Sphere. Oil and Gas
сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

2/2017 '58

НЕФТЬ И ГАЗ

всероссийский отраслевой
информационно-технический журнал

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ В ЛОГИСТИКЕ НАЛИВНЫХ ГРУЗОВ

www.poli.ru

+7 /495/ 783-01-67

- эластичные резервуары для нефтепродуктов и воды
- полевые склады горючего

Подробнее на стр. 84

8 * ЭКОНОМИКА
10 * ДОБЫЧА
28 * НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
38 * КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
48 * АРМАТУРА
58 * ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО
68 * ТРУБОПРОВОДЫ
84 * ХРАНЕНИЕ
86 * АВТОМАТИЗАЦИЯ
92 * ДИАГНОСТИКА. КИПиА
102 * СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ
112 * СПЕЦТЕХНИКА
116 * ЭКОЛОГИЯ

НОВЫЙ URAL
ПЕРЕКЛЮЧАЙСЯ НА NEXT

ФИРМЕННЫЙ ЛИЗИНГ от 3%[2]

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

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

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

БЕЗОПАСНОСТЬ
- Капотная компоновка улучшает пассивную безопасность водителя

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

ВЫГОДА
- Конкурентная цена среди аналогов
- Низкая стоимость владения

ГРУЗОВИК ГОДА[1]

ЛУЧШИЙ КОММЕРЧЕСКИЙ АВТОМОБИЛЬ ГОДА В РОССИИ

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

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

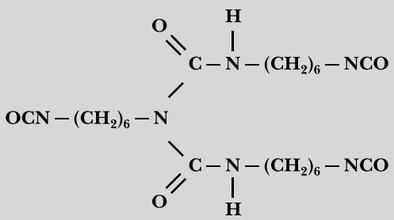
URAL

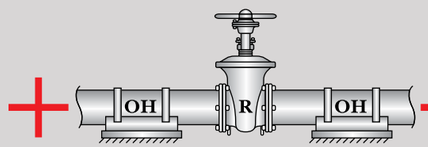
АО «Автомобильный завод «УРАЛ»
www.uralaz.ru, infoural@gaz.ru
8-800-100-11-74 (звонок бесплатный)

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

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

АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОЛИУРЕТАНОВОЕ МОРОЗОУСТОЙЧИВОЕ НАРУЖНОЕ ПОКРЫТИЕ УСИЛЕННОГО ТИПА





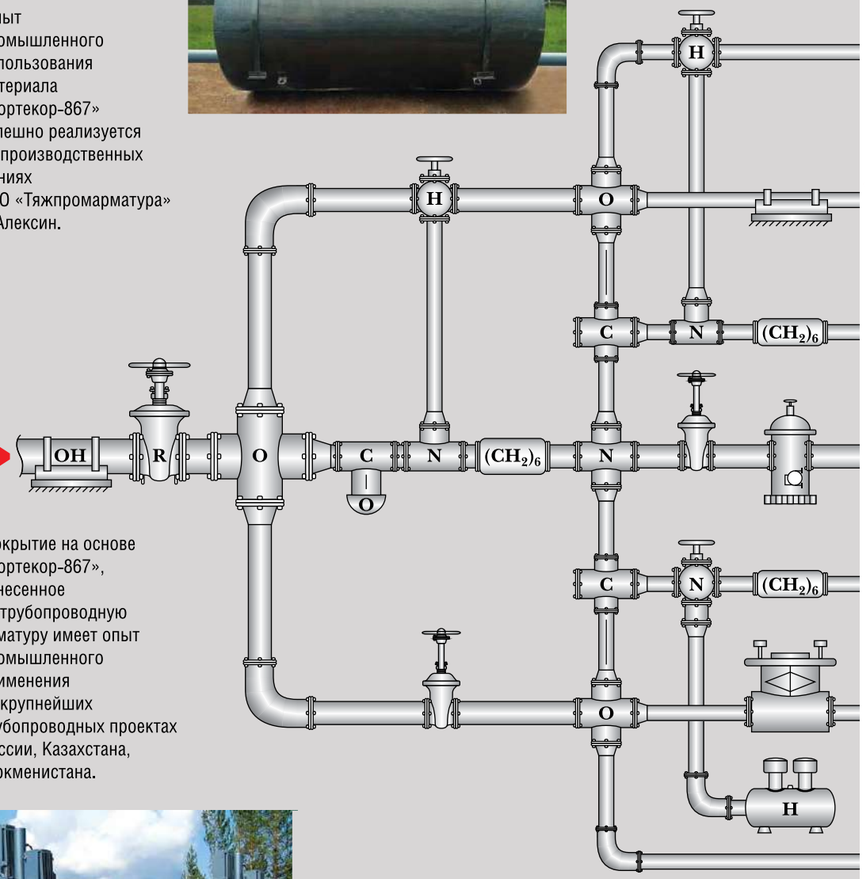
Покрытие на основе полимерной композиции «КОРТЕКОР-867» относится к типу М (морозоустойчивое) и типу Пк-60, для хранения и эксплуатации изделий с покрытием от -60 до +60°С. Покрытие включено в Реестр ТУ и ПМИ ОАО «АК Транснефть», имеются разрешительные документы ОАО «Газпром».

Производство и поставка материала.

Подготовка поверхности и изоляция изделий на территории Заказчика.

ПОЛИУРЕТАНОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСИЛЕННОГО ТИПА ДЛЯ ИЗДЕЛИЙ СЛОЖНЫХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ФОРМ

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



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

Завод Кортекор

«Североевропейский газопровод»

«Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

«Бованенково – Ухта» «Ухта – Торжок»

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

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

«Балтийская Трубопроводная Система» (БТС-2)

«Каспийский Трубопроводный Консорциум»

ООО "КОРТЕКОР ГРУПП"

301660, Тульская область, г. Новомосковск, ул. Связи, д. 10

т/ф (48762) 7-18-18, доб. 451

сотовые телефоны: +7 910 945-4377, +7 910 941-5153

e-mail: gendir@kortekor.ru
bushina@kortekor.ru

www.kortekor.ru

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

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

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

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

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

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

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

Корректура:
Анна Вольфберг

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Отдел подписки:
Олеся Тарасова

Отдел распространения:
Галина Чуприкова

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

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

СФЕРА. Нефть и Газ № 2/2017 (58)
Заявленный тираж 20000 экз.
Дата выхода 14.04.2017г.
Цена свободная.

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

Издатель не несет ответственности
за достоверность информации,
опубликованной в рекламных
объявлениях. Мнение издателя
может не совпадать с мнением
авторов публикаций.

Полная или частичная перепечатка
опубликованных материалов
без письменного разрешения
издателя запрещена.

СОДЕРЖАНИЕ

8 – ЭКОНОМИКА
- Ассоциация Участников Закупок

10 – ДОБЫЧА
- РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина
- ООО «Партнер НКТ»
- New Rock Bits, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

28 – НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ООО «КСБ»
- АО «НЕФТЕМАШ» – САПКОН
- Компания Düchting Pumpen Maschinenfabrik GmbH & Co. KG

38 – КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ООО «ГЕА Рефрижерейшн РУС»
- НПК «Провита»
- ООО «АРСМАШ»

48 – АРМАТУРА
- ООО «РТМТ»
- ООО «Шлангенз»

58 – ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО
- Алгоритм Топливный Интегратор

68 – ТРУБОПРОВОДЫ
- Фонд развития трубной промышленности
- ООО «Переход»
- ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», АО «УРАЛИНТЕХ»
- ООО «ДЕН РУС»

84 – ХРАНЕНИЕ
- ООО НПФ «Политехника»

86 – АВТОМАТИЗАЦИЯ
- Компания Эмерсон

92 – ДИАГНОСТИКА. КИПиА
- НПО «Вакуумаш»
- ООО «ЭЛТЕХ»
- ООО НПП «Петролайн-А»
- Компания Эмерсон

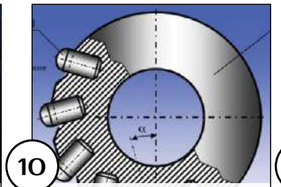
102 – СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ
- ООО «СК «Гидрокор»
- ООО НПО «Фундаментстройаркос»

112 – СПЕЦТЕХНИКА
- ООО «Компания «Спецприцеп»

116 – ЭКОЛОГИЯ
- ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»

В НОМЕРЕ:

8 Электронные закупки ушли в пике

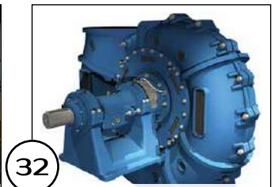

10 Пути повышения надежности крепления твердосплавных зубков в теле шарошки

20 Задачи и решения защиты и фиксации погружных кабелей

22 Совершенствование конструкции опоры шарошечного бурового долота

28 Новейшая разработка KSB – многоступенчатый насос с осевым разъемом корпуса по API 610 тип BB3

30 Насосные станции производства АО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН


32 Стоимость всего жизненного цикла насоса – вот что имеет значение

38 Международный машиностроительный концерн ГЕА на российском рынке

40 Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

46 Компрессорное оборудование «Арсенал Машиностроение» для нефтегазового сектора

48 Завод «РТМТ» – развитие продолжается

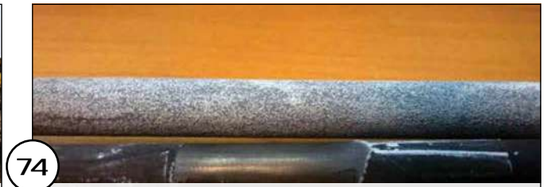
52 Стальная гибкость надежных решений

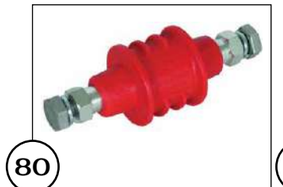
54 Состояние и перспективы газовой отрасли

58 Разновидности газового топлива и их основные характеристики

68 ФРТП: итоги работы российской трубной промышленности в 2016 году

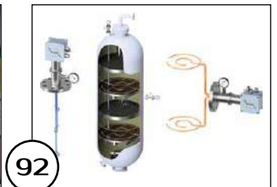
72 Разработка изобретений и их внедрение в производство – путь выхода из кризиса!


74 Потенциал титанового анода с токопроводящим покрытием в различных грунтах и морской воде при напряжении до 100 В. Влияние размера дефектов покрытия на величину потенциала


80 Использование разделительных искровых разрядников для защиты изолирующих фланцевых соединений трубопроводов

84 Время не ждет

86 Интегрированное решение для добычи нефти и газа. Интеллектуальное месторождение


92 Обзор оборудования НПО «Вакуммаш» для объектов нефтегазовой отрасли

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

98 Система видеорегистрации при проведении буровых и ремонтных работ на нефтяных месторождениях

100 Измерение уровня кипящих нефтепродуктов на предприятии ООО «КИНЕФ»

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

108 Проблемы строительства и эксплуатации трубопроводных обвязок АВО и компрессорных агрегатов на вечномерзлых грунтах

112 Безопасные маневры: как «вписать» в поворот негабаритный транспорт?

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

Электронные закупки ушли в пике

Российская система электронных закупок переживает не лучшие времена, отметив начало года снижением количества предложенных лотов и общей стоимости контрактов.

В провале оказались как государственные заказы, так и коммерческие торги. По информации Ассоциации Участников Закупок (АУЗ), спад различных показателей достигает 35%. То есть, рынок электронных закупок уже «просел» на 1/3 по отношению к прошлому году.

