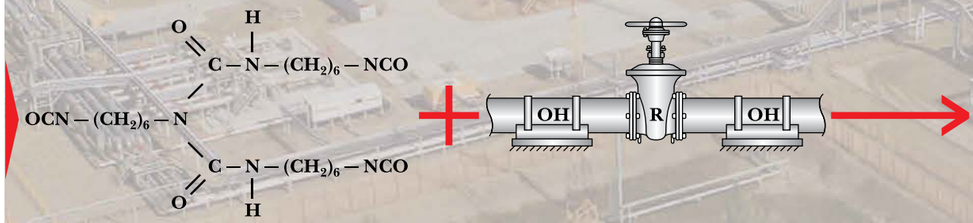
После подписания данного издания в печать в комплектацию, технические характеристики, доступные цвета, стандартное оснащение и опции, во внешний вид и функции автомобилей «УРАЛ» могут быть внесены изменения.

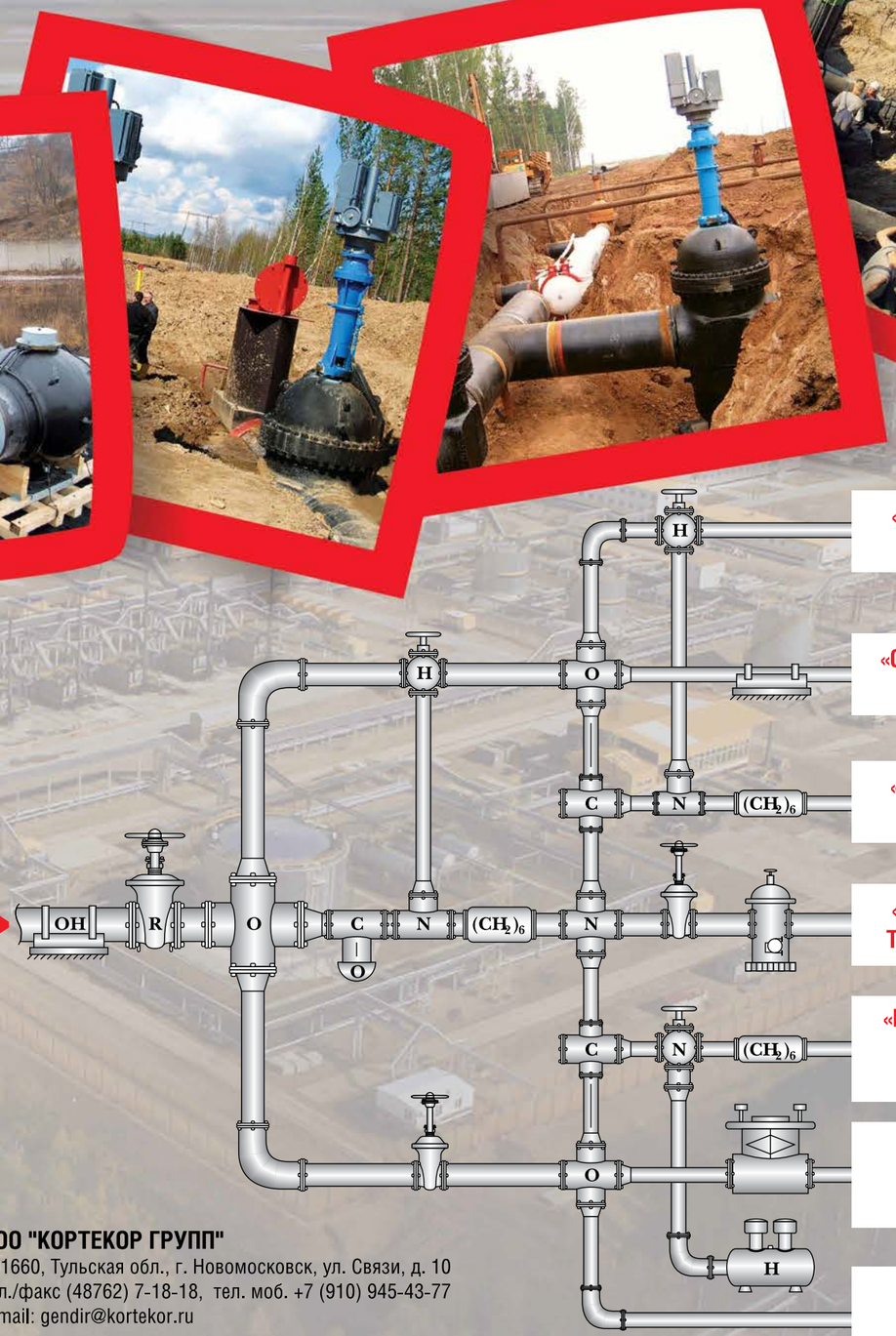
В иллюстрациях могут быть изображены принадлежности и элементы дополнительно комплектации, не входящие в базовый объем поставки. Возможны отклонения в цветопередаче, обусловленные техникой печати. За консультациями по представленному продукту рекомендуем всегда обращаться к производителю или официальному дилеру.

УРАЛ
Автомобильный завод

КОРРОЗИЯ ПОД КОНТРОЛЕМ!

АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОЛИУРЕТАНОВОЕ МОРОЗОУСТОЙЧИВОЕ НАРУЖНОЕ ПОКРЫТИЕ УСИЛЕННОГО ТИПА





- 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 трубопроводов, монтажных узлов и диэлектрических вставок, фильтров-решеток, емкостного подземного оборудования. Изоляция поверхности под ППУ оболочкой.
- Покрытие на основе композиции «КОРТЕКОР-867» относится к типу М (морозоустойчивое) и типу Пк-40, Пк-60, М Пк-40, М Пк-60, для хранения и эксплуатации изделий с покрытием от -50°С до +60°С. Соответствует техническим требованиям ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром».

«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 обл., г. Новомосковск, ул. Связи, д. 10
тел./факс (48762) 7-18-18, тел. моб. +7 (910) 945-43-77
e-mail: gendir@kortekor.ru

www.kortekor.ru

614034, Россия,
г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 250 09 79
elastoplast@perm.ru

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Изделия из полиуретана для всех отраслей промышленности
Полиуретановые системы компонентов

О производстве

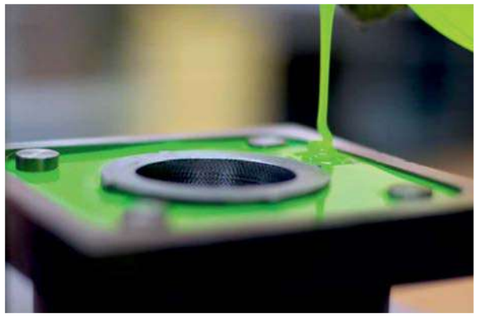
Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. Учредители предприятия — выходцы из ИТХ РАН (Институт технической химии Российской академии наук). На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности: нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, пищевой, сельскохозяйственной и автомобильной.

Консультация и сопровождение

Более десяти лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.

Уникальная линейка составов

Технологи компании «Эластопласт» находятся в постоянном поиске сочетаний диизоционатов и полиолов. В зависимости от условий конечного использования продукции, диапазон твердостей может варьироваться от 50 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору Д, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики. В целях удовлетворения разнообразных запросов клиентов, ООО «Эластопласт» располагает собственной лабораторией, где разрабатываются и проходят испытания новые составы.



Знания сфер применения

Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных маслах и растворителях, а также озоно- и радиационно-стойкостью. Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе.

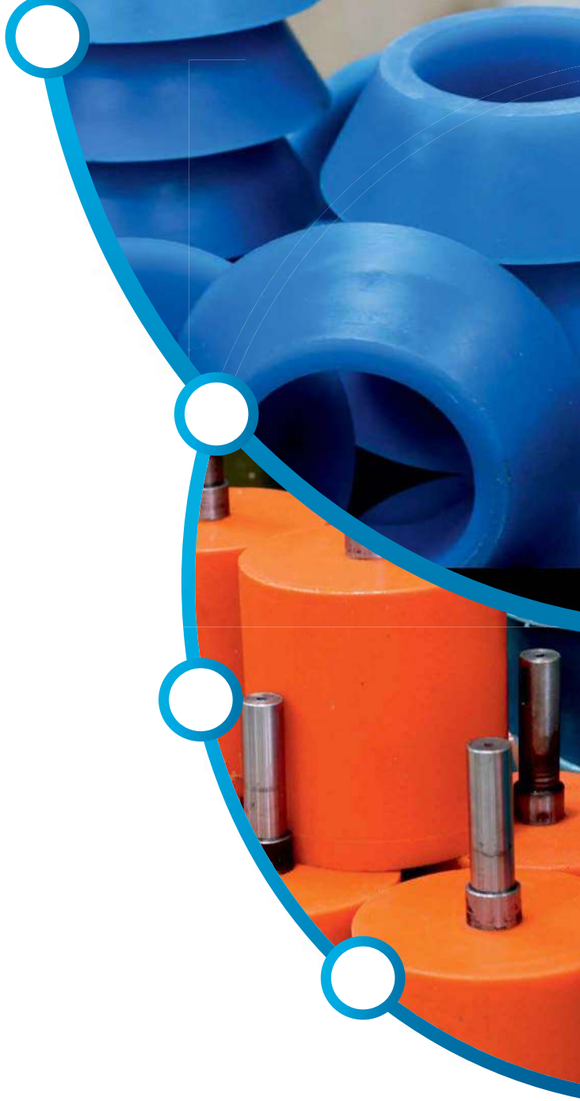
Инженерный подход к каждому проекту

Инженеры «Эластопласта» проводят широкий спектр работ, направленных на разработку чертежей литьевых форм и изделий, а также дают консультации по техническим вопросам применения литьевых полиуретанов на производственных предприятиях, что позволяет получить эффективное и практичное промышленное решение.
Твердое стремление способствовать успеху заказчика и достичь долгосрочного сотрудничества - одна из основных ценностей нашей компании.

О продукции

Основной девиз нашей компании: «Закажите любое изделие из полиуретана по Вашему эскизу или чертежу». Из опыта работы видно, что области применения полиуретановых эластомеров безграничны: от колес для роликовых коньков до сложных габаритных изделий промышленного назначения. Поэтому каждый месяц в нашем списке номенклатуры прибавляются новые позиции. Вот далеко не полный перечень того, что производит «Эластопласт»:

- манжеты, прокладки, уплотнения;
- колеса и ролики для напольного транспорта;
- покрытие полиуретаном валов, стержней, колес, подшипников;
- стержни, блоки;
- уплотнения клапанов, манжеты для поршней насосов;
- ролики, валы, втулки, полуролики;
- различные футеровки;
- сайлентблоки, амортизаторы, виброгасители;
- пуансоны, матрицы, буферы, прижимы;
- релевочные и штанцевые бандажи;
- обувной полиуретан, блоки и в нарезку;
- мембраны, диафрагмы к насосам;
- листы, ленты;
- шары и диски любого диаметра для очистки нефте- и газопроводов;
- направляющие цепей, скользуны;
- скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.



«Эластопласт» — компания, движимая увлеченным желанием практического применения уретановых эластомеров. Активная и слаженная работа коллектива целенаправленно ведет компанию по пути развития и совершенствования.

Технический директор:
Федосеев Николай Алексеевич

www.elastoplast.pro

СОДЕРЖАНИЕ #2/2018 (64)

10
Расширение функциональных возможностей «Мобильных измерительных комплексов для освоения нефтегазоконденсатных скважин» (МИКОНС)
А. В. Костюхин, В. В. Кальницкий, М. Ю. Каледин – АО «МодульНефтеГазИнжиниринг»

30
Шлангенз. Вперёд к новым достижениям
А. А. Ткаченко – ООО «Шлангенз»

34
Установки типа БДР
АО «НЕФТЕМАШ»–САПКОН

38
Укрощение русской зимы. Теплотехника от ИЭМЗ «Купол» – победа над холодом
А. Солдаткин - АО «ИЭМЗ «Купол»

42
Производство гнутых отводов с использованием технологии индукционного нагрева. Трехмерная гибка труб
ООО «Серебряный мир 2000»

14
Пространственный прогноз ФЕС по данным электромагнитных зондирований и ГИС
Н. И. Мастепанов, А. С. Новиков, В. В. Спичак – ООО «МИП Георазведка плюс»; Д. Ю. Сериков – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

20
Керамический пропант или песок?
А. В. Можжерин - АО «Боровичский комбинат огнеупоров»; А. Ю. Коржавин ООО «Торговый Дом БКО»

24
Шарошечное буровое долото с гидромониторной промывкой и эжектированием через отверстия в лапах
Д. Ю. Сериков, А. В. Васильев – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

36
ГЕА Рефрижерейшн РУС. Перевалка СУГ. Дожимные компрессорные станции отгружены из Климовска в Тамань
ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС»

48
Мобильная трубопроводная система на основе полиуретановых плоскосворачиваемых рукавов. Теория и практика
Ю. О. Артюхов – ООО «БАЛТИКФЛЕКС»

52
Эффективная защита от коррозии с использованием систем лакокрасочных покрытий
ООО «Стилпейнт-Ру. Лакокрасочная продукция»

56
Технологии покрытий и ремонта
ООО «Антифреттинг»

СФЕРА. Нефть и Газ
№ 2/2018 (64)

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

Заявленный тираж 15000 экз.
Дата выхода 13.04.2018г.
Цена свободная.

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

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.

Исполнение ФЗ № 219-ФЗ в части оснащения стационарных источников выбросов АИС

+7 (812) 425-4410 www.ingecros.ru info@ingecros.ru

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ

АПК «ЭкоСмарт»
Газоанализаторы «ЭкоСмарт» + ПО «ЭкоСмарт»

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ

- Оперативная обработка данных с использованием современных информационных технологий
- Прогноз распространения загрязнения атмосферного воздуха

ЭКРОС-ИНЖИНИРИНГ

+7 (812) 425-4410 www.ingecros.ru

СОДЕРЖАНИЕ #2/2018 (64)

78

Обзор оборудования для объектов нефтегазовой отрасли
ООО НПО «Вакууммаш»

82

Расходомеры ультразвуковые Ирга-РУ
М. А. Величко - ООО «ГЛОБУС»

86

Повышение эффективности работы технологического оборудования и снижение затрат на обслуживание
Р. А. Романов – ООО «Балтех»

90

Кабели огнестойкие для систем безопасности и автоматизации нефтегазовой отрасли
ООО НПП «Спецкабель»

96

Бетонное полотно – прочность армированного бетона, гибкость рулонных материалов
ООО «Конкрит Кэнвас Раша»

58
РЭП Холдинг: на пути к импортонезависимости
А. Горин – АО «РЭП Холдинг»

62
Теплообменное оборудование РоСВЕП и технологии его применения в нефтегазовой отрасли
ООО «Р-С-Т»

64
Кавитационная конверсия мазута газовых конденсатов в дизельно-бензиновые дистилляты. Часть 2 – Методика кавитационного процессинга
А. К. Курочкин – «Термакат»; Н. В. Мотин – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; С. З. Алексеев – ОАО «Газпром»; А. А. Курочкин – ООО «Виста-Термакат»

76
Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» – более 5 лет на рынке
Г. В. Иванченко – ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»

92
Противоаварийное управление энергообъектами Усть-Тегусского и Урненского месторождений нефти
Н. Е. Долгих – ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»; А. Б. Афанасьев – ООО «РН-Уватнефтегаз»

100
ТЭК – экология – ГИДРОКОР
ООО «Строительная компания «Гидрокор»

104
Не упустить момент
В. И. Алексеев – ООО «Невский Экологический Проект», Е. В. Алексеева

106
Современные энергетические установки АО «МОТОР СИЧ»
В. А. Богуслаев - АО «МОТОР СИЧ»

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

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

Главный редактор: Андрей Назаров

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

Ответственный секретарь: Кира Шустрова

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

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

Дизайн и верстка: Наталья Ананьева

Корректура: Анна Вольфберг

Специальный корреспондент: Наталья Кунакова

Отдел подписки: Олеся Тарасова

Отдел распространения: Галина Чуприкова

Выставочная деятельность: Кристина Глинкина

ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ
ТРЕХМЕРНАЯ ГИБКА ТРУБ

ООО «Серебряный мир 2000»
тел/факс: (343) 270-58-85, 385-05-85
620089, г. Екатеринбург, ул. Луганская, д. 2, оф. 1
e-mail: office@sm2000.ru
www.sm2000.ru

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,

>>>

...монтаж измерительного комплекса для эксплуатации одиночной скважины занимает около 5 дней, монтаж мини-УПН на базе МИКОНС занимает 60–90 дней!

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».

В настоящее время комплексы МИКОНС производства АО «МНГИ» успешно эксплуатируются на месторождениях ПАО «Газпром нефть» в Иркутской области и Ямало-Ненецком автономном округе. ●

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

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ
АО Научно-исследовательский и проектный институт
СНГП

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ
ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ **НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

www.niisngp.ru

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА:

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

С момента образования АО, основными заказчиками были такие компании как:

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

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

Пространственный прогноз ФЕС по данным электромагнитных зондирований и ГИС

Н. И. МАСТЕПАНОВ *– генеральный директор ООО «МИП Георазведка плюс»*
А. С. НОВИКОВ *– зам. директора ООО «МИП Георазведка плюс», e-mail: novikov.as@mail.ru*
В. В. СПИЧАК *– д.ф.-м.н., академик РАЕН, научный консультант ООО «МИП Георазведка плюс», e-mail: v.spichak@mail.ru*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В статье рассматриваются новые возможности, которые предоставляет проведение электромагнитного зондирования для прогноза ФЕС на глубины ниже забоя скважин, а также в межскважинном пространстве. На примере нефтяного поля Пешельброн (Франция) показано, что электромагнитное зондирование участка позволяет произвести пространственное оконтуривание залежи УВ и оптимизировать месторасположение эксплуатационных скважин. Предлагается новая концепция бурения разведочных скважин, позволяющая осуществлять пространственный прогноз коллекторских свойств пород и флюидонасыщения во время бурения.

Разведка залежей углеводородов (УВ) и оценка их запасов традиционно осуществляются с помощью трехмерной сейсморазведки и данных ГИС. В то же время, сейсморазведка не эффективна при наличии в разрезе высокоскоростных слоев, снижающих ее разрешающую способность на больших глубинах, магматических пород, надвигов в кристаллическом фундаменте, плотного известняка. Будучи чувствительной к таким макропараметрам среды, как стратиграфия, она имеет низкое разрешение по отношению к таким микропараметрам как тип флюида, пористость/трещиноватость и степень насыщения пор углеводородами.

Сегодня, когда легкодоступные ресурсы УВ близки к исчерпанию, в мире все больше применяются технологии, основанные на несейсмических методах геофизической разведки. Один из таких подходов основан на методах электромагнитного (ЭМ) зондирования (не путать с электроразведкой, при которой измеряются только электрические компоненты электромагнитного поля!), позволяющих строить трехмерные модели удельного электрического сопротивления (УЭС) пород до заданных глубин [1].

Как известно, УЭС является намного более чувствительным параметром по отношению к типу и степени флюидонасыщения (нефть/газ/вода) по сравнению с сейсмическими атрибутами (см. обзор [2]). Поэтому именно на его основе можно проводить уточненные пространственные оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, в том числе, в процессе бурения скважин.

Ниже мы приведем примеры прогноза пористости пород на глубины ниже забоя скважин, а также пространственного оконтуривания залежи УВ, основанные на результатах ЭМ зондирования, проведенного в нефтяном районе Пешельброн (Эльзас, Франция).

Прогноз коэффициента открытой пористости

Знание пористости пород является ключевым фактором, влияющим на точность оценки запасов углеводородных ресурсов. В настоящее время оценка пористости коллектора осуществляется на основе данных ГИС и лабораторных исследований на образцах пород. Ее оценка в пространстве вне скважин проводится с помощью сейсмических атрибутов, выделенных по результатам корреляционного анализа.

Между тем, такой подход имеет ряд недостатков, которые могут приводить в потере точности оценок пористости и, как следствие, к ошибкам в определении потенциала запасов. Во-первых, результаты сейсмотомографии усреднены по объему и, в целом, имеют плохое разрешение по вертикали. Во-вторых, точность оценок резко падает, если разрез имеет сложную геометрию. Наконец, использование сейсмических атрибутов, максимально коррелирующих с немногочисленными данными скважинных измерений пористости, может приводить к ошибкам прогноза в других геолого-геофизических условиях вне скважин.

Альтернативный подход, не требующий априорных предположений относительно литологии среды, а также корреляции прогнозного параметра с пористостью, может быть основан на применении данных удельного электрического сопротивления, полученного по результатам инверсии результатов электромагнитного (в частности, магнитотеллурического (МТ)) зондирования [3].

В эксперименте, проведенном на нефтяном поле Пешельброн (Эльзас, Франция), использовались данные открытой пористости (φ), измеренные в скважине GPK1 методом нейтронного гамма-каротажа (NPHI) (рис. 1) (3792 значения с шагом 15 см, начиная с глубины 1425.14 м).

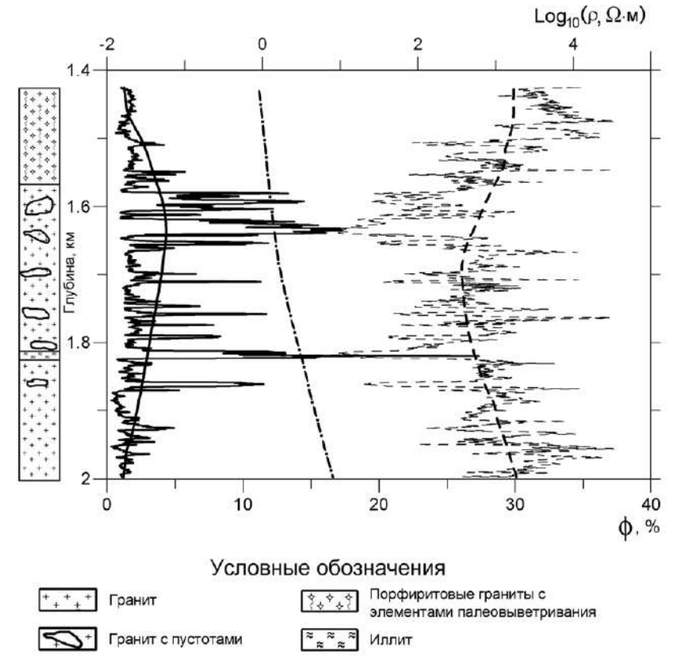


Рис. 1. Данные для скважины GPK1.
Слева: литологическая колонка. Справа графики: измеренного коэффициента пористости (тонкая сплошная линия), сглаженных значений коэффициента пористости (толстая сплошная линия), измеренных значений $Log_{10}\rho_{WL}$ (тонкая штриховая линия), сглаженных значений $Log_{10}\rho_{WL}$ (толстая штриховая линия), $Log_{10}\rho_{MT}$ (штрих-пунктирная линия).

Для прогноза пористости по данным УЭС использовался профиль логарифма удельного электрического сопротивления (ρ_{MT}) (рис. 1), полученный в результате инверсии данных магнитотеллурического зондирования в пункте МТ-9, расположенном в окрестности скважины.

Для прогноза пористости на глубину по электромагнитным данным использовалась нейросетевая методика, основанная на применении искусственной нейросети (ИНС) «с учителем». При этом на этапе обучения ИНС значения коэффициента пористости в скважине сопоставлялись со значениями логарифма удельного электрического сопротивления на тех же глубинах, а на этапе прогноза они «экстраполировались» обученной таким образом ИНС на большие глубины по значениям логарифма УЭС на этих глубинах. Результаты прогноза сравнивались со значениями пористости из оставшихся частей профилей, данные которых не использовались для обучения ИНС.

На рис. 2 показаны результаты модельного эксперимента по прогнозу пористости в скважине GPK1 на нижнюю половину профиля (что соответствует «удвоенной глубине» скважины). Сравнение выполненного прогноза с реальным профилем пористости в скважине показывает, что относительная ошибка прогноза в этом случае составляет 7%.

Результаты этого и других аналогичных прогнозов, проведенных на других скважинах и в других регионах, показывают, что при наличии рядом со скважиной, в которой есть измерения пористости, вертикального профиля значений удельного электрического сопротивления (полученного, например, в результате инверсии магнитотеллурических данных) можно делать надежный прогноз (экстраполяцию) пористости на глубины, превышающие глубину пробуренной скважины не более, чем вдвое, с относительной ошибкой, в среднем, менее 10%.

Аналогично, результаты площадного ЭМ зондирования, проведенного на участке, могут использоваться для 3D прогноза пористости в пространстве между скважинами. На рис. 3 приведены результаты сравнения коэффициента открытой пористости в 5 скважинах с прогнозными, сделанными с помощью результатов ЭМ зондирований и сейсмических атрибутов. Как видно из сравнения, в большинстве случаев ЭМ прогноз оказывается заметно точнее сейсмического.

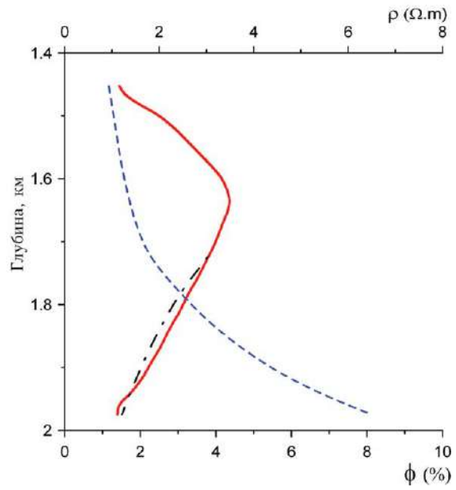


Рис. 2. График прогнозных значений коэффициента пористости φ (штрих-пунктирная линия) для скважины GPK1 при экстраполяции с верхней на нижнюю половину длины профиля по данным УЭС в пункте МТ-9 (голубая штриховая линия). Сплошная красная линия – исходный график сглаженного коэффициента пористости

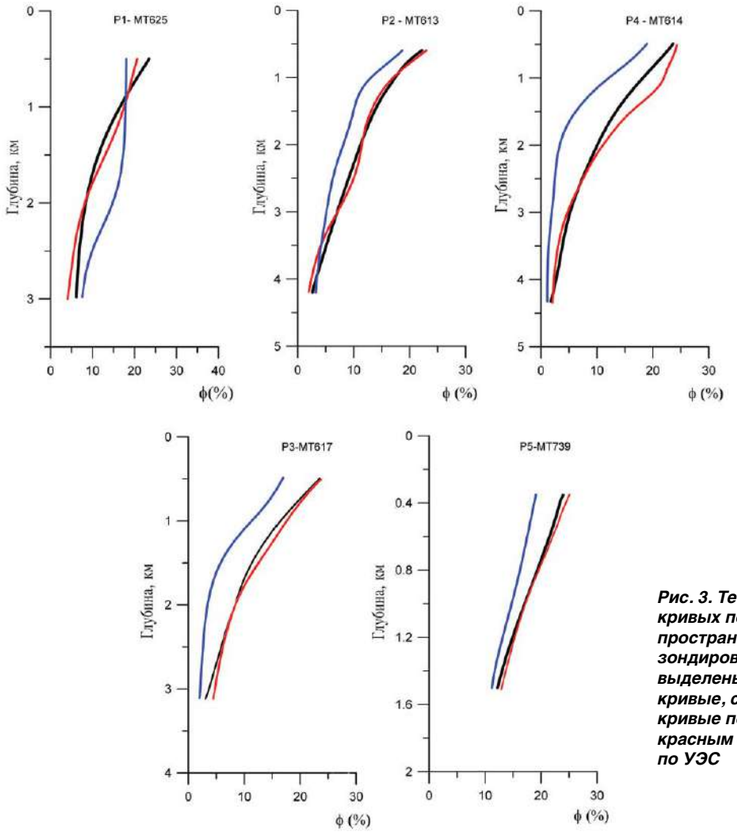


Рис. 3. Тестирование точности прогноза кривых пористости в межскважинном пространстве по данным ЭМ зондирований. Черным цветом выделены исходные сглаженные кривые, синим цветом – прогнозные кривые по сейсмическим атрибутам, красным цветом – прогнозные кривые по УЭС

Пространственное оконтуривание залежи углеводородов

В связи с тем, что сейсмические атрибуты не чувствительны к флюидонасыщенности пласта, экстраполяция его значения из пробуренной скважины на весь объем, занимаемый залежью, может приводить к грубым ошибкам в оценке ресурсов УВ, связанным с отсутствием точного знания ее границ, а также пространственной неоднородностью коэффициента флюидонасыщенности.

В то же время, полученные результаты прогноза пористости на глубины, превышающие длину пробуренных скважин, а также в пространстве между скважинами, позволяют осуществлять ее пространственный прогноз с хорошей точностью. На основании 3D модели УЭС, построенной нами по результатам ЭМ зондирования в том же регионе (см. ее двумерный разрез на рис. 4а) была построена 3D модель пористости (см. ее двумерный разрез на рис. 4б). Затем была выделена область, характеризующаяся корреляцией УЭС и пористости / трещиноватости и для нее проведена оценка коэффициента нефтенасыщения Кн (рис. 4в).

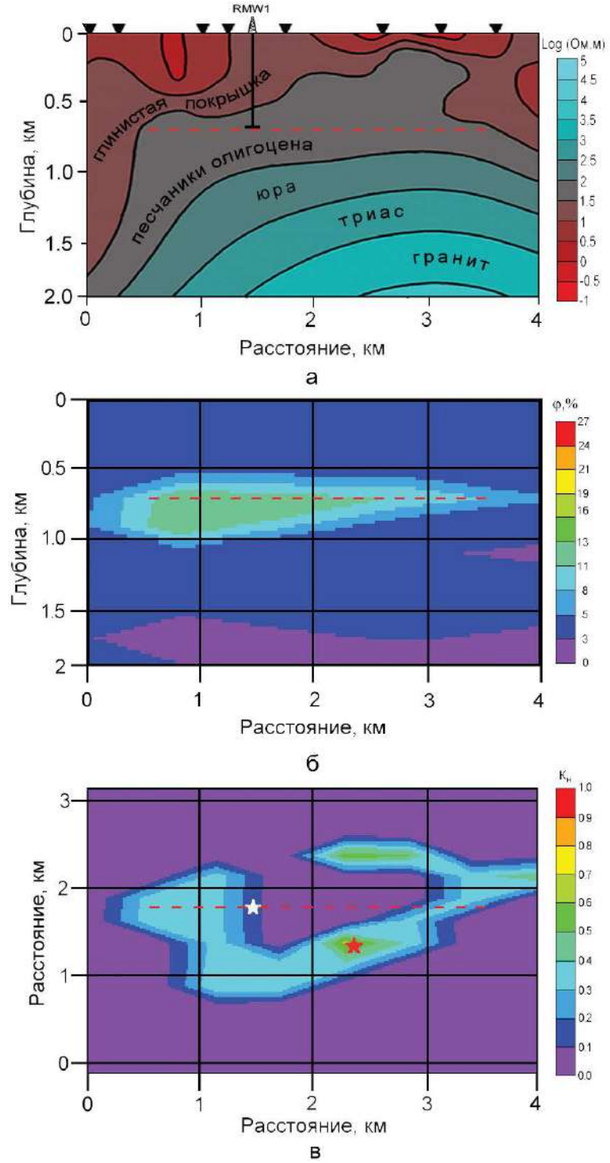


Рис. 4. Определение пространственных границ нефтяной залежи: а – разрез УЭС, построенный по данным магнитотеллурического зондирования на нефтяном поле Пешельброн (Эльзас, Франция) (треугольники – пункты МТЗ, RMW1 – эксплуатационная скважина, пробуренная без учета результатов МТ зондирования); б – разрез коэффициента открытой пористости / трещиноватости (φ); в – горизонтальная проекция модели коэффициента нефтенасыщения (Кн) на глубине 700 м. Штриховые линии на разрезах а и б соответствуют глубине забоя скважины, а на нижнем – расположению разрезов а и б в вертикальной плоскости. Белой звездочкой отмечено расположение забоя скважины, пробуренной только по результатам сейсморазведки, на глубине 700м. Красной звездочкой отмечено оптимальное месторасположение забоя эксплуатационной скважины с учетом результатов ЭМ зондирования.

По совокупности результатов электромагнитного зондирования, ГИС, а также результатов геотермического моделирования по разработанной нами технологии электромагнитного геотермометра [4], были определены пространственные границы нефтяной залежи. Она расположена в области, ограниченной нефтяным окном с температурами от 55 до 65°С, имеет УЭС от 30 до 100 Ом.м и пористость от 10 до 16%. Сопоставление локализации забоя пробуренной ранее и истощившейся к настоящему времени скважины RMW1 (см. ее расположение на рис. 4а) с распределением коэффициента нефтенасыщения в горизонтальной плоскости на той же глубине (рис. 4в) показывает, что ее горизонтальные координаты, выбранные только по данным сейсморазведки, оказались не самыми оптимальными, так как нефтенасыщение у забоя составляет всего 10–20%. В то же время, как это видно из рис. 4в, при выборе точки бурения в соответствии с предложенной нами методикой оно могло бы составить 60–70%.

>>>

Новая концепция бурения разведочных скважин

Приведенные выше примеры говорят о возможности прогноза коллекторских свойств пород не только по результатам проведенного ранее электромагнитного зондирования участка и каротажных данных, но и непосредственно во время бурения разведочных скважин. Нами предложена новая концепция **прогноза коллекторских свойств пород во время бурения (Forecasting While Drilling – FWD)** [5], основанная на использовании результатов предварительной 3D электромагнитной разведки участка и каротажа во время бурения (LWD). На рис. 5 показана схема такого прогноза на глубину, превышающую глубину пробуренной скважины. Его реализация подразумевает:

- проведение 3D электромагнитной разведки;
- построение 3D модели УЭС и температуры;
- прогноз пористости, проницаемостии насыщения УВ по модельному УЭС и каротажу (максимально до глубины построенной ранее модели УЭС);
- принятие решения о продолжении бурения и его новых параметрах.

Преимущества такой методики прогноза во время бурения состоят в следующем [6]:

- искомые параметры оцениваются в пределах объема, ограниченного границами участка и заданной глубиной (а не только ближайшей окрестностью и длиной пробуренной скважины);
- повышается точность оценок коллекторских свойств пород (за счет использования УЭС как прокси-параметра);
- прогноз тенденций и решения о целесообразности продолжения бурения, а также его оптимальных параметрах (в частности, перспективном направлении) осуществляются в режиме on-line;
- общая стоимость бурения существенно снижается.

При бурении эксплуатационных скважин концепция прогноза коллекторских свойств пород во время бурения (FWD), основанная на использовании результатов предварительной 3D электромагнитной разведки и каротажа во время бурения (LWD), позволит проектировать горизонтальные стволы скважин с учетом наибольшей нефтенасыщенности и наилучшими коллекторскими свойствами пласта. ●

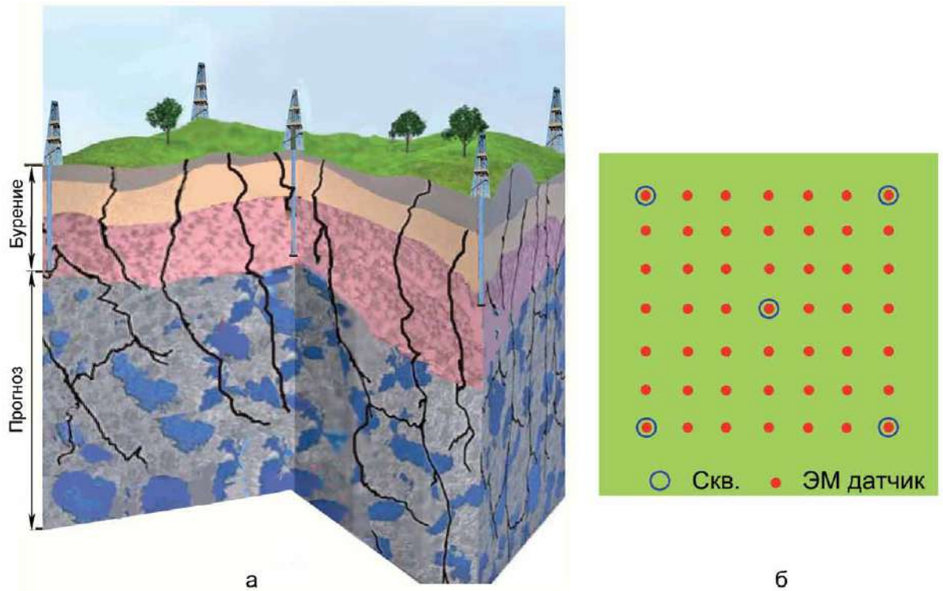


Рис. 5. Схема прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллектора во время бурения по технологии FWD: а – общий вид участка, б – расположение скважин и датчиков измерения ЭМ поля

Литература:

1. Спичак В. В. Построение трехмерных моделей геологических объектов по площадным электромагнитным данным. // Разведка и охрана земных недр. 2008. № 8. С.33–39.
2. Спичак В. В. Применение электромагнитных методов для поиска, разведки и мониторинга залежей углеводородов. // Геофизика, 2017. №6. С. 33–43.
3. Спичак В. В., Захарова О. К. Прогноз пористости на глубину ниже забоя скважин по данным электромагнитных зондирований и электрокаротажа. // Геофизика. 2015. №6. С. 53–67.
4. Spichak V.V. and Zakharova O. Electromagnetic geothermometry. Elsevier Inc., Amsterdam. 2015.
5. SpichakV.V. A new strategy for exploration drilling based on using of an electromagnetic sounding data // Expanded Abstr. Int. Workshop on High Entalphy Geothermal Systems. San-Bernardino, California. 2013.
6. SpichakV.V. Reduce exploration drilling costs: pourquoi pas?! // Expanded Abstr. D-GEO-D Conference, Paris, France. 2014.

Керамический пропант или песок?

А. В. МОЖЖЕРИН *– АО «Боровичский комбинат огнеупоров»*
А. Ю. КОРЖАВИН *– ООО «Торговый Дом БКО»*

В статье рассмотрены перспективы использования керамических пропантов и песков в качестве расклинивающих агентов при выполнении операций гидравлического разрыва пласта. Приведена градация применения различных типов пропантов в зависимости от глубины залегания углеводородов. Произведено сравнение свойств песков и керамических пропантов. Доказана предпочтительность использования алюмосиликатных керамических пропантов перед магнезиально-кварцевыми пропантами и кварцевым песком.

Перспектива применения керамических пропантов и песка в качестве расклинивателей при добыче нефти и газа методом гидравлического разрыва пласта

Рост потребления пропантов в первую очередь связан с развитием технологии горизонтального бурения и многократного гидроразрыва пласта (ГРП), что в свою очередь определяется геологическими условиями залегания месторождений углеводородов.

При снижении стоимости нефти, когда удельная стоимость расклинивающего агента в себестоимости нефти повышается, конкуренция между керамическими пропантами и кварцевым песком становится еще более ощутимой. Несмотря на очевидные преимущества керамических пропантов, на первый план выходят вопросы сравнения стоимости керамических пропантов и кварцевого песка. Как отмечается в статье [1], стоимость керамических пропантов колеблется в интервале 489–1630$ за тонну. Цена кварцевого песка составляет 100–170$ за тонну. Эти показатели объясняют те огромные проблемы конкурентной способности керамических пропантов на мировом рынке расклинивающих агентов, применяемых при ГРП. Поэтому нельзя не считаться с желанием некоторых компаний получить кратковременный экономический эффект от использования песка вместо керамического пропанта. Например, компания «Газпром нефть» [2] успешно провела кластерный гидроразрыв пласта с использованием кварцевого песка, который в 2–3 раза дешевле керамического пропанта.

Возможность использования песка как закрепляющего материала исследована авторами статьи [3]. В статье приведена зависимость проницаемости песков различных фракций и месторождений от напряжения смыкания трещины. Экспериментально показано, что относительно высокое значение проницаемости закрепленной песком трещины при напряжении смыкания 13,8 МПа свидетельствует о перспективности его использования на глубинах залегания угольных пластов до 600 м. В статье приводятся месторождения кварцевого песка в России, одно из которых находится в поселке Неболочи Новгородской области.

В настоящее время цены на углеводороды стабилизируются в области умеренных значений, что является стимулом для применения керамических пропантов не только в России, но и в мире.

Технология получения керамических пропантов постоянно развивается, и на рынке пропантов возможно появление пропантов [4] из новых материалов, например из неорганических кремний углеродных полимеров. Экспериментально получены 3М пропанты [5], которые отличаются низкой плотностью и высокой прочностью. Однако, нет информации о массовом промышленном производстве и стоимости этих новых видов пропантов.

В статье [16] приводится следующая, весьма удачная, градация применения различных типов пропантов в зависимости от глубины залегания углеводородов (рис. 1).

В России не менее 70% месторождений имеют трудноизвлекаемые запасы, к которым относятся и сланцевые месторождения, такие как пласты баженовской и Западно-Сибирской свит с глубиной залегания более 2 км. Добыча углеводородов этих месторождений в настоящее время осуществляется, и в обозримом будущем будет осуществляться методом ГРП с использованием керамических пропантов из-за больших пластовых давлений (более 6000 psi). Следовательно, потребление керамических пропантов в России будет расти. Подтверждением этого может служить информация о глубинах залегания наиболее перспективных месторождений углеводородов в России:

Месторождение	Глубина залегания
Штокмановское месторождение	более 3000 м
Уренгойское месторождение	2000–3800 м
Приобское месторождение	2300–2600 м
Салымская группа (Ханты-Мансийский автономный округ)	2100–2900 м
Самотлорское месторождение	1600–2600 м
Проект Сахалин	более 4000 м
Великое (Астраханская обл.)	около 5000 м
Месторождения п-ва Ямал	2500–5000 м

>>>

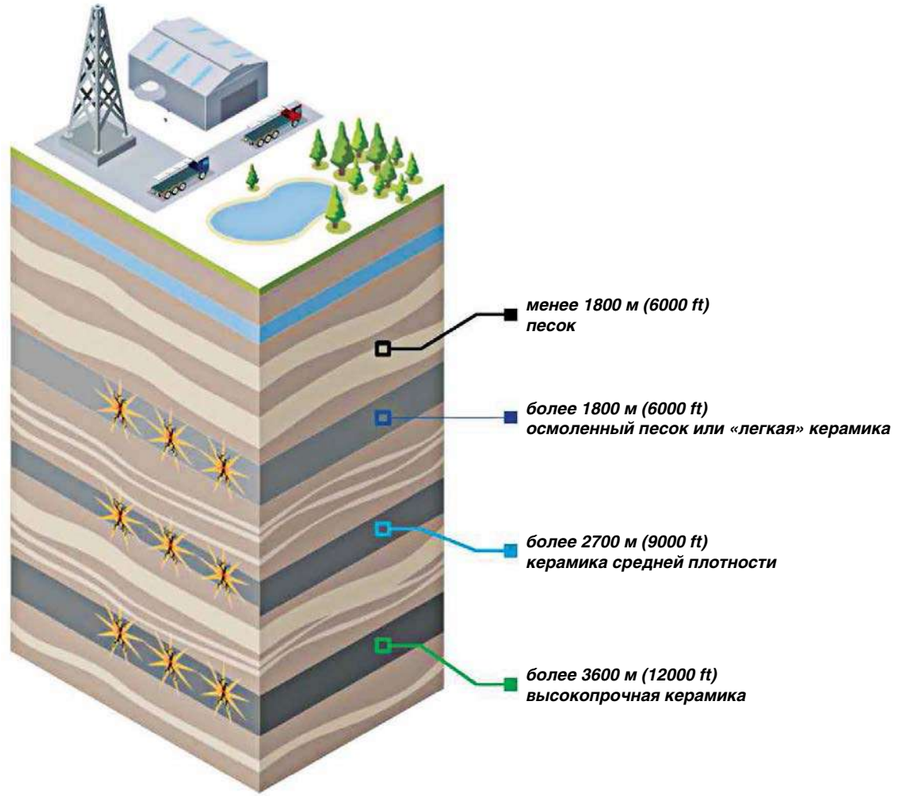


Рис. 1. Допустимые глубины для использования различных типов расклинивателей

В связи с тем, что традиционные запасы углеводородов неглубокого залегания в России находятся в состоянии заканчивающейся выработки, а основные залежи – это трудноизвлекаемые углеводороды, использование в России песка в качестве пропантов малоэффективно и очень ограничено.

Условия добычи углеводородов в Северной Америке другие. Многие сланцевые месторождения, например, пенсильванские пласты, находятся на глубине 200–300 м, где, возможно при низкой стоимости углеводородов, эффективнее использовать в качестве пропантов кварцевый песок. Исследования рынка пропантов, применяемых при добыче нефти и газа в Северной Америке, проведенные аналитической компанией Freedonia [6], показали, что в 2017–2022 годах продолжится рост потребления пропантов (песка и керамических пропантов). Этот рост не будет с двукратным увеличением, каким он был в период с 2002 по 2012 годы, но потребность в пропантах будет расти и достигнет 102,4 млрд фунтов (46,5 млн тонн) в 2017 году. В 2020 году ожидается рост потребления расклинивающих агентов до 90,0 млн тонн в год. При этом, как показано в обзоре [7], в связи с падением цен на нефть доля керамических пропантов в 2016 году снизилась до 1% от общего количества используемых пропантов.

Анализ использования песка в Северной Америке, приведенный в статье [8], показал, что при разработке методом ГРП сланцевой залежи Barnett в США около 15% скважин, пробуренных в 2003 году, уже через 5 лет полностью перестали давать продукцию, при этом уже через год дебит скважины падает на 30% и даже 80%.

Давление пластовых пород на месторождении Bakken Formation в Северной Дакоте составляет 6000–14000 psi, что исключает эффективное использование песка в качестве расклинивающих агентов при ГРП. Аналогичная ситуация на сланцевом месторождении Utica [9], где глубина залегания более 4 км. А на сланцевых месторождениях газа в штатах Пенсильвания, Западная Вирджиния и Огайо, где находится месторождение Marcellus, глубина залегания находится в районе 1,5 км, что допускает относительно эффективное применение песка и песка со смоляным покрытием.

Наиболее подробный и убедительный ответ на вопрос, какие пропанты выгоднее использовать при добыче углеводородов, дан в аналитической статье [10]. Авторы привели результаты анализа применения различных типов пропантов на месторождении Bakken в период 2011–2013 годов. Результаты получены на 72 скважинах в четырех различных областях данного месторождения. Приведены результаты по производительности скважин в течение 90, 180 и 270 дней эксплуатации скважин.

Для обеспечения справедливого сравнения между различными типами пропантов и минимизации влияния побочных факторов скважины выбраны на тех же областях месторождения, гидроразрыв выполнен теми же операторами и в одно и тоже время. Сравнивали производительность скважин с применением различных сочетаний смесей различных видов пропантов. Сделан вывод о том, что использование керамических пропантов дало значительное увеличение производительности скважины, что не только окупает дополнительные расходы на пропанты за короткий промежуток времени, но и обеспечивает высокий доход в долгосрочной перспективе.

Есть ли альтернатива керамическому пропанту?

Песок, используемый при добыче углеводородов методом ГРП должен отвечать всем требованиям, которые предъявляются к расклинивающим агентам. Лучшим по основным показателям считается белый песок Оттава, который находится в районе Великих Озер в верней части среднего западного региона США в штатах Иллинойс, Висконсин и Миннесота. В публикации [11] отмечается, что этот песок окатывался на побережье в течение 500 млн лет под воздействием волн, поэтому у него высокая округлость и сферичность. Это наиболее прочные из известных песков, применяемых при ГРП, которые выпускает компания Select Sands [12]. Однако, и они не способны заменить керамические пропанты, обеспечивая долговременную проводимость скважины. Стоимость искусственно полученных фракционированных песков, например, методом галтовки, значительно выше.

Автор статьи [13] предлагает при выборе расклинивающих агентов для ГРП основываться на такой характеристике, как долговременная проводимость, чтобы точнее предсказать поведение данного вида расклинивающего агента в реальных условиях. Экспериментальные исследования, проведенные в институте ВНИИКРнефть в 1998 году, показали, что кварцевый песок для закрепления трещин ГРП допустимо применять до глубины около 2300 м [14].

На диаграмме рис. 2 приведено сравнение долговременной проводимости упаковки различных типов расклинивателей фракции 20/40 при давлении 6000 psi, наиболее распространенном в России (регион Западная Сибирь) рабочем уровне давления закрытия трещин.

Из диаграммы наглядно видно, что керамические алюмосиликатные пропанты имеют очевидное преимущество перед песками и магнезиально-кварциевыми.

На вопрос «Могут ли керамические пропанты выдержать конкуренцию более дешевого песка?» утвердительно отвечает автор статьи [15], который считает, что в ближайшее время потребность в керамических пропантах возрастет.

Синтетическое покрытие песка не увеличивает их механическую прочность. Песок с синтетическим покрытием отличается от песков без покрытия большей проводимостью, т.к. в начальный период разрушения осколки остаются в полимерной оболочке и не создают дополнительное сопротивление потоку углеводородов. Этот эффект сохраняется на начальной стадии эксплуатации.

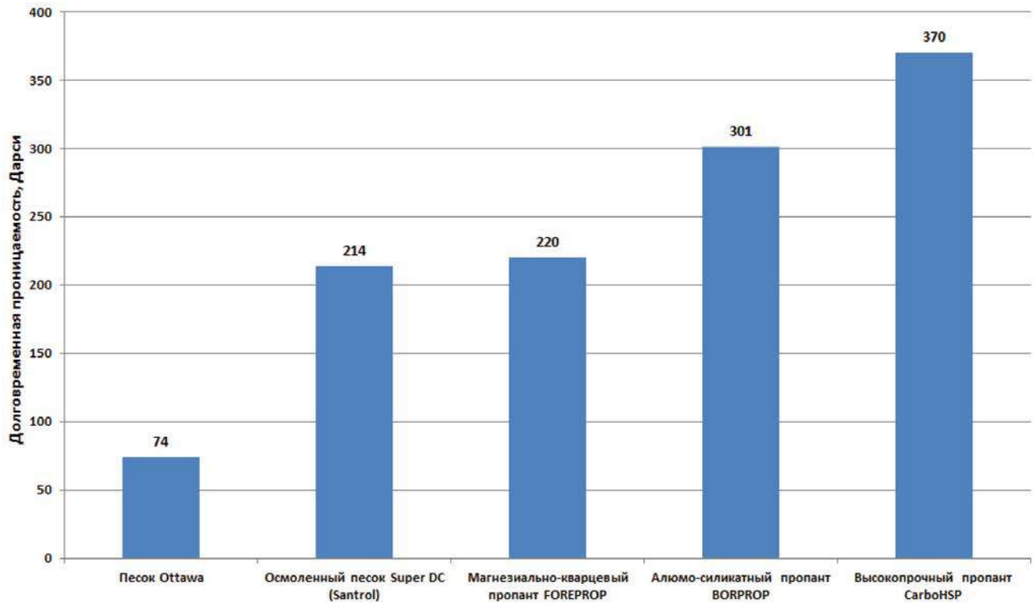


Рис. 2. Сравнение долговременной проводимости различных типов пропантов фракции 20/40 при давлении 6000 psi

Долговременная проводимость песков с синтетическим покрытием приближается к проводимости песков без покрытий. Кроме того, полимерное синтетическое покрытие песков обеспечивает неподвижный контакт между гранулами, препятствуя их обратному выносу. В настоящее время не известны пески с покрытием из промышленно доступных синтетических веществ, полимеризованных смол, которые могли бы заменить керамические пропанты, полученные из спеченных бокситов.

Заключение

Применение песков эффективно только до глубины 2300 м. Полимерное покрытие не увеличивает ни прочности осмоленных песчаных пропантов, ни их долговременной проводимости, а дает положительный эффект в сравнении с керамическими пропантами лишь в начальный период эксплуатации скважин с ГРП.

В силу геологических особенностей, у более чем 70% российских нефтегазовых месторождений глубина залегания продуктивных пластов значительно превышает предельную планку использования песков. Применение песков в России бесперспективно, т.к. может дать эффект увеличения добычи только на короткий период, пока закрепитель не разрушился. Для получения длительного эффекта требуется применение керамических пропантов.

Все наиболее перспективные месторождения углеводородов в России по глубине залегания и пластовому давлению требуют использования только керамических пропантов. Это наиболее доступный материал для закрепления трещин ГРП, выпуск которого ведется в промышленных масштабах. Все новинки: нано-, ЗМ- пропанты пока не перешагнули порогов лабораторных помещений.

Литература:

1. Emma Hughes. Проблемы производства и потребления керамических пропантов. Industrial Minerals. 20.03.2015.
2. «Газпром нефть» впервые провела кластерный гидроразрыв пласта с использованием кварцевого песка. Пресс служба ПАО «Газпром нефть». 28.10.2015.
3. Баев М. А., Хямяляйнен В. А. Исследование закрепляющего материала трещин гидроразрыва при извлечении метана из угольных пластов. Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016. №6.
4. Land Mark S., Diwanji Ashish, Sherwood Waiter J., Hopkins Andrew, Sandgren Glenn, Mueller Michael J., Tan Yi, Rinzler Charles C., Dukes Douglas. Способ получения полимерных керамических гранул. Заявка США № 20160280607. 29.09.2016.
5. Применение нового поколения пропантов в гидроразрыве пласта. Журнал Neftegaz.ru, №7.
6. Пропанты в Северной Америке. Прогноз рынка пропантов на 2017–2022 годы. The Freedonia Group. 2016.
7. Marc McQuesten. Проппанты и их роль в гидроразрыве пласта. 18.02.2016.
8. Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность» – Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. 2013.
9. David Conti. Проблема использования песка при добыче углеводородов методом ГРП на сланцевом месторождении Utica. Business Headlines. Trib Live. 21.02.2016.
10. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A.Al-Muntasheri, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies. ScienceDirect. Petroleum. Volume 2, March 2016, Pages 26–39.
11. Более чем песок – важнейший из пропантов. Shale Gas International. 31.08.2015.
12. Select Sends Corp. Сайт компании.
13. Применение расклинивающих агентов при гидроразрывах. Журнал ROGTEC. № 57.
14. Юрченко А. А., Горлова З. А. Об использовании отечественных кварцевых песков для интенсификации добычи из низкопроницаемых пластов методом гидравлического разрыва пласта. Нефтепромысловое дело. № 1, 1998.
15. George Wan. Могут ли керамические пропанты выдержать конкуренцию песка. Seeking Alpha. 04.11.2014.
16. Ceramic Proppants vs Traditional Sands. A Technical Comparison //http://Azulplus.com. ●

АО «Боровичский комбинат огнеупоров»
174411, Новгородская обл., г. Боровичи,
ул. Международная, д. 1
тел. (81664) 9-25-00, 9-27-96
e-mail: info@aobko.ru
www.aobko.ru

Шарошечное буровое долото с гидромониторной промывкой и эжектированием через отверстия в лапах

Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*
А. В. ВАСИЛЬЕВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В статье представлены результаты работы по созданию новой конструкции шарошечного бурового долота, одновременно оснащенного двумя системами промывки: гидромониторной и эжекционной через отверстия в лапах, а также конструктивной схемы аналогичного долота с косозубым вооружением.

Одним из важнейших путей совершенствования шарошечного бурового инструмента, наряду с повышением износостойкости его вооружения и стойкости опорных узлов, является улучшение системы промывки и конструкций промывочных узлов шарошечных долот.

По мнению большинства исследователей, на эффективность очистки забойной зоны влияют: объем промывочной жидкости, подаваемой на забой, и скорость ее истечения; схемы и конструкции промывочных устройств (их гидравлическое совершенство; количество, высота, место расположения и угол наклона относительно плоскости забоя) [1,2,3].

Помимо этого, проведенные ранее исследования [1] позволили установить, что выполнение специальных отверстий в лапах долота, приводит к улучшению промывки внутренней надшарошечной зоны долота. Вместе с тем, скорость истечения промывочной жидкости через эти отверстия недостаточна (на порядок ниже, чем скорость истечения из боковых насадок) для изменения характера движения промывочной жидкости в этой зоне, так как мала скорость и мощность эжектирующего потока. Кроме того, само движение эжектирующего потока вдоль спинки лапы долота нежелательно [1,2].

Таким образом, для достижения качественной промывки внутридолотной зоны скорость истечения жидкости из отверстий в лапах должна быть резко увеличена. Это может быть достигнуто разными путями. В частности, было предложено усилить эжекционное воздействие на потоки во внутренней надшарошечной зоне путем подвода промывочной жидкости через патрубки из ниппельной части долота к отверстиям в лапах (рис. 1). Скорость истечения жидкости из патрубков должна быть высока и приближаться к скорости истечения из боковых гидромониторных насадок, а мощность потока через патрубки регулироваться их внутренним диаметром.

В отличие от традиционной схемы водоструйного насоса, представленной на (рис. 2), применение подобной конструкции для интенсификации промывки трехшарошечного бурового долота имеет некоторые особенности.

Так длина камеры смешения существенно ограничивается длиной отверстия в лапе, т.е. толщиной лапы долота в этом сечении. Помимо этого, отсутствует всасывающий патрубок, который должен направлять и, в то же время, ограничивать эжекционное воздействие водоструйного насоса.

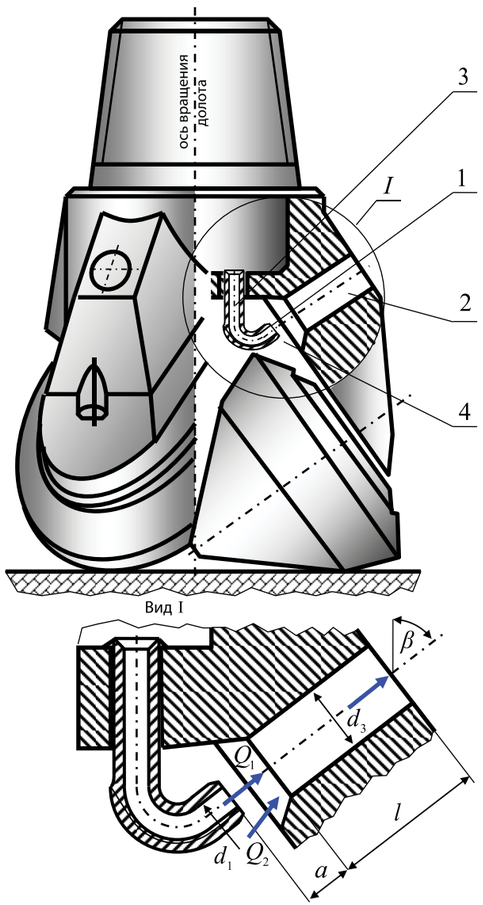


Рис. 1. Конструкция опытного долота
1 – эжекционная насадка, 2 – камера смешения,
3 – нагнетательный патрубок, 4 – зона всасывания

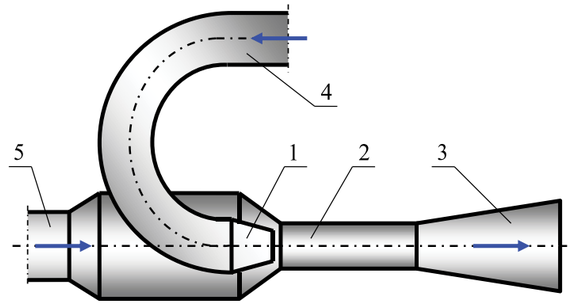


Рис. 2. Схема водоструйного насоса
1 – насадка, 2 – камера смешения, 3 – диффузор
4 – нагнетательный патрубок, 5 – всасывающий патрубок

Нет механического разобщения зоны всасывания с выходом из камеры смешения (из отверстия в лапе долота), что при определенных параметрах данного устройства может привести к нежелательному перетоку промывочной жидкости вновь в зону всасывания.

Кроме того, величина скорости истечения промывочной жидкости из подводящих патрубков тесно связана с величиной скорости истечения из насадок долота, что не позволяет изменять соотношение расходов в процессе бурения.

Все сказанное выше, а также невозможность теоретического предсказания характера взаимодействия потоков в призабойной зоне долота в результате эжекционного воздействия предопределило полуэмпирический характер исследований.

По результатам теоретических и стендовых исследований, показавших существенное влияние эжектирования потока из внутридолотной зоны в затрубное пространство на формирование, траекторию и скорость движения, а также величину дифференциального давления промывочной жидкости в призабойной зоне [1], была предложена схема, а совместно с Дрогобычским долотным заводом разработана конструкция трехшарошечного долота Ш295,ЗС~ГВ~3 с новой боковой гидромониторной схемой промывки с эжектированием потока промывочной жидкости через отверстия в лапах долота на базе серийно выпускаемых долот Ш295,ЗС-ГВ. Опытные долота отличаются от серийных только схемой промывки внутренней надшарошечной зоны долота, где с помощью изогнутых патрубков промывочная жидкость из ниппельной части долота подводится к отверстиям в лапах, что способствует интенсификации удаления бурового шлама из внутридолотной застойной зоны (рис. 1).

При разработке конструкции долота с новой схемой промывки, как и при разработке конструкции для исследований, были определены:
Q_2 – объем подмешиваемой эжектируемой жидкости;
Q_1 – объем потока жидкости из эжекционной насадки;
d_1 – внутренний диаметр эжекционной насадки, подводящей эжектирующий поток к отверстию в лапе долота;
d_3 – диаметр отверстия в лапе долота;
l – длина камеры смешения и ее влияние на процесс эжекции;
a – расстояние от торца эжекционной насадки до начала цилиндрической части отверстия камеры смешения.

Объем жидкости, который необходимо подвергнуть эжекции, по результатам исследований равен 0,5 всего объема промывочной жидкости, подаваемой на забой скважины через боковые насадки.

При скорости истечения через боковые насадки, равной $V_H = 70$ м/с, и внутреннем диаметре боковых насадок $d_H = 0,015$ м эта величина равна:

$$Q_2 = V_H f_H * 3 * 0,5 = 0,0186 \text{ м/с};$$

Согласно проведенным исследованиям, расход через подводящие патрубки равен 0,3 от общего расхода через боковые насадки:

$$Q_1 = V_H f_H * 3 * 0,3 = 0,0112 \text{ м/с};$$

Исходя из величины расхода через подводящий патрубок, определяем его внутренний диаметр:

$$d_1 = \frac{4}{\pi}\sqrt{\frac{Q}{3} * \frac{1}{V_1}} = 0,0102 \text{ м};$$

где: $V_1 = \sqrt{2g * P_y\left(1 - \sum \eta_n\right)}$;

Величина гидродинамического давления на стенку скважины равна 0,1 от перепада давления на долоте, т.е. для данного случая она будет равна:

$$P_{CT} = 0,1\frac{V_H^2}{2g}\rho = 0,25 \text{ МПа};$$

При данном гидродинамическом давлении на стенку скважины скорость истечения смешанного потока из отверстия в лапе долота V_3 равна:

$$V_3 = \sqrt{2gP_{CT}} = 22,1 \text{ м/с};$$

Отсюда диаметр отверстия в лапе долота d_3 равен:

$$d_3 = \frac{4}{\pi}\sqrt{\frac{Q_1 + Q_2}{3V_3}} = 0,027 \text{ м};$$

Длина камеры смешения равна длине отверстия в лапе долота минус длина конфузора, т.е. (рис. 4.1) $l = 0,055$ м, что близко по своему значению к теоретическому:

$$l_T = d_1\frac{0,335}{0,07} = 0,049;$$

В связи со стесненными условиями расстояние от торца подводящего патрубка до камеры смешения выбираем, как и при проведении исследований [1], равным $2d_1$, т.е.

$$a = 2d_1 = 0,02 \text{ м};$$

Кроме того, угол наклона отверстия в лапе к оси долота, согласно проведенным исследованиям, равен $\beta = 56^0$. Общий вид разработанного долота Ш295,ЗС-ГВ~3 приведен на (рис. 1).

Опытные образцы и первая партия (опытно-промышленная) в количестве 150 штук была изготовлена на Дрогобычском долотном заводе и отправлены для проведения испытаний в объединения: «Оренбурггазпром», «Туркменнефть» и «Укрбургаз». Результаты испытаний во всех указанных районах оказались положительными и подтвердили результаты теоретических и экспериментальных исследований.

>>>

Так, например, в Производственном объединении «Укрбургаз» испытания опытных долот с новой эжекционной промывкой в количестве 30 штук проводились в Крестищенском УБР при бурении скважин №№ 252, 264, 227 и 278 ротоном и скважины № 82 Распашной площади турбинным способом в интервале бурения 928-2795 м (таблица 1).

Сравнительные испытания опытных и серийных шарошечных буровых долот проводились в строго сопоставимых геолого-технических условиях с применением однотипного оборудования [1].

В результате испытаний опытных долот, проведенных согласно «Типовой методики проведения промышленных испытаний опытных и опытно-промышленных партий шарошечных долот новых конструкций», разработанной ВНИИБТ [1], было установлено, что основные показатели работы опытных долот Ш295,3С-ГВ-2 превосходят серийные долота Ш 295.3С-ГВ:

- при роторном бурении: по проходке на 27%, механической скорости бурения на 29,0%, при одновременном незначительном снижении стойкости на 3%;
- при турбинном способе бурения, превышение показателей составило: по проходке – на 36,8%, механической скорости бурения – на 19% и по стойкости – на 14,2%.

Анализ износа опытных долот по результатам визуального осмотра подтвердил большую стойкость, как вооружения, так и их опорных узлов в сравнении с серийными долотами. Обращает внимание количество недоработанных долот (опытных долот – 6, серийных – 2). Этим, по нашему мнению, и объясняется некоторое снижение показателя стойкости опытных долот при роторном бурении (на 3%) по сравнению с серийными.

Тем не менее, при приблизительно равном времени работы, опытные и серийные долота имели примерно одинаковый износ подшипниковых узлов, но по вооружению износ опытных долот оказался значительно меньше. Так, износ зубчатого вооружения более 50% у опытных долот имеют только 19% всех долот, тогда как у серийных, такой износ имеют 38% всех долот, т.е. в 2 раза больше, что является косвенным подтверждением того, что вооружение опытных долот работало по более чистому забою.

Однако приемочные комиссии, наряду с перспективностью эжекционной схемы промывки, используемой в опытных долотах Ш295,3С-ГВ-3, в качестве недостатка отметили наличие незначительных промывов подводящих (эжекционных) патрубков в их нижней части вследствие абразивного воздействия промывочной жидкости.

В связи с отмеченными недостатками, приемочные комиссии производственных объединений: «Оренбурггазпром», «Туркменнефть» и «Укрбургаз», рекомендовали усовершенствовать промывочный узел в части подбора более износостойких материалов для эжекционных патрубков, с целью предотвращения их размыва.

С целью устранения указанного недостатка, было предложено упрочнить эжекционные патрубки в местах вероятных промывов путем наплавки износостойкого материала (релит), в частности по наружной стороне его изогнутой поверхности (рис. 3).

С учетом этого усовершенствования Дрогобычским долотным заводом была изготовлена вторая опытно-промышленная партия долот Ш295,3С~ГВ-3 в количестве 150 штук и отправлена в объединения «Белоруснефть» и «Туркменгазпром» для повторных испытаний.

Испытания этой партии экспериментальных долот показали, что, размыв патрубков при их упрочнении рэлитом практически устранен. Единичный случай промыва патрубка имел место только вследствие некачественно нанесенного износостойкого покрытия.

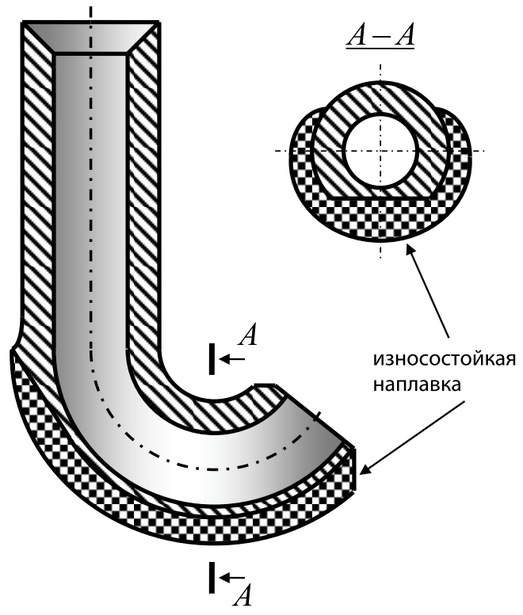


Рис. 3. Вариант упрочнения подводящего патрубка

Увеличение износостойкости патрубков эжекционной системы позволило существенно повысить время работы шарошечных буровых долот [1].

В связи с этим возросли и основные показатели работы опытных долот. Так, в производственном обьединении «Туркменгазпром» показатели работы опытных долот превосходили показатели серийных долот: по проходке на 58%, по стойкости на 23% и по механической скорости бурения на 33%. Положительные результаты получены и по всем остальным районам испытаний (таблица 1).

Все приемочные комиссии отметили работоспособность и перспективность долот с новой эжекционной схемой промывки и рекомендовали их к серийному производству [1].

Дальнейшим развитием конструкции шарошечного бурового долота с эжекционной системой является оснащение его шарошками с косозубым вооружением.

Таблица 1. Результаты отработки опытных долот по районам

Производственные объединения. Условные обозначения долот	Кол-во долот шт.	На одно долото			В % отношении		
		Проходка, м	Время бурения, м/ч	Мех. скорость м/ч	Проходка, %	Время бурения, %	Мех. скорость %
Оренбурггазпром							
295,3С-ГВ-3	50	57,8	5,7	10,0	133,0	116,0	111,0
295,3С-ГВ	34	43,5	4,9	9,0	100,0	100,0	100,0
«Туркменнефть»							
Ш 295,3С-ГВ-3	28	45,0	14,7	3,06	128,6	137,4	93,6
«Укрбургаз»							
295,3С-ГВ-3	22	57,8	13,12	4,4	129,0	100,5	129,4
295,3С-ГВ	26	44,7	13,05	3,4	100,0	100,0	100,0
«Белоруснефть»							
295,3С-ГВ-3	20	61,7	16,2	3,8	127,0	127,0	100,0
295,3С-ГВ	20	48,6	12,7	3,8	100,0	100,0	100,0
«Туркменгазпром»							
295,3С-ГВ-3	13	71,7	25,3	2,8	158,0	128,4	121,7
295,3С-ГВ	16	45,4	19,7	2,3	100,0	100,0	100,0
Среднее по объединениям							
295,3С-ГВ-3	133	57,1	12,30	4,64	133,0	121,0	110,0
295,3С-ГВ	133	43,9	10,15	4,22	100,0	100,0	100,0

При бурении нефтяных и газовых скважин шарошечным инструментом, оснащенным прямозубым вооружением, особенно в породах средней категории твердости, часто возникают проблемы, связанные с высокой энергоемкостью процесса разрушения породы и неэффективной схемой эвакуации шлама с забоя в затрубное пространство. Это объясняется тем, что при существующей схеме расположения зубьев, когда их площадки притупления, ориентированы вдоль образующей шарошки, шлам многократно подвергается повторному измельчению вооружением шарошек, что с одной стороны снижает механическую скорость бурения, а с другой – увеличивает износ и самих зубьев. В первую очередь это касается периферийных венцов, что связано как с повторным измельчением разрушенного шлама поверхности забоя, так и породы, осыпающейся со стенок скважины в процессе ее калибрования тыльными конусами шарошек. Еще одним недостатком прямозубого вооружения является вероятность образования «рейки», особенно при бурении по породам средней категории твердости. Все это негативно влияет на эффективность работы шарошечных буровых долот.

Одним из перспективных направлений дальнейшего совершенствования шарошечного бурового инструмента, с целью повышения его эффективности и конкурентоспособности, является разработка и создание косозубого вооружения (рис. 4).

Косозубое вооружение шарошек, в отличие от широко распространенного прямозубого, позволяет управлять направлением эвакуации шлама, как на поверхности забоя, так и во всей призабойной зоне, включая и надшарошечное пространство. Одной из важнейших задач оптимизации данного процесса, является недопущение возникновения противодвижений, между направлениями механической эвакуацией породы зубьями шарошек и основными гидравлическими потоками промывочной жидкости. Только при соблюдении этого условия можно значительно повысить эффективность работы бурового долота за счет улучшения очистки забоя скважины от шлама.

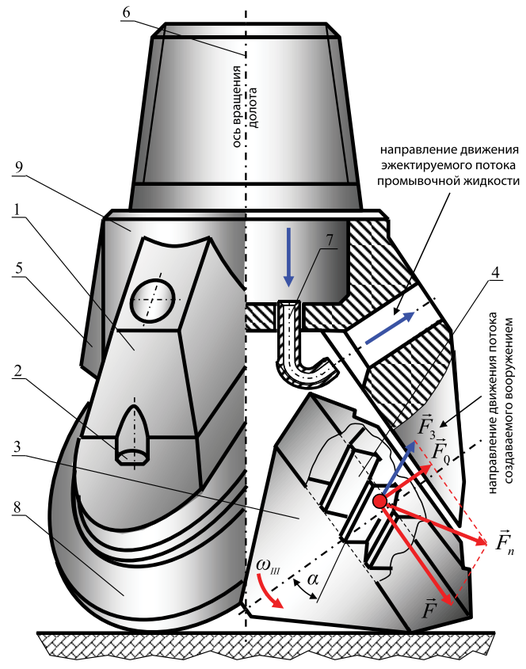


Рис. 4. Конструктивная схема бурового шарошечного долота с системой эжектирования и косозубым вооружением

Помимо этого, косозубое вооружение позволяет уже на стадии его проектирования, минимизировать вероятность отклонения (увода) долота от проектной оси скважины при бурении, за счет контролирования суммарной осевой составляющей усилия воздействия на породу наклонных зубьев каждой из шарошек [3].

>>>

С целью повышения эффективности работы шарошечных буровых долот за счет снижения энергоемкости процесса разрушения породы и облегчения удаления ее с забоя скважины была разработана конструктивная схема бурового инструмента с косозубым вооружением и эжекционной системой (рис. 4).

Новая конструктивная схема, отличается от известных на сегодняшний день, тем, что шарошки бурового долота с фрезерованным или литым вооружением, оснащены венцами с косыми зубьями, которые наклонены к оси цапфы таким образом, чтобы суммарная осевая составляющая усилия одновременного воздействия всех косых зубьев на гидравлическую среду забоя для каждой из шарошек, была одинаковой и направленной в сторону от оси вращения долота.

При этом угол наклона рабочих поверхностей косых зубьев к образующей шарошки составляет $5^0 \div 45^0$, где меньшее значение угла наклона соответствует большему значению угла наклона цапфы к оси долота [4].

На (рис. 4) представлена конструктивная схема бурового шарошечного долота содержащего лапы 1 с наклонными цапфами 2, на которых посредством подшипников установлены конические шарошки 3 с фрезерованными или литыми зубьями 4. У всех шарошек 3 зубья 4 венцов выполнены косыми, т.е. с наклоном к ее образующей под углом α, равным $5^0 \div 45^0$, при этом меньшее значение угла наклона соответствует большему значению угла наклона цапфы 2 к вертикальной оси долота. В процессе бурения промывочная жидкость, прокачиваемая через боковые гидромониторные насадки 5 и подводящие патрубки эжекционной системы 7, расположенные равноудалено от оси 6 долота, направляет разрушенную породу в сторону стенок скважины и далее в затрубное пространство. При этом часть шлама попадает в полость между обратными конусами 8 шарошек 3 и нижним торцом 9 корпуса долота и может спровоцировать образование шламовой пробки, что в ряде случаев, особенно при бурении по глинистым породам, может привести к заклиниванию шарошек 3. Для исключения этого явления и более эффективного удаления шлама с забоя скважины в предложенной конструктивной схеме, помимо эжекционной системы используются шарошки 3 с определенным наклоном зубьев 4, боковые грани которых создают усилие $\vec{F}$, осевая составляющая которого $\vec{F}_0$, ориентирована в сторону устья скважины и межшарошечную полость. Сила $\vec{F}$ воздействия зуба на гидравлическую среду направлена по касательной к образующей шарошки и перпендикулярна ее оси вращения. За счет угла наклона зуба при воздействии его на гидравлическую среду сила $\vec{F}$ раскладывается на две составляющие $\vec{F}_n$ – нормальную составляющую, т.е. силу, направленную перпендикулярно рабочей поверхности зуба, и $\vec{F}_3$ – силу, направленную вдоль основных рабочих поверхностей зубьев вооружения [3].

В процессе бурения при перекатывании шарошек с косозубым вооружением по забою, сила $\vec{F}_3$ заставляет часть бурового раствора со шламом, захватываемого зубьями, двигаться в направлении действия этой силы. Таким образом, появляется возможность управлять потоками механической эвакуации выбуренной породы за счет изменения направления и величины угла наклона зубьев шарошек. При этом суммарная осевая составляющая усилия одновременного воздействия всех косых зубьев 4 на гидравлическую среду забоя для каждой шарошки 3 должна быть одинаковой и направлена в сторону от центра к периферии. В этом же направлении транспортирует шлам и эжекционная система долота.

Принцип работы конструкции заключается в следующем. При вращении долота шарошки 3 перекатываются с одновременным проскальзыванием по поверхности забоя и разрушают породу под воздействием осевой нагрузки и крутящего момента. Выполнение долота с косыми зубьями способствует повышению эффективности разрушения горных пород за счет проскальзывания зубьев 4 относительно забоя. Особенно это касается пластичных пород. Разрушенная порода, благодаря выполнению венцов шарошек 3 с зубьями 4, имеющими наклон относительно образующей шарошки 3, при выходе зубьев 4 из контакта с поверхностью забоя, направляется в сторону периферии (направление движения потока показано на рис. 4.2. стрелками). Там она подхватывается промывочной жидкостью и наклонными зубьями 4, которые, выполняя функцию шнековых лопастей, подают обогащенную шламом промывочную жидкость через межшарошечную полость в затрубное пространство и далее на поверхность. При этом, благодаря системе эжектирования и выполнению шарошек 3 с одинаковой рабочей поверхностью для выноса шлама, снижается вероятность появления на забое турбулентных потоков [5], что в свою очередь гарантирует более интенсивное и равномерное удаление шлама с забоя скважины и исключает образование шламовых пробок. Это позволяет избежать повторного измельчения разрушенной породы и тем самым уменьшить износ зубчатого вооружения. ●

Литература:

1. Васильев А. В. Совершенствование схем промывочных устройств гидромониторных долот. Кандидатская диссертация. М., 1982.
2. Мавлютов М. Р. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра. 1978.
3. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением. – М.: Нефть и газ, 2015.
4. Сериков Д. Ю., Ясашин В. А., Панин Н. М. Буровое шарошечное долото. Пат. РФ на изобр. №2520974, опубл. Б.И. № 18 от 27.06.2014.
5. Сериков Д. Ю. Буровое шарошечное долото. Пат. РФ на изобр. №2598250, опубл. Б.И. № 26 от 20.09.2016.