Так, за первые 2 месяца 2017 года предложения государственных заказчиков снизились по сумме всех лотов на 35% в рублях, количество предложений от госзаказчиков также уменьшилось: на 31%. Ситуация в коммерческих торгах немного лучше. Ценовые предложения частных компаний уменьшились на 31% (на 4% выше, чем у госкомпаний), а вот по количеству лотов снижение произошло всего на 4% (на 27% выше, чем у госкомпаний). Таким образом, получается, что и без того более выгодные коммерческие контракты стали еще привлекательней.

По словам Владимира Ястребова, руководителя аналитического центра АУЗ, падение катастрофическое. «*Самое главное, ничего не предвещало беды,* – возмущается аналитик. – *Наша страна закончила 2016 год вполне успешно, показав рост в госзакупках и коммерческих торгах. Происходящее сейчас связано с тем, что 39% федеральных и региональных заказчиков не утвердили планы и планы-графики, без которых проводить закупки нельзя, а также с состоянием макроэкономики государства: мы наблюдаем новый виток кризиса*».

По мнению эксперта, экономические волнения с начала 2014 года к кризису не относятся: тогда просто увеличился курс доллара и подорожал импорт. Настоящий кризис – это массовое снижение покупательской способности, уменьшение товарооборота: сокращение объемов потребления и объемов производства различных видов продукции. Именно в этот момент начинается «кризис» в его истинном значении, когда у людей нет денег для покупок, но и приобретать, собственно, становится нечего.

Отечественная экономика долгое время находилась в пике, «не нащупав дна», считает аналитик. Наблюдаемое снижение показателей в электронных торгах свидетельствует о начавшемся процессе.

В физике это можно сравнить с колесом машины, которая замедляет свой ход. Судя по всему, автомобиль наконец «ударил по тормозам».

В. Ястребов утверждает, что паниковать не стоит. Если экономика сжимается, значит нужно более тесно работать с электронными торгами (тем более, что других источников для получения заказов у бизнесменов будет все меньше). Оперативно наращивать опыт для самостоятельного участия, либо налаживать контакты с компаниями, которые оказывают посреднические услуги в этой сфере.

Кстати, роль посредников, которые умеют за счет опыта и правильных манипуляций добывать лоты, в такой ситуации существенно возрастет. А вот неопытные компании утратят шансы на победу, ведь количество заказов уменьшилось и возросла конкуренция.

Сегодня на рынке много посредников, которые обещают эффективность участия (частоту побед) от 15 до 75%. То есть, можно быть уверенными, что на каждые 100 торгов 75 окажутся выигрышными. С тарифами «торги до первой победы» или «бесплатное участие» (которые предлагают многие компании) потенциальные участники ничего не потеряют и могут смело обратить внимание на имеющиеся предложения, считают в АУЗ.

Падение рынка оказало влияние не только на количество предлагаемых контрактов и стоимость, но также ударило по посредникам, начавшим терять свои обороты. По словам руководителя Центра Заключения Контрактов, «За 2 месяца наша компания добыла на 40% меньше побед, чем в аналогичный период прошлого года. Дело не в том, что мы вдруг разучились побеждать, наоборот, используем более отточенную стратегию для добывания дорогих контрактов и улучшаем соотношение участий/побед. Причины в общем снижении количества лотов на торговых площадках». При этом в ЦЗК отметили, что являются лидерами на рынке подобных услуг, насколько «просели» другие посредники не берутся даже предполагать.

Как выход из возникшей ситуации, в ЦЗК начали брать в разработку только дорогостоящие лоты, либо заведомо отсеивать торги с большим количеством участников, концентрируя усилия на получении небольших контрактов по максимальной цене. При таком подходе торги экономически выгодны как участникам, так и посредникам. Но что будут делать другие компании с дешевыми лотами, в которых одновременно участвуют до 10–15 фирм, уже сложно прогнозировать. Вероятно, в стране начнет увеличиваться количество невыполненных контрактов, считают специалисты.

В Ассоциации Участников Закупок смотрят на возникшую ситуацию с долей оптимизма, надеясь, что вместе с падением объемов рынка в стране будет снижаться и количество коррупционных сделок. По крайней мере, лотов с завышенной в десятки раз стоимостью точно станет меньше. ●

www.a-u-z.ru

ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

ЛУКОЙЛ

В настоящее время смазочные материалы ЛУКОЙЛ серии FLEX нашли применение в технологическом оборудовании ведущих предприятий России. Эксплуатационные характеристики смазок ЛУКОЙЛ серии FLEX отвечают самым высоким требованиям современной техники.

ПЛАСТИЧНЫЕ СМАЗКИ

ЛУКОЙЛ
ПОЛИФЛЕКС АРКТИК 0-35 HD

Многоцелевая низкотемпературная смазка с дисульфидом молибдена.

Применяется для смазывания подшипников качения и скольжения, зубчатых передач, как закладной смазкой, так и через централизованную систему техники, работающей в условиях крайне низких температур до минус 50 °С.

ЛУКОЙЛ
КАРБОФЛЕКС АРКТИК OG 900 HD

Низкотемпературная смазка для открытых узлов с дисульфидом молибдена.

Применяется для смазывания открытых зубчатых передач, направляющих, цепей и других открытых узлов трения в условиях Крайнего Севера при температуре до минус 55 °С. Смазка может применяться через централизованные системы смазывания во всем диапазоне рабочих температур.

Применение смазок ЛУКОЙЛ позволяет получить значительные преимущества:

– Унификация использования пластичных смазок за счет широких диапазонов их применения
– Качественный продукт с высокими эксплуатационными характеристиками
– Возможность увеличить межремонтный интервал и срок службы оборудования
– Комплексное техническое сопровождение эксплуатации смазок ЛУКОЙЛ

РЕКЛАМА

Техническая поддержка по подбору пластичных смазок:
Тел.: +7 (495) 981-79-43, e-mail: Grease.Support@lukoil.com
www.lukoil-masla.ru

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification

Пути повышения надежности крепления твердосплавных зубков в теле шарошки

В данной статье проведен анализ факторов, негативно влияющих на надежность крепления твердосплавного зубчатого вооружения в исполнительных органах шарошечного бурового инструмента, а также представлены конструкторско-технологические способы повышения надежности крепления твердосплавных зубков в теле шарошек бурового инструмента

Дмитрий Юрьевич СЕРИКОВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина*

Эффективность работы шарошечных долот с твердосплавным вооружением определяется многими факторами, одним из которых является надежность крепления твердосплавных зубков в корпусе шарошек. Объясняется это тем, что все вооружение шарошек, кроме той части, которая расположена в вершинной части и на обратных конусах, в процессе бурения испытывает значительные знакопеременные динамические нагрузки. Под действием этих нагрузок твердосплавные зубки, воздействуя на стенки отверстий, в которых они запрессованы, постепенно ослабляют прочность крепления с образованием на поверхности корпуса шарошек вокруг зубков микротрещин, приводящих к выпадению зубков. Прочность соединения зубков с телом корпуса шарошки определяется величиной силы трения, зависящей от контактных напряжений между контактирующими поверхностями зубков и стенок отверстия. Результаты исследований прочности соединения «зубок – корпус шарошки» [1] позволили установить, что прочность сопряжения при холодной запрессовке с увеличением натяга S возрастает до определенной величины (рис. 1).

Дальнейшее увеличение натяга из-за пластических деформаций ведет к снижению усилия выпрессовки P. К снижению усилия выпрессовки ведут также увеличение угла конусности зубков (рис. 1) и увеличение твердости цементированного слоя на поверхности корпуса шарошки (рис. 2).

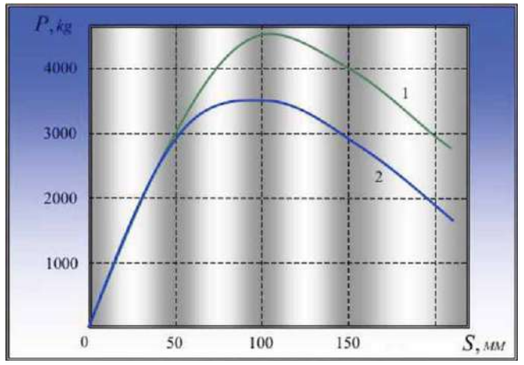


Рис. 1. Зависимость усилия выпрессовки от величины натяга:
1 – для штырей с углом конуса 5°
2 – для штырей с углом конуса 15°

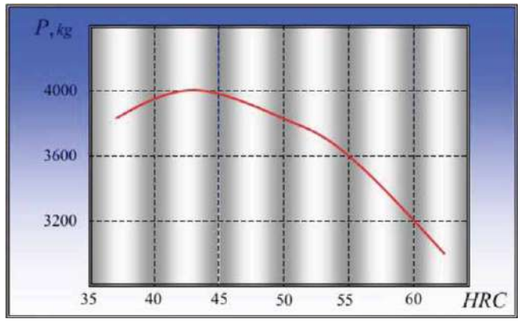


Рис. 2. Зависимость усилия выпрессовки от твердости материала отверстия сопряжения

На основании проведенных исследований установлено значительное влияние на прочность соединения диаметра и глубины запрессовки твердосплавных зубков, а также физико-механических свойств сопрягаемых материалов.

С учетом результатов ранее проведенных исследований в ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ [2] была разработана специальная методика, позволяющая установить оптимальную величину натяга, определяемую как соотношение диаметров зубков d и посадочных отверстий d_0 с учетом влияния указанных факторов. В общем виде эта зависимость имеет вид:

$$\frac{d}{d_0} = 1 + F; \qquad (1)$$

где:

F – коэффициент, учитывающий механические свойства материалов шарошки и твердосплавного зубка, равный:

$$F = \tau\left[\frac{k\left(1-\mu_1\right)}{E_1} + \frac{e^{k-1}\left(1-\mu_2\right)}{E_2}\right]; \qquad (2)$$

где:

τ – предел текучести материала шарошки при сдвиге, кг/мм^2;

k – константа, характеризующая механические свойства материала шарошки;

μ_1 и μ_2 – коэффициенты Пуассона соответственно материалов зубка и шарошки;

E_1 и E_2 – модули упругости материалов зубка и шарошки, соответственно, кг/мм^2;

e – основание натурального логарифма.

Соблюдение указанного соотношения, кроме обеспечения надежного крепления зубков, обеспечивает и сокращение расхода дорогостоящего твердого сплава за счет оптимизации глубины запрессовки зубков. Нарушение указанного соотношения в любую сторону, ведет к уменьшению величины силы трения между контактирующими боковыми поверхностями зубков и отверстий. В случае уменьшения соотношения d / d_0 наблюдается срезание металла на боковых стенках отверстий более твердыми твердосплавными зубками, приводящего к полному исключению натяга, а в случае увеличения указанного соотношения зубок запрессовывается с натягом без упругопластических деформаций в прилегающей к контактной поверхности зоне шарошки, что снижает усилия, удерживающие зубок в отверстии.

Установлено, что на прочность крепления зубков, кроме вышеперечисленных факторов значительное влияние оказывает распределение контактных напряжений по длине хвостовика. Для решения этой задачи в [3] предложено образующие хвостовика зубков выполнять с закруглением по логарифмической кривой, что обеспечивает равномерное распределение контактных напряжений по всей длине хвостовика и тем самым повышает надежность соединения зубков с корпусом шарошки.