Алмаз - Антей

КУПОЛ

www.almaz-antey.ru
www.kupol.ru

АО «ИЭМЗ «Купол» предлагает

Газовые системы лучистого отопления

ИДЕАЛЬНЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА:

- производственных предприятий;
- складских помещений;
- мастерских по обслуживанию автомобилей;
- пожарных депо;
- погрузочно-разгрузочных площадок сельскохозяйственных сооружений;
- самолетных ангаров;
- физкультурно-оздоровительных комплексов и других помещений.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

- излучатели со степенью защиты IP-54;
- современные материалы, обеспечивающие долгий срок эксплуатации и легкость конструкции;
- удобство монтажа;
- не требуют дополнительных площадей;
- не требует теплотрасс, радиаторов отопления, нет проблем размораживания;
- ремонтопригодность, минимальное техническое обслуживание;
- уменьшение расхода энергии;
- работа в автоматическом режиме;
- возможность зонального отопления и отопления по сменам;
- возможность снижения температуры в помещении без потери ощущения комфорта (поддерживает оптимальную температуру в зоне пребывания людей);
- широкий выбор мощностей от 15 до 55 кВт.

АО «Концерн ВКО «Алмаз-Антей» | 121471, г. Москва, ул. Верейская, д. 41 | тел. (495) 276-29-65 | e-mail: antey@almaz-antey.ru
АО «Ижевский электромеханический завод «Купол» | г. Ижевск, ул. Песочная, д. 3 | тел. (3412) 72-5125 | e-mail: iemz@kupol.ru

Шлангенз. Вперёд к новым достижениям

В 2017 г. компания «Шлангенз» отметила десятилетний юбилей. За это время ООО «Шлангенз» зарекомендовала себя в качестве надежного и ответственного исполнителя, выполняющего все пожелания клиентов оперативно и на самом высоком уровне. Впереди много планов и идей по совершенствованию качества и услуг. Обо всем подробно нам расскажет генеральный директор ООО «Шлангенз» Александр Алексеевич Ткаченко.

ТКАЧЕНКО Александр Алексеевич –
генеральный директор ООО «Шлангенз»

■ В 2017 году вашей компании исполнилось 10 лет. Расскажите, пожалуйста, о развитии ООО «Шлангенз», основных направлениях деятельности предприятия и конкурентных преимуществах.

– Вот уже 10 лет наша компания занимает лидирующие позиции на отечественном рынке гибких соединений. Мы постоянно идем вперед, повышаем уровень квалификации сотрудников и качества выпускаемой продукции. Основные принципы нашей работы соответствуют самым высоким требованиям международного уровня. Стоит отметить, что компания «Шлангенз» начала свою работу в качестве структурного подразделения ООО «Компенз». Предпосылкой для создания стала необходимость удовлетворения растущего спроса на гибкие соединения, шланги и рукава высокого давления, не уступающие по своим характеристикам импортным аналогам. В процессе развития мы отделились в отдельную компанию и запустили пять 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.

Наши конкурентные преимущества заключаются в том, что компания Шлангенз предлагает полное сопровождение проекта. Мы готовы обеспечить выезд специалиста, анализ объекта и выбор типа рукава, определение оптимального места установки. Высококвалифицированные специалисты компании осуществляют шефмонтаж любой сложности. Качество, безопасность и уровень надежности для нас превыше всего.

■ Каким стал для вашего предприятия 2017 год? Расскажите о планах ООО «Шлангенз» на 2018 год.

– 2017 год стал для нашего предприятия очень удачным в плане развития новых бизнес-направлений и партнерских отношений. Мы завершили строительство еще одного нового цеха, запустили и испытали новую продукцию, создали дополнительные трудовые места. Если говорить о новой продукции, то в 2017 г. для удовлетворения растущего спроса на полимерные плоскосворачиваемые рукава компания «Шлангенз» запустила производство сверхпрочных полиуретановых рукавов высокого давления для перекачки воды с примесями, полиуретановых антистатических напорных рукавов для перекачки нефтепродуктов под давлением до 4 мегапаскаль. Хочу отметить, что плоскосворачиваемые рукава из нового модельного ряда обладают улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками: гибкость, долговечность и прочность. Также для использования продукции в экстремальных климатических условиях севера, наша компания провела испытания совместно с научным институтом Министерства обороны РФ и получила положительное заключение.

Также в прошлом году расширились наши партнерские контакты – в марте 2017 г. было положено начало сотрудничеству с одним из мировых лидеров вертолетостроения – АО «Вертолеты России».

В 2018 год мы вошли с грандиозными планами и не намерены останавливаться на достигнутом. Уже есть первые отличные результаты. Например, в феврале 2018 г. новый крупный завод Роснефти получил металлорукава, полностью произведенные на производстве ООО «Шлангенз». Всего по данному проекту было заложено изготовление 840 шт. металлорукавов, предназначенных для работы в новопостроенной установке гидрокрекинга нефтепродуктов. Данный проект прошел все возможные этапы согласования нефтяной компанией – от запроса на продукцию проектного института до производства и поставки на объект конечного заказчика одного из нефтеперерабатывающих заводов РФ.

В 2018 году мы увеличили вложения в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Один из главных принципов работы «Шлангенз» – это надежность оборудования. Мы постоянно совершенствуем свою продукцию, следим за качеством и прочностью материалов, рассчитанных на большие нагрузки. Конструкторы компании осуществляют тщательный анализ материалов, занимаются проектированием опытного образца с последующим тестированием в испытательной лаборатории. Все производственные процессы в компании регламентированы в соответствии с ISO 9001:2015. Технические специалисты предоставляют полное техническое сопровождение проектов, инженеры-конструкторы для разработки решений тщательно анализируют исходные данные и выполняют рабочую документацию на сертифицированном программном обеспечении. Таким образом, наша основная задача – это повышение уровня качества и удовлетворение всех запросов клиентов.

>>>

■ Расскажите, пожалуйста, о техническом оснащении вашей компании. Кроме предприятий нефтегазовой отрасли, где еще используется ваша продукция.

– Производственное оборудование, на котором мы выпускаем свою продукцию, на сегодняшний день является единственным в России. Все конструкторские решения проходят предварительные испытания давлением 1200 атм. в собственной лаборатории компании. Сейчас «Шлангенз» продолжает динамически развиваться и осуществляет массовое производство рукавов для различных сфер промышленности диаметрами от 4 до 700 мм. Нужно отметить, что наша компания единственная в России, которая может производить металлические рукава диаметром до 700 мм, а также одна из единственных компаний в России, кто стал производить композитные рукава под своим брэндом. На производственных площадях «Шлангенз» заканчивается строительство дополнительных цехов под новое оборудование и дополнительных помещений для склада готовой продукции. Сотрудники производственных цехов постоянно проходят аттестацию и повышают свою квалификацию, что говорит о высоком профессионализме и ответственном подходе к делу.

Мы гордимся тем, что среди наших клиентов такие компании, как ПАО «Газпром», ОАО «Роснефь» ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Росатом» и др., но, наша продукция используется также и в других отраслях промышленности. Среди наших заказчиков хочу отметить предприятия аэрокосмической отрасли, мы поддерживаем контакты с ВПК России, выполняем госзаказы. Совместно с заводом спецтехники ИСКАДАЗ мы выпускаем продукцию для агропромышленного комплекса. Так, например, недавно вместе мы предложили безопасные инфраструктурные решения для свиноферм. Мы рады, что наша продукция востребована в разных компаниях.

■ Буровую установку «Арктика» называют безусловным успехом российского нефтегазового машиностроения. Расскажите о вашем участии в этом проекте.

– Буровая установка «Арктика» укомплектована буровыми рукавами компании Шлангенз. Установка, а также ее комплектующие предназначались для работы в суровых условиях Заполярья. Выбор на буровых рукавах марки Shlangenz для завода СПГ был остановлен неслучайно. Они способны работать даже при пиковых нагрузках в 700 атмосфер и температуре -55 градусов, что является несомненным плюсом для завода заказчика, расположенного на Крайнем Севере. Мы очень ценим оказанное доверие, ведь на объекте «Ямал СПГ» применяются только те технологии, которые доказали свою эффективность и надежность.

■ Расскажите об основных принципах вашей работы, миссии компании, ценностях и приоритетах.

– Мы всегда работаем на результат, ценим долгосрочные партнерские отношения, уважаем ответственность и следование общим целям, направленным на развитие Шлангенз. Наша миссия — совершенствование технологии и укрепление ведущих позиций на рынке компенсационного оборудования, внедрение и проектировании современных, сложных систем компенсации трубопроводов. Мы стремимся быть лучше и отвечаем всем требованиям клиента. Мы будем, как и прежде, продолжать работать профессионально и оперативно. Компания «Шлангенз» открыта для новых идей и сотрудничества. Наши ценности неизменны – высокое качество продукции, профессионализм сотрудников, наличие современных производственных мощностей, стабильность, ответственность. Уверен, что вместе мы добьемся отличных результатов и успешно реализуем масштабные проекты. ●

Shlangenz
Стальная гибкость

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

Сапкон
www.sapcon.ru

АО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

■ **В ОТДЕЛЕ ИСПЫТАНИЙ И СЕРВИСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЯЕМ:**
- ◆ проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания, а также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- ◆ проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ◆ ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

■ **ВЛАДЕЕМ БОЛЬШИМ РЯДОМ РАЗРАБОТАННЫХ НАМИ ПРОЕКТОВ**

■ **ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ,**
а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

■ **ПРОЕКТИРУЕМ, ПРОИЗВОДИМ, ПОСТАВЛЯЕМ И ОСУЩЕСТВЛЯЕМ**
сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:
- ◆ агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- ◆ комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- ◆ комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессоливания нефти;
- ◆ технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- ◆ нестандартное оборудование на заказ.

■ **ВЫПОЛНЯЕМ УСЛУГИ ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ МЕТАЛЛОВ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ**
одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля

Россия, 410012, г. Саратов, ул. им. С. Т. Разина, д. 33Б, стр. 1
e-mail: neftemash@sapcon.ru

тел. (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
факс (8452) 50-60-30, 52-48-88

Установки типа БДР

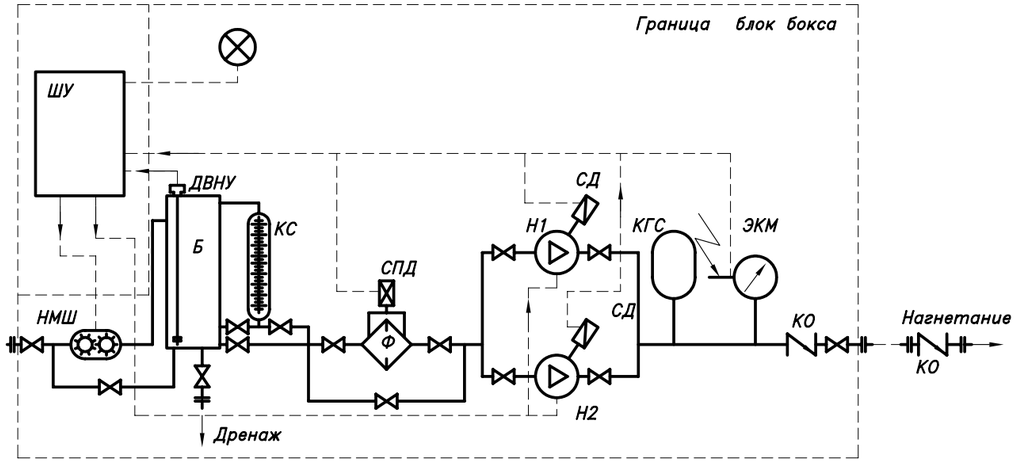
Назначение

Установка электронасосная дозировочная мембранная типа 2УНД11М (далее по тексту установка) предназначена для объемного дозирования различных химических реагентов (ингибиторов, деэмульгаторов и др.) в том числе нейтральных и агрессивных, токсичных, горючих, легковоспламеняющихся и взрывоопасных жидкостей с температурой от -40°С до +80°С) и кинематической вязкостью не более 8х104 м^2/с (8 см^2/с), имеющих твердые включения максимальным размером до 0,1 мм, максимальная массовая концентрация которых не превышает 0,2%, не вызывающих химического разрушения материалов проточной части из сталей 10Х17Н13М2Т, 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72, стали 20 ГОСТ 1050-88 и стали 09Г2С ГОСТ 19281-89.

Технические характеристики:

- Установка выпускается в общепромышленном или взрывозащищенном исполнениях.
- Маркировка взрывозащиты, не ниже – 1ExdIIBT4.
- Тип гидроблока дозировочного агрегата – мембранный со сдвоенной «сэндвич» мембранной и встроенным предохранительным клапаном (возможно комплектация дозировочным агрегатом с плунжерным гидроблоком).
- Производительность дозировочных агрегатов – от 0,1 до 10000 л/мин.
- Давление нагнетания – до 350 кгс/см^2.
- Материал проточной части – углеродистая или нержавеющая сталь.

Схема гидравлическая

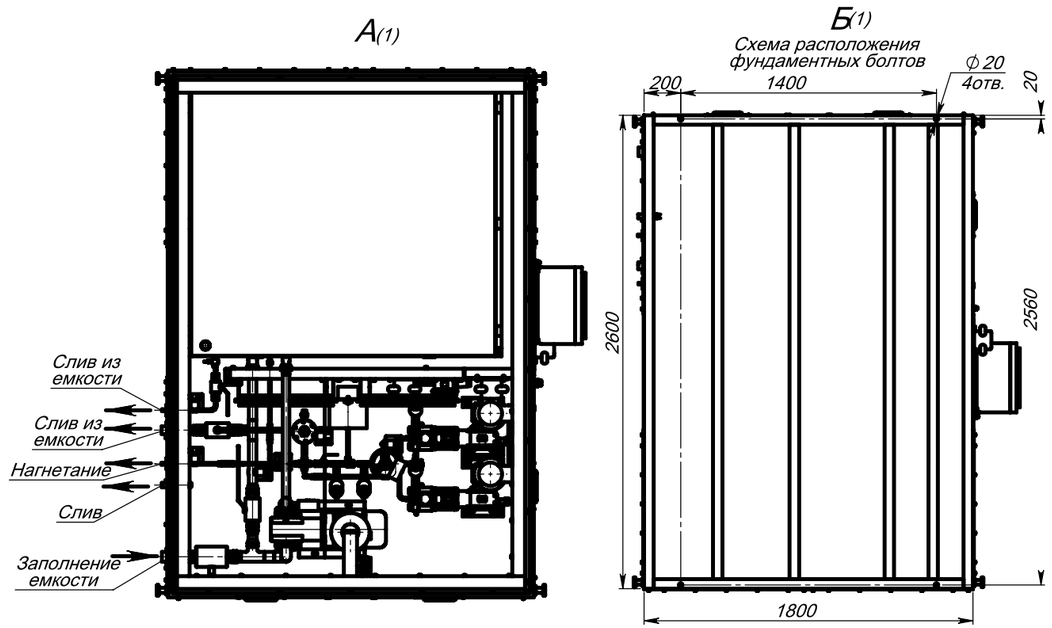


Б – расходная емкость с датчиком верхнего и нижнего уровня ДВНУ;
Н1,Н2 – дозировочный насос;
НМШ – насос шестеренчатый (дополнительный);
Ф – фильтр;
КО – клапан обратный;
ЭКМ – электроконтактный манометр;
СПД – сигнализатор перепада давления (загрязненности фильтр);
СД – сигнализатор давления (порыва мембраны гидроблока);
ШУ– шкаф управления
КГС – компенсатор гидропульсаций сильфонный

Системы управления дозировочными установками

Для удобства управления работой дозировочной установкой в ручном и (или) автоматическом режиме (безлюдные технологии), возможна комплексная разработка дозировочной установки с системами дистанционного автоматического управления.

Разработка установки и системы управления производится по Вашему техническому заданию, используя огромный опыт разработки данных систем на предприятии и имеющихся у Вас АСУ ТП.



В состав данных установок входят:

- Дозировочные агрегаты плунжерного или мембранного исполнения, количество агрегатов подбирается под требуемый технологический процесс;
- Расходная емкость с визуальным уровнемером и калибровочным сосудом, возможна установка электронных датчиков текущего уровня и сигнализаторов верхнего и нижнего уровня;
- Шестеренный насос для загрузки реагента в расходную емкость и перемешивания;
- Электроконтактный манометр или другие приборы КИПа для контроля текущего состояния процесса дозирования;
- Гидравлическая обвязка всего технологического оборудования согласно требуемой технологической схеме;
- Все элементы установки располагаются в каркасной раме закрытой щитами (блок-закрытый);
- Возможно утепления блока, установки внутри него освещения, электрообогрева и вентиляции;
- Снаружи установки располагается взрывозащищенный (по требованию) пост управления со следующими функциями: управления работой дозировочных и дополнительного насосов, контроль и визуализация текущего состояния установки, управление освещением, обогревом и вентиляцией, выдача сигналов на АСУ ТП верхнего уровня.

Комплектация установки и функции поста управления обговариваются при заказе.

Подробную информацию вы можете получить на страницах веб-сайта **www.sapcon.ru** ●

АО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
410012, г. Саратов, ул. им. С. Т. Разина, д. 33Б, стр. 1
тел. (8452) 26-16-59, факс (8452) 50-60-30, 52-48-88
e-mail: neftemash@sapcon.ru
www.sapcon.ru

ГЕА Рефрижерейшн РУС. Перевалка СУГ.
Дожимные компрессорные станции отгружены из Климовска в Тамань

В конце февраля 2018 компания ГЕА отгрузила шесть дожимных компрессорных станций для ЗАО «Таманьнефтегаз» (входит в группу компаний «ОТЭКО»), Краснодарский край, Темрюкский район, п. Волна, изготовленных на собственном заводе в г. Климовске Московской области. Дожимные компрессорные станции (ДКС), предназначенные для слива СУГ (сжиженных углеводородов) из ж/д цистерн в терминальные хранилища, изготовлены в блочно-модульном исполнении со всеми системами жизнеобеспечения. Мощность электродвигателей каждой из шести установок составляет 1600 кВт. Оборудование прошло предварительную приемку заказчиком на производстве ГЕА в конце прошлого года.

Габаритные размеры одной установки составляют 12310x3970x3890 мм. Служба логистики ГЕА успешно справилась с отгрузкой, несмотря на то, что вес установок велик и составляет 43 т для одного контейнера. Установки с таким весом отгружались с производства впервые. Кроме того, у ДКС смещен центр тяжести, что потребовало погрузку двумя кранами, вместо одного.

Установки перед отгрузкой были подготовлены для доставки автомобильным транспортом в пункт назначения.

В настоящий момент установки доставлены заказчику и успешно разгружены на месте.

В объем работ по договору входит также проектирование, шеф-монтажные и пусконаладочные работы, а также инструктаж персонала на месте, комплект запасных частей и сервисное обслуживание на 5 лет. Срок гарантии на оборудование составляет 5 лет. ●

www.geaenergy.ru

Укрощение русской зимы. Теплотехника от ИЭМЗ «Купол» – победа над холодом

А. СОЛДАТКИН *– инженер АО «Ижевский электромеханический завод «Купол»*

Важнейшим фактором экономики на протяжении всей истории человечества является климат. Где-то он способствует экономической деятельности, где-то оказывается суров – и тормозит развитие экономики. России не повезло с климатом – у нас холодно не только зимой, но и в межсезонье, что заметно препятствует успешной трудовой деятельности. Борьба с холодом и непогодой сопровождала труд на Руси испокон веков. И лишь титаническими усилиями удавалось этот бой выигрывать. Но, помимо стойкости и упорства бойцов, победа во многом определяется военной техникой, которой они снабжены. Российским промышленникам и рабочим необходимо надежное оружие в битве с холодным климатом. Таким оружием является климатотехника производства Ижевского электромеханического завода «Купол» – производителя лучших в мире в своем классе зенитных ракетных комплексов «Тор-М2», – активно внедряющего оборонные технологии в производство гражданской продукции.

Климатотехнику ИЭМЗ «Купол» производит уже свыше двадцати лет. Предприятием накоплен огромный опыт в производстве данных изделий, отработаны технологии, доведено до военных стандартов качество изготовления. В широком ряду «купольского» климатотехнического оборудования видное место занимают газовые системы лучистого отопления (ГСЛО).

ГСЛО – это высокоэффективная энергосберегающая технология отопления, построенная на основе инфракрасных газовых нагревателей (ИКНГ), обеспечивающая экономичный обогрев производственных цехов, мастерских, депо, складов, сельскохозяйственных сооружений, самолетных ангаров и т.д.

ГСЛО имеют огромные преимущества перед традиционными системами отопления. В котельных установках энергия расходуется сначала на разогрев теплоносителя, а затем на доставку его в отапливаемое помещение, причем каждый из этих этапов сопровождается существенными потерями тепла, которые совокупно достигают 35–55%. В ГСЛО энергия топлива используется для отопления помещения непосредственно, а значит – с минимумом потерь (до 10%). Принцип работы ИКНГ прост и эффективен. Горячие продукты сгорания газа, проходя внутри труб отопительного устройства, нагревают их до высокой температуры, что ведет к излучению инфракрасных тепловых лучей. Они нагревают встреченные на своем пути поверхности, а те, в свою очередь, отдают тепло воздуху. В результате при использовании ГСЛО эффективно обогреваются зоны нахождения людей, а не весь объем помещения, что также позволяет снизить потребление энергии – отсутствуют тепловые потери от поднятия теплого воздуха вверх и потери энергии в котельных и на теплотрассах.

В общей сложности, по сравнению с котельными установками, ГСЛО позволяет в 1,5–3 раза уменьшить потребление газа, в десятки раз – расход электроэнергии. А отказ или значительное сокращение использования наружных и внутренних коммуникаций позволяет уменьшить стоимость монтажа и пуско-наладочных работ при монтаже системы отопления.

В состав комплексной газовой системы отопления входят газовые инфракрасные излучатели (в необходимом количестве) и система управления, которая позволяет задавать оптимальные режимы работы ИКНГ и поддерживать необходимую температуру автоматически. Возможно использование сезонного и суточного («день/ночь») режимов с понижением температуры до дежурной (+5°С) в нерабочее время и зональное управление температурой (локальное отопление отдельных участков).

ГСЛО производства ИЭМЗ «Купол» отличаются невысокой стоимостью (до 30% дешевле продукции иных производителей) и высокой безопасностью (благодаря применению многоступенчатой системы HONEYWELL). Широкий выбор мощностей – от 15 до 55 кВт – позволяет подобрать модель, оптимальную для имеющегося помещения, а применение современных материалов обеспечивает долгий срок эксплуатации. Вся произведенная продукция проходит необходимые регламентные работы и приемо-сдаточные испытания – ИЭМЗ «Купол» располагает собственной газовой лабораторией.

Предприятием уже реализовано свыше 100 крупных проектов по установке систем ГСЛО. При реализации проектов АО «ИЭМЗ «Купол» оказывает весь комплекс работ «под ключ»: энергоаудит объекта с последующим заключением энергосервисного контракта, выполнение проектных работ, поставка оборудования, выполнение монтажных и пусконаладочных работ на объекте, обеспечение гарантийного и сервисного обслуживания, а также обучение персонала.

Большой опыт монтажных работ и высокий профессионализм работников ИЭМЗ «Купол» позволяют обеспечить надежность и долговременность эксплуатации установленного оборудования.

Газовые системы лучистого отопления производства ИЭМЗ «Купол» установлены и успешно эксплуатируются на АО «Лада Ижевск», АО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш», ООО «Ишимбайский станкоремонтный завод», АО «Белгородский завод горного машиностроения», ПАО «Татнефть» и многих других.

На эксплуатирующих предприятиях «купольские» системы отопления получили высокую оценку. Так, например, главный инженер ОАО «НПП «Старт» М. А. Кубачков отмечает: *«Эффективность использования ГСЛО на нашем предприятии характеризуется следующими цифрами: расход газа сократился в два раза, потребление воды сократилось на 35,4%»*. Главный инженер ЗАО «Борисовский завод мостовых металлоконструкций» Г. Г. Беляев дает следующую оценку: *«При прежней системе отопления от центральной котельной при таком же расходе газа помещение практически не отапливалось, то есть эффективность использования газа возросла в восемь–девять раз»*. Характеристики некоторых из уже реализованных проектов установки системы ГСЛО на различных предприятиях представлены в табл. 1 и позволяют наглядно судить о выгодах использования современных систем отопления производства ИЭМЗ «Купол».

Помимо систем ГСЛО на «Куполе» производятся газовые и жидкотопливные воздухонагреватели тепловой мощностью от 30 до 300 кВт, – что дает возможность их применения для быстрого и эффективного обогрева помещений большой площади. Сгорание топлива в этих видах нагревателей происходит в герметическом теплообменнике, поэтому воздух в помещении остается чистым. Газовые и жидкотопливные воздухонагреватели незаменимы там, где нет стационарного отопления, где необходимо эффективно обогревать помещения большой площади. При всей своей эффективности они достаточно экономны.

Для эксплуатации воздухонагревателей на открытом воздухе ИЭМЗ «Купол» предлагает услуги по проектированию, изготовлению и монтажу утепленных модулей наружного исполнения. Модули состоят из сэндвич-панелей с пространством для обслуживания и газоходами забора воздуха.

На «Куполе» выпускаются газовые воздухонагреватели прямого действия (ТАГ-30Н), газовые воздухонагреватели с отводом продуктов сгорания (ТАГ-100, ТАГ-160, ТАГ-300 с осевыми вентиляторами, ТАГ-100Ц и ТАГ-160Ц с высоконапорными вентиляторами), жидкотопливные воздухонагреватели с отводом продуктов сгорания (ТАЖ-70М, ТАЖ-110, ТАЖ-160).

Таблица 1. Затраты и экономия при выборе различных систем отопления

		Новая система отопления				Реконструкция действующей системы отопления			
		АО «Брянский автомобильный завод» ИКНГ-50-U-55 – 189 шт. (10,4 МВт)		ООО «Воткинская промышленная компания» ИКНГ-50-L-50 – 22 шт. (1,1 МВт)		ЗАО «Белгородский завод горного машиностроения» ИКНГ-50 – 168 шт. (8,4 МВт)		АО «ИЖМЕТМАШ» ИКНГ-50-U-55 – 120 шт. (6,6 МВт)	
№ п/п	Характеристики проекта	Система ГСЛО «Купол» 10,4 МВт	Новая котельная 14 МВт	Система ГСЛО «Купол» 1,1 МВт	Новая котельная 2 МВт	Система ГСЛО «Купол» 8,4 МВт	Действующая котельная 12 МВт	Система ГСЛО «Купол» 6,6 МВт	Действующая котельная 9 МВт
1	**Капитальные затраты**								
1.1	Проектные работы, млн. руб.	1,4	2,1	0,3	0,6	1,0		0,8	
1.2	Оборудование, млн. руб.	18,0	34,5	2,3	3,6	13,0		17,2	
1.3	Монтаж и ПНР, млн. руб.	24,7	15,3	1,7	0,9	20,5		5,6	
Итого по разделу №1, млн. руб.		44,1	51,9	4,3	5,1	34,5		23,6	
Экономия от использования оборудования «Купол», единовременно, млн. руб.		7,8		0,8		–		–	
2.	**Операционные затраты за год**								
2.1	Техобслуживание, млн.руб.	0,7	0,9	0,4	0,5	0,5	1,4	0,4	1,0
2.2	Потребление газа*, млн. руб.	7,4	10,7	1,0	1,8	6,2	19,2	4,4	14,4
2.3	Потребление электроэнергии*, млн. руб.	0,07	3,5	0,006	0,2	0,04	2,7	0,03	2,0
Итого по разделу №2, млн.руб.		8,2	15,1	1,4	2,5	6,7	23,3	4,8	17,4
Экономия от использования оборудования «Купол», ежегодно, млн. руб.		6,9		1,1		16,6		12,6	
3	Срок окупаемости проекта, мес.	–		–		25 мес.		23 мес.	

>>>

ИЭМЗ «Купол» предлагает для предприятий АПК следующие новинки: газовый воздухонагреватель ТАГ-70 тепловой мощностью 70 кВт и газовый воздухонагреватель ТАГ-100 тепловой мощностью 100 кВт в подвесном исполнении. Данные агрегаты укомплектованы вентиляторами немецкой фирмы Ebmpapst и автоматикой ведущих мировых производителей, которая имеет высокую степень защиты от внешней среды: IP 54 для ТАГ-70 и IP65 для ТАГ-100 в подвесном исполнении.

Еще одна линейка климатотехники ИЭМЗ «Купол» – тепловентиляторы серии ТВ в квадратном корпусе тепловой мощностью от 3 до 24 кВт и серии ТВК в круглом корпусе тепловой мощностью от 3 до 15 кВт, используемые как для обогрева помещений, так и для сушки локальных зон (например, при строительстве) или осушения воздуха. Это практичное и недорогое тепловое оборудование с наименьшей стоимостью единицы мощности.

Для обогрева промышленных помещений ИЭМЗ «Купол» предлагает высоко эффективные тепловые завесы серии ТВВ мощностью от 8 до 36кВт и тепловентиляторы с водяным теплоносителем серии ТПВ – 15, 25 и 50 кВт. Большим преимуществом этих приборов является возможность совмещения вентиляции и обогрева.

Помимо теплотехники промышленного назначения ИЭМЗ «Купол» выпускает и широкую линейку теплового оборудования для дома и офиса, в том числе электрические инфракрасные обогреватели серии ОИм тепловой мощностью от 0,7 до 4 кВт, электрические тепловые завесы тепловой мощностью от 3 до 24 кВт.

Все теплотехническое оборудование производства ИЭМЗ «Купол» отличает высокое качество изготовления. Продукция изготавливается на современном высокоточном оборудовании, используются только качественные комплектующие. Система менеджмента качества ИЭМЗ «Купол» едина и для оборонной, и для гражданской продукции и соответствует военному стандарту ГОСТ РВ 0015-002. По данным независимого исследования экспертов IFC «Международная финансовая корпорация» ИЭМЗ «Купол» занимает лидирующую позицию на российском рынке производителей систем ГСЛО. В 2017 году высокое качество и прекрасные эксплуатационные характеристики «купольских» систем отопления получили признание на самом высоком уровне – руководством крупнейшей российской госкорпорации – Концерна ВКО «Алмаз-Антей» принято решение о внедрении на всех предприятиях Концерна теплотехники производства ИЭМЗ «Купол».

Высокое качество, низкая цена, широкие возможности использования, экономичность и эргономичность – вот что отличает теплотехнику Ижевского электромеханического завода «Купол» и обеспечивает ей успех на рынке климатотехнического оборудования. ●

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

АО «Ижевский электромеханический завод «Купол»
426033, г. Ижевск, ул. Песочная, д. 3
тел. (3412) 72-5125, факс (3412) 72-68-19
e-mail: iemz@kupol.ru
www.kupol.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ
РУСКОМПОЗИТ

ПОЛИМЕРНЫЙ СКАЛЬНЫЙ ЛИСТ «ГРИНКОД»

Полимерный скальный лист «ГРИНКОД» - композит, изготовленный на полимерной основе, термически скрепленной с нетканным полотном с одной стороны и высокопрочным стекловолокном с другой.

Полимерный скальный лист обладает большей гибкостью относительно мультиаксиального скального листа, при аналогичных прочностных показателях. Это позволяет использовать полимерный лист на трубопроводе самого малого диаметра, а также осуществлять монтаж при температуре до -45°С.

монтаж при температуре до -45°С

универсален - поставляется в форме рулонов

максимальная ширина оптимизирует расход материала

Группа компаний «РУСКОМПОЗИТ»
117638, Москва, ул. Одесская, д. 2, к. С
+7(495) 223 77 22
info@ruscompozit.com www.ruscompozit.com

Производство гнутых отводов с использованием технологии индукционного нагрева. Трехмерная гибка труб

«Серебряный мир 2000» — российский производитель соединительных деталей трубопроводов, имеющий 18-летний опыт работы с ведущими предприятиями нефтегазового комплекса. Компания «Серебряный мир 2000» - официальный представитель основных заводов-производителей соединительных деталей трубопроводов, входит в Базы и реестры квалифицированных поставщиков «Газпром», «Роснефть», «Газпром нефть», «СИБУР», «НОВАТЭК», «Славнефть» и др.

- *18 лет успешной работы на рынке соединительных деталей трубопроводов*
- *Участие в более чем 800 проектах по всей России*
- *Собственное производство*
- *3 000 довольных клиентов, надежная деловая репутация*
- *Более 10 000 типоразмеров деталей трубопроводов на складе компании*

Основные сферы деятельности

- **НОВИНКА! Детали трубопроводов по европейским стандартам (в т.ч. из не стандартных для Российских производителей материалов).**
- **СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО! производство гнутых отводов с использованием технологии индукционного нагрева, трехмерная гибка труб.**
- **Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, заглушки и днища, концентрические и эксцентрические переходы, фланцы, изолирующие фланцевые соединения, прокладки, крепеж) и запорной арматуры (задвижки, клапаны, краны шаровые).**
- **Детали трубопроводов в изоляции (антикоррозионная изоляция, теплогидроизоляция).**

С 2017 года компания «Серебряный мир 2000» осуществляет комплексные поставки трубной продукции от европейских производителей:
- тройники с углом ответвления 45° (Seamless tee 45°, Welded tee 45°),
- свиполеты (Sweepolet),
- отводы (Bend and Elbow),
- переходы (Reducer),

кованые и сварные из высокопрочной углеродистой и нержавеющей стали по ASME (American Society of Mechanical Engineers), ASTM (American Society for Testing and Materials), ANSI (American National Standards Institute), NACE (National Association of Corrosion Engineers) от европейских производителей.

В 2017 году в компании произошла реорганизация. Производственная площадка «СМ Деталь» была перевезена из города Омск в город Арамиль, Свердловская область, Сысертский район. Данные изменения позволили расширить технические возможности производства, наладить выпуск продукции по новым ТУ. Полностью была обновлена лаборатория неразрушающего контроля и создана собственная лаборатория разрушающего контроля. Все это позволило за осенне-зимний период успешно выполнить заказы для объектов компаний «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть», «Ямал СПГ» и др.

Индукционно-гибочная установка SRBMI 800

Индукционно-гибочный стан SRBMI 800 немецкой фирмы AWS SCHAFER

Приемка трубы, входной контроль

Гнутье трубы с использованием технологии индукционного нагрева

Особенности технологии индукционной гибки:

Сварочная конструкция	Индукционная (трехмерная) гибка («Серебряный мир 2000»)
4 колена	1 труба
5 отрезков трубы	4 изгиба
8 сварных швов	Отсутствие сварных швов
10 обработок концов трубы	2 обработки концов труб
Монтаж и сварка	Не требуется
Доработка из-за допустимых отклонений	Не требуется
Контроль качества	Контроль качества

Для производства гнутых отводов используется оборудование немецкой фирмы AWS SCHAFER – стан SRBMI 800, отвечающий самым высоким требованиям. Индукционно-гибочная установка SRBMI 800 позволяет изготавливать нестандартную продукцию, технологически сложные изделия методом трехмерной гибки труб.

Технология гибки с индукционным нагревом, разработанная компанией, имеет значительные преимущества по сравнению с обычными методами гибки:
- Гибка с различными радиусами и углами;
- Гибка с малой овальностью трубы;
- Гибка с малым утонением стенки;
- Трехмерные изгибы с прямыми коленями, снижение числа сварных соединений;
- Гибка с упрощенным контролем;
- Гибка труб из ферритовых, аустенитных и аустенитно-ферритных сталей;
- Оптимизация техобслуживания и максимальная эксплуатационная готовность;
- Гибка труб с комплексной геометрией;
- Низкое потребление энергии при высокой эффективности;
- Снижение времени на переналадку;
- Гибка с минимальным соотношением R/D.

>>>

Подготовка трубы перед гнутьем

Выходной контроль готовых гнутых отводов

Маркировка гнутых отводов

Готовые изделия

■ **ТУ 1469-001-90284633-2011**

Настоящие технические условия распространяются на отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые), с условными проходами от DN 100 до 800 и радиусом изгиба до 5 DN для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, транспортирующих неагрессивные среды.

■ **ТУ 1469-002-90284633-2012 (входит в Реестр трубной продукции ОАО «НК «Роснефть»)**

Настоящие технические условия распространяются на отводы горячегнутые (ОГ) стальные приварные с условными проходами от DN 100 до DN 800 мм и радиусом гиба от 1,5 до 20 DN повышенной эксплуатационной надежности в коррозионно-активных средах с содержанием сероводорода до 6% об.

■ **ТУ 1469-003-90284633-2014 (входит в Реестр трубной продукции ПАО «Газпром»)**

Настоящие технические условия распространяются на отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева, с условными проходами от DN 100 до DN 700 из углеродистых и низколегированных сталей для сооружения магистральных и промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивного газа, на рабочее давление до 32,0 МПа включительно при температуре стенки трубопровода от -60°С до +120°С.

■ **ТУ 1468-004-90284633-2016**

Настоящие технические условия распространяются на отводы горячегнутые, изготовленные методом индукционного нагрева для сооружения технологических трубопроводов, предназначенных для транспортировки жидких, газообразных и парообразных сред, на рабочее давление до 32,0 МПа.

Отводы изготавливают двух категорий I и II, номинальными диаметрами от DN 100 до DN 800, из углеродистых, низколегированных, легированных и коррозионностойких марок сталей с радиусом изгиба от 1,5 DN до 40 DN.

Отводы I категории предназначены для эксплуатации в нефтегазовой промышленности на станциях регулирования давления или на компрессорных станциях транспортирующие газообразные (природный газ) или жидкие (нефть и нефтепродукты) углеводороды.

Отводы II категории предназначены для эксплуатации в химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей и газоперерабатывающей промышленности.

■ **ТУ 1469-005-90284633-2016 (входит в Реестр трубной продукции ОАО «НК «Роснефть»)**

Настоящие технические условия распространяются на отводы горячегнутые, изготовленные методом индукционного нагрева для промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионно-активных сред, применяемых на объектах ПАО «НК Роснефть». Отводы изготавливаются номинальными диаметрами от DN 100 до DN 800 включительно, классов прочности от К42 до К60, радиусом изгиба от 1,5 DN до 20 DN.

Отводы предназначены для эксплуатации при рабочем давлении до 32,0 МПа включительно, при температуре стенки трубопровода от -60° до +200°С.

Вся продукция, изготовленная на станах, отличается превосходным качеством и соответствует всем требованиям стандартов.

Основные параметры и характеристики

Отводы горячегнутые изготавливают:

- для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 10,0 МПа в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*.
- для промысловых трубопроводов на рабочее давление до 32,0 МПа в соответствии с требованиями СП 34-116.
- для магистральных и промысловых трубопроводов для объектов ПАО «Газпром» в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-713-2013.

Установлен следующий ряд рабочего давления: 1,6; 2,5; 4,0; 5,6; 6,4; 7,5; 8,5; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0 и 32,0 МПа.

Технические данные	
Диаметр	108–820 мм
Толщина стенки трубы	6–100 мм
Радиус	225–4500 мм
Угол изгиба	1°–182°
Усилие подачи трубы	До 1000 кН
Момент изгиба	До 1200 кНм
Мощность индуктора	До 800 кВт
Частота индуктора	500–1000 Гц
Длина трубы	До 11,4 м

Допускается применять отводы на другие рабочие давления на основе расчетов с учетом механических свойств материала, коэффициентов условий работы и коэффициентов надежности по нагрузке.

Класс прочности: К42, К48, К50, К52, К54, К56, К60, К65.

Группа прочности: Х56, Х60, Х65, Х70, Х80.

Изготовление гнутых отводов возможно из сталей:

20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20ФА, 20А, 20С, 13ХФА, 12(08)Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 12Х1МФ и др.

Отводы изготавливают двух климатических исполнений:

- У – для макроклиматических районов с умеренным климатом;
- УХЛ – для макроклиматических районов с холодным климатом.

Обозначения климатических исполнений У и УХЛ соответствуют ГОСТ 15150.

Минимальная температура стенки отводов при эксплуатации должна быть для климатического исполнения:

- У – не ниже 268К (-5°С);
- УХЛ – не ниже 233К (-40°С), для отдельных участков в соответствии с проектными решениями температура стенки отводов может быть не ниже -60°С.

Готовую продукцию и сырье подвергают детальному визуально-измерительному контролю.

Контроль качества изделий проводится в соответствии с требованиями ГОСТов (ГОСТ 20415, 18442, 1497, 9454, 6996 и др.) и разработанными ТУ.

Гнутые отводы с радиусом гиба 1,5DN в ППУ изоляции

>>>

Условное обозначение

Отвод горячегнутый с углом поворота 45°, наружным диаметром 426 мм, для соединения с трубой толщиной стенки 14,0 мм, класса прочности К52, строительными длинами L1=1500, L2=1500, на рабочее давление 16,0 МПа, коэффициент условий работы 0,75, радиусом поворота 5 DN в хладостойком исполнении при минимальной температуре стенки при эксплуатации -20°С:

Отвод ОГ 45°-426(14 К52) -16,0-0,75-5DN-1500/1500-УХЛ ТУ 1469-001-90284633-2011.

Дополнительно в заказе указывают минимальную температуру стенки отвода при эксплуатации, если она ниже -20°С, например:

Отвод горячегнутый с углом поворота 45°, наружным диаметром 820 мм, для соединения с трубой толщиной стенки 20,0 мм, класса прочности К60, строительными длинами L1=2350, L2=2350, на рабочее давление 10,0 МПа, коэффициент условий работы 0,6, радиусом поворота 5 DN в хладостойком исполнении при минимальной температуре стенки при эксплуатации -40°С:

Отвод ОГ 45°-820(20 К60)-10,0-0,6-5DN-2350/2350-УХЛ (-40°С) ТУ 1469-001-90284633-2011.

Отвод горячегнутый с углом изгиба 45°, для соединения с трубой наружным диаметром 820 мм, с толщиной стенки 20 мм, класса прочности К52, на рабочее давление в трубопроводе 10,0 МПа, при коэффициенте условий работы 0,6, радиусом изгиба 5 DN, строительными длинами 2350 и 2350 мм, для климатического исполнения УХЛ, из стали 09ГСФ:

Отвод ОГ 45°-820(20 К52)-10,0-0,6-5DN-2350/2350-УХЛ-09ГСФ ТУ 1469-002-90284633-2012.

География поставок

Соблюдение сроков поставок в любую точку России и стран СНГ – один из главных принципов работы компании «Серебряный мир 2000». Находясь в центре транспортной развязки, в непосредственной близости от магистральных транспортных потоков страны, связывающих Европу и Азию, имея выход к северным регионам, ООО «Серебряный мир 2000» легко выстраивает любые логистические цепочки.

Возможности

- Изоляция готовой продукции;
- Термообработка;
- Возможности изготовления технологически сложных деталей трубопроводов с использованием технологии трехмерной гибки труб;
- Предоставление образцов для ОПИ;
- По желанию Заказчика возможен выезд специалистов для проведения ОПИ.

ООО «Серебряный мир 2000»
620089, г. Екатеринбург, ул. Луганская, д. 2, офис 1
тел./факс (343) 270-58-85, 385-05-85
e-mail: office@sm2000.ru, www.sm2000.ru

ООО «СМ Деталь»
624002, Свердловская обл., Сысертский район, г. Арамиль, ул. Свободы, д. 42Г

Документация

Гнутые отводы стандартных типоразмеров изготавливаются в соответствии с нормативной документацией и имеют полный пакет сопроводительных документов:

- Паспорт на изделие;
- Сертификат соответствия;
- Разрешение Ростехнадзора или Сертификат Таможенного Союза.

Нестандартные изделия изготавливаются в соответствии с чертежами, предоставленными Заказчиком. При необходимости компания «Серебряный мир 2000» готова разработать чертежи на основании определенных требований Заказчика.

К такой продукции прилагается:

- Паспорт на изделие;
- Чертеж.

Клиентоориентированность компании «Серебряный мир 2000», создание благоприятных условий для партнерских отношений достигается за счет многих факторов:

- Персональный менеджер, который представляет интересы клиента на всех этапах сотрудничества;
- Профессиональное консультирование клиентов, возможность получить грамотную техническую консультацию для выявления потребностей;
- Наличие собственного склада площадью 2 500 м² с отдельными зонами комплектации, разгрузки, приемки и отпуска товаров;
- Широкий ассортимент продукции на складе компании;
- Упаковка товара по современным стандартам;
- Четко отработанные логистические схемы доставки груза;
- Изготовление продукции по специальным техническим требованиям и чертежам заказчика;
- Выполнение сложных заказов и постоянное повышение качества поставок;
- Наличие полного комплекта разрешительной документации;
- Оптимальные цены и сроки поставки;
- Выполнение заявленных сроков поставки;
- Гарантированное качество продукции.

Дополнительными преимуществами при работе с компанией «Серебряный мир 2000» являются:

- Возможность кредитования за счет собственных ресурсов компании;
- Предоставление гибкой системы скидок;
- Резервирование товара на складе;
- Осуществление комплексных поставок с одного склада;
- Регулирование сроков поставок и их сокращение.

Исследование рынка соединительных деталей трубопроводов; мониторинг цен на сырье и готовую продукцию; сокращение времени на переналадку оборудования; локализация всех производственных технологических процессов (изоляция, термообработка и др.); оптимальный состав обслуживающего персонала – все это позволяет формировать конкурентоспособные цены на собственную продукцию.

В настоящее время компания «Серебряный мир 2000» ориентирована поставлять свою продукцию на российский рынок. После выхода на полные мощности, планируется экспорт в страны СНГ. ●

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА

ХИМСЕРВИС

Компания «Химсервис» – **российское** производственное предприятие, специализирующееся на разработке и выпуске оборудования для электрохимической защиты от коррозии подземных трубопроводов, емкостей и резервуаров.

Продукция «Химсервис» выпускается под торговой маркой **Менделеевец®**. Производство максимально ориентировано на использование российских материалов и комплектующих. На сегодняшний день предприятие производит более 50 наименований продукции для систем ЭХЗ и диагностики подземных трубопроводов.

Анодные заземлители «Менделеевец»®

Оборудование для систем ЭХЗ

Приборы для диагностики трубопроводов

Диагностика и сертификация систем ПКЗ

«МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
анодные заземлители для систем ЭХЗ

Различные виды рабочих электродов: ферросилид, магнетит, ММО

ПКВ «МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
прибор для припайки катодных выводов

Обеспечивает надежный контакт с малым переходным сопротивлением

КИП ХС «МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
со встроенным блоком совместной защиты

БСЗ обладает широким диапазоном регулировки защитного тока

www.химсервис.com

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Тел.: +7 (48762) 3-44-87
E-mail: op@ch-s.ru

Мобильная трубопроводная система на основе полиуретановых плоскосворачиваемых рукавов. Теория и практика

Ю. О. АРТЮХОВ *– руководитель коммерческих проектов ООО «БАЛТИКФЛЕКС»*

Мобильная трубопроводная система (описание, история происхождения, справка по областям применения)

Мобильные трубопроводные системы на основе плоскосворачиваемых рукавов (МТС) – это инновационное решение проблемы прокладки временных трубопроводных линий для перекачки сырой и товарной нефти, нефтепродуктов, растворов кислот и щелочей, воды, а также ряда других жидких и сыпучих сред. По сути, МТС – это российская разработка. Непосредственно сам метод экструзии был изобретен и запатентован в 90-е годы в России, однако патент не был оплачен, и разработка стала свободной для всего мира.

Сейчас все больше и больше ведущих мировых нефтегазодобывающих организаций начинают внедрять МТС в свою эксплуатационную деятельность. Это обусловлено в первую очередь тем, что комплекс из плоскосворачиваемых рукавов – не просто гибкий трубопровод для перекачки жидкости из пункта «А» в пункт «Б», а полноценное инженерно-техническое решение, которое включает в себя целый комплекс оборудования различного назначения, начиная от сматывающих систем различных типов и заканчивая запорно-регулирующей арматурой.

Помимо этого, производители МТС берут на себя всю научную и конструкторскую разработку, исходя из требований и потребностей заказчика, осуществляют шефмонтаж и пуско-наладку на месте проведения работ.

Чем же вызван все возрастающий ажиотаж на подобного вида оборудование и какие преимущества он несет для потенциальных пользователей?

С помощью мобильной трубопроводной системы нефтегазодобывающие организации, в первую очередь, могут решать следующие задачи:

1. **Организация байпасных линий любой протяженности.**

Фото 1. Осмотр мобильного трубопровода

Исходя из опыта эксплуатирующих нефтяные месторождения организаций, потребность в строительстве байпасной линии при ремонте нефтесборных, технологических магистралей, возникает примерно раз–два в месяц.

В ряде случаев строительство стальной байпасной линии не представляется возможным, либо влечет за собой достаточно серьезные временные и финансовые издержки; а если рассматривать ситуацию с остановкой добывающего фонда для проведения ремонтных работ, то это может отразиться в снижении уровня добычи по предприятию, ухудшению нефтеотдачи пласта и иных последствиях.

2. **Ввод скважин в эксплуатацию до строительства основной трубопроводной линии.**

Фото 2. Ввод скважины в эксплуатацию при помощи мобильной трубопроводной системы

Нефтегазодобывающие организации непрерывно ведут геолого-разведывательные изыскания с целью нахождения новых нефтяных месторождений.

В большинстве случаев, это отдаленные районы Сибири с заболоченной труднопроходимой местностью, где единственным способом передвижения являются вертолетная техника и болотоходы.

Бурение и ввод скважин в эксплуатацию в таких условиях – дорогостоящая процедура. Более того, зачастую требуется подвести всю необходимую трубопроводную инфраструктуру еще до начала добычи нефти.

Всегда существует риск того, что скважина полностью обводнится спустя непродолжительное время эксплуатации, или ее дебет окажется неподтвержденным, что вкупе с уже подведенной инфраструктурой, делает мероприятие убыточным.

Именно поэтому, МТС в подобном случае, может являться незаменимым решением для ввода скважины в эксплуатацию до строительства стальной трубопроводной линии, так как прокладка мобильного трубопровода даже на многокилометровые расстояния в условиях почвы с низконесущей способностью, пересеченной местности может занимать считанные дни.

Кроме того, у нефтедобывающей организации появляется возможность начать добычу нефти непосредственно после заканчивания скважины, что позволяет на порядок сократить финансовые и временные издержки, затраченные при бурении и вводе в эксплуатацию.

В случае же обводнения скважины и ее дальнейшего перевода в ППД, МТС может быть применена для решения иных технико-эксплуатационных задач.

3. **Организация временных трубопроводов различного назначения для увеличения нефтеотдачи пласта, опрессовки, увеличения давления в трубопроводе.**

В условиях нефтедобычи, когда добываемый флюид является трудно извлекаемым, одной из технологий увеличения нефтеотдачи является закачка пара в пласт.

Для этого на многих предприятиях применяются мобильные парогенераторные установки, для функционирования которых требуется подача пресной воды, точка забора которой может быть удалена на несколько километров.

Прокладка стального трубопровода в таких ситуациях, при учете того фактора, что парогенераторная установка через определенное время может поменять место своей дислокации, в большинстве случаев будет являться серьезным препятствием для эксплуатирующей организации.

Вариант с применением МТС будет являться оптимальным решением, поскольку прокладка гибкого трубопровода займет на порядок меньше времени по сравнению со стальной трубой или иными аналоговыми решениями.

Для наглядности, имеет смысл рассмотреть реальный опыт эксплуатации мобильной трубопроводной системы на примере ведущих российских нефтегазодобывающих организаций, а также понять, какие задачи система позволила решить, и какой положительный итог извлекли для себя эксплуатирующие организации.

Реальный опыт эксплуатации (решение задач нефтедобывающей отрасли, итоги внедрения)

В 2013 г. у компании ПАО «ЛУКОЙЛ» на месторождении «Рассветное» стояла задача по ремонту нефтесборного трубопровода, который пролегал от скважины к АГЗУ протяженностью 160 м.

Для проведения ремонтных работ применялась мобильная трубопроводная система, в комплекс которой входили плоскосворачиваемые рукава Ду150 Ру40 в комплекте с быстроразъемными соединениями типа СРТ, намоточное устройство для размотки и транспортировки системы, а также различное вспомогательное оборудование для обеспечения автономной работы МТС.

Данное техническое решение привлекло компанию «ЛУКОЙЛ» возможностью сократить финансовые и временные издержки, которые неминуемо возникают при прокладке стальной байпасной линии.

Также Компания хотела на практике проверить оперативность прокладки гибкой байпасной линии и сравнить полученные результаты с опытом монтажа временного стального байпаса.

По итогам, прокладка мобильного трубопровода заняла около 1 часа 10 мин., монтаж и сварка стального байпаса, исходя из практики, занимал около суток.

«ЛУКОЙЛУ», помимо подтверждения заявленной скорости размотки мобильной трубопроводной системы, было важно понять надежность используемого оборудования, проверить его стойкость к воздействию отрицательных температур, ультрафиолета и иных внешних факторов.

Кроме того, перекачиваемый флюид обладал повышенным газовым фактором и наличием достаточно агрессивных примесей в добываемой нефтегазоводяной эмульсии.

Мобильная трубопроводная система, в рамках опытно-производственных испытаний, непрерывно проработала около 6 мес. Высокой оценкой ее эксплуатационных характеристик со стороны ПАО «ЛУКОЙЛ» является положительное заключение по программе испытаний, а также дальнейшее желание использовать подобные инновационные решения.

Ярким, интересным и наглядным примером внедрения и эксплуатации мобильной трубопроводной системы является Новопортовское месторождение на полуострове Ямал, разрабатываемое компанией ПАО «Газпромнефть».

Это была первая в истории зимняя погрузка нефти по временной схеме на Ямале. Данное событие достаточно широко освещалось в СМИ.

Перед эксплуатирующей организацией стояла задача обеспечить бесперебойную погрузку нефти на танкеры в летний и зимний периоды до ввода в эксплуатацию круглогодичного нефтеналивного терминала.

Было принято решение применить мобильную трубопроводную систему на основе плоскосворачиваемых рукавов: общая протяженность гибкой трубопроводной линии Ду 150 Ру 40 составила 5100 м в зимний период и около 3000 м в летний.

Сложность выполнения данной задачи также состояла в том, что нельзя было допускать падения температуры перекачиваемого флюида ниже +24°С во избежание выпадения твердого парафина.

Временную трубопроводную, на период зимней эксплуатации, обернули специальным утеплителем, который позволял на порядок сократить теплопотери и снижение температуры транспортируемого продукта.

До внедрения мобильной трубопроводной системы единственным путем транспортировки нефти были зимники.

Однако, по причине тяжелых транспортных условия и короткий период автомобильного сообщения, не удавалось выйти на плановые сезонные показатели вывоза товарной нефти.

Благодаря внедрению МТС плановые показатели были перевыполнены примерно в два раза, на порядок сократились финансовые издержки.

Более того, товарная нефть, которая грузилась в морские танкеры, отправлялась напрямую европейским потребителям в порт Роттердама.

>>>

Мобильная трубопроводная система беспрерывно проработала с осени 2014 г. по май 2016 г., также схема временной погрузки прошла все необходимые согласования с органами Технического и Экологического надзора РФ.

Как уже говорилось выше, перед эксплуатирующими организациями могут стоять совершенно разные нестандартные задачи по организации временных трубопроводных линий.

Для компании АО «Зарубежнефть» такая ситуационная задача возникла на острове Куба, где для увеличения нефтеотдачи пласта было принято решение использовать мобильную парогенераторную установку, которую планировалось передислоцировать с пласта на пласт в течение 5–6 мес.

Для функционирования установки требовалось подавать пресную воду от ближайшей точки забора воды, удаленность которой могла составлять до 5000 м. Строительство стальной байпасной линии влекло бы за собой серьезные финансовые затраты. Кроме того, стоит принимать во внимание тот факт, что договориться с местными органами управления достаточно затруднительно, а в большинстве случаев, практически невозможно.

Учитывая совокупность всех перечисленных факторов, эксплуатирующая организация приняла решение о применение трубопроводной системы на основе плоскосворачиваемых рукавов.

Общая протяженность гибкого трубопровода Ду 100 Ру 16 составила около 3500 м. Для размотки, хранения и транспортировки было применено запатентованное затягивающее устройство контейнерного типа, что обеспечило скорость прокладки до 10 км/ч.

Фото 3. Мобильная трубопроводная система в тропических условиях

Таким образом, монтаж участка протяженностью более 3 км составил примерно 8 часов (необходимо также добавить, что прокладка осложнялась наличием порядка 7 переходов под дорогой).

МТС и по сей день работает на месторождении Бока-де-Хорука в условиях жесткого воздействия ультрафиолета и непрерывной эксплуатации.

Вышеперечисленные ситуации являются лишь несколькими примерами из опыта эксплуатации мобильной трубопроводной системы на основе плоскосворачиваемых рукавов. Спектр ее применения многогранен и уникален.

К примеру, на Самотлорском месторождении, разрабатываемом компанией ПАО «НК «Роснефть», МТС использовалась для увеличения давления в трубопроводе, поскольку первоначального давления было недостаточно и внутри трубопровода застрял диагностический снаряд.

Даже на примере нескольких организаций можно с уверенностью сказать, что комплекс полностью отвечает повышенным требованиям нефтедобычи и уже после однократного применения можно оценить экономическую целесообразность внедрения и полезность дальнейшей эксплуатации.

Положительный опыт применения МТС побудил СМИ снять сюжет на одном из федеральных каналов: http://ugoria.tv/news/video/19475/

Описание основных параметров и характеристик системы

Мобильные трубопроводные системы из плоскосворачиваемых рукавов обладают рядом технических характеристик и свойств, подробнее остановимся на самых основных.

Рукав изготавливается методом экструзии термопластичного полиуретана через текстильный каркас, в процессе которого все пространство между полиэстеровыми нитями заполняется полиуретаном и образуется цельная стенка рукава, содержащая в себе текстильный каркас.

Сам текстильный каркас представляет собой бесшовную трубчатую конструкцию и изготавливается на кругловязальных машинах. Для снятия статического напряжения при перекачивании нефтегазоводяной эмульсии или иной нефтесодержащей жидкости в силовой каркас рукава вплетены медные антистатические провода.

Спектр диаметров плоскосворачиваемого рукава представлен от 50 мм до 400 мм. Рабочие давления ранжируются от 1 МПа до 10 Мпа. Стоит обратить внимание, что чем больше диаметр плоскосворачиваемого рукава, тем меньшее рабочее давление он способен выдержать. Запас прочности для каждого типоразмера в независимости от рабочего давления составляет коэффициент 2:1.

Мобильная трубопроводная система может эксплуатироваться в различных климатических условиях от -60°С до +80°С, что подтверждено достаточно широкой географией применения от Арктики до Тропиков.

Фото 4. Прокладка мобильного трубопровода по болоту

Срок службы плоскосворачиваемого полиуретанового рукава более 10 лет, при этом назначенный ресурс – 3000 циклов. Один цикл подразумевает под собой процесс монтажа, транспортировки продукта, демонтаж.

Стенки рукава, изготовленные из термопластичного полиуретана, не подвержены отложениям, химически не активны, устойчивы к таким агрессивным средам как сера, растворы щелочей, кислот.

При подаче рабочего давления, рукав увеличивается в диаметре примерно на 5–7%, что в совокупности с гладкой поверхностью стенки, обеспечивает высокую пропускную способность, которая на порядок выше, чем у стального трубопровода аналогичного диаметра.

Полиуретановые рукава могут комплектоваться различным спектром соединительных элементов, оптимальными и наиболее применяемыми являются быстроразъемные соединения типа «СРТ», которые обеспечивают полную герметичность соединительного стыка и способны выдержать высокое давление.

В комплекс входят различные системы смотки, хранения и транспортирования гибких рукавов, вспомогательное оборудование, весь спектр запорно-регулирующей арматуры, комплекты ЗИП и иные элементы, которые гарантируют автономную работу системы в полевых условиях.

Фото 5. Подключение мобильного трубопровода к АГЗУ

Все оборудование обладает необходимой разрешительной документацией для работы на опасных производственных объектах, часть элементов системы запатентована.

Иные отрасли, применяющие МТС в РФ и мире

Помимо нефтегазодобывающей отрасли, МТС применяются в горнодобывающей и сельскохозяйственной промышленности, ЖКХ, военно-промышленном комплексе и во многих других сферах, где есть потребность в применении мобильных трубопроводных решений.

Хочется отметить возрастающий интерес со стороны нефтедобывающих организаций к продукции данного типа, и все большее ее тиражирование на территории Российской Федерации.

Таким образом, мобильная трубопроводная система на основе плоскосворачиваемых рукавов может служить инструментом для решения как повседневных, так и нестандартных задач нефтегазодобывающей отрасли; ее работоспособность и надежность подтверждается опытом эксплуатации в различных организациях. ●

www.balticflex.ru

Эффективная защита от коррозии с использованием систем лакокрасочных покрытий

Опыт эксплуатации емкостного оборудования систем подготовки, добычи, транспорта, переработки и хранения нефти показывает, что одной из основных причин выхода этих объектов из строя является коррозия. Для защиты от коррозии чаще всего используется метод изоляции поверхности металла защитными покрытиями на основе неорганических или органических материалов природного или искусственного происхождения (металлизация, окраска, эмалирование и т. п.).

Рис. 1. Варандейский терминал

В настоящее время на российском рынке представлено множество материалов и систем антикоррозионной защиты на основе различных связующих (от алкидных и акриловых до эпоксидных и полиуретановых), имеющих свой состав наполнителей и аддитивов, выпускаемых разными производителями.

Вопрос обоснованного выбора наиболее оптимальной системы антикоррозионной защиты становится актуальным для многих участников реализации проектов. Заказчики, проектировщики, сотрудники органов экспертизы или эксплуатирующих организаций сталкиваются с необходимостью взвесить несколько основных требований к эффективному защитному покрытию.

Защитное покрытие должно соответствовать конструкционным материалам, используемым для объекта в целом или его отдельных частей, и быть совместимым с другими методами защиты (например, с катодной защитой).

Долговечность систем защиты в заданной коррозионной среде должна быть максимально достижимой на момент принятия решения и подтверждаться действующими стандартами или другими нормативными документами. Например, для наружной поверхности емкостного оборудования – не менее 30 лет, для внутренней поверхности РВС – 10–15 лет.

Общая толщина системы не должна противоречить требованиям стандартов и нормативной базы. Например, в индустриальной атмосфере толщина комплексного наружного покрытия должна быть не менее 200 мкм, для погруженных конструкций (внутренняя поверхность РВС) – не менее 360 мкм.

Для определения эффективности покрытия необходимо оценить стоимость материалов. Сравнение стоимости килограмма или литра одного материала с другим будет ошибочным. При выборе оптимального варианта нужно учитывать стоимость материалов, необходимых для противокоррозионной защиты в течение всего срока эксплуатации объекта. Предпочтение должно отдаваться защитному покрытию, которое обеспечит минимальные эксплуатационные затраты при прочих равных условиях. Как правило, такое покрытие не является самым дешевым на стадии строительства, но, благодаря своей надежности и стойкости к воздействию агрессивных сред, будет более эффективным за счет меньшего количества ремонтных работ по замене или восстановлению по сравнению с менее долговечными материалами.

Всем этим требованиям в полной мере соответствуют защитные покрытия, которые производит фирма «Стилпейнт ГмбХ». В российской нефтяной промышленности полиуретановые материалы Stelpant используются начиная с 1995 г. и успешно зарекомендовали себя в качестве надежной защиты от коррозии стальных резервуаров в таких компаниях как «Транснефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и др.

Для защиты наружной поверхности емкостного оборудования на срок более 30 лет фирма Стилпейнт предлагает систему покрытий из 3-х слоев:

- Полиуретановая цинкнаполненная грунтовка Stelpant-PU-Zinc – 80 мкм
- Полиуретановая промежуточная краска Stelpant-PU-Mica HS – 80 мкм
- Полиуретановая краска, стойкая к УФ Stelpant-PU-Mica UV – 80 мкм

Общая толщина 240 мкм. Срок службы данной системы составляет 34 года.

Рис. 2. ЦПС Лор-Еган, РВС 5000 №3 технологический

STEELPAINT

В случае ограниченного бюджета строительства может применяться двухслойная система покрытий с длительным сроком службы:

- Полиуретановая цинкнаполненная грунтовка Stelpant-PU-Zinc – 90–100 мкм
- Полиуретановая краска, стойкая к УФ Stelpant-2K-PU-Mica UV – 90–100 мкм

Общая толщина 180–200 мкм. Срок службы данной системы составляет 32 года.

Рис. 3. Резервуар для сырой нефти и подтоварной воды (ЦПС Ермаковское). Конструкции шахтной лестницы и обвязка РВС окрашены экономичной двухслойной системой покрытий

>>>

Для защиты внутренней поверхности емкостного оборудования под сырую нефть, пластовую воду и темные нефтепродукты:

- Полиуретановая цинкнаполненная грунтовка Stelpant-PU-Zinc толщиной 2х80 мкм
- Полиуретановая краска Stelpant-PU-Combination 100 толщиной 2х150 мкм

Общая толщина покрытия 460 мкм.
Цвет черный.
Срок службы 15 лет.

Рис. 4. База подготовки и сдачи нефти. Внутренняя поверхность РВС-10000 №4 на ЦПС Тюменская

Покрытия фирмы «Стилпейнт ГмбХ» в течение многих лет использовались на Белозерном центральном товарном парке в районе г. Нижневартовск. Одним из первых был окрашен технологический резервуар РВС 5000 №1 (очистной). Материалами Stelpant были покрыты внутренние поверхности днища и стен емкости на высоту 6 м. Среда эксплуатации – подтоварная вода при температуре +40°С.

Через 11 лет комиссия в присутствии заказчика, специалистов «British Petroleum», лаборатории института «Гипротюменьнефтегаз», подрядчика по окраске «Волкомпани» и представителя производителя материалов фирмы осмотрели состояние покрытий Stelpant на м/к различных РВС после 9–11 лет эксплуатации.

В том числе был вторично осмотрен резервуар №1 на БЦТП. Комиссия подтвердила, что за 11 лет эксплуатации защитное покрытие Steelpaint сохранило защитные функции и полностью подтверждает свою высокую эффективность.

В сегодняшней непростой экономической ситуации вопросы снижения эксплуатационных издержек на поддержание в рабочем состоянии емкостного оборудования систем подготовки и перекачки нефти остаются актуальными. Применение покрытий фирмы «Стилпейнт ГмбХ» позволяет снизить затраты засчет увеличения периода межремонтной эксплуатации резервуаров. ●

STEELPAINT

ООО «Стилпейнт-Ру. Лакокрасочная продукция»
121069, г. Москва, Мерзляковский пер., д. 15, оф. 2
тел. (495) 933-2846, факс (495) 935-8921
e-mail: steelpaint@co.ru
www.steelpaint.de/ru

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ
MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

• Энергетика
• Машиностроение
• Нефтегазовый комплекс
• Судостроение и судоремонт
• Гидротехнические сооружения
• Объекты транспортной инфраструктуры
• Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

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.

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. 1. Высокоскоростное напыление

Рис. 2. Корпус статора УЭЦН до выполнения ремонта

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

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Лаборатория «Контроль. Диагностика»

УТВЕРЖДАЮ
Директор департамента научно-исследовательской деятельности ТИУ
Евтин П.В.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ООО «Антифреттинг»
Солодилов Е.Н.

АКТ №3

О результатах типовых испытаний износостойкости защитного металлического покрытия ПВ-Н55Т45.

На типовые испытания предъявлен образец покрытия ПВ-Н55Т45 на стальной подложке, изготовленный ООО «Антифреттинг», г. Тюмень 10.12.2016г.

Цель испытаний: оценка износостойкости покрытий ПВ-Н55Т45, наносимых на поверхности стальных изделий методом газоплазменного напыления для их защиты от воздействия газоабразивной среды и повышения эффективности и срока службы.

Результаты испытаний: Скорость газоабразивного износа образца с покрытием из ПВ-Н55Т45 в 3-5 раз меньше, чем эталонного образца из аналогичной марки стали, что подтверждает эффективность применения таких покрытий для борьбы с эрозией стальных трубопроводов.

Предложения: Рекомендуется использовать материал ПВ-Н55Т45 в качестве защитного покрытия внутренних поверхностей газопроводов от воздействия газоабразивного потока.

Акт составлен на основании протокола №3 от 16.12.2016года.

Комиссия:
Заведующий лабораторией «Контроль. Диагностика» ТИУ — Новиков В.Ф.
Контролёр лаборатории «Контроль. Диагностика» ТИУ — Кулак С.М.
Контролёр лаборатории «Контроль. Диагностика» ТИУ — Муратов К.Р.
Инженер – технолог ООО «Антифреттинг» — Филев С.И.

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

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.

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.

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.

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.

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

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» – ведущее предприятие по производству силоксановых и уретановых эластомеров. Образована в 1991 году.

ПОЛИУРЕТАНЫ:
- Форполимеры (преполимеры) уретановые различных марок для изготовления эластомеров твердостью по Шору А - 35 до 95, по Шору D – 55, 60.
- Форполимеры (преполимеры) уретановые для производства литьевых пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору D - 70, 75, 80. Уникальный комплекс свойств, сочетает твердость структурных пластиков с высокой ударной прочностью и эластичностью эластомеров.
- Форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров. Эластомеры характеризуются маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, а также сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А - 60, 75, 90.
- Защитные полиуретановые покрытия (АИП).
- Радиоционно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны.
- Композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения.
- Универсальное связующее резиновой крошки.
- Литьевые изделия для применения в условиях абразивного, гидроабразивного износа, высоких ударных давлений, воздействия различных сред.

СИЛОКСАНЫ (силиконы):
- Силоксановые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

ОТВЕРДИТЕЛИ ДЛЯ УРЕТАНОВЫХ ЭЛАСТОМЕРОВ

www.surel.ru
190020, Санкт-Петербург, Старо-Петергофский пр-кт, д. 18, лит. Е, пом. 7Н
тел. (812) 747-29-62, 747-29-72 | факс (812) 786-50-39 | e-mail: surel@sp.ru

РЭП Холдинг: на пути к импортонезависимости

РЭП Холдинг продолжает последовательно воплощать планы по локализации производства газотурбинной установки MS5002E, входящей в состав газоперекачивающего агрегата нового поколения «Ладога-32». В рамках реализации данной программы 2017 год стал прорывным: специалисты Холдинга освоили производство наиболее технологичных и наукоемких узлов и деталей турбины. Об особенностях проекта, его значении для компании и для отрасли в целом и о дальнейших шагах в этом направлении рассказал вице-президент РЭП Холдинга по оптимизации и развитию производства Алексей Горин.

ГОРИН Алексей Александрович – *вице-президент АО «РЭП Холдинг»*

■ Алексей Александрович, прежде чем мы перейдем к разговору об успехах сегодняшнего дня, расскажите, какая работа уже была проведена Холдингом в рамках локализации ранее, в предыдущие годы?

– К 2014 году у нас практически полностью были завершены три из четырех этапов локализации. Первым шагом было освоение агрегатирования газотурбинной установки (ГТУ) и рамы вспомогательных устройств (РВУ), всей электрической и трубной обвязки, далее освоен выпуск корпусных элементов, начиная с литья и заканчивая финишной механической обработкой, освоено изготовление дисков ротора турбокомпрессора с окончательной сборкой и балансировкой на модернизированном балансировочном оборудовании. На сварочных площадках освоено изготовление сварных конструкций, таких как РВУ ГТУ, входного патрубка, полностью освоено изготовление кожуха шумоизоляции с пакетированием. Для заводских испытаний ГТУ MS5002E на Невском заводе построен уникальный испытательный стенд.

Таким образом, мы достигли предельного уровня локализации, определенного лицензионным соглашением на тот период времени: неосвоенными, остались только компоненты горячей части турбины и проточной части компрессора.

Более глубокая локализация производства стала возможной благодаря достигнутым договоренностям с компанией GE о передаче полного комплекта документации, включая горячую часть турбины. Соответствующее соглашение с GE Oil & Gas было подписано в конце 2014 года – это ознаменовало начало четвертого, завершающего этапа локализации. Важно отметить – получение полного комплекта технической документации, включая горячую часть на индустриальную газовую турбину, – это беспрецедентная сделка, которая дала нам возможность предложить рынку конкурентоспособный продукт без иностранного участия.

■ Каковы были предпосылки активизации программы локализации производства?

– Принципиально два фактора подтолкнули нас к существенному ускорению темпов локализации. Первый – это существенный рост курса иностранных валют, что привело к удорожанию компонентов, закупаемых за рубежом.

Второй фактор – возрастающие риски, касающиеся бесперебойных поставок от европейских поставщиков.

В совокупности эти факторы сделали задачу развития собственного производства и расширения пула российских и азиатских партнеров не просто первостепенной задачей, а задачей, которая должна быть реализована в кратчайшие сроки.

При этом хочу подчеркнуть, что мы не ставим перед собой задачу 100% локализации в собственном производстве, – нам важно обеспечить надежность и предсказуемость работы наших агрегатов на жизненном цикле для заказчиков, а способы достижения данной цели могут быть различными.

Фото 1. Локализованный ротор высокого давления ГТУ MS5002E

■ Какие именно компоненты планировалось локализовать в 2017 году?

– Советом директоров АО «РЭП Холдинг» поставлена задача за год освоить производство и изготовить опытные образцы ротора осевого компрессора и турбины высокого давления, полный комплект компрессорных и турбинных лопаток, элементы камеры сгорания, включая торцевую крышку с топливными форсунками, комплект подшипников ГТУ, систему автоматического управления (САУ). Причем в части САУ ГТУ стояла задача изготовить ее с использованием исключительно российской компонентной базы. Что касается турбинных лопаток, то в настоящее время мы осуществляем механическую обработку и нанесение износостойких и термобарьерных покрытий на базе отливки, полученной от иностранного производителя. Возможность и целесообразность организации литья лопаток нами изучается совместно с коллегами из ПАО «Газпром», Минпромторга и Минэнерго.

Фото 2. Рабочая лопатка турбины высокого давления ГТУ MS5002E

■ Как удалось завершить проект в столь сжатые сроки? Были ли сложности, связанные с его выполнением?

– Есть ряд специализированных технологий и производств, например – нанесение покрытий, глубинное шлифование, перфорация охлаждающих отверстий, которыми Невский завод (промышленная площадка РЭП Холдинга) в настоящее время не располагает. Поэтому проект реализовывался в тесной кооперации с отечественными предприятиями. Это стало возможным благодаря созданию на территории России уникальных новых производств.

В целом для выполнения проекта было привлечено более 20 соисполнителей – отечественных промышленных компаний. Хотел бы отметить ООО «Пумори-Энергия», выполнившее работы по механической обработке лопаток компрессора, АО «РОТЕК», с которым мы сотрудничали в области нанесения износостойких и термобарьерных покрытий. ОАО «Уралтурбо» хорошо себя зарекомендовало в мехобработке направляющих лопаток турбины, «ПТК Электросталь» осуществляло механическую обработку рабочих лопаток турбины.

Для изготовления наиболее сложного узла камеры сгорания – торцевой крышки с топливными форсунками было задействовано АО «КМПО». Вся механическая обработка основных элементов топливных форсунок была сделана силами Невского завода, а «КМПО» осуществляет финишную сборку с применением электронно-лучевой сварки и вакуумной пайки.

Что касается ротора осевого компрессора, то можно сказать, что он изготовлен с наибольшей степенью локализации, то есть «от руды»: «ОМЗ–Спецсталь» специально для нас и в кратчайшие сроки освоило литье и ковку дисков ротора из иностранной марки материала, а механическая обработка лопаток и дисков, включая финишную сборку и балансировку была выполнена на Невском заводе.

>>>

Более 60 специалистов РЭП Холдинга задействовано в проекте
Более 20 российских предприятий привлечено для выполнения работ по проекту

■ Как осуществлялся контроль качества и испытания локализованных компонентов?

– Требования к контролю качества, а также сертификации и организации производства компонентов на новых мощностях подробно описаны в технической документации лицензиара. Например, для ответственных деталей, таких как лопатки турбины предусмотрены процедуры аттестации первого образца (FPQ), в ходе которых произведенные образцы проходят не только все необходимые неразрушающие тесты (например, рентген, ЛЮМ контроль, КИМ), но и разрушающие – детали режут на образцы для микрографического исследования, испытаний на разрыв и т.д. И только после получения требуемых результатов по геометрии и наличию допустимого уровня дефектов, возникающих при литье и мехобработке, можно приступить к изготовлению пилотной партии (PLQ) – что подразумевает более глубокий контроль неразрушающими методами для 100% объема заготовок. По результатам контроля компонентов FPQ и PLQ принимается решение о возможности производства компонентов или необходимости доработки технического процесса. По сути РЭП Холдингу пришлось выполнять данные процедуры для всех компонентов, так как они производились впервые.

Требования к методикам и стандартам применяемого контроля также очень высоки и опираются на иностранные стандарты. Магнитно-люминесцентный контроль, проникающий люминесцентный контроль, микрографические исследования, жесткие допуски на чертежах, предполагающие сплошной контроль геометрии на специализированных установках КИМ – все это было определенным вызовом для служб лаборатории Невского завода и отдела технического контроля, также, как и для соответствующих служб наших подрядчиков. Нужно отметить, что, несмотря на жесткие и «непривычные» требования иностранных стандартов, наши специалисты справились и выполнили все поставленные перед ними задачи.

С целью максимального снижения технических рисков мы приняли решение расширить стандартные требования GE, предъявляемые к первым образцам, и определили дополнительный комплекс испытаний с привлечением специалистов и испытательной базы одного из ведущих российских институтов энергетического машиностроения «НПО ЦКТИ».

Проведенные испытания компрессорных лопаток на многоцикловую усталость (HCF) подтвердили качество материала и процессов обработки. Помимо этого, в ЦКТИ были проведены натурные комплексные динамические испытания опорного подшипника с полуторакратной нагрузкой на всех необходимых режимах, в которых ему предстоит работать.

Для сертификации РЭП Холдинга, как производителя комплекта подшипников ГТУ, для лицензионного рынка была разработана целая программа квалификации, в которую входит не только динамический тест, но и проверка дизайна конструкции и материалов при проектировании, а также контроль процессов производства, таких как нанесение баббита на сегменты подшипников, который производится во Флоренции, непосредственно специалистами GE Oil & Gas с привлечением иностранных лабораторий. Для справки, иностранные производители ГТУ часто не производят подшипники, а заказывают их в сторонних организациях. В отечественной же школе другой подход и РЭП Холдинг останется верен ему – это один из компонентов независимости от сторонней, в нашем случае американской, компании.

Что касается разработанной нами системы автоматического управления, испытания ГТУ под ее управлением были проведены на испытательном стенде Невского завода. После чего было принято решение об установке данной системы на одном из газоперекачивающих агрегатов производства РЭП Холдинга в составе КС «Малоперанская» на магистральном газопроводе «Бованенково-Ухта» в режиме опытно-промышленной эксплуатации – система работает уже с декабря прошлого года.