Оригинальный путь повышения надежности соединения зубков с корпусом шарошки предложен американскими фирмами Dresser Industries и Smit Industries International [4]. Ими разработана новая конструкция твердосплавных зубков с гофрированной формой хвостовика, у которого наружный диаметр по вершинам ребер больше, а по впадинам – меньше диаметра отверстия под зубки. Эти зубки способствуют упрощению технологии армирования шарошек при одновременном повышении прочности крепления зубков. Упрощение технологии изготовления достигается за счет исключения операции развертки отверстий после сверления, а повышение прочности соединения обеспечивается увеличением натяга, что было подтверждено проведенными исследованиями. При диаметре зубков по вершинам ребер 8,5 мм и диаметре отверстий под них 7,9 мм усилия для запрессовки и извлечения зубков равны соответственно 40 и 18 кН, в то время как для гладкого зубка усилие запрессовки составляет 24 кН, а усилие на его извлечение – 12,5 кН. Таким образом, применение зубков с рифленой наружной поверхностью обеспечивает повышение прочности крепления более чем в 1,5 раза. Другой вариант этого решения описан в патенте Франции [5], в котором гофрированная поверхность выполнена только на нижней части хвостовика, что, с одной стороны, несколько упрощает технологию запрессовки зубков, а с другой стороны, уменьшает вероятность образования трещин в верхней части гнезда и тем самым повышает надежность крепления зубков. Примерно аналогично решены эти вопросы и в патенте США [6], в котором верхняя часть хвостовика, сопряженная с рабочей головкой, выполнена в виде гладкого конуса.

Улучшенный вариант данного способа был разработан в СССР. В предложенном решении твердосплавной зубок содержит цилиндрический хвостовик и эксцентрично расположенную рабочую головку, соединенную с хвостовиком перемычкой, имеющей в поперечном сечении форму клина. При этом продольная ось хвостовика и рабочей головки параллельны и расположены в одной плоскости с ребром перемычки. Такое выполнение зубка упрощает технологию изготовления при одновременном сохранении надежности его соединения с корпусом бурового инструмента. Это достигается за счет выполнения хвостовика цилиндрической формы, которая в изготовлении значительно проще граненой. В то же время наличие клинового выступа обеспечивает надежную фиксацию твердосплавной вставки от проворота, являющегося основной причиной выпадения зубков из отверстий корпуса.

Общим недостатком рассмотренных конструкций зубков с гофрированной наружной поверхностью является сложность их изготовления из-за трудоемкости шлифовки граней ребер. Частично этот недостаток устранен отечественными изобретателями [7] путем сокращения числа ребер и выполнения боковых граней вставок выпуклыми, имеющими в плане форму дуг окружностей радиусами, равными диагоналям равностороннего многоугольника с нечетным числом сторон, причем центры дуг расположены в вершинах многоугольника (рис. 3). При этом число граней в многоугольнике выбирается равным трем или пяти.

>>>

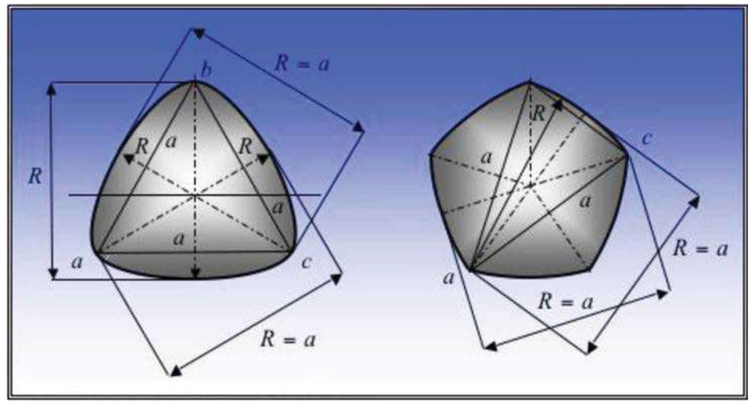


Рис. 3. Конструкции твердосплавных зубков

Дальнейшим шагом на пути повышения надежности крепления зубков с гофрированной поверхностью является решение [8], в котором выемки между ребрами заполняются пластичным материалом, например, свинцом. При запрессовке твердосплавных зубков мягкий металл из выемок гофр выдавливается и заполняет все пустоты между хвостовиком и стенками гнезда, растекаясь по зазорам, что улучшает технологичность и надежность запрессовки зубков. Кроме того, мягкий материал одновременно является твердой смазкой и устраняет напряжения, возникающие в теле шарошки вокруг посадочного гнезда и в самом зубке.

Наиболее кардинальным способом решения надежности крепления зубков с корпусом шарошки является выполнение хвостовика зубка и боковой поверхности отверстия под него с выемкой, заполняемой материалом корпуса или другим материалом [9-11]. В [9] авторами предложено хвостовик зубка в средней части выполнять с лыской, ориентировать ее в сторону тыльной части шарошки и зачеканивать через отверстие в корпусе шарошки. Недостатками данного способа крепления зубков являются его значительная трудоемкость, ограниченная область применения (можно использовать только для крепления периферийного венца шарошек) и малая производительность. Более технологичным является способ крепления зубков, включающий установку их в гнезде корпуса, нагревание шарошки с последующим обжимом корпуса [12]. Дальнейшим совершенствованием данного способа является нагрев корпуса шарошки с установленными зубками в газостатической камере до температуры 750 – 900°С при давлении 150 – 200 МПа. Под действием высокого давления и температуры, смягченный материал корпуса, деформируясь, заполняет выемки на поверхности зубков, образуя предохранительные пояски. Одновременно с этим происходят уплотнение материала и устранение внутренних дефектов, что повышает срок службы бурильного инструмента [10]. Теми же авторами, в патенте [11] предложено после установки хвостовиков зубков в гнезда, полость каждого гнезда изолировать от газостатической камеры пластичным материалом, что позволяет повысить точность установки зубков и тем самым сохранить заданную схему поражения забоя, а также значительно повысить производительность данного способа, благодаря снижению сопротивления заполнению металлом кольцевой проточки на хвостовике твердосплавного зубка. Близкое к способам [10,11] решение предложено в патентах США [13, 14], в которых твердосплавные зубки с хвостовиком различной формы: конической, ступенчатой или цилиндрической с кольцевой проточкой на боковой поверхности устанавливаются по заданной схеме в пресс-форме, заполненной порошком для изготовления корпуса шарошки путем прессования. При этом в процессе прессования, выступающие части хвостовика или его кольцевая проточка охватываются или заполняются материалом корпуса шарошки и образуют с ним неразъемное соединение.

Более простой способ крепления зубков по сравнению с вышеописанными предложен в патенте [15]. Авторами данного изобретения предложена конструкция зубка с двумя диаметрально противоположными выемками в верхней части боковой поверхности. После запрессовки зубков выемки располагаются ниже поверхности корпуса шарошки и путем деформации материала корпуса в зоне выемок они заполняются материалом корпуса. Этим достигается не только надежное крепление зубков, но и одновременно предотвращается вероятность их проворота в гнездах.

Исследованиями установлено, что долговечность твердосплавного вооружения определяется в основном характером напряженного состояния соединения, возникающего в результате запрессовки твердосплавного зубка в тело шарошки, и параметрами действующих нагрузок. Найдены оптимальные величины технологических параметров, влияющих на напряженное состояние в соединении «зубок – шарошка».

Точность сборки, характеризуемая величиной натяга, и прочностные характеристики поверхностного слоя венцов шарошек, определяемые химико-термической обработкой шарошек перед сборкой, наиболее влияют на напряженное состояние вооружения и, следовательно, на его долговечность. Поэтому повышение точности прессового соединения, а также освобождение венцов шарошек от цементованного слоя – основные способы увеличения долговечности твердосплавного вооружения долот. Увеличить точность прессового соединения можно повышением точности изготовления составляющих звеньев соединения, а более эффективно – введением селективной сборки.

>>>

Механическая обработка отверстий под зубки включает сверление, зенкерование и развертывание, производимые на различных этапах химико-термической обработки шарошек. В лабораторных условиях была исследована возможность повышения точности изготовления отверстий введением дополнительного – получистового развертывания. Анализ размеров изготовленных образцов показал, что это лишь незначительно увеличивает точность изготовления отверстия: так, если в существующем технологическом процессе распределение размеров отверстия, измеренных по цементованному слою, составляет 24 – 138 мкм, то после дополнительного получистового развертывания 51 – 110 мкм. Причина такого результата заключается в том, что развертывание отверстий выполняется инструментом со значительно уменьшенной, по сравнению с обычной, заходной частью. Увеличивается биение инструмента относительно оси отверстия, что приводит к разбросу окончательных диаметральных размеров.

Кроме того, центрирование инструмента по оси отверстия происходит при прохождении им цементованного слоя, что увеличивает разброс диаметров в верхнем сечении.

Измерение отверстий в шарошках долот показало, что при обработке отверстий в большинстве случаев (до 80%) образуется обратный конус, т.е. диаметр отверстия в верхнем сечении d_1 меньше диаметра и нижнем d_2 сечении, причем $d_2 - d_1 = 20 \div 27$ мкм. Образование обратного конуса – погрешность формы отверстия – объясняется проявлением упругих деформаций при обработке разнопрочных участков отверстия по глубине размерным инструментом с уменьшенной заходной частью. Таким образом, дополнительная размерная обработка отверстий под зубки лишь незначительно повышает точность изготовления, не исключает появления погрешностей их формы, увеличивая трудоемкость и себестоимость изготовления долот.

Размерная обработка сопрягаемой поверхности зубков заключается в черновом и чистовом бесцентровом шлифовании. Дальнейшее повышение точности изготовления твердосплавных зубков возможно только при значительном росте трудоемкости. Увеличение точности изготовления охватываемой детали – зубка до 18 мкм не может значительно улучшить точность сборки соединений [16].

Как отмечалось ранее, с уменьшением перепада прочностных характеристик материала отверстий в венцах шарошек путем ликвидации закаленного цементованного слоя увеличивается долговечность твердосплавного вооружения. Этого можно достичь предохранением венцов шарошек от цементации при химико-термической обработке шарошек, либо обточкой их после цементации, закалки и высокого отпуска.

В свою очередь долговечность твердосплавного вооружения определяется величиной концентрации остаточных напряжений в зоне входа зубка в тело шарошки и параметрами действующих нагрузок. При уменьшении влияния этих факторов на напряженное состояние соединения увеличивается долговечность вооружения.

Эффективность разрушения разбуриваемой породы зависит от величины действующих нагрузок и времени контакта зубка вооружения с разбуриваемой породой, в которой успевают распространяться критические напряжения.

В момент соударения зубка твердосплавного вооружения с забоем в короткий промежуток времени происходит нарастание ударной нагрузки от нуля до максимума. За этот промежуток времени напряжения, соответствующие максимальному значению ударной нагрузки, успевают распространиться лишь в ограниченном объеме породы. Во всех случаях объем распространения этих напряжений в зубке превышает объем их в разбуриваемой породе вследствие разности физико-механических свойств материалов.

Величина напряжений, распространяемых за время контакта зубка с породой, определяется средним значением ударной нагрузки, значительно меньшей ее максимальной величины. При увеличении времени нарастания ударной нагрузки пропорционально уменьшается и максимальное ее значение, но вследствие этого возрастает объем породы, в котором распространяются эти напряжения. В связи с этим при неизменной средней ударной нагрузке объем, в котором распространились критические напряжения, тем больше, чем больше время нарастания ударной нагрузки.

Время нарастания ударной нагрузки при всех прочих равных условиях зависит от жесткости системы «порода – зубок – шарошка». При известных прочностных характеристиках породы, материалов зубков вооружения и шарошки жесткость системы можно понизить путем соответствующего подбора химико-термической обработки венцов шарошек, соответствующих натягов в сопряжении «зубок – шарошка» и введения определенных конструктивных элементов.