Относительно локализованного ротора и других элементов турбины в начале прошлого года ПАО «Газпром» предоставил возможность проведения длинноцикловых натурных испытаний локализованных узлов на ГПА производства РЭП Холдинга на одной из действующих станций магистрального газопровода «Ямбург-Тула 1» – КС «Вавожская».

Фото 3. Сборка ротора высокого давления ГТУ MS5002E на Невском заводе (производственной площадке РЭП Холдинга)

Фото 4. Газотурбинная установка MS5002E

Монтаж локализованных узлов и деталей синхронизирован с программой технического обслуживания и ремонта ПАО «Газпром» – текущая наработка ГТУ составляет 24 000 ЭЧН и по состоянию на текущий момент агрегат уже выведен на регламентное обслуживание. В срок до 1 апреля должны быть завершены все работы по техническому обслуживанию и монтажу локализованных узлов.

■ Расскажите об особенностях данного этапа локализации. В чем его уникальность?

– Проект не имеет аналогов по своей сути, поскольку в нашей стране до сих пор не было опыта локализации горячей части индустриальных газовых турбин. Он интересен и тем, что в нем, как я уже упоминал, объединились усилия большого количества российских компаний, привлеченных в качестве соисполнителей.

Наша особая гордость – это комплект подшипников ГТУ, которые мы самостоятельно разработали и изготовили с применением российских марок материалов, что позволило отказаться от аналогичной продукции иностранного производителя. И это уже не просто локализация, это свой отечественный продукт. Шкаф системы автоматического управления ГТУ полностью спроектирован нашими инженерами на российской компонентной базе на основании оригинальных алгоритмов управления газовой турбиной.

■ Каковы дальнейшие планы холдинга в направлении локализации производства?

– Самая главная задача локализации для нас — это сертификация российских поставщиков на высокоточное литье турбинных лопаток. Сложность заключается в необходимости строгого соответствия нормам лицензионного соглашения, а значит освоение иностранных жаропрочных марок материалов на никелевой и кобальтовой основе, и такого опыта в России практически нет. На текущий момент мы уже выбрали подрядчика, который будет заниматься освоением литья рабочих и направляющих лопаток ТНД. Поставка сертификационного комплекта запланирована на 1 полугодие 2019 года. В ближайшее время планируем окончательно определиться с выбором подрядчиков по литью лопаток турбины высокого давления.

На ближайший год мы ставим задачу полностью завершить локализацию камеры сгорания – нам осталось освоить изготовление жаровой трубы и переходной секции, дисков турбин высокого и низкого давления, а также завершить локализацию систем управления вспомогательным оборудованием: САУ топливного клапана, системы вибрации и системы контроля пульсации.

И, конечно же, отдельным направлением является проработка организации участка восстановительного ремонта компонентов горячего тракта.

■ Каково значение локализации компонентов турбины MS 5002E в рамках общей стратегии Холдинга?

– Локализация производства решает две очень важные задачи. Во-первых, это позволит снизить себестоимость изготовления и сервисного обслуживания ГТУ, а во-вторых работа по локализации развивает наш инженерный потенциал – формируется кадровое ядро конструкторов и технологов в области газотурбинного оборудования, не уступающих по уровню квалификации нашим иностранным партнерам.

Важно, что наши конструкторы и технологи, участвуя в процессах локализации, перенимают передовой опыт лицензиаров, повышают квалификацию и знания в области проектирования газовых турбин, которые в свою очередь будут востребованы в дальнейших проектах. В числе стратегических задач РЭП Холдинга – разработка собственной газотурбинной установки в сегменте 30–70 МВт.

Индустриальные газовые турбины такого диапазона мощности в России еще не производят, и мы планируем занять эту нишу. Они могут быть востребованы и на объектах газотранспортной системы, и на объектах сжижения природного газа, и в энергетике, и в других областях, где необходимо надежное, эффективное и ресурсосберегающее оборудование. ●

www.reph.ru

Теплообменное оборудование РоСВЕП и технологии его применения в нефтегазовой отрасли

Группа РоСВЕП – ведущий российский производитель теплообменного оборудования. С 1993 г. РоСВЕП поставляет на российские предприятия разборные, сварные, паяные спиральные теплообменники для самых различных применений.

Теплообменники являются неотъемлемой частью важнейших технологических процессов нефтегазовой промышленности. Вот только небольшая часть возможных применений:

- **Нефтегазовые промыслы** – рекуперация тепла при осушке газа (ТЭГ); рекуперация тепла, охлаждение, конденсация и ребойлинг при аминовой очистке газа; рекуперация тепла, нагрев и охлаждение при обезвоживании и обессоливании сырой нефти; рекуперация тепла при конденсации пара; рекуперация тепла, охлаждение, конденсация; тепловые узлы в котельных;
- **Нефтегазопереработка** – сероочистка и переработка попутного нефтяного газа, различные процессы конденсации и ребойлинга: конденсация нафты при атмосферной дистилляции; конденсация фракций на установках каталитического крекинга (FCC), гидрокрекинге и гидроочистки; конденсация пропан-бутановой головки, на установках алкилирования, системы оборотного водоснабжения и другие технологические процессы вашего производства;
- **Нефтехимия** – конденсация, нагрев/охлаждение, системы оборотного водоснабжения; утилизация тепла ребойлинг при производстве: олефинов, ароматических соединений, альдегидов, кислот, эфиров, кетонов и галогенов; промежуточных соединений, таких как акриловая кислота и акрилаты, акрилонитрил и др.
- **Нефтегазодобыча.** Теплообменники РоСВЕП успешно используются на нефтяных месторождениях в установках УПН для нагрева, охлаждения и рекуперации тепла в процессах подготовки товарной нефти. В зависимости от характеристик первичной нефти теплопередающие поверхности ПТО могут выполняться из нержавеющей стали различных марок и из титана. ПТО РоСВЕП имеют компактные габариты, что позволяет значительно сократить вес металлоконструкций и снизить их стоимость. Это существенно уменьшает общие расходы, в т.ч. на транспортировку и монтаж, что особенно важно для удаленных районов нефтедобычи. Также несомненным достоинством конструкции ПТО является удобство обслуживания, очистки и наращивания мощности без использования подъемного оборудования.

Для применения в нефтегазовой промышленности РоСВЕП предлагает широкий спектр теплообменного оборудования, единичной мощностью от 5 кВт до 200 МВт. В зависимости от исполнения, ПТО могут быть использованы в системах охлаждения и нагрева, обеспечивая эффективный теплообмен даже при значительной разнице давлений и температурных перепадах. Рабочие среды: более ста наименований химических веществ. Рабочие параметры: температура от -195°С до +600°С, давление – до 120 бар.

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;
- рабочая емкость (бак) и большая, герметично закрывающаяся заливная горловина бака для заполнения рабочей емкости;
- блок фильтров грубой и тонкой очистки в быстроразборном исполнении;
- мощный центробежный насос из нержавеющей стали AISI 316 с защитой от утечек;
- трубопроводная арматура и соединительные рукава из коррозионно-стойких материалов;
- быстроразъемные резьбовые соединения на присоединительных шлангах и трубопроводной арматуре, позволяющие быстро подготавливать установку к работе, а также обслуживать ее после завершения очистки теплообменника;
- проточный нагреватель оборудован аварийным и регулировочным термостатом.

Безусловным преимуществом **CIP-200.9.140.25M** перед существующими аналогами является ее модульная конструкция, которая обеспечивает ее компактность и мобильность, а также простоту в использовании. Специальные «шагающие» колеса, позволяют перемещать установку в труднодоступные места без использования подъемных механизмов. Исполнение из коррозионно-устойчивых материалов и герметичность конструкции гарантируют высокую надежность и безопасность.

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.

Кавитационная конверсия мазута газовых конденсатов в дизельно-бензиновые дистилляты

Часть 2 – Методика кавитационного процессинга

А. К. КУРОЧКИН *– к.т.н., руководитель проектов «Термакат»*
Н. В. МОТИН *– к.т.н., заведующий лабораторией ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*
С. З. АЛЕКСЕЕВ *– к.т.н., начальник управления ОАО «Газпром» (1997–2010 гг.)*
А. А. КУРОЧКИН *– руководитель лаборатории термолиза ООО «Виста-Термакат»*

Поиск рациональных аппаратурно-технологических решений конверсии высокопарафинистых компонентов газоконденсатного мазута в дизельно-бензиновые дистиллятные фракции весьма актуальная задача технологов. Эффективным процессом глубокой переработки мазута может стать отечественная безостаточная технология кавитационной конверсии мазута, представленная в статье на примере исследований процессинга газоконденсатного сырья Сургутского ЗСК Технология основана на применении методов и аппаратов кавитационно-акустического воздействия, позволяющих максимально превращать тяжелые термолабильные парафиновые углеводороды в легкие дизельно-бензиновые дистилляты (процесс ТЕРМАКАТ), в остатке при этом получаются конденсированные углеводороды, квалифицируемые как неокисленные дорожные битумы. Выход бензиновых фракций составляет до 12–18%; дизельных фракций – до 60–76%; битумных остатков – до 4–8% масс. Вместо битумов могут быть получены полусинтетическая нефть, низкозастывающие судовые, котельные и печные топлива. Выход и качество продуктов регулируются ведением технологического режима. Ассортимент продукции определяется конъюнктурой рынка и сезонностью спроса.

В первой части статьи [СФЕРА. Нефть и Газ 1/2018, стр. 64–72] были рассмотрены вопросы акустической кавитации как высокоэффективного метода интенсификации химических процессов, а также принципы конструирования аппаратов гидродинамической кавитации. В настоящей статье рассматриваются принципы разработки термокавитационной технологии конверсии тяжелых углеводородов газоконденсатных мазутов в дизельно-бензиновые дистилляты.

При разработке технологии глубокой переработки газоконденсатного мазута мы исходили из следующих положений:

- *высокопарафинистый мазут, как высоковязкий и высокозастывающий продукт, имеющий низкие цены реализации, должен быть сырьем для квалифицированной переработки;*
- *переработка мазута должна давать высоколиквидные нефтепродукты, с высокой добавленной стоимостью;*
- *в процессе переработки мазута не должно быть отходов и полупродуктов;*
- *технология переработки мазута должна быть простой и надежной, промышленно и экологически безопасной. На основе процессинговых исследований (проведенных в 2000–2002 гг.) разработаны исходные требования и выдано техническое задание (в соответствии с техническим регламентом) на создание опытной установки для отработки процесса глубокой переработки газоконденсатного мазута Сургутского ЗСК.*

Поиск технических решений переработки высокопарафинистых мазутов

Поисковыми исследованиями акустического воздействия на мазут (остаток первичной переработки газоконденсата), проведенными нами ранее была установлена возможность получения дорожных битумов с одновременным выходом до 60% дистиллятных фракций. Переработка мазута в более квалифицированные продукты является актуальной задачей, а получение из него высококачественных битумов – объективной необходимостью. Решению этой проблемы были посвящены НИОКР, проведенные по заданию ОАО «Газпром».

Основой разрабатываемой технологии переработки мазута-остатка стабилизации газоконденсата (без смешения с нефтью) является концепция создания и применения кавитационных аппаратов для высокого энергетического воздействия на мазут на стадиях термоконверсии и термополиконденсации. Целью разработки являлось увеличение глубины переработки газового конденсата до 100% за счет превращения мазута с максимальным выходом в дистиллятные фракции (выход 70–90%) и высококачественный битум (выход 10–20%), что позволит создать технологическую схему эффективной комплексной переработки газового конденсата.

Сырьевая база ОАО «Газпром» характеризуется высокой степенью концентрации запасов газа и газового конденсата в крупнейших месторождениях России. Это благоприятствует созданию крупно- и малотоннажных производств по топливному варианту [1]. Основное количество добываемого газового конденсата в настоящее время перерабатывается совместно с нефтью на НПЗ. Значительная часть переработки газового конденсата сосредоточена на Астраханском ГПЗ, Новоуренгойском ЗПГК и Сургутском ЗСК.

Для применяемых в настоящее время технологий переработки газового конденсата на ГПЗ, ЗПГК, ЗСК и промысловых установках в силу высокой парафинистости сырья характерна небольшая глубина переработки газового конденсата с производством в достаточно больших объемах высокозастывающих мазутов.

В связи с этим возникла проблема рациональной переработки газоконденсатного мазута. Актуальность этой проблемы не требует особого обоснования. Мазут обычно используют как сырье для производства топлив, масел, битумов, пеков, кокса, углеродных волокон, нефтехимического сырья (олефины, ароматические углеводороды и т.д.). На НПЗ для переработки мазута обычно используют различные варианты перегонки (вакуумная, термодеструктивная), экстракционные процессы (деасфальтизация), висбрекинг, термический крекинг под давлением, каталитический крекинг, коксование, термоокислительную поликонденсацию и т.д. Как правило, на современных НПЗ головным процессом переработки мазута является одно- или двухступенчатая вакуумная перегонка с целью получения сырья для каталитического крекинга и масляных дистиллятов, а в остатке – гудрона или остаточного битума.

Переработка газоконденсатного мазута (ГКМ) с использованием вакуумной перегонки и последующего термического крекинга гудрона, на ГПЗ не рациональна в силу малых объемов остатка, хотя на основе разработок ИНХП (БашНИИНП) разработана технология получения облегченного по фракционному составу газоконденсатного остатка, который удовлетворяет требованиям ГОСТ 10585-75 на топочный мазут [2].

Накоплен опыт переработки газоконденсатных мазутов в смеси с остаточными продуктами нефтепереработки, например, на НПЗ ОАО Салаватнефтеоргсинтез [3]. Однако используемая при этом технология переработки газоконденсатного мазута не позволяет достигнуть максимальной глубины отбора светлых нефтепродуктов. Значительная часть мазута остается в составе полупродуктов и направляется на вторичную переработку или после компаундирования используется как котельное топливо. Основной недостаток такой технологии в том, что ценные компоненты газового конденсата (до 65 индивидуальных углеводородов от C_6 до C_{31}) «загоняются» в мазут и газойлевые фракции.

АстГТУ предлагается использовать газоконденсатный мазут (после модификации элементарной серой) в качестве дорожных битумов. Промышленная аппаратурно-технологическая реализация этого предложения представляется в виде установок компаундирования небольшой производительности, которые целесообразней всего размещать на асфальтовых заводах.

В 1956–1960 гг. в ГрозНИИ был разработан процесс деструктивной перегонки нефтяных остатков, предназначенный для получения из мазутов и гудронов максимального количества соляровых фракций для каталитического крекинга и сведения до минимума выхода тяжелого крекинг-остатка как сырья для контактного коксования или компонента котельного топлива [4, 5]. Получение максимального количества соляровых фракций из исходного сырья достигается глубокой отгонкой этих фракций с одновременным термическим разложением смолистого остатка мазута в испарительном аппарате. При переработке малосернистого и сернистого мазутов процесс ГрозНИИ характеризуется следующими показателями материального баланса, приведенными в табл. 1.

Таблица 1. Материальный баланс деструктивной перегонки сернистого и малосернистого мазутов

Продукты	Выход, % масс. на мазут	
	Малосернистый	Сернистый
Газ	0,9–1,4	1,4–2,0
Бензин (н.к.–200°С)	5,0–8,6	3,5–4,2
Дизельная фракция (205–340°С)	10,8–12,6	11,6–18,68
Тяжелый газойль (340–550°С)	53,3–62,2	40,5–52,2
Всего дистиллятных фракций	69,1–82,1	56,7–69,9
Крекинг-остаток	16,8–28,2	27,6–39,8
Потери	0,2–1,3	1,0–1,5

Бензиновая фракция с к.к. 205°С из несернистого мазута имеет октановое число 58 (по моторному методу), а из сернистого – 62, дизельная фракция соответственно имеет цетановые числа 54 и 51. Коксуемость по Конрадсону фракции 350–550°С соответственно 0,49 и 0,96%. Плотность фракций 350–550°С в среднем составляла 0,914 г/см^3 и незначительно превышала плотность такой же фракции (0,906 г/см^3), выделенной из мазута вакуумной перегонкой, что свидетельствует о незначительном изменении их в процессе деструктивной перегонки. Это согласуется и со значениями бромных чисел этих двух проб фракций 350–550°С, составивших 8–9 г. на 100 г. пробы. Остатки деструктивной перегонки имели плотность из несернистого мазута до 0,985, а из сернистого – до 1,05 и содержали 3,0–4,5% масс. карбоидов. Газ деструктивной перегонки мазута содержал 4,8–10,7% масс. сероводорода, а в бензине – 0,154–0,667% масс. Во фракциях 350–550°С количество сернистых соединений примерно такое же, что и в соответствующих фракциях мазутов, а в дизельных фракциях прирост сернистых соединений значителен.

Выходы и качество продуктов деструктивной перегонки во многом определяются значительной ролью печи и испарителя в разложении сырья. В работе [4] отмечается, что бензиновые и дизельные фракции образуются, главным образом, в печи, а фракция 340–550°С – в испарителе, т.е. роль испарителя сводится, в основном, к разложению остаточных фракций с получением исключительно соляровых фракций.

Разработанная технология переработки мазута [5-9], основана на традиционных термолитических процессах с тем отличием, что для их интенсификации используются аппараты кавитационно-акустического воздействия. Ближайшим аналогом традиционной технологии является процесс деструктивной перегонки мазутов по способу ГрозНИИ [4].

>>>

Использование управляемой энергии кавитации на той или иной стадии процесса расширяет возможность регулирования глубины и скорости протекания реакции распада и уплотнения, физико-химических процессов испарения, конденсации, структурирования и деструктурирования, а, следовательно, выхода и качества продуктов (газа, бензина, газойлевых фракций и крекинг-остатка).

К преимуществам разработанного процесса относятся:

- простота технологических операций;
- применение традиционной технологии термического крекинга с соответствующей аппаратурой и оборудованием (печь висбрекинга, выносная реакционная камера, отгонная колонна, камера термолиза и т.д.);
- значительное снижение энергозатрат и интенсификации процесса;
- максимальное извлечение (до 90%) дистиллятных фракций из мазутов и превращение их остаточных высокомолекулярных компонентов в более ценные, чем мазуты, продукты (высококачественные битумы, электродные пеки, остаточные судовые топлива и др.).

Разработанные аппараты кавитационно-акустического воздействия соответствуют мировому уровню, причем, прототипов для высоких температур не выявлено.

Исследование свойств ГКМ и концепция его переработки

Для ГКМ СЗСК поиск приемлемых технологий переработки высокозастывающего кубового остатка (мазута) остается одной из актуальных проблем. Это связано с особенностями состава, структуры и свойств сургутского мазута (табл. 2).

Использование такого мазута в качестве котельного топлива опасно и экономически нецелесообразно потому, что он содержит до 40% масс. бензиновых и дизельных фракций, выкипающих до 350°С. Выбор вариантов технологии переработки такого мазута в моторные топлива связан с его высокой парафинистостью. Из традиционных технологических схем можно предположить возможность применения процесса депарафинизации, что, однако, потребует больших экономических затрат. Чаще всего проблему ГКМ решают компаундированием высокозастывающего мазута с низкооктановой головкой газового бензина, и реализуют на экспорт под видом легкой малосернистой нефти. Еще раз взгляните на свойства мазута – это же превосходное сырье для квалифицированной переработки в светлые моторные топлива для реализации на российском рынке.

По свойствам кубового ГКМ видно, что основная проблема переработки такого высокопарафинистого продукта именно в поиске путей изменения его химического состава. Применение традиционных методов перегонки – атмосферной, для отгонки бензиновых, керосиновых и дизельных фракций и вакуумной – для отгонки газойлевых фракций, – проблем снижения парафиновых углеводородов не снимает. Более того, температура застывания высокопарафинистых дистиллятов повышается по сравнению с исходным продуктом более чем на 20–30°С. Вязкость же возрастает в 3–10 раз. Вполне очевидно, что традиционные методы перегонки не разрешают проблем высококвалифицированной технологии переработки кубового продукта.

Применение традиционных технологий депарафинизации такого кубового продукта, как отмечалось выше, требует весьма значительных экономических затрат. Кроме того, извлечение парафинов и их производство в больших объемах (до 50% от сырья) потребует проработки рынка потребления, систем транспорта и других маркетинговых исследований. Очевидно, что на заводе газового профиля применение сложных депарафинизационных технологий нецелесообразно.

Таблица 2. Состав и физико-химические свойства кубового остатка (ГКМ) колонны К-1 УМТ Сургутского ЗСК (образец от 22.02.2000)

Показатели качества	Значения показателей
Плотность при 20°С, кг/м^3	886
Вязкость условная при 80°С, °ВУ	12,8
Температура, °С:	
– вспышки в открытом тигле	110
– застывания	+24
Массовая доля, % масс:	
– парафиновых углеводородов	44,3
– смол	10,6
– асфальтенов	0,1
Фракционный состав:	
перегоняется (% об.) при температуре, °С:	
начало кипения	118
5	159
10	196
20	260
30	318
40	354
50	382
60	414
70	442
80	480
90	511

Предложена новая инженерная концепция переработки мазута: в процессе термодеструктивной перегонки использовать метод термоакустического воздействия. Необходимо так изменить технологический режим, чтобы в составе кубового продукта произошли максимальные превращения: исходных термолабильных парафиновых углеводородов в легкие дистилляты с образованием изомерных и ароматических углеводородов (более ценных в составе дистиллятных фракций) и остаточных тяжелых парафиновых – в поликонденсированные углеводороды, квалифицируемые как неокисленные битумы или остаточные судовые топлива. Среди возможных различных вариантов деструктивной перегонки и термоакустического воздействия нами определены такие аппаратурно-технологические решения, по которым достигается максимальный выход преимущественно дизельных фракций и в остатке получаются неокисленные дорожные битумы широкого качественного ассортимента, либо остаточные судовые топлива, либо другие высоколиквидные остаточные товарные продукты.

Стендовая установка КА-термолиза

Процесс термоакустической термоконверсии мазута и поликонденсации остатков – ТЕРМАКАТ, моделировался на стеновых установках, позволяющих моделировать и исследовать отдельные стадии процесса: нагрев в теплообменной аппаратуре и трубчатой печи; термодеструкцию и отгон газо- и парообразных продуктов в испарителе; термополиконденсацию при заданном температурно-бариическом режиме; стабилизацию структуры остаточного продукта; фракционирование дистиллятных продуктов. Исходные, промежуточные и конечные продукты процесса подвергались анализу с использованием стандартных методик.

Фото 1. Установка термоконверсии и термополиконденсации ГКМ

Фото 2. Проточная установка кавитационного воздействия

Фото 3. Установка термоконверсии и термополиконденсации

Для исследования процесса термодеструктивной перегонки мазута были разработаны, изготовлены и смонтированы две стендовые установки кавитационно-акустического термолиза (фото 1 и 3) с реакторами-испарителями автоклавного типа емкостью 2 дм^3, с рабочей температурой до 460°С и давлением до 2 МПа. Температура в реакторах регулируется с помощью секционного электрообогрева и лабораторных трансформаторов по показаниям термопар, измеряющих температуру внизу (жидкая фаза), под крышкой (паровая фаза), на выходе паров из редукционного вентиля и наружной стенки (в зоне наиболее интенсивного нагрева) реактора. Э.д.с. термопар измеряется мультимерами с точностью ±1°С, давление в реакторах - манометрами и регулируется вентилем сброса паров. Газо- и парообразные продукты реакции подаются в систему охлаждения, конденсации и улавливания легколетучих дистиллятных продуктов, состоящую из холодильников воздушного и водяного охлаждения и абсорберов. Газообразные продукты, не улавливаемые в этой системе, после очистки в абсорбере выводятся через газовые часы (газовый счетчик) в атмосферу посредством вытяжной системы.

Скорость и направление процесса, регулируется параметрами кавитационно-акустического воздействием на реакционную массу, температурой и давлением в реакторе. В ходе процесса снимается динамика выделения дистиллята, отбираются пробы газообразных и жидких продуктов.

По завершении процесса жидкий остаток сливается, определяются объемы и массы продуктов и составляется материальный баланс процесса, исследуются их физико-химические свойства.

Кавитационно-акустическое воздействие на реакционную массу осуществляется гидродинамическим роторным кавитатором погружного типа (см. часть 1), либо на проточной установке, где кавитатор имеет и функции насоса (фото 2). Энергия и интенсивность кавитационно-акустического воздействия на жидкую фазу в реакторе регулируется путем использования излучателей различных энергетических типов и изменения скорости вращения ротора. Кавитационно-акустическое воздействие на реакционную массу сопровождается ее интенсивным разогревом. Скорость повышения температуры при этом составляет 10–60°С/мин., что учитывается при регулировании температурно-барического режима протекания процесса в электрически обогреваемом реакторе. При интенсивном кавитационном воздействии температуру процесса регулировали снижением напряжения, подаваемого на спираль электрообогрева. Для сдерживания чрезмерно интенсивного роста температуры процессинга снижали интенсивность кавитационно-акустического воздействия путем уменьшения скорости вращения ротора КА-аппарата.

Для исследования процесса получения битума из полученного остатка термодеструктивной перегонки мазута была разработана, изготовлена и смонтирована установка с модулем термополиконденсации, позволяющая изучать влияние параметров технологического режима на выход и качество остаточного битума (фото 3).

>>>

При получении остаточного битума предусматривается возможность подачи в реактор регулируемого количества перегретого водяного пара или инертного газа (азота), создания вакуума регулируемой глубины и интенсивности кавитационно-акустического воздействия на результаты процесса. Основной целью процесса является достижение требуемой глубины отгонки низкомолекулярных компонентов сырья и физическое концентрирование асфальтенов, смол и высокомолекулярных углеводородов в остатке в условиях, предотвращающих или минимизирующих реакций уплотнения, ведущие к образованию компонентов, нерастворимых в бензоле или толуоле.

Получение неокисленного битума проводится с использованием кавитационно-акустического излучателя, выполняющего в процессинге помимо термолитических функций ещё две основные функции: интенсификации отгонки образующихся легкокипящих компонентов и предотвращения карбенообразования за счет дезагрегирования тяжелых асфальтеновых комплексов.

В ходе процесса, как и на стадии деструктивной перегонки, контролируются все основные технологические параметры. Динамика выделения дистиллятных (жидких) и газообразных продуктов являются основополагающим фактором интенсивности и глубины процессинга. По завершению процесса остаток выгружают, составляют материальный баланс, и анализируют все требуемые показатели качества продукта.

На вышеописанных установках проводили следующие технологические операции, моделирующие процесс:

- отгонку прямогонного дистиллята в количестве 15–20% до температуры в кубе реактора около 380–400°С. В зависимости от дальнейшей технологии применения этого продукта надо иметь в виду, что данный дистиллят может иметь достаточно высокие температуры застывания, – до +10 +20°С, при необходимости можно провести его термолиз;
- термолиз мазута протекает эффективнее, если сделана предварительная отгонка легких фракций, и при более низких давлениях – до 4–6 ати, температура термолиза 420–440°С, время термолиза из-за опасности закоксовывания не должно превышать 20 мин.;
- при проведении термолиза без предварительной отгонки легких фракций потребуется более высокое давление – до 5–10 ати и более высокое энергетическое воздействие кавитации при испарении дистиллятных фракций, что, скорее всего, придется осуществлять в две ступени;
- процесс поликонденсации тяжелых углеводородов необходимо осуществлять с одновременной отгонкой дистиллятных фракций, контроль процесса ведут по количеству образовавшихся асфальтенов, энергетику процесса регулируют энергетикой кавитационно-акустического воздействия при температурах 400–420°С и давлениях до 2–3 ати, получаемый продукт нами назван битумный остаток;
- стадии окисления битумного остатка проводят кавитационным окислителем-сатуратором при температурах 320–380°С в зависимости от задаваемого (желаемого) типа и качества получаемого битума;
- стадия получения электродного пека осуществляется под вакуумом.

Нами разработана методика проведения стадий процесса на описанной выше стендовой кубовой установке с моделированием процессинга в динамических условиях. Моделирование динамики процесса достигается за счет четкого выделения технологических операций в конкретно зафиксированном времени. Основные технологические факторы фиксируются через каждые две минуты: температура в кубе термолиза, давление в кубе термолиза, объемный выход отгона или дистиллята. В моменты интенсивного изменения параметров или факторов процессинга, последние фиксируются через 30 сек.

Режимные зоны процессинга позволяют оперативно переходить от моделирования отдельных стадий процессинга к последующим. На типовой картограмме процессинга, регистрируемой непосредственно в текущем времени проведения процессинга буквенным обозначениями выделяются основные технологические зоны режимов процесса, определяемые временными рамками:

- А – зона нагрева сырья до вывода процесса на начало отбора фракций отгона (без повышения давления), динамика подъема температуры нагреваемого сырья варьируется в пределах 2–5°/мин.
- Б – зона отбора фракций отгона, т.е. отбора фракций, не претерпевающих термических превращений – до 300–360°С.
- $Д_1$ – $Д_n$ – зона термолиза, при котором идет отбор дистиллятных фракций сначала преимущественно от процессов деструкции, а в последующем от процессов поликонденсации.
- Г – зона стабилизации кубового остатка, когда отбираются газойлевые фракции;
- Е – зона термополиконденсации кубового остатка с доводкой его свойств до квалификационных требований заданной марки битума.
- Ж – зона охлаждения кубового остатка до температуры выгрузки из кубового реактора (≈160°С).
- $П_1$ – $П_n$ – момент отбора проб кубового остатка на содержание асфальтенов.

Отработка технологического режима по процессингу ТЕРМАКАТ

Физико-химические свойства исходного кубового остатка (ГКМ) диктуют необходимость применения предварительных операций. Во-первых, необходима доотгонка бензино-керосиновых фракций, т.к. наличие большого количества углеводородов в паровой фазе затрудняет процесс термолиза, кроме того, процесс образования кавитационных каверн практически «затушен» из-за большего количества легколетучих компонентов. Температура, давление и время термоакустического воздействия выбираются из поставленной задачи: максимального выхода дизельных фракций. Глубину отбора дистиллятных фракций определяют желаемым качеством получения битумных остатков. Характеристики усредненных технологических режимов возможных вариантов переработки кубового ГКМ, выбранных из многочисленных экспериментов по процессингу ТЕРМАКАТ, представлены в табл. 3.

Таблица 3. Характеристики технологических режимов и направленность процессинга кавитационного термолиза

	Показатели	Варианты отбора дистиллятов		Вариант получения неокисл. битумов
		$\rho_4^{20} = 0{,}8$	$\rho_4^{20} = 0{,}84$	
Технолог. режим	Температура, °С	430–450	420–440	430–450
	Давление, ати	6–8	2–4	2–8
	Интенсивность кав-акус. возд., вт/см^2	180–200	120–140	120–160
	Время термолиза, мин.	20–30	40–60	60–120
Матер. баланс	Выход продуктов, % масс:			
	дистиллят	50–60	60–80	50–60
	остаток (битум)	20–30	10–20	20–40
	газ	5–10	3–5	5–10
Показатели качества	плотность, ρ_4^{20}	< 0,8	< 0,84	> 1,05
	йодное число, г J2/100 мл	30–40	30–50	—
	фракционный состав, °С	н.к.–380	н.к.–380	> 240
	содержание асфальтенов + к-к, % масс.	–	–	12–22

В табл. 4 приведены технологические режимы и выход продуктов КА-термолиза некоторых выборочных экспериментов, имеющих презентабельный разброс данных.

Анализируя зависимость выхода продуктов термолиза от технологических параметров процесса, необходимо отметить:

- процессы, протекающие при атмосферном давлении, фактически являются процессами интенсивной перегонки, в которых при невысоких температурах (до 420°С) деструкция практически не наступает;
- процессы, протекающие при небольшом избыточном давлении (до 0,3 МПа), достаточно четко откликаются на изменение 2-х других параметров процесса – причем повышение и температуры и продолжительности процесса приводят к увеличению выхода дистиллятных фракций;
- максимальный выход остаточного (кубового) продукта термолиза отмечается при невысоких температурах термолиза (до 420°С) и значительной продолжительности процесса, очевидно, что именно эти условия способствуют протеканию процессов термополиконденсации.

Для понимания в дальнейшем механизма термических превращений обратимся к известным описаниям основ химизма и механизма термических превращений.

Таблица 4. Технологический режим и выход продуктов кавитационно-акустического термолиза

№ опыта	Параметры процесса			Выход продуктов, % масс на мазут		
	Температура, °С	Давление, МПа	Продолжительность, мин.	Газ + потери	Дистиллят + отгон	Остаток в реакторе
38	435–448	0,6	129	4,87	83,56	11,57
39	390–420	0	150	0,72	69,42	27,86
40	393–432	0,6	195	6,08	80,54	13,38
61	387–416	0	160	1,93	76,46	21,61
62	390–420	0,5	399	7,86	56,43	35,71
63	390–420	0,6	218	8,23	67,17	24,60
64	380–430	0,3	198	6,64	68,10	25,26
65	390–440	0,3	69	3,62	73,69	22,69
66	390–445	0,3	58	2,08	84,65	13,27
67	380–436	0,3	233	5,63	84,20	10,17
68	390–451	0,3	93	3,45	86,66	9,89
115	390–441	0,3	154	2,48	81,34	16,18
116	380–445	0,3	76	1,48	86,20	12,32
118	390–439	0,3	95	5,27	74,14	20,59
119	390–443	0,3	74	1,61	77,80	20,59
120	390–441	0,3	81	2,31	73,03	24,66
132	380–446	0,7	270	3,39	78,83	17,78
133	398–483	0,9	293	6,79	80,26	12,95
172	390–451	0,4	180	1,01	93,46	5,53
173	390–454	0,3	100	6,8	87,78	5,42

>>>

Основы химизма и механизма термолитических превращений

■ **Крекинг парафиновых углеводородов**

При крекинге углеводородов происходит их распад на более низкомолекулярные углеводороды. Продукты распада состоят из нормальных и изостроения парафиновых, олефиновых углеводородов и водорода.

По мере увеличения молекулярной массы исходного углеводорода термическая стабильность его падает и преобладающими становятся расщепление молекул по связи С-С.

Образующиеся радикалы вновь вступают во взаимодействие с молекулами исходного углеводорода, концентрация радикалов возрастает, и возникает значительная вероятность столкновения двух радикалов с образованием парафиновых углеводородов или молекул водорода:

R + R1 -> R - R

R + H -> RH

H + H -> H_2

■ **Крекинг нафтеновых углеводородов**

Термический распад нафтеновых углеводородов происходит не по радикально-цепному механизму, а по молекулярному механизму. Наиболее вероятным направлением термического разложения алкил-нафтенового углеводорода является разрыв алкильной цепи, так как связь С-С в цикле значительно прочнее связей в алкильной группе.

■ **Крекинг ароматических углеводородов**

Бензольное кольцо чрезвычайно стабильно, однако бензол довольно легко переходит в дефинил, что сопровождается выделением водорода:

$2C_6H_6$ <= = => C_6H_5 - C_6H_5 + H_2

Помимо дефинила образуются смолистые вещества и кокс.

■ **Крекинг непредельных углеводородов**

Механизм первичных реакций термического разложения олефинов, как и для парафинов, является радикально-цепным. При этом первичный распад олефинов происходит по J-связям, имеющим наименьшую энергию диссоциации.

■ **Крекинг сернистых соединений**

Разложение большинства сернистых соединений, содержащихся в нефти, сопровождается выделением сероводорода. Сульфиды и меркаптаны разлагаются:

RSR -> H_2S + олефины

RSH -> H_2S + олефины

При разложении сернистых соединений образуются также и жидкие органические соединения серы, которые переходят в бензиновые и дизельные фракции крекинга.

■ **Механизм реакции уплотнения**

Протекание реакции крекинга обусловлено присутствием углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ нефти.

С углублением крекинга в его продуктах накапливаются наиболее термически стабильные голоядерные или с короткими алкильными цепями полициклические ароматические углеводороды, которые вступают в реакции поликонденсации, постепенно объединяясь с водородом.

Начало образования продуктов уплотнения зависит от состава сырья и режима крекинга.

В целом, схему образования поликонденсированных ингредиентов битума можно выразить схемой:

парафины → **нафтены** → **ароматика** → **смолы** → **асфальтены** → **карбены** → **кокс**

На стадии накопления асфальтенов в количестве 14–24% процессы уплотнения необходимо оборвать, чтобы предотвратить процессы коксообразования.

Свойства фракций отгона и их квалификация

При проведении экспериментов выход фракции отгона составляет в среднем 15% масс. на мазут. Качество отгона представлено в табл. 5. и на рис. 1.

Таблица 5. Качество отгона от газоконденсатного мазута

Показатели качества	Значения показателей
Плотность при 20°С, г/см^3	0,800
Кинематическая вязкость при 20°С, мм^2/с	1,69
Температура, °С:	
– вспышки в открытом тигле	ниже 20
– застывания	-24
Фракционный состав: температура начала перегонки °С, перегоняется (% об.) при температуре, °С:	105
10	144
20	155
30	165
40	176
50	192
60	212
70	225
80	246
90	281
КК	340

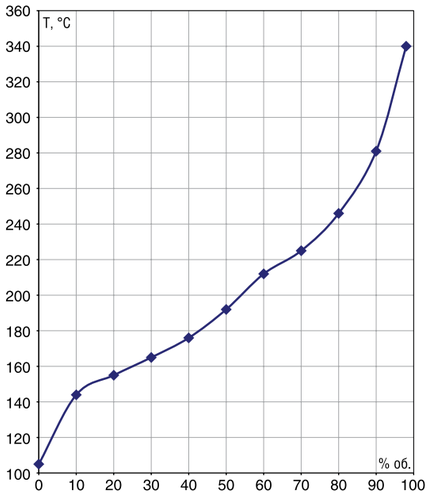


Рис. 1. Фракционный состав отгона от ГКМ по Энглеру

>>>

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
«НАТ-АРТ»

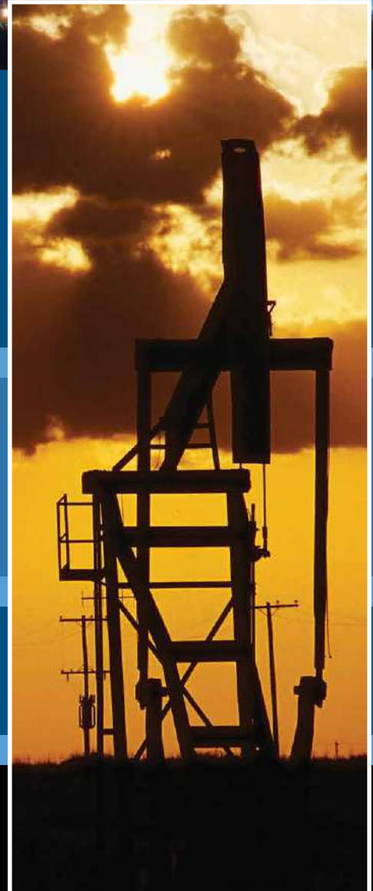
www.nknat-art.ru

ООО «Нефтяная компания НАТ-АРТ» зарегистрирована в ноябре 2016 года и является производственным предприятием, которое было специально создано в рамках интеграции и унификации Группы компаний НАТ-АРТ.

В свою очередь, Группа компаний НАТ-АРТ начала свою деятельность как неконсолидированная группа в 2011 г. На текущий момент Группа объединяет в себе как нефте- газодобывающие предприятия, так и базы хранения и НПЗ и трейдерские компании.

На ООО «Нефтяная компания НАТ-АРТ» возложена огромная задача по консолидации имущественных и неимущественных активов, включая производственные процессы по добыче, транспортировке, хранению, производству нефте- и газопродукции и реализации, произведенной продукции, либо приобретенной у различных ВИНГ.

5 лет НА РЫНКЕ



АССОРТИМЕНТ

Мы предлагаем нашим покупателям широкий спектр продукции, включающий в себя:

нефть сырую

газовый конденсат

топливо дизельное

бензины

авиационный керосин

мазуты

ЛОГИСТИКА

Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная компания НАТ-АРТ», основываясь на деловых связях и договорных отношениях предприятий-партнеров ГК НАТ-АРТ, включает в себя: территорию России, в т.ч. Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС; старны ЕС; Азию (Китай, Корею); Ближний Восток (Израиль, Иран, Сирию, ОАЭ, Саудовскую Аравию); США.

УЧАСТИЕ В СОЮЗАХ (АССОЦИАЦИЯХ)

ООО «Нефтяная компания НАТ-АРТ» является членом Торгово-Промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская Торгово-Промышленная Палата».

Администрация:
+7 (911) 768-24-14
info@nknat-art.ru

Департамент ВЭД:
+7 (911) 152-28-52
ved@nknat-art.ru

Таблица 6. Характеристика узких фракций отгона от ГКМ

Фракция, °С	Выход, % масс на мазут	Плотность при 20°С, г/см^3	Кинематическая вязкость при 20°С, мм^2/с	Температура застывания, °С	Температура вспышки в открытом тигле, °С
НК-160	3,5	0,763	1,06	ниже -70	ниже 20
160-180	2,5	0,780	1,24	ниже -70	22
180-240	5,3	0,798	1,77	-59	46
240-280	1,8	0,828	3,46	-40	89
280-320	0,8	0,857	7,93	-26	111
320-340	0,4	0,902	14,78	-2	129
340-КК	0,3	–	–	+18	–

Анализируя свойства отгона, абсолютно понятно, что эти бензино-дизельные фракции вовлечены в мазут только для того, чтобы снизить вязкостные характеристики последнего. Безусловно, эти легкие углеводороды должны быть возвращены в соответствующие бензиновые и дизельные фракции. Причем, в составе отгона содержится 40% об. бензиновых фракций, с достаточно высокой (105°С) температурой начала кипения. Для более четкой квалификации отгона, последний был разделен на узкие фракции, которым определили основные характеристики (табл. 6).

Как видно из таблицы, бензиновые фракции полностью соответствуют требованиям к прямогонным бензинам и могут увеличить балансовый выход бензинов по СЗСК на 6% масс. (на мазут).

Дизельные фракции имеют приемлемые температуры застывания, включая фракции 280–320°С, однако ее вязкостная характеристика уже не отвечает требованиям ГОСТ. Руководствуясь этим соображением можно рекомендовать вовлекать в дизельные дистилляты лишь фракции 180–280 (300)°С, а фракции > 300°С необходимо направлять на термолиз, с целью изменения их вязкостно-температурных свойств. Из отгона в дизельные дистилляты рекомендуется вовлекать 7,5% масс (на мазут) – фракции 180–300°С.

Свойства дистиллятов кавитационно-акустического процессинга ГКМ

В табл. 7 приведены основные физико-химические свойства дистиллятных фракций, полученных в различных режимных условиях при кавитационно-акустическом термолизе мазута. На рис. 2 представлены фракционные составы дистиллятов одного из экспериментов, имеющих наименьший «разбег» по своим показателям.

Из сравнения свойств дистиллятов необходимо еще раз отметить, что технологический фактор «давление» является определяющим для регулирования фракционного состава получаемых дистиллятов:

- в экспериментах с повышенным давлением (№ 38, 40, 132, 133) дистилляты имеют наименьшую плотность, молекулярный вес и начало кипения при фракционной разгонке, что является прямым доказательством преобладающего протекания термодеструктивных процессов;
- в экспериментах, проведенных при атмосферном давлении (№ 39, 61), полученные дистилляты отличаются повышенными показателями плотности, молекулярного веса и более тяжелым фракционным составом, что указывает на протекание процессов прямой перегонки.

Еще одним доказательством протекания процессов термодеструкции является повышенные показатели по йодным числам, которые наиболее характерны для экспериментов с повышенными температурами и давлениями, а также с наибольшей продолжительностью процесса.

По фракционному составу дистиллятов можно отметить, что содержание в них бензиновых фракций может колебаться в достаточно широких пределах, от минимума – 10% об. до 40–60% об. Учитывая, что глубина крекинга достаточно явно оказывает влияние на выход непредельных соединений в составе дистиллятов, мы предложили проводить процесс должна быть не выше 450°С, давление – не более 4,0–5,0 ати, и регулируемое время процесса. **В продолжительности процесса (времени) необходимо выделить 2 основные стадии:** 1) преобладающие процессы деструкции и отгонки их легких полупродуктов и 2) процессы поликонденсации и уплотнения остаточных продуктов. Процессы деструкции протекают в 3–5 раз быстрее, чем процессы уплотнения.

На этом этапе исследований был определен основной технологический фактор, влияющий на глубину отбора светлых дистиллятных фракций и их качество, этот параметр – давление процесса. Оперативным показателем качества получаемых дистиллятных продуктов может быть плотность.

При выборе аппаратурно-технологического оформления процесса необходимо будет заложить метод регулирования качества получаемых дистиллятов по контролю их плотности, зависящей от давления процесса. Повышение давления приводит к облегчению дистиллятов, имеющих пониженную плотность и содержащих большое количество бензиновых фракций.

Дальнейшее исследование физико-химических свойств дистиллятов будет рассмотрено при отработке самого процессинга.

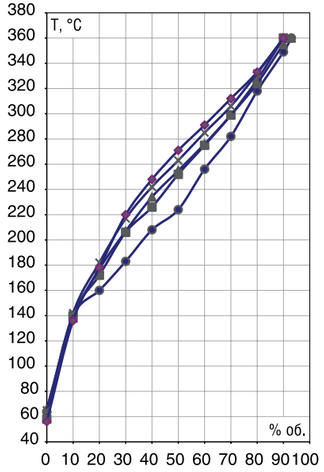


Рис. 2. Фракционный состав дистиллятов эксперимента 132:
● – дистиллят 1
■ – дистиллят 2
▲ – дистиллят 3
x – дистиллят 4
◆ – дистиллят 5

Таблица 7. Выход и основные свойства дистиллятов КА-термолиза ГКМ

№ опыта	№ дистиллята	Выход, % масс на мазут	Плотность при 20°С, г/см^3	Молекулярная масса М	Йодное число, г J_2/100 г	Массовая доля непредельных, % масс	Фракционный состав по Энглеру										
							н.к. °С	Выкипает, % объемн., при температуре, °С									
								10	20	30	40	50	60	70	80	90	к.к.
38	1	15,00	0,780	181	73,64	52,50	93	149	168	187	204	226	244	269	293	319	365
	2	15,42	0,802	197	70,80	54,90	85	158	186	206	229	247	266	286	305	332	360
	3	19,74	0,802	193	73,50	55,85	83	142	170	191	218	240	262	279	297	318	360
39	1	15,36	0,805	161	0,67	0,42	130	150	161	168	184	201	212	228	252	286	359
	2	16,18	0,848	233	12,31	11,29	211	245	258	269	280	292	304	320	337	358	401
	3	16,13	0,845	259	24,52	25,00	130	260	292	307	316	325	334	343	355	376	396
	4	15,74	0,825	245	30,18	29.10	96	175	214	256	287	307	324	338	355	370	394
	5	8,01	0,840	271	38,41	40,98	120	187	254	301	325	341	353	358	362	371	398
40	1	14,15	0,770	154	82,16	49,80	62	114	137	154	170	189	210	233	255	291	357
	2	14,25	0,775	161	70,84	44,90	61	121	145	165	184	201	217	233	248	272	321
	3	18,22	0,826	214	65,41	55,10	106	170	187	199	250	266	283	299	317	340	365
	4	3,62	0,880	267	69,80	73,37	124	280	308	319	327	336	343	353	358	364	370
61	1	16,35	0,805	163	отс.	отс.	135	140	178	182	192	204	221	240	266	310	354
	2	17,22	0,848	247	отс.	отс.	231	252	276	286	297	308	322	336	375	378	384
	3	9,20	0,815	236	53,13	55,85	86	146	190	229	267	296	322	343	362	369	371
	4	17,55	0,818	265	43,6	39,31	96	168	236	277	310	334	349	359	374	385	386
	5	17,14	0,845	278	21,02	21,27	146	260	311	324	334	348	352	364	376	390	392

Свойства кубовых остатков (битумов) КА-термолиза мазута

Таблица 8. Выход и свойства битумного остатка от КА-процессинга ГКМ

№ опыта	Выход остатка на мазут, % масс.	Свойства остатков			Массовая доля в остатке, %		
		температура застывания (размягчения), °С	температура вспышки в открытом тигле, °С	плотность при 20°С, г/см^3	мальтенов	асфальтенов	карбенов и карбоидов
38	11,57	54	203	1,080	69,0	21,0	10,0
39	27,86	32	186	0,885	97,0	3,0	отс.
40	13,38	27	212	1,180	74,0	22,0	4,0
61	21,61	16	192	0,930	95,6	3,9	0,5
62	35,71	14	188	0,933	94,9	5,0	0,1
63	24,60	13	190	0,957	94,0	5,5	0,5
64	25,26	18	176	0,966	92,0	7,5	0,5
65	22,69	41	198	0,985	92,9	7,0	0,1
66	13,27	51	207	0,998	89,0	10,5	0,5
67	10,17	62	222	1,010	76,0	17,0	7,0
68	9,89	101	230	1,120	82,0	16,0	2,0
115	16,18	21	164	0,973	91,0	8,0	1,0
116	12,32	44	192	0,989	90,0	10,0	отс.
118	20,59	23	188	0,968	94,0	6,0	отс.
119	20,59	17	182	0,942	95,0	5,0	отс.
120	24,66	12	164	0,956	95,0	4,0	1,0
132	17,78	31	185	0,973	92,0	6,0	2,0
133	12,95	48	207	0,992	87,0	12,0	1,0
172	11,53	53	204	1,008	91,0	6,5	2,5
173	11,42	57	198	1,014	93,0	7,0	следы

В табл. 8 представлены данные по выходу и основным свойствам остаточных (битумных) продуктов КА-термолиза ГКМ.

Определяющим параметром, влияющим на количественный выход битумного остатка, конечно, является продолжительность процесса. Однако, необходимо отметить, что более выраженное влияние на количество остаточного продукта и, в большей степени, на его свойства оказывает комплексный показатель процесса, который можно назвать как интенсивность проведения процесса. Сюда необходимо отнести и интенсивность подведения тепла на протекание процессов деструкции, и скорость процессов отгонки продуктов деструкции и интенсивность КА-воздействия, давление процесса и длительность его отдельных стадий.

На этой стадии исследований определено, что при проработке аппаратурно-технологического оформления процесса необходимо разделить процессы термодеструкции и термополиконденсации в отдельные стадии.

>>>

Термодеструкция должна протекать при более высоких температурах и давлениях, но достаточно быстротечно, – не более 20–40 мин. Процессы термополиконденсации должны протекать не менее 1 часа (до 2-х часов), при этом температуры должны быть на 20–40°С ниже, чем для термодеструкции, а давление должно быть таким, чтобы обеспечивалась отгонка летучих из продуктов уплотнения.

Анализируя свойства полученных битумных остатков, можно отметить, что получение битума в одном реакторе в одну стадию достаточно затруднительно. Все параметрические показатели остатков имеют такой значительный разброс, что однозначно можно выделить только те, которые имеют температуру застывания выше 50°С, температуру вспышки выше 220°С и плотность выше 1,000 г/см^3.

Одним из важнейших требований к качеству битумов является отсутствие или минимальное количество нерастворимых в толуоле, которые квалифицируются как карбены-карбоиды, т.е. первичные зародыши начала коксообразования. Зародышей таких коксообразующих частиц в битуме может быть допустимо не более 0,5% масс., поскольку они своей хрупкостью резко снижают эксплуатационные свойства дорожных асфальтов. Из всей серии экспериментов, значимыми при определении оптимальных технологических режимов, выбраны именно те, в которых содержание карбенов-карбоидов не превышает 0,5% масс.

Наиболее важным, показателем качества битумов, формирующим основные его свойства (пенетрация и дуктильность) является содержание в нем промежуточных продуктов уплотнения (между смолисто-ароматическими соединениями и карбенами-карбоидами), называемыми асфальтенами. Асфальтены придают битумам одно из важнейших «клеящих» свойств – адгезионность. Принято считать битумы с «хорошими» адгезионными свойствами такие, в которых содержание асфальтенов колеблется от 14 до 24% масс.

Остатки с таким содержанием асфальтенов получены в нескольких экспериментах, однако их процессинг сопровождался жестким контролем показателя содержания карбенов-карбоидов.

Принято считать, что механизм образования карбенов-карбоидов проходит через накопление «критической» массы асфальтенов. Для нефтяных остатков зарождение карбенов-карбоидов начинается при содержании асфальтенов ~ 8–14% масс. Для нашего высокопарафинистого мазута активное зарождение карбенов-карбоидов начинается уже при содержании асфальтенов около 3–4% масс. Активное диспергирующее действие кавитации на этой стадии процессинга весьма необходимый режимный фактор, гарантирующий отсутствие карбенов в высокоасфальтеновом остаточном продукте – битуме.

Основной вывод, который сделан в ходе процессинговых исследований: стадии термоконверсии и термополиконденсации несовместимы в одном реакторе, поскольку невозможно одновременно достичь оптимально желаемых результатов по максимальному выходу дистиллятов и получить высокое качество битумов. В ходе многочисленных процессингов с большим разбросом вариантов регулирования технологических режимов выявлена универсальность процесса по получению оптимально высокого выхода преимущественно дизельных дистиллятов с получением в качестве остаточных продуктов битумов широкой ассортиментной гаммы видов и качеств, судовых остаточных топлив, пеков и энергетических топлив (жидких коксов).

На этапе поисковых исследований и предварительных отработок значимости технологических факторов стадий процесса были накоплены практические знания и выработана инженерная концепция по аппаратурно-технологическому оформлению процесса в целом. ●

В 3-й части статьи будет представлена аппаратурно-технологическая концепция оформления процесса кавитационной конверсии ГКМ СЗСК.

Литература:

1. Курочкин А. К. Совершенствование процессов нефтепереработки кавитационно-акустическим воздействием. Материалы II конгресса нефтегазопромышленников, 25–27 апреля 2000, Уфа.
2. Курочкин А. К. Термакат – аппараты высокоэнергетического кавитационно-акустического воздействия, новый тип основного оборудования для нефтетермических технологий. Материалы Второго Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». Научные труды. Уфа, 2000. т. 2, с.172.
3. Курочкин А. К. Новая технология переработки мазутов. Нефтепереработка и нефтехимия. Материалы секции Д третьего конгресса нефтегазопромышленников России, 23 мая 2001 г. – Уфа – Институт проблем нефтехимпереработки (ИП НХП – БашНИИ НП). – 2001. с. 55–57.
4. Труды ГрозНИИ. Выпуск IV. Химия и технология переработки нефти и газа. Москва, 1959. 280 с.
5. Курочкин А. К. Основа совершенных технологий – новое аппаратурно-технологическое оформление // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2000, № 5. с.23–24.
6. Курочкин А. К. Расширение сырьевой базы производства битумов на основе современного оборудования. Материалы межотраслевого совещания «Проблемы производства и применения нефтяных битумов и композитов на битумной основе». Саратов, 28–29 марта 2000. т. 2, с. 84–90.
7. Курочкин А. К., Хайбуллин А. А. Технология безостаточной переработки мазута на малотоннажных установках. Материалы конференции «Малотоннажная переработка нефти и газа в республике САХА (Якутия)» Якутск, 2001. с. 113–119
8. Курочкин А. К. По своим дорогам на своём топливе // Нефтегазовая вертикаль. 2000, № 6. с. 176–177.
9. Производство дизтоплив и битумов из мазутов на Мини-НПЗ. Композит-каталог нефтезаводского оборудования и услуг. Второй выпуск. Москва, Топливо и энергетика, 2001. с. 507–508.

СПЕЦПРОЕКТЫ,
НЕОГРАНИЧЕННАЯ МОЩНОСТЬ

KD SERIES: НОВЫЙ ЭТАЛОН
ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ВЫСОКОЙ МОЩНОСТИ

KD SERIES – новая линейка генераторных установок, оснащенных нашими инновационными дизельными двигателями KOHLER, которые подходят как для работы в качестве основного, так и резервного источника электроснабжения. Данная линейка генераторных установок обладает беспрецедентной удельной мощностью (800-4200 кВА), что позволяет существенно снизить расходы на эксплуатацию и обслуживание генераторных установок KD SERIES, а также делает ее идеальной для использования во всех областях применения.
Будучи одним из мировых лидеров на рынке электроэнергии, компания KOHLER теперь проектирует собственные двигатели для генераторных установок, отвечающих самым строгим требованиям. Высококачественное сервисное обслуживание установок KD SERIES по всему миру гарантировано компанией KOHLER-SDMO.

KOHLER-SDMO: наша страсть - добывать энергию. www.kdseries.com

Филиал в Москве: ул. Сущевский вал, д. 16, стр. 5, +7 (495) 665-16-98, http://ru.sdmo.com

KOHLER
SDMO

Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» – более 5 лет на рынке

ИВАНЧЕНКО Глеб Викторович *– генеральный директор ООО «Нефтяная Компания НАТ-АРТ»*

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» зарегистрировано в ноябре 2016 года и является производственным предприятием, которое было специально создано в рамках интеграции и унификации Группы компаний НАТ-АРТ. В свою очередь, Группа компаний НАТ-АРТ начала свою деятельность как неконсолидированная группа в 2011 году. На текущий момент Группа объединяет в себе как нефтегазодобывающие предприятия, так и базы хранения и НПЗ и трейдерские компании. На ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» возложена огромная задача по консолидации имущественных и неимущественных активов, включая производственные процессы по добыче, транспортировке, хранению, производству нефте- и газопродукции и реализации, произведенной продукции, либо приобретенной у различных ВИНК.

- **Ассортимент.**
  Мы предлагаем нашим покупателям широкий спектр продукции, включающий в себя: нефть сырую, газовый конденсат, топливо дизельное, бензины, авиационный керосин, мазуты и др.
- **Логистика.**
  Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ», основываясь на деловых связях и договорных отношениях предприятий-партнеров ГК НАТ-АРТ, включает в себя: территорию России, в т.ч. Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС; страны ЕС; Азию (Китай, Корею); Ближний Восток (Израиль, Иран, Сирию, ОАЭ, Саудовскую Аравию); США.
- **Участие в Союзах (Ассоциациях).**
  ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» является членом торгово-промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская торгово-промышленная Палата».
- **Дочерние предприятия.**
  В процессе создания находится несколько дочерних предприятий, которые будут располагаться, как на территории России, так и в иных странах. Из уже зарегистрированных можем представить дочернее предприятие с местом нахождения в Республике Беларусь ООО «НАТ-АРТ Запад». ●

Petroleum Company NAT-ART was incorporated in November 2016 as a production venture which was specifically established as part of NAT-ART Group integration and unification. In its turn, NAT-ART launched its operations as a non-consolidated group in 2011. At the present moment, the Group brings together oil and gas production undertakings, tank farms and storage facilities, oil refineries and trading companies. Petroleum Company NAT-ART is entrusted with the monumental challenge of consolidating tangible and intangible assets, including the processes of extraction, transportation, storage, production of petroleum and gas products as well as the sale of its own products or those purchased from various vertically-integrated petroleum companies.

- **Product mix.** We offer our clients a wide range of products including crude oil, gas condensate, diesel fuel, gasolines, jet kerosene, fuel oils, etc.
- **Logistics.** The logistical map of supplies carried out by Petroleum Company NAT-ART, based on business and contractual relations of NAT-ART Group's partners, covers: the territory of Russia including the Kaliningrad Region and the Republic of Crimea, EAEU nations, EU nations, Asia (China, Korea), Middle East (Israel, Iran, Syria, UAE, Saudi Arabia), USA.
- **Participation in Unions (Associations).** Petroleum Company NAT-ART is a member of the Russian Federation Chamber of Commerce and Industry and St. Petersburg Chamber of Commerce and Industry.
- **Subsidiary enterprise.** In the process of creation there are several subsidiaries, which will be located both in Russia and in other countries. Already was unable to provide subsidiary company with its head office in the Republic of Belarus OOO «NAT-ART West».

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»
197349, Санкт-Петербург, ул. Маршала Новикова, 7
тел. +7 (911) 768-24-14
e-mail: info@nknat-art.ru
www.nknat-art.ru

НАДЕЖНЫЙ ПОСТАВЩИК НЕФТЕНАЛИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

КОЗ КАМЫШИНСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД

Уважаемые партнеры!
ООО «Камышинский опытный завод»
является участником 18-й международной выставки
«Нефтегаз-2018», проходящей с 16 по 19 апреля 2018 года
в Москве на территории ЦВК «Экспоцентр».
ПРИГЛАШАЕМ Вас посетить наш стенд № 82В10 (павильон 8, зал 2).

УСН – устройства для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из ж/д цистерн
УНЖ – устройства для верхнего налива нефти и нефтепродуктов в ж/д цистерны
АСН – устройства для верхнего налива нефти и нефтепродуктов в автоцистерны
СР – устройства для налива нефти и нефтепродуктов в суда-танкеры
СДК – счетно-дозирующие комплексы
МП – мостики переходные
ПО – площадки обслуживания
УННА – устройство для герметизированного нижнего слива / налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны.

Тел./факс: (84457) 9-20-60, 9-61-32, 9-20-90 | e-mail: info@koz.ru | www.koz.ru

Обзор оборудования НПО «Вакууммаш» для объектов нефтегазовой отрасли

На сегодняшний день в мире насчитывается более семисот нефтеперерабатывающих заводов, приблизительно четыре десятка из них находится на территории Российской Федерации. У каждого из предприятий существуют определенные требования и стандарты для измерения температуры протекающих технологических процессов, для мониторинга безопасности и управления химическими реакциями. При этом точный контроль температуры играет ключевую роль в соблюдении всех параметров с целью получения качественного и чистого искомого продукта. Иногда ошибки в несколько градусов могут привести к необратимым процессам при протекании химических реакций, и, в конечном счете, к значительным финансовым потерям.

Отметим, что на всех установленных средствах измерения температуры необходимо использовать только проверенные материалы, проводить дополнительные испытания и осуществлять проверку соблюдения всех норм на каждом этапе производства, чтобы все температурные датчики представляли собой надежную систему, которая обеспечивает стабильную работу при измерении параметров протекающих процессов на термометрируемых объектах. Именно такой системе НПО «Вакууммаш» уделяет наибольшее внимание.

В целом, на нефтеперерабатывающих заводах термометрируемые объекты делятся на реакторы, резервуары и трубопроводы, а основные группы температурных измерений в них связаны с определением параметров технологических процессов, либо с контролем их безопасности. Рассмотрим датчики, являющиеся надежными и удобными для указанных условий эксплуатации.

Измерение температуры трубопроводов осуществляется с помощью традиционных термоэлектрических преобразователей или резистивных термопреобразователей, установленных в защитные гильзы на термометрируемом объекте. Для решения этой задачи, на нашем производстве выпускаются такие позиции как ТХАв/ТХКв – 2088 – 021, ТХАв/ТХКв – 2088 – 031 или ТСМв/ТСПв – 1088 – 021, ТСМв/ТСПв – 1088 – 031, а также модели для взрывоопасных зон ТХА/ТХК – 106Ex, ТХА/ТХК – 108Ex, ТСМ/ТСП – 106Ex, ТСМ/ТСП – 108Ex в комплекте с защитными гильзами типа ГЗ-РТ, ГЗ-РЦ и фланцевыми гильзами ГЗ-ФТ, ГЗ-ФЦ. Не менее распространены и датчики с унифицированным выходным сигналом 4–20 мА такие, как УТС/УТП – 106, УТС/УТП – 108, которые позволяют преобразовать сопротивление резистивных термопреобразователей и термоэлектродвижущую силу термоэлектрических преобразователей в унифицированный выходной сигнал постоянного тока пропорциональный измеряемой температуре, в результате чего становится возможным использовать более дешевые удлинительные провода взамен компенсационным.

Для измерения температуры резервуаров и реакторов используют как простые датчики температуры совместно с защитными гильзами, речь о которых шла выше, так и кабельные многозонные датчики температуры типа ТПМ, предназначенные для измерения температуры вдоль оси реакторов каталитического синтеза нефтепродуктов и различных резервуаров.

Они состоят из нескольких термопреобразователей различной монтажной длины и могут размещаться в термокарманах или разводиться по зонам измерения. Число зон измерения в них равно числу термопреобразователей. Именно такие многозонные датчики температуры, определяющие температурный градиент по слоям резервуара или реактора, в настоящее время и представляют наибольший интерес для НПЗ.

При этом в целях максимизации производительности установок требуется точное определение температуры в слое катализатора. Понимание происходящего процесса в реальном времени, позволяет определять происходящие отклонения параметров, что, в свою очередь, гарантирует рентабельное и безопасное функционирование реакторов и колон. Для решения данной задачи НПО «Вакууммаш» разработало многозонные датчики температуры с камерой безопасности (рис. 1). Они могут быть изготовлены для реакторов любых типов и используются в химических и нефтехимических реакторах, колоннах и резервуарах, при процессах изомеризации, алкилирования, гидроочистке, гидрокрекинге, каталитическом крекинге и каталитическом риформинге.

Несомненно, для максимальной производительности важно, чтобы все реакции в колоннах и реакторах протекали в управляемом и равномерном режиме, поэтому увеличение количества чувствительных элементов в термометрируемом слое, за счет использования указанных установок, позволяет точно определить радиальное распределение температурного градиента и изменение температуры в слоях катализатора и, как следствие, существенно увеличить производительность реактора.

Рис. 1. Общий вид многозонных термоизмерительных датчиков температуры производства НПО «Вакууммаш», установленных в реакторе

Многозонные датчики температуры НПО «Вакууммаш» с камерой безопасности включают несколько основных элементов, таких как температурный датчик, узел крепления, камера безопасности, коммутационная коробка. Рассмотрим их подробнее.

Температурный датчик состоит из первичного чувствительного элемента – термоэлектрического преобразователя, выполненного из гибкого термопарного кабеля в одинарной или двойной оболочке типа ТХА (K), ТХК (L), ТНН (N), ТЖК (J) или резистивного термопреобразователя, представляющего собой гибкий кабель в металлической оболочке (рис. 2).

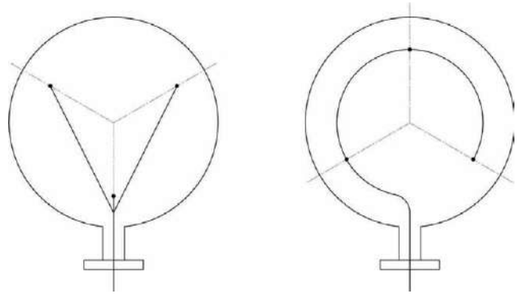


Рис. 2. Возможная схема расположения чувствительных элементов в реакторе или колонне

Коммутационная коробка, предназначена для размещения вторичных приборов или клеммных колодок, а также для подключения удлинительных или компенсационных кабелей. В ней могут быть размещены преобразователи измерительные с аналоговой обработкой сигнала 4–20 мА – ПИ С, ПИ С Exi для резистивных термопреобразователей или модели ПИ Т, Пи Т Exi (рис. 3) для термоэлектрических термопреобразователей, а также с цифровой – VM-100, и измерительные преобразователи с HART протоколом – VM-105 (рис. 4).

Измерительные преобразователи модели VM имеют ряд преимуществ:

- Предел допускаемой основной погрешности 0,05% или 0,1%;
- Гальваническая изоляция;
- Исполнение Exi;
- Возможность применения при температуре окружающей среды от -60 до +85°С.

Возможно использование и измерительных преобразователей с протоколами HART, Modbus RTU, Profibus PA, Foundation Fieldbus H1. Коммутационные коробки чаще всего бывают взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь Exi», либо «взрывонепроницаемая оболочка Exd».

Многие датчики мы комплектуем дополнительной камерой безопасности, являющейся узлом обнаружения утечек. Такая камера изготавливается цельноточенной и является дополнительной зоной безопасности. Это предотвращает распространение термометрируемой среды из протекающего процесса в окружающую среду в случае непредвиденной разгерметизации сварных швов, возникновения микротрещин в них или на материале фланца. Камера безопасности также используется для обнаружения и индикации наличия утечек. Она оснащается манометром или датчиком давления с аналоговым выходом.

В комплекте с многозонным датчиком температуры и камерой безопасности можно применять многоканальный электронный регистратор – измеритель для локальной визуализации параметров протекающего процесса на технологическом участке.

Применение многозонных датчиков температуры с камерой безопасности имеет ряд преимуществ:

- Уменьшение количества сварных соединений в теле реактора за счет использования многозонных датчиков, которые позволяют минимизировать количество вводных штуцеров и фланцев;
- Упрощение процедур калибровки;
- Увеличение точности измерения;
- Уменьшение стоимости оборудования, в сравнении с использованием индивидуальных датчиков на каждый слой резервуара, а в следствии и уменьшение количества обслуживающих площадок, что сокращает затраты на металлоконструкции и стоимость их монтажа.

Рис. 3

Рис. 4

Рис. 3. Преобразователи измерительные 4–20 мА – ПИ С, ПИ Т
Рис. 4. Преобразователи измерительные с аналоговой обработкой сигнала с цифровой обработкой сигнала и HART-протоколом VM, VM-Exi

>>>

Таким образом, учитывая потребность нефтеперерабатывающих предприятий одновременно осуществлять контроль и измерять температуру в резервуарах и реакторах в нескольких точках, применение многозонных датчиков с камерой безопасности стало важным направлением в производственной деятельности НПО «Вакууммаш». На предприятии постоянно проводятся необходимые организационные и технические мероприятия (в том числе испытательные работы) с целью совершенствования выпускаемых изделий, увеличения ресурса их работы и гарантийного срока эксплуатации. Уже сейчас на некоторые изделия мы имеем назначенный межповерочный интервал 5 лет.

Также дочернее предприятие НПО «Вакууммаш» – «ВакууммашЭлектро» разработало и выпустило линейку датчиков давления VMP-Exi/Exd/K (рис. 5), применяющихся в нефтяной и газовой промышленностях для контроля и измерения давления среды в узлах и системах газораспределительных и газоизмерительных станций, для контроля параметров технологического процесса, в составе систем коммерческого учета нефтепродуктов и природного газа, для учета давления насосных агрегатов, крановых площадок, резервуарных парков, измерение давления при ведении коммерческого учета нефти, нефтепродуктов, газа.

Рис. 5. Датчик давления VMP-Exi/Exd/K

Рис. 6. Блок клапанный БК

Типы измеряемых давлений:
- абсолютное давление,
- избыточное давление,
- давление-разрежения (вакуум),
- избыточное давление-разрежения,
- разность давлений,
- гидростатическое давление «уровня» жидкости.

Данные датчики давления имеют ряд преимуществ:
- Диапазон измерений: -0,1…0…100 Мпа;
- Высокая точность измерений до ±0, 075%;
- Различные варианты исполнения: общепромышленное, взрывозащищенное с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» «ia» и «взрывонепроницаемая оболочка d»;
- Температура окружающей среды: (-55) -40…+80°С (+105);
- Цифровой выход HART/RS-485;
- Межповерочный интервал/гарантированный срок эксплуатации: 5 лет;
- Возможность перенастройки диапазонов измерения: 1:25;
- Способ настройки: «Обнуление» с помощью магнитного брелка, настройка программно, вне ВОЗ кнопочные переключатели;
- ЖК-индикатор для контроля давления и настройки датчика;
- Интеллектуальная самодиагностика датчика;
- Интеллектуальная многоуровневая защита.

В комплекте с датчиками давления VMP-Exi/Exd/K поставляются блоки клапанные БК (рис. 6), предназначенные для подключения к импульсным линиям датчиков избыточного, абсолютного давления, давления-разрежения, а также манометров.

Огромное внимание НПО «Вакууммаш» уделяет и процессу внедрения оборудования на производство заказчика и в этом плане у нас накоплен большой опыт конструкторской и производственной деятельности от выезда специалистов на объект, согласования чертежей до ввода изделия в эксплуатацию. **При этом, в рамках сотрудничества, взаимодействие со своими заказчиками компания «Вакууммаш» осуществляет поэтапно в последовательности от проектной идеи до стабильного, экономически оптимизированного серийного производства, что включает в себя:**

1. Предварительное знакомство с проблемой или задачей;
2. Выезд технических специалистов на производственную площадку компании – заказчика с целью осмотра и детального изучения технических условий применения установок;
3. Изготовление опытных образцов;
4. Тестирование в производственных условиях.

В зависимости от полученных результатов и соответствия их нуждам заказчика, продукция запускается в серийное производство, либо дополнительно уточняются технические параметры изделий с целью изготовления новых опытных образцов и получения результата, наиболее удовлетворяющего потребностям производства.

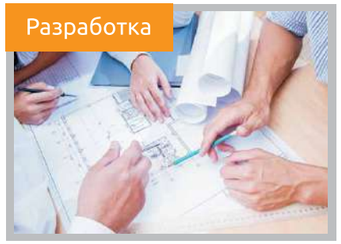
Весь этот цикл мы стараемся пройти в максимально короткие сроки в зависимости от сложности задачи.

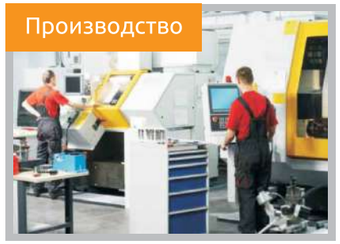
Узнать более подробную информацию о продукции и перспективных разработках НПО «Вакууммаш» и «ВакууммашЭлектро» Вы можете на сайтах vakuummash.ru и vmelectro.ru, а также обратившись к нашим специалистам. ●

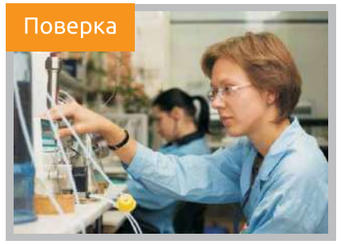
НПО ВАКУУММАШ

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

НПО ВАКУУММАШ
КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ
www.vakuummash.ru


Разработка


Производство


Поверка

Мы всегда гарантируем своим клиентам:

- Выполнение заказа от 7 до 30 дней;
- Изготовление по специальным заказам и техзаданиям;
- Возможность изготовления зарубежных аналогов;
- Выезд технических специалистов на любой объект;
- Гибкая ценовая политика.

Сервис

В рамках сотрудничества со своими заказчиками «Вакууммаш» внедряет многие решения, в последовательности от проектной идеи до стабильного, экономически оптимизированного серийного производства, тесно взаимодействуя с клиентом на всех этапах.

ISO
426057, г. Ижевск, проезд Дерябина 2/52, НПО «Вакууммаш»
+ 7 (3412) 918-650 E-mail: info@vakuummash.ru

Расходомеры ультразвуковые Ирга-РУ

М. А. ВЕЛИЧКО *– к.ф.-м.н., ведущий инженер ООО «ГЛОБУС»*

ООО «ГЛОБУС» образовано в 1989 году. Со дня основания и по настоящее время предприятие производит и разрабатывает современные контрольно-измерительные приборы для учета расхода и количества газа, пара, тепловой энергии, жидкостей; поверочные установки. За прошедшие годы освоен выпуск целого семейства приборов под фирменной маркой «Ирга», обеспечивающих успешное решение задач измерения, диспетчеризации, управления и мониторинга технологических процессов.

Ультразвуковые расходомеры в последнее время находят все более широкое применение в различных областях промышленности. Объединив преимущества вихревых и струйных расходомеров: высокую точность измерений, широкий динамический диапазон, низкую инерционность, отсутствие дополнительно вносимых потерь давления, несложную конструкцию – ультразвуковые расходомеры в большинстве задач успешно заменяют ротационные и турбинные расходомеры.

В феврале 2018 года в Государственный реестр средств измерения был внесен новый расходомер предприятия ООО «ГЛОБУС» – промышленный времяпролетный ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ».

Расходомер ультразвуковой «Ирга-РУ»

Принцип действия ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» основан на времяимпульсном методе измерения расхода газа. Он заключается в измерении времени прохождения ультразвуковых (УЗ) импульсов по направлению потока газа в трубопроводе и против него. Возбуждение и прием импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями, которые устанавливаются в цельнометаллический корпус расходомера под углом (от 30° до 45°, в зависимости от исполнения) к направлению потока.

Скорость ультразвука в среде зависит от физико-химических свойств этой среды: температуры, давления и пр. При этом она значительно больше скорости среды, так что действительная скорость ультразвука в движущейся среде мало отличается от скорости в неподвижной среде.

Разность времен прохождения Δt даже при скоростях потока порядка 10 м/с составляет доли микросекунды, при том что погрешность измерения не должна превышать нескольких наносекунд.

В расходомерах «Ирга-РУ» ультразвуковые колебания, создаваемые пьезоэлементами, направляются по потоку газа и против него. Разность времен прохождения Δt ультразвуковыми импульсами расстояния между излучателем и приемником по потоку и против потока пропорциональна скорости потока.

Эти обстоятельства обусловливают необходимость применения сложных электронных схем в сочетании с микропроцессорной техникой, обеспечивающих компенсацию влияния перечисленных факторов.

Конструктивно расходомер состоит из трех блоков:

- первичного преобразователя расхода «Ирга-РУП» (далее – Ирга-РУП), представляющего собой корпус со встроенными в него ультразвуковыми приемопередатчиками;
- электронного блока ВР-100 РУ (далее – ВР-100 РУ), который осуществляет прием-передачу сигналов через ультразвуковые приемопередатчики, их преобразование, обработку и вычисление объемного расхода газа в рабочих условиях с последующим формированием выходного сигнала;
- блока питания «Ирга-БП» (далее – «Ирга-БП») со встроенным барьером искрозащиты при необходимости обеспечения взрывозащитных цепей.*

Электронный блок «ВР-100 РУ» осуществляет управление ультразвуковыми приемопередатчиками, прием, обработку, преобразование и передачу в вычислительное устройство (ВУ) сигналов, содержащих, в том числе, информацию о времени распространения УЗ импульсов, необходимую для вычисления объемного расхода газа в рабочих условиях (ГОСТ 8.611 – 2013):

$$v = \frac{L \cdot (t_2 - t_1)}{2 \cdot t_1 \cdot t_2 \cdot \cos\alpha},$$

где:

v – скорость потока в трубопроводе,

L – расстояние между приемопередатчиками,

α – угол между осью установки датчиков и осью трубопровода,

t_1 и t_2 – времена распространения УЗ импульсов по потоку и против.

* *В невзрывоопасных зонах помещений и наружных установок питание расходомера осуществляется от источника постоянного тока с напряжением питания 5 В.*

Таблица 1. Метрологические и технические характеристики

Диаметр условного прохода, Ду, мм	Диапазон измерений расхода, м³/ч		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (Q) в рабочих условиях, %	
	Диапазон 1	Диапазон 2	0,025 Qmax ≤ Q ≤ Qmax	Qmin ≤ Q ≤ 0,025 Qmax
25	0,03–30	0,03–24	± 1,0	± (1,5÷1,0)
32	0,08–160	0,08–120		
40	0,12–240	0,12–180		
50	0,20–400	0,20–300		
80	0,50–1000	0,50–800		
100	0,80–1600	0,80–1200		
150	2,00–4000	2,00–3000		
200	5,00–10000	5,00–8000		
250	8,00–16000	8,00–12000		
300	10,0–20000	10,0–15000		
400	16,0–32000	16,0–24000		
500	25,0–50000	25,0–40000		
700	100–50000		± 2,0	± 5,0
800	160–50000			

Расходомер также может поставляться с блоками формирования выходного сигнала «АВ-2» (токовый выходной сигнал 4–20 мА) или «АВ-3» (HART-протокол), барьером искрозащиты.