Изменение жесткости прессового соединения, в свою очередь, влияет на характер распределения остаточных напряжений, снижает величины напряжений в зоне их концентрации, т. е. в месте входа зубка в тело шарошки.

Анализируя изложенное, можно сделать вывод, что уменьшение жесткости рабочей системы «порода – зубок – шарошка» приводит к падению максимальных ударных нагрузок, действующих на зубок вооружения, т.е. к снижению концентраций напряжений в опасном сечении и, следовательно, к увеличению долговечности твердосплавного вооружения.

Рассмотрим, конструктивные способы повышения долговечности твердосплавного вооружения за счет уменьшения жесткости системы «порода – зубок – шарошка». К этим способам можно отнести изготовление венцов шарошек с выступающими площадками под запрессовку твердосплавных зубков, а также прорезание разгрузочных канавок на определенном расстоянии от зубков на глубину цементованного слоя.

Первый способ (рис. 4), наряду с преимуществами (улучшение условий промывки забоя, повышение абразивной стойкости венцов вследствие их удаления от забоя и др.), так же имеет существенные недостатки, основные из которых: увеличение трудоемкости изготовления, сложность получения заготовок и рост расхода долотной стали.

Во втором способе процесс прорезки канавок прост, технологичен, малотрудоемок и позволяет автоматизировать производство (рис. 5).

Конструктивно канавки могут быть либо кольцевой, либо прямолинейной формы. Глубина канавок определяется толщиной цементованного слоя на венцах шарошки, ширина – из условия сохранения абразивной стойкости венцов.

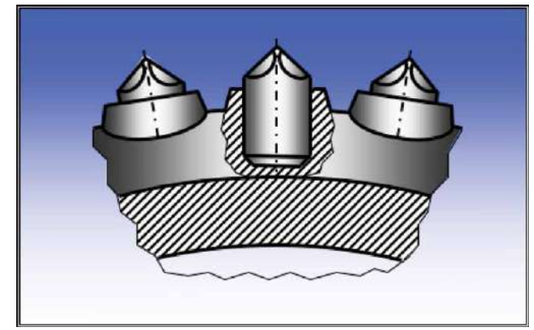


Рис. 4. Вариант соединения «зубок – шарошка» с пониженной жесткостью

Жесткость системы «порода – зубок – шарошка» зависит от расстояния от боковой поверхности зубка до края канавки, измеренного в направлении действия рабочих нагрузок. Сопоставление полос интерференции, при просвечивании моделей серийного вооружения и вооружения с разгрузочными канавками, показало значительное снижение концентрации напряжений в зоне входа зубка в тело шарошки и выявило зависимость концентрации напряжений от натяга и расстояния от боковой поверхности зубка до края канавки.

Исследование процесса соударения образцов вооружения с забоем показало увеличение времени соударения и уменьшения максимального значения ударной нагрузки [16]. Это объясняется тем, что с ростом упругой деформации верхнего цементованного слоя увеличивается время соударения, вызывающее в свою очередь, уменьшение максимальной ударной нагрузки.

Повышение ресурса работы твердосплавного вооружения связано не только со снижением максимальной ударной нагрузки, но и со смещением зоны концентрации напряжений в месте входа зубка в тело шарошки. В результате прорезки разгрузочных канавок на оптимальном расстоянии от боковой поверхности зуба, уменьшается величина концентрации напряжений, и ее зона смещается несколько ниже поверхности цементованнного слоя. Плоскость наиболее вероятного разрушения зубка из твердого сплава перемещается, что приводит к увеличению площади опасного сечения и, следовательно, росту запаса прочности. Совокупность изменения характера распределения напряжений и максимальных значений ударных нагрузок приводит к значительному увеличению усталостной прочности твердосплавных зубков и росту ресурса их работы.

На сегодняшний день, существует огромное количество разработок, направленных на совершенствование крепления твердосплавных зубков в шарошечном буровом инструменте. Однако, несмотря на это, все равно есть необходимость дальнейшего совершенствования существующих и поиска новых способов крепления твердосплавного зубчатого вооружения.

Одним из таких способов, позволяющих повысить эффективность работы шарошечных долот большого диаметра, является применение промежуточных втулок, устанавливаемых между боковой поверхностью хвостовика и стенками гнезда под зубки [17].

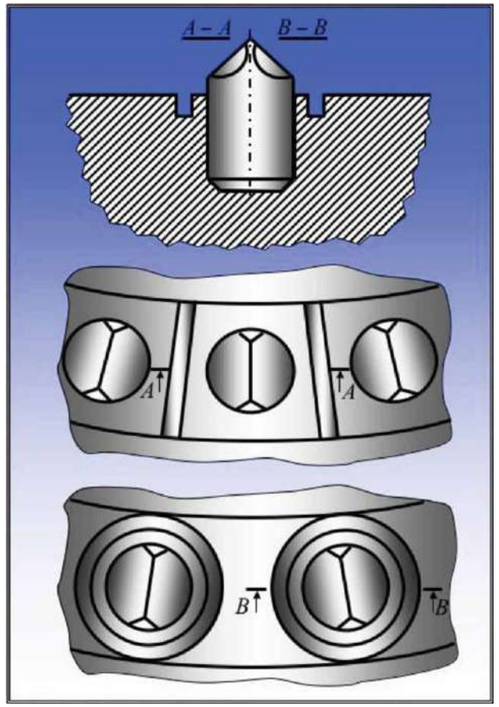


Рис. 5. Соединения «зубок – шарошка» с пониженной жесткостью

Промежуточные втулки выполняются из более мягкого материала по сравнению с материалом твердосплавных зубков. Наружная поверхность втулок имеет цилиндрическую форму конгруэнтную наружной поверхности удерживаемых ими твердосплавных зубков.

Все применяемые в настоящее время промежуточные втулки можно разделить на три группы:

- втулки с внутренней прямой или обратной конической поверхностью, охватывающей хвостовики зубков по всей длине;
- втулки с внутренней цилиндрической поверхностью для применения их с зубками со ступенчатыми хвостовиками;
- втулки с внутренней конической или цилиндрической поверхностью и дополнительными элементами для фиксации зубков от проворота.

На рис. 6 представлены варианты исполнения установки хвостовиков твердосплавных зубков в глухие отверстия корпуса шарошки и фиксацию их посредством втулок. В свою очередь втулки, устанавливаются между боковыми стенками отверстий и наружной поверхностью породоразрушающих зубков.

Для крепления зубков, используются втулки с коническими внутренней или наружной поверхностями, контактирующими соответственно с коническими боковыми поверхностями отверстий или с коническими поверхностями хвостовиков зубков и изменяющимися наружным и внутренним диаметрами под действием осевой нагрузки, которую передают на втулку через рабочую головку породоразрушающего зубка.

>>>

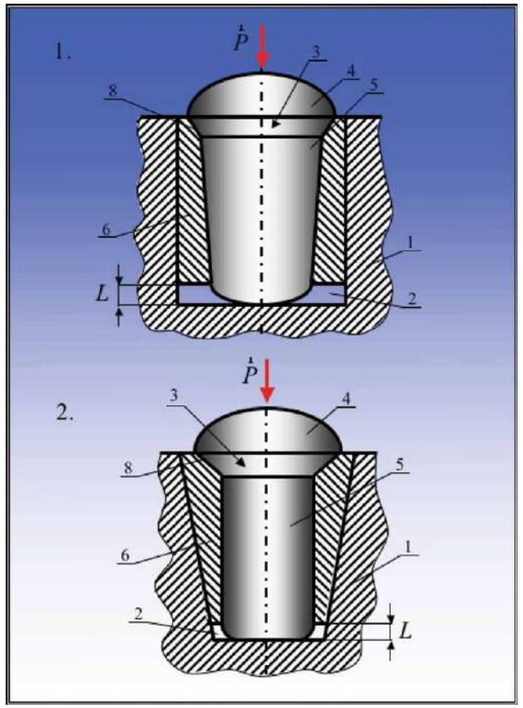


Рис. 6 (1,2). Схемы крепления твердосплавного вооружения при помощи втулок

При этом рабочую головку зубка выполняют с большим диаметром по сравнению с максимальным внутренним диаметром втулки, а втулку устанавливают с возможностью ограниченного осевого перемещения.

Реализация предложенного способа иллюстрируется на рис. 6, где представлены два варианта исполнения [18]. По первому варианту (рис. 6.1), в корпусе инструмента 1, создаются глухие цилиндрические отверстиями 2, в которых устанавливают породоразрушающие зубки 3 с рабочей головкой 4 и хвостовиком 5 с конической наружной поверхностью.

Каждый из зубков 3 крепят в отверстии 2 корпуса 1 посредством втулки 6 с продольным разрезом, обеспечивающим изменение наружного и внутреннего диаметра втулки 6 под действием силы реакции забоя – P, воспринимаемой через рабочую головку 4 породоразрушающего зубка 3. При этом рабочая головка 4 зубка 3 в процессе работы постоянно контактирует с верхним торцом 8 втулки 6, которая установлена с возможностью ограниченного осевого перемещения L.

Второй вариант (рис. 6.2) предусматривает использование конической контактной поверхности между боковыми стенками отверстий 2 и наружной поверхностью втулки 6, при этом хвостовик 5 зубка 3 и контактирующая с ним внутренняя поверхность втулки 6 выполнены с цилиндрической поверхностью. Как и в первом варианте, втулка 6 выполнена с продольным разрезом и установлена между боковыми стенками отверстия 2 в корпусе 1 и хвостовиком 5 зубка 3 с возможностью ограниченного осевого перемещения.

С этой целью, в обоих вариантах втулка 6 имеет длину меньше длины хвостовика 5.

Изменение диаметра втулки 6, как и в первом варианте, обеспечивается осевой нагрузкой – P, передаваемой на нее через рабочую головку 4 зубка 3, которая постоянно контактирует с верхним торцом 8 втулки 6.

Принцип работы вооружения бурового инструмента заключается в следующем. Под действием осевой нагрузки и крутящего момента породоразрушающие зубки 3 внедряются в породу и разрушают ее. Разрушенная порода, выносится с забоя промывочной жидкостью или сжатым воздухом, обеспечивая работу породоразрушающих зубков 6 по чистому забою, что значительно повышает эффективность их работы. В процессе бурения осевая нагрузка – P, действующая на породоразрушающий зубок 3, передается через его рабочую головку 4 на разрезную втулку 6, которая находится в постоянном контакте с породоразрушающим зубком 3.

В варианте, представленном на рис. 6.1, где контакт между хвостовиком 5 зубка 3 и втулкой 6 выполнен в виде конической поверхности, хвостовик 5 зубка 3 под действием осевой нагрузки – P постоянно стремится разжать втулку 6 и прижать ее к стенкам отверстия 2. При этом радиальная составляющая осевой нагрузки со стороны стенок отверстия 2 на коническую поверхность втулки 6 обеспечивает плотный обхват хвостовика 5 разрезной втулкой 6 и надежное его крепление. Причем чем выше осевая нагрузка, тем с большим усилием разрезная втулка 6 охватывает хвостовик и удерживает зубок 3.

В варианте, представленном на рис. 6.2, где контакт между хвостовиком 5 зубка 3 и втулкой 6 выполнен в виде цилиндрической поверхности, осевая нагрузка – P на втулку 6 передается через рабочую головку 4 зубка 3. При этом осевая нагрузка – P постоянно поджимает втулку 6 вниз. В результате на границе между коническими поверхностями боковых стенок отверстия 2 и наружной поверхностью втулки 6 возникает радиальная составляющая осевой нагрузки, которая обеспечивает плотный обхват хвостовика 5 разрезной втулкой 6 и надежное его фиксирование. Как и в первом варианте, чем выше осевая нагрузка на зубки 3, тем больше радиальная составляющая и тем с большим усилием разрезная втулка 6 охватывает хвостовик 5 и удерживает зубок 3.

Применение предложенных способов крепления твердосплавных зубков позволяет повысить надежность их фиксации в теле бурового инструмента, и тем самым снизить вероятность проворота и выпадения зубчатых элементов, что в свою очередь повышает эффективность проведения буровых работ.

Однако эффективность работы твердосплавного зубчатого вооружения зависит не только от качества твердосплавных элементов и надежности их крепления, но и от многих других факторов. Одним из них является схема размещения зубьев вооружения относительно забоя скважины, которая влияет как на надежность крепления зубков в корпусе шарошек, так и на эффективность разрушения породы.

>>>

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

Установлено, что традиционная схема размещения зубков относительно забоя скважины по радиусу корпуса шарошки далеко не всегда обеспечивает максимальную эффективность работы шарошечного долота, особенно при разбуривании крепких пород. Это объясняется большим скольжением зубков относительно забоя скважины по этим породам, вызывающим не только истирание, но и скалывание в результате значительного возрастания поперечной составляющей реакции забоя, воспринимаемой зубками. Кроме того, при бурении по крепким породам одновременно наблюдается и одностороннее нагружение зубков, расположенных не только на периферийных венцах шарошек, но и на основных и вершинных венцах. Все это значительно снижает эффективность работы шарошечных долот. Поэтому как в нашей стране, так и за рубежом ведутся многочисленные научно-исследовательские работы, направленные на устранение указанного недостатка.

Наиболее простым вариантом решения, данной проблемы, является техническое решение, описанное в работе [19], в котором твердосплавные зубки 1 периферийного венца устанавливаются в корпусе 2 под острым углом α к радиусу шарошки (рис. 7).

Величина этого угла выбирается в зависимости от типоразмеров шарошки и физико-механических свойств разбуриваемых пород. Такая схема расположения зубков повышает как эффективность работы долота, так и работоспособность вооружения благодаря исключению изгибающих нагрузок, так как реакция со стороны забоя направлена вдоль оси зубка.

О значительном влиянии угла наклона зубков к плоскости забоя скважины свидетельствуют и результаты работ, проведенных в ИГД им. А.А. Скочинского [20]. Испытания проводились на шарошках, армированных твердосплавными зубками со сферической головкой и углом наклона к радиусу, равным 0;5;10;15 и 20°. Результаты исследований показали, что изменение угла наклона оказывает значительное влияние на удельные затраты энергии разрушения.

Конструкция шарошки по патенту [19] обеспечивает повышение надежности крепления и срока службы, что достигается за счет изменения угла наклона зубков периферийного венца в плоскости, совпадающей с продольной осью шарошки.

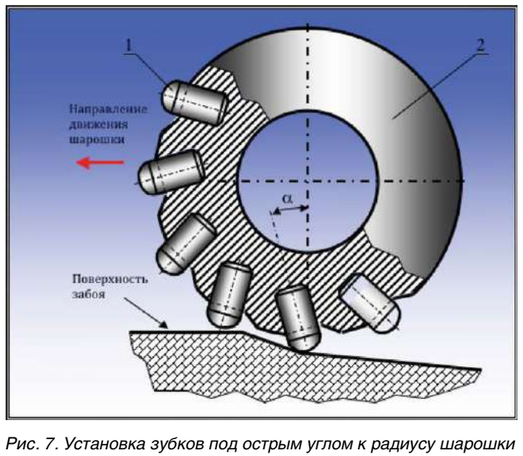


Рис. 7. Установка зубков под острым углом к радиусу шарошки

Зубки рекомендуется устанавливать под углом 24 – 26° к радиусу шарошки. Благодаря этому на периферийном венце образуются площадки, позволяющие установить зубки на полную глубину без пересечения обратного конуса шарошки. По сравнению с ранее применяемой схемой армирования, когда часть хвостовика зубка со стороны обратного конуса была открытой, предложенная схема позволяет значительно снизить напряжения в запрессованной части хвостовика, сохранить равномерный натяг по всей длине и тем самым повысить стойкость периферийного венца шарошек.

Таким образом, несмотря на значительное многообразие существующих конструкторско-технологических способов повышения надежности крепления твердосплавных зубков в теле шарошек бурового инструмента, все еще существуют значительные резервы для их дальнейшего совершенствования.

Литература:

1. Алиев М. Г. Гаджибеклинский С. М., Гусейнов А. А. О повышении качества соединения шарошка – штырь в буровых долотах. //Химическое и нефтяное машиностроение. 1968, №9.
2. А.с. №474595, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Буровая шарошка. 15.09.1970.
3. А.с. №649816, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Прессовое соединение. 29.07.1975.
4. Патент №3389761, США, Кл. 175–374.
5. Патент №2519064, Франция, МКИ Е 21 В 10/56.
6. Патент №3603414, США, Кл. 175–374.
7. А.с. №1141179, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Буровое долото. 17.05.1983.
8. А.с. №1008402, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Способ крепления вставных породоразрушающих зубков.20.03.1980.
9. А.с. №107798, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Коническая шарошка бурового долота. 21.01.1957.
10. А.с. №1465529, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Способ крепления твердосплавных зубков. 26.03.1983.
11. А.с. №1601309, СССР, МКИ Е 21 В 10/36. Способ закрепления твердосплавных зубков. 15.04.1988.
12. Патент №72457, ПНР, МКИ Е 21 В 10/36.
13. Патент №4276788, США, Кл. 76–108.
14. Патент №4520882, США, Кл. 76–108.
15. Победря Б. Е. Механика композиционных материалов – М.: Изд-во МГУ. 1984.
16. Крылов К. А., Стрельцова О. А., Повышение долговечности и эффективности буровых долот. М., Недра, 1983.
17. Ясашин В. А., Сериков Д. Ю., Панин Н. М. Резервы повышения работоспособности шарошечных долот с твердосплавным вооружением. // Строительство нефтяных и газовых сквожин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001, №4.
18. Сериков Д. Ю., Панин Н. М. и др. Породоразрушающий инструмент. Пат. РФ на изобр. №2481459, опубл. Б.И. № 13 от 10.05.2013
19. А.с. №192718, СССР, МКИ Е 21 В 10/16. Буровое шарошечное долото. 02.03.1967.
20. Барон Л. И., Глатман Л. Б., Загорский С. Л. Разрушение горных пород проходческими комбайнами. – М.: Наука, 1969. ●

ПАРТНЕР НКТ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
www.partnernkt.ru

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ И ФИКСАЦИИ ПОГРУЖНЫХ КАБЕЛЕЙ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

О КОМПАНИИ

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

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

ПРОДУКЦИЯ

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

ПРЕИМУЩЕСТВА

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

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

Задачи и решения защиты и фиксации погружных кабелей

В связи с ростом тенденции применения механизированных способов добычи нефти и газа с использованием универсальных электроцентробежных насосов (УЭЦН) возникает существенная потребность создания оптимальных моделей токоподводящих кабелей для обеспечения надежного и бесперебойного питания данных установок.

Виктор Николаевич НОВОСЕЛОВ *– генеральный директор ООО «Партнер НКТ»*

Проблема обеспечения эксплуатационной надежности нефтедобывающего оборудования выделяется по масштабности и экономической эффективности. Поэтому вопросы предупреждения внезапных отказов электроприводного оборудования нефтяных агрегатов является исключительно актуальной проблемой, требующей своевременного и последовательного решения. Практика эксплуатации УЭЦН в добывающих скважинах показывает, что одной из основных проблем при этом является вопрос механического повреждения токоподводящих кабелей. На ряду с тем, что компании-производители кабелей постоянно совершенствуют электрическую и механическую защиту кабелей насущным остается вопрос обеспечения надежности фиксации и защиты данных кабелей на муфтовых соединениях насосно-компрессорных труб (НКТ), на фланцевых соединениях УЭЦН.

Все это побуждает отечественных производителей модернизировать и совершенствовать конструкции и технические характеристики оборудования для крепления и защиты кабелей. Основными видами существующих изделий, предназначенными для этих целей, являются протекторы и протектолайзеры.

ООО «Партнер НКТ», имея существенный опыт разработки, производства изделий данного назначения и опираясь на техническое сотрудничество с потребителями, выпускает широкий спектр протекторов (рис. 1) и протектолайзеров (рис. 2) различных моделей и модификаций.

Номенклатура изделий представлена: протекторами для установки на НКТ диаметров 60, 73, 89, 102, 114, 139 мм различных отечественных и зарубежных производителей; протектолайзерами габаритов 2А, 4, 5, 5А, 6 для установки на фланцевые соединения УЭЦН (насоса и гидрозащиты).

Конструкции моделей протекторов различаются по методу изготовления корпуса и скоб – 5 вариантов (литой корпус – литые скобы, литой корпус – штампованные скобы, штампованный корпус – штампованные скобы, штампованный корпус – пояса крепления «клямсы», литой корпус – пояса крепления «клямсы»), по муфтовым соединениям НКТ – 9 вариантов (NU, EU, НКТ, НКТВ, Премиум, JFE STEEL CORPORATION, Jiangsu Cangbao Steel Tube Limited Co, WAM-TOP, WAGT); по виду защитного покрытия деталей протектора – 3 варианта (цинковое гальваническое толщиной 9…12 мкм, цинковое термодиффузионное толщиной 30…40 мкм, с промасливанием); по методу крепления скоб – 2 варианта (болтовое, пружинное). Протекторы в зависимости от модификации позволяют надежно фиксировать и защищать основной токоподводящий кабель различных производителей плоского или круглого сечения, а также геофизические кабели, кабели ТМС и капиллярные трубки диаметров 13 мм, 22 мм.

Протектолайзеры предназначены для фиксации и защиты кабеля-удлинителя и/или применяемой по технологии капиллярной трубки на фланцевых соединениях секций установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) при выполнении спускоподъемных операций (СПО). Протектолайзеры устанавливаются на шейки шириной от 44 мм до 54,5 мм узлов ЭЦН и гидрозащиты, производства ООО «АЛНАС», ООО «ПК-Борец», ЗАО «Новомет-Пермь», ООО «Алмаз Самара Сервис», ООО «ПК-РЭПН», БЭНЗ. Габариты кабель-канала базовых моделей протектолайзеров рассчитаны под установку кабеля марки КЭСПБ-203 3×16 ТУ 3542-033-10995863-2013 Курганского кабельного завода и завода «РОССКАТ» г. Нефтегорск Самарской области. По заявке потребителя предприятие может изготовить протектолайзеры с техническими характеристиками, отличными от имеющихся.

Рис. 1. Протекторы

Рис. 2. Протектолайзеры

В реальных условиях эксплуатации повреждение кабеля происходит в результате одновременного действия нескольких факторов: абразивный износ, механическое воздействие и коррозионная агрессивность скважинной среды. Поэтому основные модели протекторов и протектолайзеров, производства ООО «Партнер НКТ», имеют усиленную коррозионную защиту в виде термодиффузионного цинкового покрытия толщиной 30…40 мкм класса 5, позволяющую защищать от коррозии детали из любых марок стали, в том числе высокопрочных, и чугуна без изменения свойств основного металла. Потребитель может заказать нанесение защитного покрытия более толстым слоем.