Конструкция расходомеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО расходомеров и измерительную информацию.

На предприятии ООО «ГЛОБУС» были разработаны и успешно испытаны собственные схемы управления работой пьезоэлектрических приемопередатчиков, а также созданы новые оригинальные алгоритмы обработки поступающих от них сигналов.

Таблица 2. Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С	от -55 до +170
Температура окружающей среды, °С	от -55 до +80
Максимальное давление измеряемой среды в трубопроводе в зависимости от исполнения, МПа	от 0,15 до 32
По типу выходного сигнала	– частотный (от 0 до 1000 Гц) – частотный (от 100 до 1100 Гц) – токовый (от 4 до 20 мА) – HART (выходной сигнал по протоколу HART) – числоимпульсный
Степень защиты от воздействия окружающей среды: – «Ирга-РУ» с «ВР-100 РУ» – «Ирга-БП»	 IP65 IP54
Напряжение питания, В	от 187 до 242
Потребляемая мощность, Вт	не более 10
Габаритные размеры «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения: – длина, мм – ширина, мм – высота, мм	 от 420 до 2400 от 195 до 1020 от 242 до 1015
Габаритные размеры «ВР-100 РУ», мм	не более 115x90x55
Габаритные размеры «Ирга-БП», мм	не более 210x140x100
Масса «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения, кг	от 2,5 до 456,0
Масса «ВР-100 РУ», кг	не более 0,6
Масса «Ирга-БП», кг	не более 1,5
Средняя наработка на отказ, ч	75000
Полный срок службы	15 лет
Маркировка взрывозащиты:	
– «Ирга-РУП» – «ВР-100 РУ» – «Ирга-БП»	0ExiaIICT4 0Exia[ia]IICT5 [Exia]IIC

Это позволило:

- существенно расширить динамический диапазон измерения расхода газа до значений порядка 1:2000;
- повысить точность измерений до 1% в большинстве задач;
- использовать расходомеры «Ирга-РУ» на трубопроводах практически любого диаметра;
- измерять расход разнообразных по своим физико-химическим свойствам газовых сред;
- проводить измерения с большой скоростью, в широком диапазоне температур и давлений;
- не вносить в трубопровод дополнительные потери давления;
- расширить число исполнений расходомеров для применения в различных условиях и отраслях промышленности.

При этом расходомер «Ирга-РУ» имеет достаточно простую конструкцию и не требует значительных длин прямых участков до и после его установки, может работать во взрывоопасных зонах.

На предприятии ООО «ГЛОБУС» была освоена технология нанесения антиадгезионного покрытия на внутренние стенки расходомера во избежание налипания твердой фракции измеряемой среды. Это приводит к увеличению точности измерений и межповерочного интервала.

У предприятия ООО «ГЛОБУС» большой опыт создания полностью укомплектованных всем необходимым оборудованием узлов учета и контроля расхода газа, так называемых систем «под ключ». С появлением расходомеров «Ирга-РУ» список задач, где целесообразно применение таких систем, существенно расширится.

>>>

Нашим предприятием реализованы новые варианты питания расходомеров, в том числе автономного питания от аккумулятора. В Среднеазиатском регионе особенно востребован вариант питания расходомеров от солнечных батарей. Почти безоблачная погода, периодические перепады энергоснабжения сделали наши узлы учета незаменимыми в Туркмении [СФЕРА. Нефть и Газ 3/2014, стр. 137-138. Энергия солнца для учета газа]. Учитывая невысокое энергопотребление, узел учета на базе расходомера «Ирга-РУ», сможет месяцами обходиться без непосредственного обслуживания.

Узлы учета на базе расходомеров «Ирга-РУ» можно объединять в сеть, управляемую телеметрической системой ИРГА-ТС. Метрологическая информация от терминалов в центральный узел может передаваться различными способами: с помощью радиомодемов, GSM/GPRS или 4G/3G модемов и пр.

В электронный блок «Ирга-РУ» предусмотрена установка Wi-Fi модуля, служащего Web-сервером для обмена информацией с вычислительными устройствами. Тогда вычислителем может служить любой стационарный компьютер или мобильный телефон с установленным на нем программным обеспечением предприятия ООО «ГЛОБУС». В этом случае управление узлами учета и съем метрологической информации упрощается благодаря возможности удаленного доступа, отсутствию проводов и необходимости в дополнительном программном обеспечении.

ООО «ГЛОБУС» может модифицировать расходомер «Ирга-РУ» в соответствии с индивидуальными потребностями заказчиков в короткие сроки и без существенных изменений производственного цикла. Это возможно благодаря налаженному собственному производству механической и электронной части расходомера. В программное обеспечение, отвечающее за взаимодействие с пользователем расходомера, также могут быть внесены дополнения и изменения для реализации конкретных задач заказчиков.

На предприятии ООО «ГЛОБУС» была освоена технология нанесения антиадгезионного покрытия на внутренние стенки расходомера во избежание налипания твердой фракции измеряемой среды. Это приводит к увеличению точности измерений и межповерочного интервала.

Аналогичные ИРГА-РУ принципы измерения расхода, электронные схемы, алгоритмы обработки сигналов были применены ООО «ГЛОБУС» при создании ультразвуковых поверочных установок «КРАБ-УМ».

Нижний диапазон измерения расхода с их помощью лежит в окрестности нескольких литров в час, а погрешность этих установок не превышает 0,5%, что еще раз подтверждает высокую точность и возможность применения времяпролетного метода измерения скорости потока в разных отраслях промышленности.

Еще одно применение «Ирга-РУ» – эталон для создание автоматизированных калибровочно-поверочных стендов. У предприятия ООО «ГЛОБУС» есть успешный опыт разработки таких стендов.

Достоинства ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»:

- ***для диаметров трубопроводов от 25 мм до 200 мм не нужны прямые участки;***
- ***широкий диапазон измеряемых расходов;***
- ***отсутствие гидравлического сопротивления;***
- ***надежность (нет подвижных механических элементов);***
- ***высокая точность;***
- ***быстродействие;***
- ***помехозащищённость.***

ООО «ГЛОБУС» осуществляет проектирование, монтаж, пуско-наладку, гарантийное и послегарантийное обслуживание узлов учета газа, пара, жидкости и количества тепловой энергии. Сервисный отдел оказывает услуги по ремонту и калибровке измерительных приборов с обязательной сдачей в поверку.

Продукция, выпускаемая ООО «ГЛОБУС», сертифицирована, лицензирована и внесена в государственные реестры средств измерений РФ и стран ближнего зарубежья (Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Украина и др.). ●

ООО «ГЛОБУС»
308023, г. Белгород, ул. Садовая, д. 45-а
тел./факс (4722) 26-42-50, 26-18-46, 31-33-76
e-mail: sale@irga.ru - отдел продаж
e-mail: service@irga.ru – техническое и сервисное обслуживание
e-mail: globus@irga.ru – общие вопросы
www.irga.ru

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

18 Лет Вместе с Вами 2000-2018

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОМ СЕМИНАРЕ
«Технологии Надежности»
Reliability Technologies
26-29 июня 2018 в г. Санкт-петербург

СЕМИНАР XLIII ЮБИЛЕЙНЫЙ

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

Повышение эффективности работы технологического оборудования и снижение затрат на обслуживание

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

Снижение затрат на техническое обслуживание и повышение уровня надежности технологического оборудования, являются основными и приоритетными задачами любого производственного предприятия. Очень часто руководители предприятий обращаются к консалтинговым компаниям для теоретического расчета необходимых ежегодных затрат на ремонт и диагностику технологического оборудования. При этом все необходимые знания для повышения эффективности и рентабельности производства есть у опытных специалистов этого предприятия.

В связи с оптимизацией технологических процессов, реструктуризацией всех секторов и внутренних подразделений производственных предприятий на первое место выходят два ключевых фактора – это используемое технологическое оборудование и система его технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

Для нивелирования проблем и определения подходов к организации системы ТОиР предприятия необходимо определить ключевые факторы, обеспечивающие надежность и работоспособность технологического оборудования.

Согласно ГОСТ 28.001-83 целью системы ТОиР является управление техническим состоянием изделий в течении всего срока их службы (или ресурса до списания), позволяющее обеспечить заданный высокий уровень их готовности к использованию по назначению и работоспособности в процессе эксплуатации при минимальных затратах как времени, так и средств на выполнение ТОиР изделий.

Усилия системы ТОиР должны быть направлены на повышение коэффициента использования оборудования, который согласно ГОСТ 13377-75 описывается следующим уравнением:

$$K_T = \frac{t_{сум}}{t_{сум} + t_p + t_{mo}}$$

где:

$t_{сум}$ – наработка оборудования в часах;

t_p и t_{mo} – время всех простоев, вызванное необходимостью, соответственно, ремонта и обслуживания оборудования.

Логично предположить, что для того чтобы повысить коэффициент использования следует увеличить наработку и уменьшить время простоев оборудования при ТОиР. В тоже время качество проведенного обслуживания может уменьшить количество ремонтов, и соответственно качество проведенного ремонта влияет на продолжительность межремонтного интервала.

Способы реализации системы ТОиР обычно соотносятся к пяти различным категориям:

1. Реактивное (реагирующее) профилактическое обслуживание (РПО);
2. Обслуживание по регламенту или планово-предупредительные ремонты (ППР);
3. Обслуживание по фактическому техническому состоянию (ОФС);
4. Проактивное или предотвращающее обслуживание (ПАО);
5. Концепция «Технологии надежности» (комплексный подход в решениях для повышения надежности и обслуживания промышленного оборудования).

Из сводной табл. 1 видно, что у каждой из представленных категорий ТОиР есть свои достоинства и недостатки.

Как показывает практика, не существует предприятий, использующих только одну из представленных стратегий управления системой ТОиР. Более того, переход от системы ППР к системе ОФС сопряжен с перестроением всей структуры ТОиР, во многих случаях приводит к обратному эффекту – «скатыванию» к ППР. Причина этого заключается в несогласованности планирования действий отдельных подразделений предприятия, нехватке специально подготовленного персонала и слабом техническом оснащении ремонтных служб.

Сам переход на передовые формы ТОиР (ОФС и ПАО) невозможен без постановки грамотной службы технической диагностики. Неверно также утверждение, что идея ОФС состоит в устранении отказов оборудования путем выявления имеющихся или развивающихся неисправностей только по результатам измерения и анализа виброакустических характеристик. Системы ОФС и ПАО должны основываться на обязательном использовании целого ряда методов диагностики и распознавания технического состояния, которые в сочетании позволяют определить весь спектр дефектов и неисправностей, возникающих в технологическом оборудовании.

Концепция «Надежное оборудование» это концептуальный подход к постановке эффективной системы ТОиР оборудования базирующийся на глубоком исследовании, как физических причин аварийных отказов оборудования, так и выявлении пробелов в организационной структуре системы ТОиР. Внедрение данной концепции состоит из 6 основных этапов. Каждый из перечисленных ниже этапов основан на решении проблем (задач) предыдущего уровня с целью наиболее полной его проработки.

>>>

Таблица 1. Достоинства и недостатки различных категорий ТОиР

Категория ТОиР	Достоинства	Недостатки
РПО	Не требует больших финансовых вложений на организацию и техническое оснащение службы ТОиР	Высокая вероятность внеплановых простоев из-за внезапных отказов, приводящие к дорогостоящим и продолжительным ремонтам
ППР	Хорошо развита, имеет отработанную методологическую основу и позволяет поддерживать заданный уровень исправности и работоспособности оборудования	Базируется на статистических данных историй отказов аналогичного оборудования с заданным коэффициентом надежности, следовательно, для обеспечения требуемого уровня его работоспособности изначально планируется объем работ превышающий фактически необходимый. Статистическая наработка не исключает полностью вероятность внепланового отказа
ОФС	Исключает вероятность аварийных отказов и связанных с ними внеплановых простоев оборудования. Позволяет прогнозировать объемы обслуживания и проводить ремонт исключительно неисправного оборудования	Может быть реализована только посредством постепенного перехода от ППР и требует полного пересмотра организационной структуры. Требует первоначально больших финансовых вложений для подготовки специалистов и технического оснащения службы ТОиР
ПАО	Максимальное увеличение межремонтного срока за счет подавления источников отказов. Используются прогрессивные технологии ТОиР и восстановления оборудования	Требуется трудоемкий анализ всех отказов с целью выявления их источников. Очень гибкая организационная система, постоянно требующая оперативного решения и внедрения ряда мероприятий

■ Этап 1. Выявление проблемы

Определение общей проблемы повышения надежности оборудования является основополагающим этапом ее решения. Глубина подхода на данном этапе определяет экономический эффект от внедрения настоящей концепции. Индивидуальный подход к решению проблемы определяется набором инструментов, используемого для ее выявления и исследуемых ключевых моментов.

В качестве инструментов может быть использована комплексная оценка положения, проведенная подготовленными техническими аудиторами собственной группы надежности (отдел технической диагностики и неразрушающего контроля (ТДиНК)), либо оценка, проведенная специалистами подрядной сервисной организации.

В качестве исследуемых ключевых моментов может быть произведен профессиональный аудит:

- общего технического состояния оборудования;
- видов повторяющихся отказов/сбоев работоспособности оборудования;
- уровня технологий и средств, используемых для ТОиР оборудования;
- уровня квалификации штатного персонала или подрядной организации;
- особых моментов реализуемой на предприятии категории ТОиР;
- уровня общей эффективности предприятия, включая производительность оборудования, затраты на закупку запчастей и ТОиР;
- общего уровня производственной культуры и наличие системы качества;
- системы закупки, транспортировки и складского хранения оборудования и др.

■ Этап 2. Разбиение проблемы на составляющие

После выявления степени общей проблемы повышения надежности оборудования, проводится ее разбивка на составляющие по каждому из исследуемых ключевых моментов. Результатом данного этапа является выявление слабых мест структуры системы ТОиР предприятия в целом (например, документирование и паспортизация).

■ Этап 3. Определение стратегии и план решения проблемы

Стратегия решения проблемы повышения надежности оборудования определяет степень и уровень локализации опасных моментов. Она может быть частичная (удаление только наиболее проблемных аспектов) либо полная (комплексная).

Важно определить, что подлежит корректировке: причина или следствие проблемы и/или что устранять в первую очередь. Стратегия и план решения проблемы определяется предприятием на основе предложения аудиторов отдела ТДиНК.

■ Этап 4. Выбор надежных средств технических решений и разработка программы повышения квалификации специалистов

Выбор средств технических решений определяется целесообразностью их использования на основе расчета экономического эффекта от их внедрения. При расчете необходимо руководствоваться выбранными критериями и требованиями к уровню надежности (например, выбрать аппаратуру с более высоким коэффициентом надежности). Выбор средств технических решений определяется предприятием на основе предложений опытных технических специалистов данного предприятия и концепции, разработанной группой технических аудиторов.

Разработка внутреннего стандарта менеджмента качества предприятия или отдела, стандарта надежности и периодическая аттестация по стандарту «Технологии надежности» должны проводиться (по рекомендации нашей компании) на основе процессного подхода. В первую очередь необходимо утвердить блок-схему взаимодействия подразделений предприятия, определить ответственных за надежность, утвердить должностные инструкции и полномочия. Самое главное должны быть четко определена политика обеспечения надежности и ресурсы всех подразделений предприятия.

■ Этап 5. Комплексное решение проблемы

На основе 3-го и 4-го этапов программы формируется комплексное решение проблемы повышения надежности технологического оборудования. Если предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества, то менеджерам, отвечающим за качество продукции необходимо сделать коррекцию во внутреннем руководстве по качеству с учетом требований технического подразделения (например, отдела главного механика или главного энергетика).

Внедрение комплексного решения или сертификация по стандарту «Технологии надежности» происходит при помощи аттестованных внутренних или внешних аудиторов.

■ Этап 6. Контроль результатов внедрения программы

Процесс оценки уровня надежности оборудования, корректировка и внедрение улучшений должно происходить с утвержденной периодичностью независимо от достижения поставленного уровня надежности.

Удовлетворенность потребителя (внутренний потребитель оборудования – это технологи) от внедрения программы должно иметь самую важную роль, именно поэтому очень важен контроль, анализ и улучшение результатов по повышению надежности оборудования.

Вся концепция должна внедряться в соответствии с требованиями технического надзора в области экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов (при наличии технического надзора).

За основу реализации концепции «Технологии надежности» должен быть взят коллектив отдела ТДиНК.

Выводы

Снижение затрат на обслуживание и повышения уровня надежности технологического оборудования возможно реализовать с помощью многих прогрессивных стратегий ТОиР. Из опыта компании ООО «Балтех» самое главное вначале четко определить цели и задачи оптимизации производства, например, снижение финансовых издержек, создание оптимальной сервисной стратегии или повышение надежности работы технологического оборудования.

Процессы внедрения улучшений на предприятиях являются бесконечными и необходимыми, но только привлекая собственный опыт и статистические данные всех подразделений можно получить оптимальные результаты и быть конкурентно способным на рынке. ●

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

СТАЛКЕР ПМ-2
МАРКЕРОИСКАТЕЛЬ
НОВИНКА!
Обнаружение всех типов электронных маркеров, которые используются для идентификации подземных коммуникаций.
- Определение положения пассивных и активных электронных маркеров восьми типов: Кабельное ТВ, Газ, ВОЛС, Телеком, Канализация, Водопровод, Электроснабжение, Техническая вода;
- Режим сканирования: поиск одновременно до четырех маркеров различного типа;
- Определение глубины залегания маркера (в зависимости от типа маркера до 2,5 м);
- Питание от двух Ni-Mh аккумуляторов 6 В, 2 А·ч.;
- Степень защиты IP54.

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

ПН-20
УСТРОЙСТВО ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ
Предназначено для проведения предварительных испытаний постоянным напряжением высоковольтных кабельных линий, изоляторов, муфт, двигателей.
- Установка испытательного напряжения постоянного тока на объекте от 0,5 до 20 кВ;
- Измерение тока утечки от 0,05 до 800 мкА и сопротивление до 20 ГОм;
- Расчет емкости кабельной линии от 0,01 до 10 мкФ;
- Измерение напряжения пробоя разрядников от 0,5 до 20 кВ;
- Измерение переменного напряжения относительно земли от 10 до 700 В;
- Индикация уровня остаточного напряжения на объекте после окончания измерения;
- Установка продолжительности испытания от 1 до 60 мин;
- **Габаритные размеры: 275х250х180 мм;**
- **Масса: не более 5,5 кг.**

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

Кабели огнестойкие для систем безопасности и автоматизации нефтегазовой отрасли

В 2009 году вслед за вступившим в силу 1 мая того же года ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в конструкторском бюро кабельного завода «Спецкабель» были разработаны, а в дальнейшем запущены в массовое производство кабели марок КСБ и КСБГ. Они предназначены для обеспечения работы систем противопожарной защиты и АСУ в условиях пожара (в течение заданного времени).

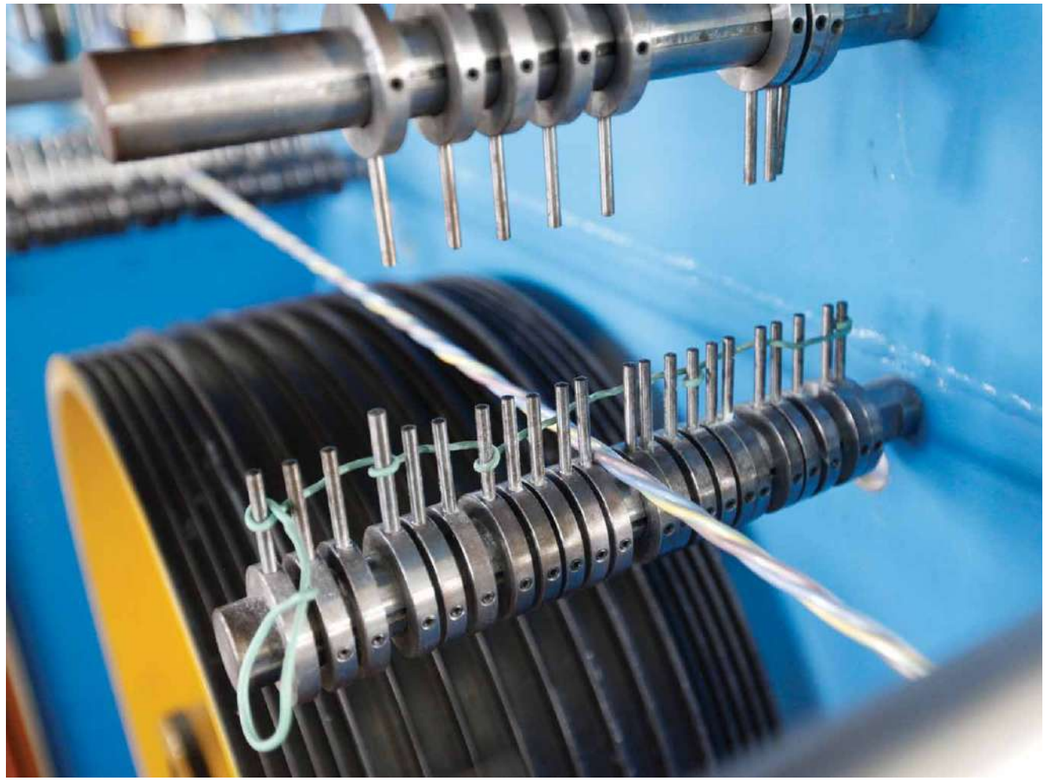
Согласно указанному нормативному акту, промышленные объекты обязаны иметь систему противопожарной защиты, причем для нефтегазовых предприятий она должна быть интегрирована с АСУ ТП, а разработка и установка таких автоматизированных систем управления также должно придерживаться требований этого федерального закона. Кроме того, ГОСТ 53315 предусматривает применение в цепях питания электроприемников систем противопожарной защиты кабелей нг-FRHF и нг-FRLS. Первые характеризуются еще более низким, чем у вторых, дымовыделением и более низкой коррозионной активностью.

Сертифицированные в системе ГОСТ Р кабели КСБ и КСБГ по своим техническим характеристикам и охватываемой области применения почти не имеют аналогов. Их нормируемые частотные параметры и множество вариантов конструктивного исполнения позволяют подбирать кабели под различные протоколы высокоскоростной передачи данных и для различных условий эксплуатации. К слову о конструктивных особенностях: уже разработаны и проходят необходимую процедуру проверки технические условия кабели КСБнг(А)-FRLS-LTx, где LS (Low Smoke) означает низкое дымовыделение, FR (Fire Resistant) – огнестойкость, а LTx (Low Toxicity) – низкий показатель токсичности. На данный момент на законодательном уровне регламентирована прокладка таких кабелей в школах, детских садах, больницах, домах престарелых и пр., то есть там, где эвакуация может затянуться в силу человеческих факторов. Однако и на других объектах возможна их прокладка, с целью сократить тяжелые последствия отравления выделяемыми в процессе воздействия огня ядовитыми веществами.

Актуальность КСБ для нефтегазовой отрасли

На нефтедобывающих, газораспределительных и других объектах этой сферы при возникновении пожара необходимо оперативно завершить пожароопасные технологические процессы, например, розлив нефти. Чтобы произвести отключение в штатном режиме, линии связи АСУ ТП должны обеспечить на это время надежную работу всех требующихся для этого механизмов и устройств. В связи с этим еще на этапе проектирования закладывается эффективная система противопожарной защиты, связанная с АСУ ТП, как того требует Технический регламент и прочие нормативные акты.

Линии связи в них сохраняют работоспособность в условиях пожара в течение всего времени эвакуации и пожаротушения. Заданным требованиям соответствуют кабели под торговым знаком КСБ (в различных исполнениях). Данные кабели могут применяться для систем с самым распространенным интерфейсом – RS-485. Так как к АСУ предъявляются требования высоких скоростей передачи данных, то и кабели должны быть способны надежно и с высокой скоростью передавать данные на максимально возможные расстояния как в дежурном режиме, так и в условиях пожара. Отсюда особый интерес к серии огнестойких кабелей КСБ и КСБГ, разработанных на кабельном заводе «Спецкабель».



Преимущества КСБ и КСБГ

1. **Частотные параметры кабелей нормированы и контролируемы. Это позволяет подбирать кабели под различные протоколы передачи данных, применяемые в современных высокоскоростных АСУ ТП, системах противопожарной защиты и безопасности.**
2. **Призваны обеспечить работу указанных систем в течение заданного времени в условиях воздействия огня.**
3. **Применяются не только в системах противопожарной защиты, но и в АСУ ТП, позволяя штатно завершить технологический процесс, предотвратив поломку оборудования.**
4. **Могут работать в реализации симметричного интерфейса передачи данных по протоколам RS-485, Profibus, ModBus, CAN, LonWorks, BACNet и др. на частотах до 1 МГц и выше.**
5. **Разнообразие конструкций позволяет обеспечивать работу интерфейсных линий в различных условиях: при прокладке в помещении и на открытом воздухе; во взрывоопасных зонах; в атмосфере, содержащей продукты нефтепереработки и т. д.** ●

Кабельный завод
Спецкабель

ООО НПП «Спецкабель»
107497, Москва, ул. Бирюсинка, 6
тел. (495) 134-21-34
e-mail: info@spcable.ru
www.spetskabel.ru

Противоаварийное управление энергообъектами Усть-Тегусского и Урненского месторождений нефти

Н. Е. ДОЛГИХ *– ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»*
А. Б. АФАНАСЬЕВ *– ООО «РН-Уватнефтегаз»*

В статье рассмотрены особенности выполнения комплекса противоаварийной автоматики (ПА) на объекте мощностью 111 МВт, работающего в условии изолированной энергосистемы с большим количеством объектов генераций разных типов и мощностей, когда мощность единичного потребителя соизмерима с мощностью генератора, и есть большое количество интеллектуальных приводов. Рассмотрено взаимодействие комплекса ПА с групповыми регуляторами частоты и напряжения. Показана целесообразность и необходимость оперативного предоставления дежурному персоналу информации о режимах работы комплекса ПА.

Сегодня актуальность надежного электроснабжения месторождений нефти и газа не вызывает сомнений. Этот вопрос в какой-то мере снимается при подключении к единой энергосистеме России. Но, к сожалению, не всегда есть такая возможность. При автономном электроснабжении на устойчивость работы электрической сети влияют особенности источников электроэнергии и технологического производства месторождения.

Одним из таких объектов является месторождение нефти и газа Восточного Увата. Энергоснабжение объектов нефтедобычи обеспечивает изолированная энергосистема с подстанциями классов напряжения 110, 35, 6(10) кВ. Источниками генерации являются газотурбинные агрегаты мощностью 5,5 МВт, газопоршневые агрегаты мощностью 1,54 МВт и дизельные генераторные установки мощностью 0,8…1,28 МВт.

Основным топливом генерирующих установок является попутный газ. Суммарная установленная мощность генераторов составляет 111 МВт. Уровень загрузки энергоблоков в процентах от номинальной мощности оборудования – 76 ÷ 89%. Потребителями на месторождении являются двухтрансформаторные подстанции 35/6 кВ кустов буровых установок с трансформаторами мощностью по 6,3…10 МВА.

Несмотря на то, что энергосистема Восточного Увата небольшой мощности относительно единой энергосистемы России, все требования к противоаварийной автоматике (ПА) являются аналогичными. Для обеспечения устойчивой работы системы понадобилось строить комплекс ПА со всеми основными функциями и центральным координирующим устройством. Особенность проекта заключалась в том, что для объекта такой мощности потребовались решения, как для большой энергосистемы, что экономически сложно обосновать.

Кроме того, сложностью в обеспечении надежного электроснабжения месторождения является зависимость генерации от работы основного технологического процесса, соизмеримая единичная мощность генераторов и потребителей, а так же узкий диапазон работы регуляторов активной и реактивной мощности генераторов. Отключение генераторов или линий электропередачи, несущих более 10% мощности энергосистемы, вызывает лавинообразный процесс развития аварии с полным погашением энергосистемы. Это и показал анализ выполненных расчетов. При отключении трех и более генераторов ГТУ-5,5 МВт, мощности оставшихся в работе генераторов недостаточно для покрытия нагрузки потребителей.

Перед специалистами ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», компанией специализирующейся на разработке и внедрении средств автоматизации в энергетике, была поставлена задача повышения надежности электроснабжения месторождения Восточного Увата посредством создания системы противоаварийной автоматики. Параллельно компанией ООО «ПромАвтоматика» внедрялась режимная автоматика управления генерацией с использованием групповых регуляторов активной и реактивной мощности.

Первоочередной задачей была необходимость привести сложную первичную схему энергосистемы, имеющую большое количество поперечных связей, к упрощенной схеме с выделением центра нагрузок (рис. 1). Для выполнения противоаварийного управления, все шесть систем шин 35 кВ, объединенных между собой, приняты как центр нагрузок схемы выдачи мощности между генерацией и потребителями.

После проработки с заказчиком режимов работы энергосистемы и определения некоторых ограничений по временным схемам, удалось решить глобальную задачу внедрения комплекса противоаварийной автоматики для изолированной энергосистемы.

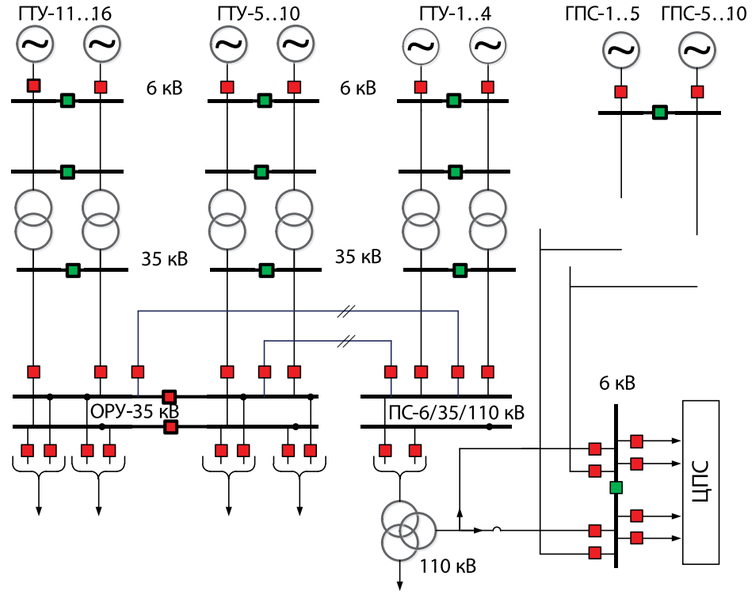


Рис. 1. Приведенная схема энергосистемы месторождения

Для реализации функций противоаварийного управления использован комплекс противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств «НЕВА-ПА», серийно выпускаемого оборудования НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ».

Комплекс «НЕВА-ПА» позволяет реализовать сложные алгоритмы противоаварийного управления, в частности с учетом особенностей объекта применить нетиповой подход по отдельным техническим решениям и алгоритмам работы ПА.

Система противоаварийного управления – централизованная, контролирует совокупность схемно-режимных параметров энергосистемы месторождения с единым центром принятия решения. Совокупность элементов противоаварийного управления состоит из аппаратных и программных подсистем, каждое из которых работает по собственным алгоритмам при полном взаимодействии в составе единого комплекса противоаварийной автоматики.

Автоматика прекращения нарушения устойчивости (АПНУ) является центром принятия решения и формирования управляющего воздействия. Остальные подсистемы комплекса противоаварийной автоматики являются пусковыми органами АПНУ, каждый из которых работает по собственным алгоритмам.

Основной подсистемой из них является САОН, быстродействующая система автоматического ограничения нагрузки с пуском по фиксации отключения генератора (ФОГ), фиксации отключения линии схемы выдачи мощности (ФОЛ) и фиксации сброса мощности (ФСМ). АПНУ от пускового органа САОН действует без выдержки времени, отключает нагрузку, эквивалентную потерянной мощности генерации. При проведении испытаний время выдачи управляющего воздействия при срабатывании пускового органа ПА не превысило 42 мс.

При расчете управляющего воздействия специалисты столкнулись с проблемой передачи управляющего воздействия до конечного потребителя.

Это связано с большим разбросом по местности технологических установок и отсутствия с ними каналов связи для передачи команд. Построение этих каналов в рамках внедрения комплекса ПА было невозможным из-за дороговизны исполнения.

Было принято решение – управляющее воздействие ПА выполнить на выключатели отходящих линий 35 кВ в центре схемы выдачи мощности. Но при групповом отключении потребителей сложно рассчитать необходимый объем мощности управляющего воздействия. Поэтому увеличено количество ступеней работы ПА до девяти.

Если после срабатывания АПНУ от пускового органа САОН баланс мощности в энергосистеме не восстанавливался, то дальнейшую разгрузку генерации обеспечивал «второй эшелон ПА», функция АОСЧ, которая имеет несколько очередей:

- **АЧР** – существующая локальная автоматическая частотная разгрузка;
- **ДАРЧ** – дополнительная автоматическая разгрузка по частоте;
- **ЧДА** – частотно-делительная автоматика.

В электрической сети Усть-Тегусского месторождения в настоящее установлены локальные автономные устройства автоматической частотной разгрузки – АЧР. Устройства АЧР с заданными уставками по частоте и времени установлены приближено к потребителям, на фидерах 6 кВ распределительных устройств в кустах нагрузки. Все устройства АЧР работают автономно от общей системы ПА.

>>>

Работа противоаварийной автоматики позволяет с минимальной выдержкой времени выдать управляющие воздействия при возникновении в сети аварийных процессов, связанных с потерей генерирующей мощности. Данные по времени срабатывания, скорости изменения частоты и величине потерянной мощности задаются уставками срабатывания ПА и определяются заказчиком. Разработанная диаграмма селективности показана на рис. 2.

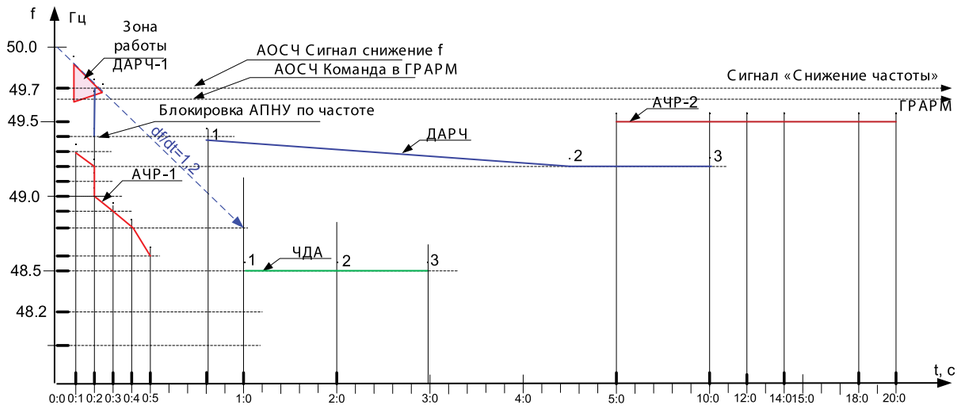


Рис. 2. Диаграмма селективности

При построении комплекса ПА приняты следующие решения:

- центральное координирующее устройство («НЕВА-ПА») расположено в центре схемы выдачи мощности на подстанции 35 кВ и выдает управляющее воздействие на выключатели 35 кВ данной подстанции;
- локальные устройства комплекса противоаварийной автоматики («НЕВА-ПА») имеют функцию регистрации аварийных событий;
- комплекс ПА использует данные от группового регулятора активной мощности ГРАРМ по мощности работающих генераторов и величину суммарного вращающегося резерва;
- устройства регистрации аварийных событий («НЕВА-РАС») выполняют некоторые расчеты электрических параметров и передают их в ЦПА для использования в алгоритме работы ПА;
- для приема и передачи данных и команд между устройствами «НЕВА-ПА» создан выделенный сегмент локальной вычислительной сети Ethernet. Приемо-передатчиков передачи команд управляющих воздействий между устройствами ПА в комплексе противоаварийной автоматики нет;
- локально-вычислительная сеть ПА используется регистраторами аварийных событий и для передачи данных на сервер ПА.

Комплекс ПА построен как иерархическая, распределенная автоматическая система, работающая в темпе протекания технологического процесса и оснащенная средствами сбора, регистрации, обработки, выработки управляющих воздействий и визуализации режима работы ПА и энергосистемы в целом.

Несмотря на единый центр расчета и принятия решения (ЦПА), некоторые расчеты выполняются в локальных устройствах противоаварийной автоматики и регистраторах аварийных событий.

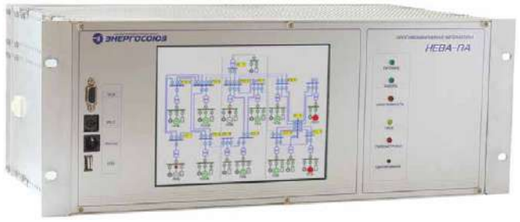


Рис. 3. Устройство противоаварийной автоматики

В связи с большим разнообразием режимов работы энергосистемы, потребовалась визуализация режима работы комплекса ПА для обслуживающего персонала и диспетчера энергосистемы. С этой целью в структурной схеме ПА установлен сервер для сбора, хранения и предоставления информации обслуживающему персоналу, автоматизированное рабочее место ПА диспетчера энергосистемы и инженерная станция инженера РЗА.

На сервере установлено технологическое программное обеспечение «СКАДА-НЕВА», обеспечивающее сбор информации с устройств противоаварийной автоматики и регистраторов аварийных событий. Пример видеограммы режима работы комплекса ПА приведен на рис. 4.

В процессе проведения опытной эксплуатации, по предложениям заказчика, были реализованы дополнительные функции с учетом особенности эксплуатации энергосистемы месторождения. Одна из них – выявление неисправного ТН или перегорания предохранителя на высокой стороне, вывод его из работы и снятие с блокировки работы ПА с работой от смежного ТН.

Так как основной уровень напряжения сети – 35 кВ, блокировку работы ПА по 3Uo также пришлось выводить на время устойчивого длительного замыкания за землю одной фазы, а в работе алгоритма использовать линейное напряжение.