Дополнительно, одной из проблем создания образцов специального оборудования (протекторов и протектолайзеров) явилась децентрализация нормативно технической документации на разработку электрических кабелей. То есть каждый из производителей опирается на собственный опыт разработки и производства данной продукции. В результате чего на рынке появилось большое количество электрических кабелей с различными техническими характеристиками и геометрическими параметрами, в том числе импортного производства. В следствии чего у производителей и эксплуатационщиков защитного оборудования (протекторов и протектолайзеров) появилась большая проблема совместимости производимого защитного оборудования и электроподающих кабелей.

ООО «Партнер НКТ» стремится развивать и поддерживать тесные отношения со всеми заказчиками и потребителями своей продукции. Специалисты технических служб постоянно ведут работы по применению новых материалов, повышающих прочностные характеристики изделий.

Индивидуальный подход к требованиям Заказчика, а также к разработке и производству протекторов, протектолайзеров и устройств дозирования и подачи химического реагента в скважину обеспечивает ООО «Партнер НКТ» стабильный рынок продаж и позволяет нашим потребителям сократить отказ оборудования в процессе добычи нефти и тем самым снизить ее себестоимость. ●

ООО «Партнер НКТ»
432022, г. Ульяновск,
ул. Академика Павлова, д. 38, стр. 1
тел./факс (8422) 528989, 528986
e-mail: office@partnernkt.ru
www.partnernkt.ru

Совершенствование конструкции опоры шарошечного бурового долота

А. Г. ИЩУК *– к.т.н. NRB – New Rock Bits (Czech Republic)*
А. М. НАЗАРОВ *– вице-президент NRB – New Rock Bits (Czech Republic)*
М. А. ТИМЧЕНКО *– главный конструктор NRB – New Rock Bits (Czech Republic)*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– к.т.н., доцент РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина*

В статье представлены результаты работы, направленной на совершенствование конструкции опоры шарошечного бурового долота. На основе проведенных научно-исследовательских и конструкторско-технологических работ была разработана новая конструкция подшипников скольжения, позволяющая существенно повысить надежность и эффективность работы опорных узлов шарошечных буровых долот. Оснащение шарошечных буровых долот подшипниками скольжения новой конструкции позволит не только повысить надежность и долговечность опорных узлов долота, но и увеличить эффективность бурового инструмента в целом.

Одним из важнейших элементов шарошечных буровых долот, от работоспособности которого во многом зависит долговечность и эффективность работы инструмента в целом, является подшипниковый узел [1]. Совершенствование подшипниковых узлов осуществляется по многим направлениям: разработкой новых конструкций опор, подбором наиболее работоспособных материалов, разработкой более совершенных систем фиксации шарошек, систем содержания и подачи смазки, а также повышением надежности герметизации [2,3].

На сегодняшний день существует огромное количество конструкций опорных узлов, разработанных для различных типов и размеров шарошечного бурового инструмента [4]. Однако, задача создания новых конструкций подшипников, способных надежно функционировать в процессе работы шарошечных буровых долот не только в начальный период бурения, но и в течение всего времени работы инструмента, является актуальной [5].

В связи с этим специалистами компании NRB и РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина были проведены научно-исследовательские и конструкторско-технологические работы, направленные на создание подшипников скольжения, позволяющих существенно повысить надежность и эффективность работы опорных узлов шарошечных буровых долот.

Техническим результатом, проведенной работы, является создание новой конструкции опоры бурового шарошечного долота, содержащую, ступенчатую цапфу и шарошку, установленную на цапфе посредством замкового подшипника и радиальных подшипников скольжения, выполненных с винтовыми пазами, заполненными твердой смазкой, причем подшипники скольжения выполнены на двух ступенях цапфы, образуя большой и малый подшипники скольжения.

При этом радиальные подшипники скольжения на обеих ступенях цапфы выполнены в виде плавающих втулок, винтовые пазы которых расположены на наружной и внутренней поверхностях втулок, и в плоскости, перпендикулярной их оси, смещены один относительно другого. Для долот, работающих с вращением по часовой стрелке, винтовые пазы выполнены с правым подъемом винтовой линии, а для инструмента, работающего с вращением против часовой стрелки – с левым подъемом винтовой линии, причем винтовые пазы на наружной и внутренней поверхностях плавающей втулки большого подшипника скольжения в плоскости, перпендикулярной ее оси, смещены один относительно другого на величину – k_1, определяемую по формуле: $k_1 = (0.25 – 0.75)\ S_1$, где S_1 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки большого подшипника скольжения, а винтовые пазы на наружной и внутренней сторонах плавающей втулки малого подшипника скольжения в плоскости, перпендикулярной ее оси, смещены один относительно другого на величину – k_2, определяемую по формуле: $k_2 = (0.3 – 0.6)\ S_3$, где S_3 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки малого подшипника скольжения.

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что:

- шаги винтовых пазов S_3 и S_1 плавающих втулок соответственно малого и большого подшипников скольжения на их наружной поверхности связаны между собой следующим соотношением: $S_3 = (0{,}35 – 0{,}65)\ S_1$.
- винтовые пазы выполнены с переменным по ширине поперечным сечением, увеличивающимся в направлении от вершины к основанию цапфы в соотношении: $l_O=(1{,}1–2{,}5)l_B$.

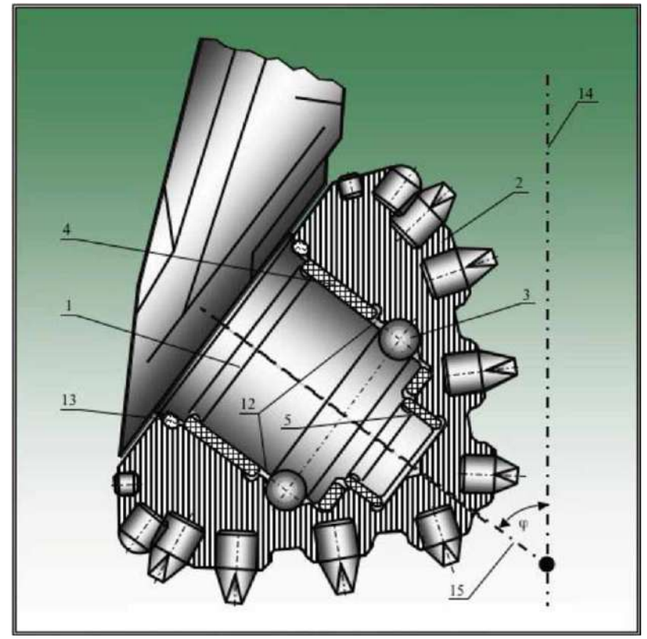


Рис. 1. Принципиальная схема опоры шарошечного бурового долота

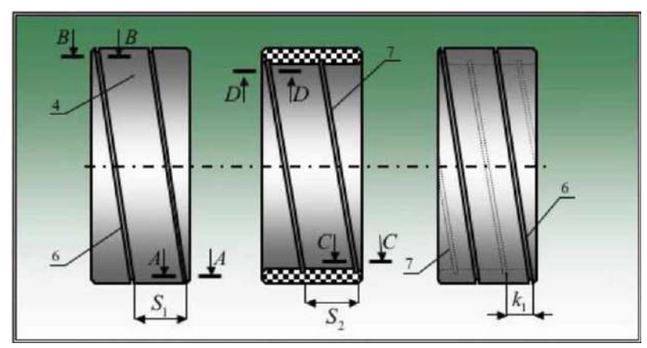


Рис. 2. Принципиальная схема втулки большого подшипника скольжения

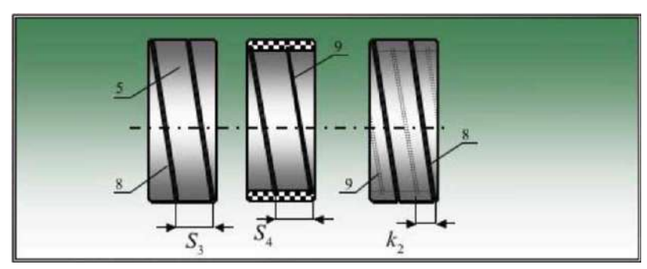


Рис. 3. Принципиальная схема втулки малого подшипника скольжения

Опора бурового шарошечного долота включает ступенчатую цапфу 1 и шарошку 2, установленную на цапфе посредством замкового подшипника качения 3, а также большого 4 и малого 5 подшипников скольжения, выполненных в виде плавающих втулок. При этом радиальные подшипники скольжения 4 и 5 на обеих ступенях цапфы 1 выполнены с винтовыми пазами 6, 7 и 8, 9 соответственно на наружных и внутренних поверхностях. Причем все пазы заполнены твердой смазкой 12, например, на основе графита, дисульфата молибдена. Возможно, также использование смазки на основе смеси парафиновых минеральных масел и синтетических добавок, сгущенных модифицированными синтетическими жирными кислотами. При этом винтовые пазы на внутренней и наружной стороне плавающей втулки 4 большого подшипника скольжения в плоскости, перпендикулярной ее оси, смещены один относительно другого на величину – k_1, определяемую по формуле:

$$k_1 = (0.25 – 0.75)\ S_1,$$

где S_1 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки большого подшипника скольжения. В свою очередь винтовые пазы 8 и 9 на наружной и внутренней поверхностях плавающей втулки 5 малого подшипника скольжения в плоскости, перпендикулярной ее оси, смещены один относительно другого на величину – k_2, определяемую по формуле:

$$k_2 = (0.3 – 0.6)\ S_3,$$

где S_3 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки малого подшипника скольжения.

Геометрия поперечного сечения винтовых смазочных пазов может быть выполнена в различных вариантах (рис. 4 и рис. 5), в том числе и с переменным поперечным сечением, увеличивающимся в направлении от вершины к основанию цапфы 1. Для долот с небольшими размерами подшипниковых узлов рекомендуется использовать пазы с круглым радиусом r или элипсовидным поперечным сечением глубиной h, начальной (у вершины цапфы) и конечной (у основания цапфы) шириной – l_B и l_O соответственно (рис. 4 и рис. 5), а для долот больших диаметров, где подшипниковые узлы подвергаются значительным нагрузкам, предпочтительно использовать пазы с трапециидальным поперечным сечением (рис. 4 и рис. 5). Данная геометрия поперечного сечения винтового смазочного паза позволяет лучше удерживать и перемещать смазку в процессе работы подшипникового узла.

>>>

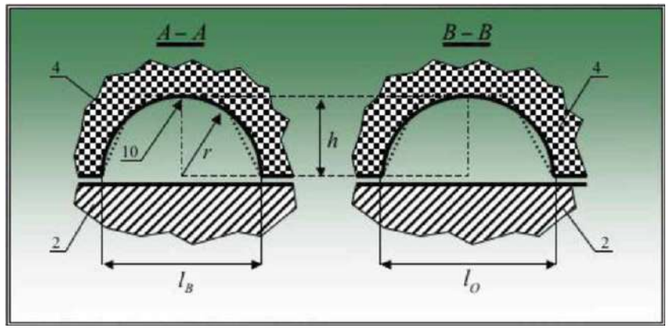


Рис. 4. Геометрия смазочных пазов наружной поверхности втулки

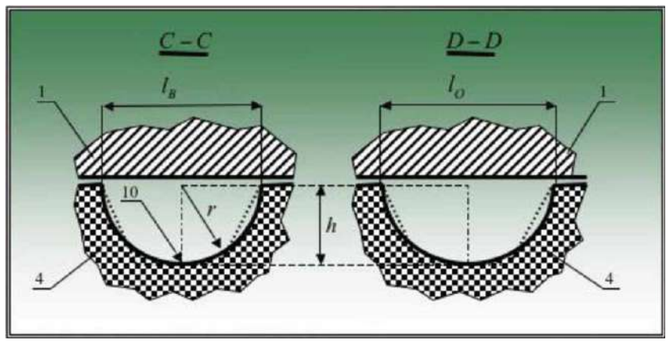


Рис. 5. Геометрия смазочных пазов внутренней поверхности втулки

Направление винтовых смазочных пазов 6, 7, 8 и 9 выбирается исходя из следующих соображений. Для долот, работающих с вращением по часовой стрелке, смазочные пазы выполняются с правым подъемом винтовой линии, а для инструмента, работающего с вращением против часовой стрелке – с левым подъемом винтовой линии. При этом шаг винтовой линии смазочных пазов зависит от рекомендуемой частоты вращения инструмента, размеров подшипникового узла и физико-механических характеристик смазки.

Выполнение винтовых смазочных пазов 6 и 7 с внешней и с внутренней стороны втулок большого подшипника скольжения должно обеспечивать следующее условие – вершины 10 (верхние поверхности 11) пазов (рис. 4 и рис. 5), в каждом конкретном поперечном сечении втулки должны быть смещены друг относительно друга на величину – k_1, находящуюся в диапазоне: $k_1 = (0.25 – 0.75)\ S_1$, где S_1 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки большого подшипника скольжения.

Выполнение винтовых смазочных пазов 8 и 9 на внешней и внутренней поверхности втулок малого подшипника скольжения должно обеспечивать следующее условие – вершины (верхние поверхности) пазов (рис. 4 и рис. 5), в каждом конкретном поперечном сечении втулки должны быть смещены друг относительно друга на величину – k_2, находящуюся в диапазоне: $k_2 = (0.3 – 0.6)\ S_3$, где S_3 – шаг винтового паза на внешней стороне плавающей втулки малого подшипника скольжения.

На основе экспериментальных исследований было установлено, что при величине смещения винтовых пазов k_1 менее чем на 0.25 S_1 наблюдается преобладающий вынос смазки по поверхности сопряжения шарошки с внешней поверхностью плавающей втулки, а при k_1 более чем 0.75 S_1 наблюдается превалирующий вынос смазки по поверхности сопряжения цапфы лапы и внутренней поверхности плавающей втулки. И то и другое приводит к неравномерному нагреву смазки на внутренней и наружной сторонах плавающей втулки, что в конечном итоге приводит к неодинаковому проскальзыванию внутренней и внешней поверхностей плавающей втулки, соответственно к неравномерному ее износу, а так же снижению редукции, что отрицательно сказывается на ресурсе работы большого подшипника скольжения опоры долота.

Соответственно при величине смещения винтовых пазов k_2 менее чем на 0.3 S_3 наблюдается чрезмерный вынос смазки по поверхности сопряжения шарошки с внешней поверхностью плавающей втулки, а при k_2 более чем 0.6 S_3 наблюдается превалирующее перемещение смазки по поверхности сопряжения цапфы лапы и внутренней поверхности плавающей втулки. Это приводит к неравномерному нагреву смазки на внутренней и наружной сторонах плавающей втулки, что в конечном итоге приводит к неодинаковому проскальзыванию внутренней и внешней поверхностей плавающей втулки, соответственно к неравномерному ее износу, а также снижению редукции, что отрицательно сказывается на ресурсе работы малого подшипника скольжения опоры долота.

>>>

Указанные соотношения получены на основании проведенных экспериментальных исследований по определению оптимального объема подаваемой смазки с учетом диаметра породоразрушающего инструмента и скорости вращения долота. При этом учитывались следующие обстоятельства. Учитывая, что основная задача винтовых пазов – транспортирование смазки с нижней части (по отношению к горизонтальной плоскости) втулки наверх вдоль всей ее образующей, а ось 15 вращения шарошки всегда наклонена к оси вращения долота 14 под углом φ (рис. 1), который для различных долот находиться в диапазоне от 500 до 600 , то для долот с меньшим углом φ необходимо выполнять винтовой паз с меньшей величиной шага, а для долот с большим углом φ – с большим. Т.е., чтобы поднимать смазку наверх при большем угле наклона втулки по отношению к горизонтальной плоскости, нужно уменьшать шаг винтовой линии смазочного паза, и наоборот.

При этом, учитывая, что винтовой паз на наружной поверхности каждой плавающей втулки расположен на большем удалении от оси вращения шарошки, чем винтовой паз на внутренней поверхности той же втулки, то чтобы уравнять скорости транспортировки смазки по обеим этим поверхностям необходимо винтовые линии обоих пазов смещать один относительно другого на величину – k_1, и – k_2 определяемых по формулам: $k_1 = (0.25 – 0.75)\ S_1$ и $k_2 = (0.3 – 0.6)\ S_3$ соответственно.

В дополнении к этому должно выполняться условие, что шаги винтов S_3 и S_1 соответственно смазочного паза плавающей втулки малого и большого подшипников скольжения связаны следующим соотношением: $S_3 = (0{,}35 – 0{,}65)\ S_1$.

На основе экспериментальных исследований было установлено, что при величине шага винтового паза S_3 менее чем $0.35\ S_1$ наблюдается преимущественный нагрев трущихся поверхностей малого подшипника скольжения, а при S_3 более чем $0.65\ S_1$ происходит преимущественное нагревание большого подшипника скольжения. И то и другое приводит к неравномерному нагреву большого и малого подшипников скольжения и соответственно к неравномерному их износу, что отрицательно сказывается на ресурсе работы опоры долота.

Использование винтовых канавок с переменным по ширине поперечным сечением, увеличивающимся в направлении от вершины к основанию цапфы в соотношении: $l_O=(1{,}1–2{,}5)l_B$, обеспечивает наилучшее распределение смазки по всей длине плавающей втулки, то есть от минимума у вершины до максимума у основания шарошки. При величине l_O менее чем $1{,}1\ l_B$ количество транспортируемой смазки не достаточно для компенсации вымываемой через уплотнение смазки, а при l_O больше чем $2.5\ l_B$ происходит переизбыточная концентрация смазки в районе уплотнительных элементом подшипникового узла, что приводит к интенсификации вымывания смазки. И то и другое приводит к снижению ресурса работы опоры долота.

Принцип работы опоры скольжения шарошечного долота, заключается в следующем. При вращении шарошечного долота шарошка 2 совершает вращательное движение вокруг оси цапфы 1 лапы долота. Так как цапфа 1 являемся частью лапы долота, и представляет собой жесткую конструкцию, внутренняя поверхность шарошки 2 осуществляет скольжение относительно внешней поверхности втулки 4, а внутренняя поверхность втулки 4 в свою очередь проскальзывает по внешней поверхности цапфы 1 лапы. При скольжении корпуса шарошки 2 относительно внешних поверхностей втулок 4 и 5 наружные 6, 8 и внутренние 7, 9 винтовые пазы работают подобно шнекам, перемещая смазку из нижней части шарошки (в рабочем положении долота) вверх, тем самым равномерно и качественно смазывая и охлаждая подшипники скольжения. При этом эффективность шнековой подачи смазки в нижней части шарошки 2 выше, нежели в верхней, так как при нагрузке на долото в подшипниковом узле выбираются все конструктивные зазоры, и реальный зазор в верхней части становиться больше на величины допусков изготовления, нежели в нижней части. В связи с этим наличие винтового паза так же позволяет уменьшить вымывание смазки в этой зоне. В дополнение к этому, следует отметить, что наличие винтовых смазочных пазов 6, 7, 8 и 9, позволяет частично увеличить общий объем смазки в подшипниковом узле и одновременно обеспечить сбор абразивного шлама, являющегося основной причиной выхода опоры из строя. Кроме того, использование твердой смазки, заполняющей полость пазов 6,7, 8 и 9, кроме основной функции по смазке и охлаждению подшипников, позволяет менять коэффициент трения между трущимися парами шарошка: втулка – цапфа и втулка – шарошка в широких пределах и тем самым менять кинематику работы самого шарошечного долота и расширить область его применения путем увеличения или уменьшения подтормаживания или пробуксовки шарошек.

Эксплуатационные условия работы подшипников скольжения буровых шарошечных долот находятся в диапазоне температур от 400 до 1000. При этом ввиду различной нагруженности большого и малого подшипников скольжения, температуры нагрева в них различны. Соответственно, чем больше температура, тем меньше вязкость смазки и тем легче условия ее транспортирования. В связи с этим шаги винтовых смазочных пазов S_3 и S_1 плавающей втулки соответственно малого и большого подшипников скольжения на их наружной поверхности связаны следующим соотношением: $S_3 = (0{,}35 – 0{,}65)\ S_1$. При этом в случае S_3 менее чем $0.35\ S_1$ наблюдается преимущественный нагрев трущихся поверхностей малого подшипника скольжения, а при S_3 более чем $0.65\ S_1$ происходит преимущественное нагревание большого подшипника скольжения.

Выполнение опоры скольжения долота с пазами определенной геометрии, расположенных на наружных и внутренних поверхностях плавающих втулок, заполненных твердой смазкой, позволяет осуществлять равномерность и регулярность распределения смазки по рабочим поверхностям большого и малого подшипников скольжения, сбалансировать температурные режимы их работы, максимизировать редукцию, а также увеличить работоспособность опоры благодаря уменьшению вероятности попадания частиц абразивного шлама в наиболее нагруженную часть большого подшипника скольжения. При работе долота с предложенной опорой в случае попадания в ее полость абразивного материала, последний, собирается в пазах 6, 7, 8 и 9, вытесняя оттуда смазку 12, которая попадает на трущиеся поверхности между цапфой 1 и шарошкой 2, способствуя увеличению срока их службы. Герметизация опоры осуществляется уплотнительным элементом 13, размещенным у торца цапфы 1.

Рис. 6. Экспериментальное долото фирмы NRB серии – xRAT с новой опорой скольжения, предназначенное для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Таким образом, оснащение шарошечных буровых долот подшипниками скольжения новой конструкции, позволит не только повысить надежность и долговечность опорных узлов долота, но и увеличить эффективность бурового инструмента в целом. Особенно эффективно использование предложенного технического решения при оснащении долот (рис. 6) работающих в сложных условиях горизонтального и наклонно-направленного бурения, а также на форсированных режимах бурения.

Литература:

1. Мокшин А. С., Владиславлев Ю. Е., Комм Э. Л. Шарошечные долота.– М.: Недра.– 1971.
2. Палий П. А., Корнеев К. Е. Буровые долота. Справочник.– М.: Недра.– 1971.
3. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Энциклопедия изобретений (1916–2016 гг.). – М.: Инновационное машиностроение. – 2015.
4. Ясашин В. А., Сериков Д. Ю., Тютрин А. Ю. Новая конструкция герметизированной маслонаполненной опоры шарошечного долота // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1995. – № 12. – С. 11–15.
5. Сериков Д. Ю., Панин Н. М., Агеева В. Н. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №4. – С. 16–19. ●

www.ugka.ru

Краснодар, ул. Московская, 69/7
e-mail: info@ugka.ru, kras_uka@mail.ru
тел. (861) 257-01-04, 257-01-34, 210-07-67, 210-00-23
тел. (981) 250-48-99

Высокотехнологичное оборудование, изготовленное специалистами ЗАО «Югкомплектавтоматика», установлено на производствах крупнейших промышленных предприятий России, в числе которых ПАО «Транснефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром» и на многих олимпийских объектах.

Система менеджмента качества «Югкомплектавтоматики» прошла проверку на соответствие международному стандарту ISO 9001-2015. Продукция предприятия включена в Реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО «Транснефть». Основное направление работы ЗАО «Югкомплектавтоматика» – производство электрощитовой продукции и изделий для монтажа автоматизированных систем или АСУ ТП.