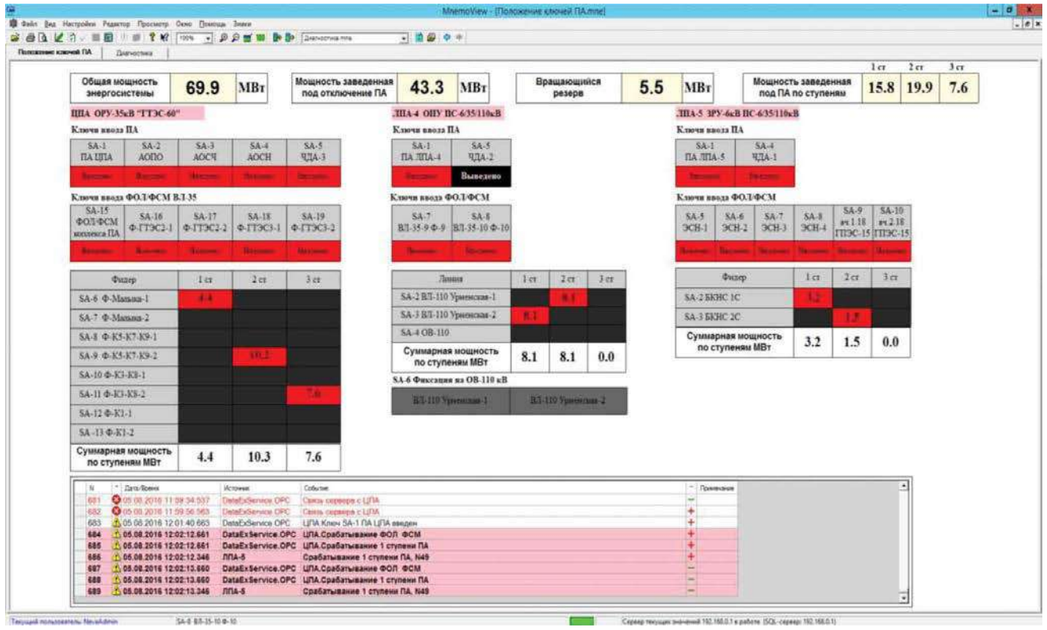


Рис. 4. Видеограмма ПА объекта

Заключение

Структурная схема комплекса противоаварийной автоматики вышла за рамки классической схемы выполнения ПА, поэтому потребовалось более длительное время опытной эксплуатации и проведение дополнительных испытаний, в ходе которых были отработаны некоторые решения противоаварийного управления, позволившие решить задачу повышения надежности электроснабжения автономно работающей энергосистемы месторождения нефти. Во многом этому способствовали гибкость аппаратной конфигурации микропроцессорных стройств «НЕВА-ПА» и программное обеспечение, позволяющее учесть все особенности объекта и в кратчайшие сроки реализовать все требования заказчика по алгоритмам работы противоаварийной автоматики.

Особо необходимо отметить, что автоматически работающий комплекс ПА в реальном времени предоставляет диспетчеру энергосистемы всю необходимую информацию о состоянии противоаварийной автоматики в зависимости от режима работы энергосистемы. Визуализация данных работы ПА и сигнализация пограничных режимов позволяют диспетчеру энергосистемы своевременно принимать меры по поддержанию баланса нагрузок и генерации в энергосистеме и предотвращать вероятное срабатывание автоматического противоаварийного управления. ●

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
ЭНЕРГОСОЮЗ

ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»
194354, Санкт-Петербург, ул. Есенина, д. 5 «Б»
тел./факс (812) 320-00-99, 591-64-25
e-mail: mail@energosoyuz.spb.ru
www.energosoyuz.spb.ru

Бетонное полотно – прочность армированного бетона, гибкость рулонных материалов

Бетонное полотно Concrete Canvas – революционное строительное решение на российском рынке. Объединяя в себе простоту укладки рулонных материалов и прочность бетона, полотно применяется для решения таких задач, где не существует иных альтернатив.
Бетонное полотно Concrete Canvas представляет собой гибкую пропитанную бетоном ткань, затвердевающую при увлажнении и образующую тонкий, но прочный огнеупорный и водонепроницаемый слой бетона. По прочности застывшее бетонное полотно сравнимо с армированным бетоном. По сути, технология Concrete Canvas – это бетон в рулоне, но для его укладки не требуется оборудование для смешивания и дорогостоящая техника. Кроме того, бетонное полотно – уже готовый к использованию продукт, просто добавьте воды. Уже через 24 часа после смачивания покрытие набирает 80% прочности и готово к эксплуатации.

Материал поставляется в больших и в компактных рулонах, которые можно переносить вручную. Благодаря своим свойствам бетонное полотно может быть использовано для разных видов работ, например, защиты склонов и откосов, укрепления траншей и канав, обвалования резервуарных парков, облицовки водоемов, защиты трубопроводов, создания перемычек в шахтах, восстановления бетонных конструкций и многого другого. Полотно применяется в различных отраслях, например, в нефтехимической и газовой промышленности, дорожном и железнодорожном строительстве, агропромышленном комплексе.

При применении в нефтегазовой промышленности бетонное полотно имеет следующие преимущества:

■ Быстрый и простой монтаж

Укладка бетонного полотна производится в 10 раз быстрее, чем заливка обычного бетона, и может достигать до 800м^2 в день. Монтаж может проводиться без использования тяжелого дорогостоящего оборудования, используя стандартные строительные инструменты, например: режущее оборудование, металлические колья, кувалду, саморезы. Также понадобится запас воды для смачивания. Перед укладкой не требуется проводить какие-либо сложные подготовительные работы, нужно лишь удалить острые камни или элементы арматуры. Гибкое бетонное полотно обволакивает выступы и впадины, повторяя профиль основания. Материал прост в обращении, поэтому для его монтажа не требуются специальные навыки.

■ Укладка в труднодоступных местах

Бетонное полотно доступно в больших или в компактных рулонах, где один большой рулон наиболее часто используемой толщины 8 мм (125 м^2) заменяет собой две 17-тонных бетономешалки. Компактные рулоны можно переносить вручную, что позволяет укладывать материал в труднодоступных местах, где невозможен проезд и размещение подъемной техники. Благодаря отсутствию нужды в дополнительном оборудовании и компактности материала при транспортировке в итоге значительно снижаются расходы на логистику. Также благодаря гибкости материала до смачивания при монтаже не возникнет сложностей с «огибанием» трубопровода, деревьев или иных элементов, находящихся на месте укладки.

■ Стойкость к химикатам

Благодаря уникальной структуре наполнителя бетонное полотно обладает повышенной непроницаемостью к воздействию агрессивных сред, например, щелочей и кислот. Помимо этого, слой из бетонного полотна огнеупорен, поэтому материал может использоваться в местах, где существует опасность возникновения пожара.

■ Морозостойкость

Изготовители бетонного полотна гарантируют его эффективное использование в климатических зонах с перепадами температур от -50°С до +50°С. Укладка может проводиться и при низкой температуре – главное требование, чтобы сохранялась положительная температура в течение 24 часов после смачивания. На территории России бетонное полотно было успешно применено на территории аэропорта, обслуживающего алмазный карьер «Мир» в Якутии, где укладка полотна проводилась в октябре, когда в регионе стояли заморозки. В целом, испытания материала показали, что бетонное полотно выдерживает до 300 циклов замораживания/оттаивания, а за счет водонепроницаемой ПВХ-мембраны покрытие из бетонного полотна является гидроизолирующим и защищает грунт от разрушения или вымывания.

■ Долговечность

Срок службы покрытия из бетонного полотна составляет до 50 лет; около 30 лет на территориях с суровыми климатическими условиями. Материал обладает практически нулевой подвижностью, поэтому при надежном скреплении с основанием покрытие не сдвинется и его герметичность не нарушится. Также благодаря структуре из армированных текстильных волокон уложенное бетонное полотно не растрескивается в течение всего срока службы. Помимо этого, материал не требует высоких расходов на эксплуатацию. В случае разрушения целостности покрытия нет необходимости в его полном обновлении, можно просто отрезать небольшой кусок бетонного полотна и положить на поврежденное место, скрепив с уже имеющимся покрытием.

>>>

Основные виды применения бетонного полотна:

■ **Укрепление траншей и канав**

Бетонное полотно является универсальным решением для канав, каналов и траншей любого вида и назначения – ширина, глубина и прочие параметры значения не имеют. При этом не требуется какая-либо специальная подготовка поверхности, нужно лишь удалить острые выступающие элементы. Гибкость полотна позволяет успешно «обходить» различные конструкционные элементы – например, выпуски труб. Благодаря своей прочности, полотно одинаково эффективно укрепляет канавы и траншеи, проложенные в песчаном, глинистом и других видах грунта. Материал можно укладывать при любых погодных условиях, даже в проливной дождь. Более того, в случае, когда нет возможности остановить поток воды, монтаж можно проводить прямо в воде.

■ **Защита склонов и откосов**

Благодаря своей гибкости в процессе монтажа бетонное полотно подходит для защиты любых даже самые крутых, отвесных склонов с углом наклона более 60–80°. Также, обладая практически нулевой подвижностью и неподверженностью к растрескиванию, затвердевшее покрытие из бетонного полотна представляет собой монолитную конструкцию и защитит склон от разрушения под воздействием ветра, поверхностных стоков, атмосферных осадков или в результате подвижности грунта.

■ **Восстановление бетонных конструкций**

Бетонное полотно идеально подходит для восстановления разрушенных или обветшалых бетонных конструкций. Материал укладывается сверху и скрепляется с существующим бетонным основанием, предотвращая его дальнейшее разрушение, обеспечивая высокую прочность и защиту от эрозии. Кроме того, при скреплении слоев бетонного полотна с помощью термосварки можно добиться полной герметичности покрытия.

■ **Защита трубопроводов**

Одно из важных свойств бетонного полотна – способность подавлять рост любой растительности, включая кустарники и деревья. Это позволяет успешно использовать материал для защиты трубопроводов. Также благодаря водонепроницаемости и стойкости к химикатам покрытие из полотна не пропускает не только воду, но и нефтепродукты, не допуская их просачивания в почву. Это помогает избежать подтопления несущих конструкций и инфраструктурных элементов, а также обнаружить протечку.

■ **Создание перемычек в шахтах**

Технология Concrete Canvas позволяет в кратчайшие сроки создавать вентиляционные, изолирующие и закладочные перемычки в шахтах. Благодаря своей уникальной структуре скрепленное с основанием застывшее бетонное полотно фактически образует монолитную конструкцию. Она, в отличие от гипса, дерева или шлакоблоков, не будет рассыпаться при сотрясении или вибрации, которые часто возникают при проведении горных работ. Помимо этого, бетонное полотно – водонепроницаемый материал. Соединенные с помощью термосварки слои полотна делают покрытие герметичным. С его помощью можно создать не только надежную перемычку, но и предотвратить подтопление шахты.

Инновационный материал Бетонное полотно, разработанный в Великобритании около 10 лет назад, уже используется в 80 странах. Среди клиентов такие компании как BP, Shell, SKANSKA, TOTAL. Материал был успешно применен в разных климатических зонах, в том числе и на территориях с суровым климатом. Среди компаний, применивших бетонное полотно в России ЛУКОЙЛ, СУЭК, РЖД и многие другие. В данный момент реализуется проект по укладке бетонного полотна в компании «Транснефть» на нефтегазовом объекте в Краснодарском крае. В общей сложности используется около 6000 м^2 материала в первую очередь для защиты сложных склонов. Например, высота одного из склонов составила 45 метров. Простота и скорость укладки сыграли решающую роль при выборе бетонного полотна.

Летом 2017 года в Подмосковье открылся первый в мире демонстрационный парк United Concrete Canvas Russia, где представлены наиболее популярные типы укладки бетонного полотна. Свяжитесь с нами для получения подробной информации о материале, а также для организации поездки в демопарк. ●

Приглашаем
посетить наш стенд

НЕФТЕГАЗ-2018 22F45

MIOGE-2018 A102

UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA

ООО «Конкрит Кэнвас Раша»
109012, г. Москва, ул. Никольская, д. 10
тел. (495) 937-77-80
e-mail: info@uccr.su
www.uccr.su

Азербайджан
Казахстан
Киргизия
Чувашия
Якутия
Калининград
Санкт-Петербург
Москва
Волгоград
Сочи
Пермь
Красноярск
Магадан
Де-Кастри
www.gidrokor.ru
ГИДРОКОР
SOLMAX
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
International Geosynthetics Society
International Association of Geosynthetics Installers

ТЭК – экология – ГИДРОКОР

Нефтедобыча, электроэнергетика, газовая и нефтеперерабатывающая отрасли промышленности – основа национальной экономики. Большая часть предприятий топливно-энергетического комплекса относится к категории опасных производственных объектов. Среди основных проблем экологической безопасности обустройства месторождений и добычи нефти и газа, трубопроводов и резервуарных парков, сооружений промышленных комплексов – возможность негативного воздействия на почву и подземные воды. Поэтому в вопросах экологии, при решении проблем безопасного складирования, накопления, хранения и утилизации производственных отходов необходимо придерживаться самых высоких стандартов.

Проектирование, строительство и реконструкция объектов размещения отходов должны осуществляться в строгом соответствии с законодательными актами, действующей нормативно-технической документацией. Активизация законотворчества в строительной отрасли и в сфере обращения с отходами требует профессионального подхода и значительного опыта в решении данных вопросов.

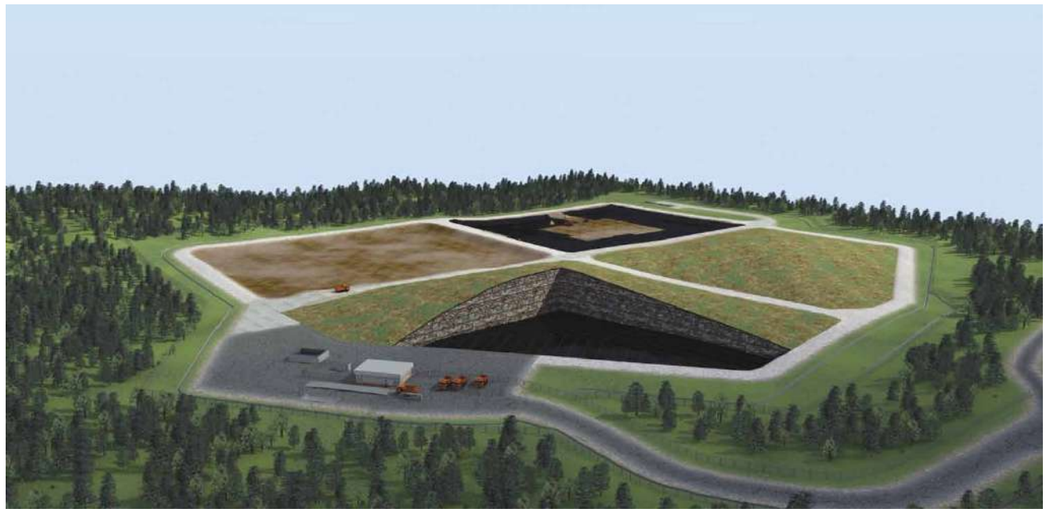
Для ООО «СК «Гидрокор» – проектирование и строительство объектов размещения и захоронения отходов – одно из основных направлений деятельности. Первый объект – в 2000 г. – комплекс бытовых и промышленных (твердых и жидких) отходов предприятия КИНЕФ; разработка проекта и строительство.

Работы по проектированию и строительству полигонов захоронения в рамках реализации проекта САХАЛИН-2, к которым предъявлялись повышенные требования экологической безопасности, были хорошей школой, позволили накопить значительный опыт, в т.ч. международный, и реализовать в дальнейшем много проектов.

В 2017 г. завершено строительство полигона твердых коммунальных отходов, включая мусоросортировочный комплекс в Мурманске, и полигон собственных отходов предприятия КНАУФ ПЕТРОБОРД в Ленинградской области, разработана проектная и рабочая документации для строительства участка складирования отходов нефтеперерабатывающего завода КИНЕФ.

В 2014–2016 гг. введены в строй 3 инфраструктурных объекта обращения с отходами (мусоросортировочный комплекс, карты размещения ТКО и мусороперегрузочная станции с элементами сортировки) на территории Чувашской республики. Успешно эксплуатируется первая очередь полигона ТБО в Тверской области, полигон промышленных и твердых бытовых отходов Светогорского ЦБК (АО «Интернешнл Пейпер») в Ленинградской области. Следует отметить, что проектно-сметная документация по всем данным объектам, разработанная ООО «СК «Гидрокор», успешно прошла экологическую и государственную экспертизы.

Комплекс захоронения отходов нового нефтеперерабатывающего завода ТАНЕКО в Нижнекамске также построен по разработанной ООО «СК «Гидрокор» документации.



Для предупреждения и исключения проникновения вредных веществ в прилегающие почвенные слои и грунтовые воды, при проектировании и строительстве сооружений природоохранного назначения в настоящее время применяют технологии устройства противофильтрационных экранов с использованием полиэтиленовых геомембран. Технические параметры полиэтиленовых геомембран, их работоспособность в условиях эксплуатации объекта позволяют с успехом применять данную технологию изолирующих противофильтрационных конструкций в основании накопителей отходов различных классов опасности, включая особо опасные – шламонакопителей, золоотвалов, технических водоемов, ограждающих дамб и иных сооружений промышленных комплексов; при обустройстве нефтегазовых месторождений, трубопроводных систем, резервуарных парков и резервуаров.

Надежные противофильтрационный экраны – важное звено в обеспечении экологической безопасности таких объектов повышенной опасности, как резервуарные парки для хранения нефти и продуктов ее переработки, автозаправочные станции, промышленные резервуары. Строительство современных наливных топливных терминалов должно быть выполнено с условием возможности предотвращения техногенных ситуаций на случай аварийного разлива содержимого емкостей. Обязательным конструктивным элементом в каре резервуарных парков предусматривается противофильтрационный экран.

На счету специалистов ООО «СК «Гидрокор» по инженерной защите территорий – устройство противофильтрационных экранов каре резервуарных парков морских торговых портов в Высоцке (парк нефтяных резервуаров и прилегающей территории), Приморске (терминал по перегрузке светлых нефтепродуктов), Усть-Луге (резервуарные парки мазута, дизельного и бункерозаправочного топлива), Де-Кастри (зона защитной обваловки резервуаров хранения сырой нефти нефтеотгрузочного терминала), основания парка сырой нефти НПЗ «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез», а также вторичная гидроизоляция на многочисленных автозаправочных станциях Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Работы по гидроизоляционной защите металлических, железобетонных конструкций (промышленных резервуаров, заглубленных частей сооружений,

инженерных сетей и систем инженерно-технического обеспечения) и устройству изолирующих экранов выполнялись на сооружениях Балтийской трубопроводной системы (БТС-2) в Нижегородской области, технопарка «Жигулевская долина», ряда промышленных предприятий и МП «ВОДОКАНАЛ», при обустройстве нефтедобывающей установки в Ненецком автономном округе и пункта сдачи нефти Западно-Салымского месторождения…

В сфере создания природоохранных сооружений ГИДРОКОР выполнял работы для таких потребителей, как РУСАЛ, Интернешнл Пейпер, НордГолд, Эксон Нефтегаз Лимитед, Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. Освоены существенные объемы по устройству конструкций противофильтрационных экранов при расширении шламонакопителя Ачинского глиноземного комбината (2002 и 2015 г.), при строительстве и расширении месторождений ГРОСС и «Темный Таборный» в Якутии (2013–2017 гг.), «Пионер», «Албын» и «Маломыр» в Амурском крае (2011–2012 гг.), на объектах предприятий ГК «ЕвроХим» в Пермской и Волгоградской областях (2013–2017 гг.), на сооружениях хвостового хозяйства Ульбинского металлургического завода в Казахстане (2003–2006 гг.), на могильнике токсичных отходов (2005 г.) и полигоне опасных отходов (2003 г.) в Азербайджане, на десятках иных объектах размещения промышленных отходов.

>>>

Шламонакопители, амбары буровых шламов, золоотвалы, полигоны складирования токсичных отходов – это безусловная составляющая инфраструктуры производственного комплекса и зона ответственности предприятия. Система требований безопасности в отношении производственной деятельности предприятий в России довольно аргументирована и регламентирована законодательными и нормативными документами. Хочется лишь напомнить о наличии действующих относительно новых Информационно-технических справочников в сфере обращения с отходами: ИТС 15-2016 «Утилизации и обезвреживание (кроме сжигания)» и ИТС17-2016 «Размещение отходов производства и потребления»). А также о ГОСТр 56586-2015 «Геомембраны гидроизоляционные полиэтиленовые рулонные. Технические условия» – первом (и единственном) национальном стандарте по водонепроницаемому представителю класса геосинтетиков. К слову, относительно геосинтетических материалов. Летом 2017 г. начало работу Российское представительство Международного общества по геосинтетике (RCIGS), среди задач которого – улучшение взаимопонимания между заказчиками, проектировщиками, строителями и производителями геосинтетиков всех типов (http://rcigs.ru/).

Противофильтрационные экраны из современных геосинтетических материалов в основании карт полигонов твердых коммунальных отходов, конструкциях шламонакопителей, золоотвалов, хвостохранилищ, площадок кучного выщелачивания, иных грунтовых сооружениях промышленных комплексов – это уже «классика» применения современных технологий в России.

Широкое применение геосинтетические материалы нашли и при рекультивации полигонов бытовых и промышленных отходов, несанкционированных свалок, загрязненных земель.

Еще одна развивающаяся область применения геомембран – плавающие противофильтрационные покрытия накопителей жидких отходов. Плавающие противофильтрационные покрытия предотвращают испарение, дают возможность сбора биогаза, обеспечивают обезвоживание твердых фракций, создают условия анаэробного компостирования, предупреждают дополнительное насыщение влагой, обуславливают чистоту атмосферы. В недавнем времени ООО «СК «Гидрокор» выполнял противоаварийные работы на полигоне токсичных промышленных отходов. Впервые нами была реализована технология устройства плавающего противофильтрационного покрытия, которое позволяет исключить попадание атмосферных осадков в карты жидких отходов, их переполнение и, как следствие – аварийный разлив токсичных отходов. Покрытие монтировалось непосредственно в картах, из понтонов, на которые укладывали противофильтрационный экран. В качестве экрана использована геомембрана из полиэтилена высокой плотности. ●

www.gidrokor.ru

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

Не упустить момент

В. И. АЛЕКСЕЕВ *– генеральный директор ООО «Невский Экологический Проект»*
Е. В. АЛЕКСЕЕВА *– редактор*

Санкционное давление на отечественный нефтегазовый сектор, с одной стороны, и государственная политика развития малого и среднего бизнеса, с другой, открывают окно возможностей для небольших российских компаний, занимающихся разработкой и производством узкоспециализированного оборудования. Компания ООО «Невский Экологический Проект» является одной из них.

С 2004 года ООО «Невский Экологический Проект» поставляет на рынок России оборудование для сбора нефтепродуктов с поверхности воды в технологиях водоочистки и водоотведения. В обиходе эти установки называют **олеофильными скиммерами**. Опыт, накопленный в процессе поставок, обслуживания и применения высококачественного оборудования компании Friess GmbH (Германия), позволил нам в сжатые сроки разработать (не прибегая к копированию) линейку собственных олеофильных скиммеров. Таким образом, не разрывая дружественных взаимовыгодных связей с нашими зарубежными партнерами, мы застраховали себя и наших заказчиков от истерического тренда западной политики.

Вторым, активно развиваемым нами направлением, является разработка и производство установок небольшой производительности для очистки индустриальных масел от механических примесей и воды. Особенностью этих установок является невысокая стоимость, полная импортонезависимость в деталях, узлах и расходных материалах, мобильность, универсальность, низкая себестоимость применения. При этом, качество очистки сопоставимо с качеством, достигаемым за счет применения гораздо более затратных технологий – таких как, например, электростатическая очистка масел.

Скиммер 1UV на очистных сооружениях моечного поста депо

Установка ФКС-03(Б). Очистка трансмиссионного масла испытательного стенда на Петербургском тракторном заводе

Третье, относительно новое для нас направление – это понтонные пороговые скиммеры, широко используемые в газоочистке (сбор легкой углеводородной фракции в резервуарах с моноэтаноламином) и нефтепереработке в ситуациях, когда олеофильная технология сбора всплывших углеводородов не может быть применена.

Понтонный скиммер с подвижной дренажной системой для резервуара с моноэтаноламином

Монтаж направляющей для понтонного скиммера

Помимо вышеперечисленных направлений мы поставляем импортозамещающее оборудование собственного производства для очистки жидких технологических сред (СОЖ, моющие и травильные растворы, закалочные среды, оборотная вода).

Установки для очистки СОЖ

Изменение динамики обращения к нам старых заказчиков и появления новых позволяет с оптимизмом смотреть в будущее. Для небольших творческих компаний, работающих на стыке различных технических направлений, складываются благоприятные условия, позволяющие им совершить «большой скачок» и занять достойное место в технологической и экономической иерархии России. ●

НЕП
невский экологический проект

ООО «Невский Экологический Проект»
194044, Санкт-Петербург, ул. Смолячкова, д. 4/2
тел./факс (812) 740-76-37
тел. (812) 715-54-27
www.nepspb.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, а также газотурбинные и газоперекачивающие электростанции.

В настоящее время на предприятии АО «МОТОР СИЧ» серийно выпускаются энергетические установки мощностью 2,5 МВт и 6 МВт различных модификаций, имеется документация и опыт изготовления газоперекачивающих агрегатов.

***В. А. БОГУСЛАЕВ** –*
президент АО «МОТОР СИЧ»

Газотурбинные электростанции, выпускаемые АО «МОТОР СИЧ» предназначены для использования в качестве основного источника электроснабжения промышленных и бытовых потребителей при отсутствии магистральной электрической сети, для покрытия пиковых нагрузок и в качестве аварийного источника электроснабжения, 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, 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.

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 образцов.

На сегодняшний день освоено серийное производство электростанций «Мотор Сич ПАЭС-2500Г-Т6300/10500» и «Мотор Сич ГТЭ-6/6,3(10,5)М1УХЛ1», являющихся базовыми для множества модификаций электростанций, мощностью 2,5 и 6 МВт, изготавливавшихся в течение последних десятилетий.

Разработана и прошла успешные испытания двухтопливная электростанция «Мотор Сич ПАЭС-2500Д», в которой применяется газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5Д номинальной мощностью 2,5 МВт, работающий на газообразном или жидком топливе, а также на их смеси, с возможностью перехода по команде оператора с одного топлива на другое без снятия нагрузки и остановки электростанции. Две таких электростанции отправлены в эксплуатацию.

На данный момент завершена разработка конструкторской документации на двухтопливную электростанцию ЭГ6000 номинальной мощностью 6 МВт, что расширяет номенклатуру выпускаемых электростанций производства АО «МОТОР СИЧ».

Предприятием реализован проект по созданию когенерационной энергосберегающей установки «Теплоэнергетический комплекс-3» (ТЭК-3). Установка включает в себя газотурбинную электростанцию производства АО «МОТОР СИЧ» электрической мощностью 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 1500 газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 различных модификаций, в условиях эксплуатации некоторые из них 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 позволяет получать до 6 МВт электрической энергии и до 9 Гкал/час тепла.

На основании опыта изготовления и опыта эксплуатации газотурбинного привода АИ-336-2-10 был спроектирован и изготовлен газотурбинный привод номинальной мощностью 10 МВт с оборотами свободной турбины 3000 об/мин для создания газотурбинной электростанции.

В 2017 году на АО «МОТОР СИЧ» начались испытания новой газотурбинной электростанции МС-10000-Э с номинальной мощностью 10 МВт. При создании электростанции были использованы, как новые так и отработанные при проектировании, производстве и эксплуатации электростанций семейства ЭГ 6000 и двигателя АИ-336-2-10, технические решения, позволяющие получить конкурентоспособное изделие в короткий срок.

Применение в конструкции ГТП МС-10000, устанавливаемого на электростанции МС-10000-Э, тихоходной силовой турбины (3000 об/мин) позволило реализовать передачу крутящего момента от ГТП к турбогенератору без использования редуктора. Это повышает надежность, снижает массу конструкции и снижает эксплуатационные расходы на приобретение смазочных материалов. Электростанция оснащена экономичной системой электрического запуска ГТП, эффективным комплексным устройством очистки воздуха 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.

Особое место среди газотурбинных установок нового поколения занимают блочно-транспортабельные двухприводные газотурбинные установки «МОТОР СИЧ ГТЭ-12» номинальной мощностью 12 МВт и «МС-20000-Э» номинальной мощностью 20 МВт. Газотурбинные установки разработаны с учетом многолетнего опыта изготовления электростанций на предприятии АО «МОТОР СИЧ», могут быть изготовлены в различном климатическом исполнении и предназначены для генерирования напряжений 6,3; 10,5; 13,8 кВ переменного тока частотой 50 Гц или 60 Гц, в зависимости от требований заказчика.

В настоящее время специалисты АО «МОТОР СИЧ» работают над проектом новой энергетической установки, использующей в качестве топлива синтез-газ, который получается при утилизации твердых бытовых отходов и отходов хозяйственной деятельности, а также сланцевый газ и шахтный метан. Ядром установки служит, разработанный на АО «МОТОР СИЧ», воздушнотурбинный привод ВТЭ-2,5МС.

Принципиальным отличием такой энергоустановки 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 (АПСВ) атмосферного воздуха.

Эта особенность позволяет:

- использовать малокалорийные виды топлива;
- избежать химического и эрозионного воздействия продуктов сгорания топлива на детали турбины;
- исключить использование воды и пара в рабочем цикле.

Двухтопливная электростанция «ЭГ 6000»

Двухприводные газотурбинные установки «МОТОР СИЧ ГТЭ-12» и «МС-20000-Э»

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 для газотурбинных электростанций.

Таким образом, АО «МОТОР СИЧ» подтверждает статус современного предприятия, определяющего топливно-энергетическую политику, а так же идет в ногу со временем, предлагая на внешний рынок свои новые идеи и решения.

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

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

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

31 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

17 октября 2018 | 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

5 декабря 2018 | 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

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

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ 2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

iOilGas conference

26-31 марта, Анапа, Россия

7-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов-2018.

ОРГАНИЗАТОР: НИТПО NITPO — ООО «НПФ «Нитпо»

21-26 мая, Анапа, 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»

24-29 сентября, Сочи, Россия

9-я Международная научно-практическая конференция

Строительство и ремонт скважин-2018

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: Отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР: НИТПО NITPO — ООО «НПФ «Нитпо»

22-27 октября, Сочи, Россия

6-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы-2018

ОРГАНИЗАТОРЫ: ООО «Издательский дом «Нефть. Газ. Новации»; НИТПО NITPO — ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

Государственная дума ФС РФ

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

Российское Газовое Общество

(861) 212-85-85 | oilgasconference@mail.ru | www.oilgasconference.ru

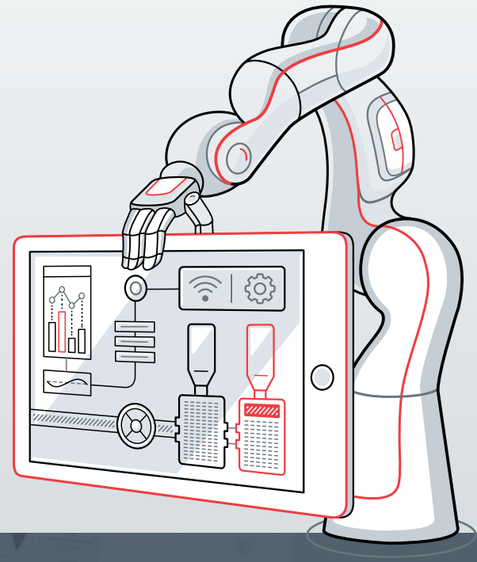
ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ
ПТА
ВЫСТАВКА

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

Казань
4 АПРЕЛЯ
АПСС-КАЗАНЬ 2018

Новосибирск
23 МАЯ
АПСС-СИБИРЬ 2018

Москва
17–19 ОКТЯБРЯ
ПТА-2018



В ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЕ

«Industry 4.0 — принципы создания цифрового предприятия»

- Автоматизация машин/процессов, диспетчеризация
- Интеллектуальное управление производственными процессами
- Автоматизированное проектирование и управление данными
- Планирование ресурсов предприятия

УЧАСТНИКИ ПРОШЛЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Rexroth Bosch Group · SIEMENS · OMRON · ProSoft® · MITSUBISHI ELECTRIC Changes for the Better · ADVANTECH Enabling an Intelligent Planet · PHOENIX CONTACT INSPIRING INNOVATIONS · TORNADO MODULAR SYSTEMS

WWW.PTA-EXPO.RU
EVENT@PTA-EXPO.RU

Экспоэлектроника

Москва
+7 (495) 234-22-10

ВЫСТАВКА ПРИБОРОСТРОЕНИЯ №1 в России, СНГ и странах Балтии

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

- MetrolExpo
- Control&Diagnostic
- ResMetering
- LabTest
- PromAutomatic

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

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

18 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2018

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ГАЗПРОМ ОРГАНИЗАТОР RPI www.rpi-conferences.com

СПОНСОРЫ

НОВОМЕТ, Компания ОЙЛТИМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Национальная ассоциация нефтегазового сервиса, Российское Газовое Общество, мурманшельф, ISO LVE 2016

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2018!

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ СЛОЖИВШЕЙСЯ ЦЕНОВОЙ КОНЪЮНКТУРЫ

- Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения
- 4 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов
- Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

15 ЛЕТ ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ЕЖЕГОДНО ПРОХОДЯЩЕМУ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ПАО «ГАЗПРОМ»

130+ ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

20+ АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32 Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru www.rpi-conferences.com

22-25 мая 2018

УФА › ВДНХ ЭКСПО

Порядка 400 участников из 16 стран мира ежегодно

Свыше 12 000 посетителей из 45 регионов России

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVI международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

ufi Approved International Event

ОРГАНИЗАТОРЫ

Правительство Республики Башкортостан, Министерство промышленности и инновационной политики РБ, БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство энергетики РФ, Минпромторг России, Российская Газовая Общество, Союз «Торгово-промышленная палата РБ»

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158
Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93
E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

@gazneftufa
#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

БВК Башкирская выставочная компания

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД
www.gntexpo.ru

Caspian Oil&Gas
Azerbaijan
Conference

Caspian Oil & Gas

25-я Юбилейная
Международная
Конференция
«Нефть и Газ Каспия»

30-31 мая 2018
Fairmont Baku, Flame Towers
Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации
www.oilgasconference.az

www.facebook.com/CaspianOilGasConference

1994-2018
25 лет

Организаторы

ITE

Iteca CASPIAN

ITE MOSCOW (Москва)
Тел.: +7 (499) 750 0828
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITECA CASPIAN (Баку)
Тел.: +99 412 404 10 00 /11
E-mail: conference@iteca.az
www.oilgasconference.az

#COGConference

V ЮБИЛЕЙНЫЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА

СПГ конгресс 2018 РОССИЯ

6–8 июня, Москва

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Среди докладчиков и участников 2018:

Сергей Густов,
генеральный директор,
Газпром СПГ Санкт-Петербург

Николас Вукелья Дюк,
Вице-президент,
Палата по судоходству Панамы

Алексей Крюков,
генеральный директор,
Газпром трансгаз Екатеринбург

Филип Адкинс,
Директор,
Red Box Energy Services

Олег Андреев,
генеральный директор,
Газпром проектирование

Ричард Рудницки,
генеральный директор,
Криогаз

Представление всех крупнотоннажных СПГ проектов России: возможности расширения проекта «Сахалин 2» и строительство 3-й технологической линии, реализация Дальневосточных, Арктических и Балтийских СПГ проектов

Малотоннажные СПГ проекты России: Газификация Томской области; Строительство СПГ завода в Челябинской области; Инвестиционный проект по строительству завода в Республике Карелия; СПГ-газификация Забайкальского края

Технологический фокус день: представление лучших мировых технологий для крупнотоннажного и малотоннажного СПГ, технологий СПГ для транспорта, технологических решений и опыта производства от пионеров СПГ индустрии

Дебаты лидеров индустрии: сотрудничество и конкуренция СПГ и трубопроводного газа в сфере оптимизации экспортных поставок российского газа, конкуренция за европейские и азиатские рынки сбыта

Дискуссии операторов и поставщиков технологий! Факторы влияния на развитие крупнотоннажного, средне- и малотоннажного СПГ

www.lngrussiacongress.com
events@vostockcapital.com
+44 207 394 30 90
+7 (499) 505 1 505

Специальный партнер:
SIEMENS

Спонсоры 2018:
TechnipFMC, SIAD, GTT Expert in LNG, TGE, RED BOX ENERGY SERVICES

Участники 2018:
Газпром, Газпром экспорт, Газпром СПГ Санкт-Петербург, Печора СПГ, КриоГАЗ, РИД, Газпром газнефть, Газпром проектирование, Газпром промгаз, JOGMEC, OSAKA GAS, КАМАЗ

ITE Oil&Gas

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»**

29 мая–1 июня 2018 I Баку

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
AFRICA INDEPENDENTS FORUM

май 2018 I Лондон

КАЗАХСТАН
KIOGE

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ»**

3–5 октября 2018 I Алматы

УЗБЕКИСТАН
OGU

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ»**

16–18 мая 2018 I Ташкент

ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА
AFRICA OIL WEEK

25-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА **«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»**

5–9 октября 2018 I Кейптаун

РОССИЯ

MIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018

18–21 июня 2018 I Москва Крокус Экспо

RPGC

14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки / MIOGE 2018

18–19 июня 2018 I Москва Крокус Экспо

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 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

MIOGE Moscow

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса профессионалов отрасли

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 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 нефтегазопромышленников России

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

2-5 октября 2018

РОСГАЗЭКСПО

ufi Approved Event

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
http://rosgasexpo.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

ПРИ УЧАСТИИ

Министерство энергетики Российской Федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСАР
РОСЭКСИМБАНК

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

NGV
Российское Газовое Общество

GF St. Petersburg Gas Forum

2–5 ОКТЯБРЯ 2018

VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
БАНК РОССИЯ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ПАРТНЁРЫ
uniper
Газпром Автоматизация
ТМК Трубная металлургическая компания
ГМС Группа
Группа ЧТПЗ
Объединенная металлургическая компания

GAS-FORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

+7 (812) 240 40 40
(доб. 2168, 2122)
gf@expoforum.ru

KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

26-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

26–28 сентября 2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

ОРГАНИЗАТОР

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

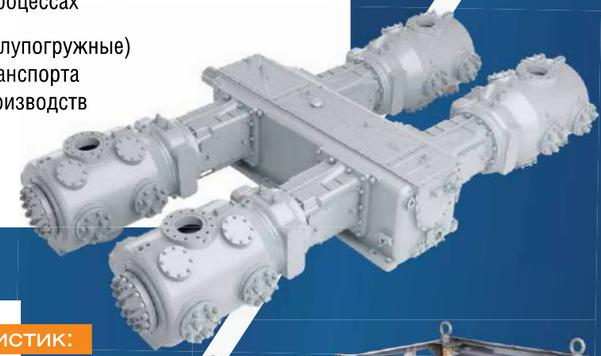
ОАО «ПЕНЗКОМПРЕССОРМАШ»

НАШ ОПЫТ - ВАШ ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР

www.pkm.ru

Проектирование и производство:

- Компрессорные установки (винтовые, поршневые) (воздушные, газовые) для сжатия и транспортировки различных технологических газов, применяемых в качестве сырья или получающиеся на выходе нефтехимических процессах
- Электронасосное оборудование (вертикальные, полупогружные) для технологических процессов добычи нефти, транспорта и переработки нефти и газа, нефтехимических производств
- Блочно-модульные станции, азотно-мембранные установки (азотные компрессорные) станции



Диапазон технических характеристик:

- производительность до 200 м^3/мин.
- давление до 400 кгс/см^2

По требованиям заказчика разработаем и изготовим оборудование с характеристиками отличными от вышеуказанных.

Почему выгодно работать с нами

- Высококвалифицированный персонал, использующий новейшие методы расчетов и системный подход к проектированию, обеспечивает высокое качество проектных решений
- Конкурентоспособные цены
- Оснащенное современным оборудованием производство и современная испытательная лаборатория
- Клиентоориентированый подход к работе
- Стандарты качества

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

БЕТОННОЕ ПОЛОТНО CONCRETE CANVAS

- защита траншей и канав
- укрепление склонов и откосов
- защита насыпей
- обвалование резервуаров
- защита трубопроводов
- восстановление бетонных конструкций

UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA

подробнее на стр. 96–98

ООО "Конкрит Кэнвас Раша" +7 (495) 937-77-80 info@uccr.su www.uccr.su