Наиболее востребованы:

- щиты станций управления (ЩСУ),
- щиты автоматического ввода резерва (АВР),
- щиты линейной телемеханики для магистральных нефтепроводов,
- щиты автоматики и управления,
- щиты распределения электроэнергии (ГРЩ) до 3200 А,
- шкафы приборные утепленные (КШО),
- электромонтажные изделия (полки, стойки, короба и лотки для прокладки кабеля),
- а также блоки управления, щиты учета тепловой и электрической энергии, отборные устройства давления и др.

Новейшая разработка KSB – многоступенчатый насос с осевым разъемом корпуса по API 610 тип BB3

Мировой производитель насосного оборудования и трубопроводной арматуры, концерн KSB, разработал новый многоступенчатый насос с осевым разъемом серии CHTRa. Эти насосы типа BB3 находят свое применение в достаточно широком спектре областей:

1. Нефтегазовая промышленность
- Нефтедобыча (месторождения, нефтяные платформы и подводное хранение)
  - Поддержание пластового давления
  - Очистка/Закачка CO_2
- Трубопроводный транспорт
  - Перекачка сырой нефти
  - Перекачка углеводородов (Бутан, Этан, Пропан)
  - Перекачка нефтепродуктов
- Нефтепереработка (НПЗ, Нефтехимия, Химия, ГПЗ)
  - Питательные насосы
  - Подача сырья на гидроочистку
  - Подача абсорбента (очистка синтез газа)
  - Основная промывка (очистка синтез газа)
  - Подача раствора амина
  - Циркуляция раствора амина
  - Подпитка водой и подача амина
  - Десульфуризация
  - Циркуляция охлаждения
  - Оборотное водоснабжение
  - Рекуперация гидравлической мощности

2. Энергетика
- Питательные насосы
- Подача воды на производство пара в солнечной энергетике
- Перекачка пластовой воды в геотермальной энергетике
- Очистка/Закачка CO_2

3. Водоснабжение/Водоотведение
- Питательные насосы
- Обратный осмос

4. Горношахтная промышленность
- Питательные насосы
- Система подачи промывки на уплотнения
- Водоснабжение
- Откачка воды

5. Металлургическая промышленность
- Питательные насосы
- Гидросбив окалины

Насос CHTRa – это многоступенчатый горизонтальный насос с осевым разъемом корпуса, имеет двухзавитковую спираль корпуса, разработан в соответствии с требованиями API 610/11 и NACE для обеспечение высоких давлений и максимальной производительности. Ротор гидравлически сбалансирован посредством установки рабочих колес «спина к спине» для уменьшения осевой силы. Насос имеет одно либо два всасывающих рабочих колеса первой ступени для достижения низких значений кавитационного запаса NPSH, опоры выполнены по центральной оси для уменьшения вибрации и термического расширения. Простая, жесткая и очень прочная конструкция обеспечивает легкое обслуживание и превосходную надежность. Обновленная гидравлическая часть и практичная конструкция позволяет легко установить насос без больших капитальных затрат.

Насос CHTRa
DN – 80-250 мм
Q – до 715 м³/ч
H – до 1550 м
T – до 205°C
p – до 155 бар

Благодаря современным методам компьютерного моделирования специалисты компании KSB разработали максимально эффективную гидравлику насоса, которая характеризуется в т.ч. компактными размерами и оптимальной металлоемкостью. Шпильки расположены максимально близко к центральной оси насоса, всегда расположены вверху для более легкого обслуживания. Разработано 11 гидравлических типоразмеров для основных областей применения. В части подшипниковых опор насос CHTRa имеет следующие конструктивные особенности, благодаря которым повышается надежность работы агрегата:
- Крепление корпуса на 360°.
- Фланец корпуса подшипника является его частью. Корпус подшипника весит менее 25 кг в большинстве случаев. Подъемное устройство не требуется.
- Прочная конструкция с помощью встроенных ребер жесткости.
- Крепление подшипника содержит съемное кольцо с целью облегчения демонтажа.
- Шариковые радиальные, упорные подшипники, предусмотренные в качестве стандарта. Подшипники скольжения доступны опционально.
- Смазка маслоподъемными кольцами. Доступна смазка масляным туманом либо продувка.
- Inpro манжеты для уплотнения подшипников.
- Вентилятор охлаждения устанавливается на неприводной части. Также доступен с приводной части в качестве опции.

Конструкции насоса CHTRa рассчитана для работы на тяжелых режимах, агрегат разработан и изготавливается на заводе KSB в Германии. ●

Наши технологии. Ваш успех. ***www.ksb.ru***

Справочник по центробежным насосам «Лексикон»
Страниц: 464
Тираж: 3000 экз.
Издание: 03.2015
Печать: офсетная
Обложка: твердая лакированная, иллюстрации цветные
Бумага: мелованная
Размеры: 165 x 238 x 23 мм
ISBN 978-5-9904847-1-9

«Лексикон» – справочник по центробежным насосам

Концерн KSB, ведущий мировой производитель насосного оборудования и трубопроводной арматуры, выпустил справочник по центробежным насосам «Лексикон», в котором содержится информация энциклопедического характера в алфавитном порядке, сопровождающаяся подробными описаниями, наглядными иллюстрациями и чертежами.
Используемые русскоязычные термины соответствуют стандартам, применяемым в науке, технике и производстве России и стран СНГ (в т.ч. ГОСТ 17398-72 «Насосы. Термины и определения»). Данное пособие – эксклюзивная разработка концерна KSB для технических специалистов, инженеров-проектировщиков и студентов технических ВУЗов.

По вопросам приобретения книги обращайтесь в ООО «КСБ» (отдел маркетинга) или пришлите заявку по электронной почте: **marketing@ksb.ru**

› Насосы ▪ Арматура ▪ Сервис
www.ksb.ru

Насосные станции производства АО «НЕФТЕМАШ» – САПКОН

Серийно поставленная продукция предприятия – насосные станции различного назначения: от станций перекачки нефтепродуктов, химически-активных сред, станций производственных стоков, дождевых и хозяйственно-бытовых.

Основными элементами насосных станций является насосное оборудование: центробежные, шестеренчатые, вихревые и другие насосы, запорная арматура и трубопровод. Каждая насосная станция представляет собой готовый блок или изделие с определенными характеристиками и режимами работы, изготавливаемыми по требованиям Заказчика.

Назначение

Насосная станция предназначена для перекачивания жидкостей с температурой от 233 до 373 К (от -40 до +100°С) и кинематической вязкостью не более 4х105 м²/с (40 сСт), имеющих твердые включения максимальным размером до 0,2 мм, максимальная массовая концентрация которых не превышает 0,2%, не вызывающих химического разрушения материалов проточной части. Самые распространенные среды, нефтепродукты, токсичные продукты, ЛВЖ, вода и др.

Технические характеристики и состав установки

Установка представляет технологический блок-бокс, в котором размещается технологическое оборудование. Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03 – В1-г/В4.

- количество агрегатов – 2 шт. (1 рабочий + 1 резервный);
- производительность каждого агрегата – 100 м³/час;
- напор – 100 м;
- материал проточной части – сталь 09Г2С;
- исполнение, согласно ГОСТ Р 52350 – взрывозащищенное, 1ExdIIBT4;
- категория электроснабжения – первая – наличие АВР.

Блок-бокс установки спроектирован и изготовлен в соответствии с нормативными документами: ОСТ 26.260.18.-2004, ВНТП01/87/04-84, СНиП 31-03-2001, СНиП 21-01-97.

Блок бокс, размещается на открытой площадке и рассчитан на эксплуатацию в климатических условиях в соответствии со СНиП 2.01.01-82 и СНиП 23.01-99:

- снеговая нагрузка, кПа (кгс/м²) – 1,2 (120);
- ветровая нагрузка, кПа (кгс/м²) – 0,48 (48).

Степень огнестойкости блок бокса по классификации СНиП 21-01-97 - II. Класс конструктивной пожарной опасности – С0. В конструкции применены негорючие (НГ) строительные материалы (группа функциональной пожарной опасности Ф5.1).

Блок оборудован инженерными системами:

- электроосвещение (рабочее внутри и снаружи и аварийное внутри);
- вентиляция (система аварийной вытяжной механической 8-кратной периодического действия и естественной 1-кратной, постоянного действия через дефлекторы. Приток неорганизованный, через неплотности).
- отопление электрическое (регулирование термостатом).

Температура в помещении в зимний период поддерживается не ниже +5°С.

Габаритные размеры блока: (LxBxH мм) 4500x2700x2800.

В технологическом блоке располагаются:

- Два центробежных насоса.
- Трубопроводная обвязка насосов включает в себя:
  - на приемном трубопроводе каждого насоса установлен фильтр;
  - датчики перепада давления на фильтрах для контроля засорения фильтра;
  - датчики избыточного давления на напоре насосов с индикатором;
  - на приеме каждого насоса запорная арматура (ЗРА) с ручным приводом;
  - на напоре каждого насоса запорная арматура (ЗРА) с электромагнитным приводом;
  - материальное исполнение трубопроводов и ЗРА – 09Г2С; Все оборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении.
- Система управления установкой смонтирована в шкафу управления во взрывозащищенном исполнении (исполнение Exd), со степенью защиты не ниже IP65.

Функции системы управления установкой:

- пуск и стоп насосов;
- автоматическое и местное (ручное) управление кранами с электроприводом;
- сигнализация о загрязненности фильтра (по месту и дистанционно);
- сигнализацию о работе насосов (по месту и дистанционно);
- сигнализацию об аварии (по месту и дистанционно);
- автоматическое поддержание температуры в блок боксе;
- автоматическое включение резервного насоса при выходе из строя рабочего;
- передача сигналов с датчиков в АСУТП верхнего уровня.

Электроснабжение оборудования блок-бокса осуществляется от двух вводов.

Электропитание потребителей осуществляется от шкафа силового во взрывозащищенном исполнении (исполнение Exd), со степенью защиты не ниже IP65. В шкафу смонтирована система АВР и пусковая аппаратура.

Внутри блока выполнена система защитного заземления и уравнивания потенциалов с выводом узлов заземления на внешнюю сторону блок-бокса.

Подключение силовых и сигнальных цепей осуществляется в клеммных коробках внутри блок-бокса. Клеммные коробки во взрывозащищенном исполнении (исполнение Exe), со степенью защиты не ниже IP65. Вход кабельных линий в помещение блок бокса осуществляется через проходку Roxtec.

Все оборудование внутри и снаружи блок-бокса выполнено во взрывозащищенном исполнении.

Срок службы – 20 лет.

Преимущества

Преимуществами таких станций является быстрый ввод в эксплуатацию с минимальными издержками потребителя, потребитель получает качественно изготовленное и надежное оборудование, подтвержденное действующими сертификатами. Автоматизация насосных станций позволяет задействовать минимум персонала в обслуживании и безопасно вести технологический процесс при перекачке токсичных продуктов и ЛВЖ жидкостей. ●

www.sapcon.ru

Стоимость всего жизненного цикла насоса – вот что имеет значение

***Д. ЦАН** – магистр делового администрирования (MBA), б.т.н., руководитель отдела продаж компании Düchting Pumpen Maschinenfabrik GmbH & Co. KG, Виттен.*

Сколько стоит насос? Тот, кто в ответ на этот вопрос назовет исключительно стоимость приобретения насоса, даст лишь неполный ответ. Если принять во внимание стоимость всего жизненного цикла промышленного насоса, то капитальные затраты составляют менее 10% от общих издержек, а в некоторых случаях всего 1%. Это значит, что в процессе принятия инвестиционных решений следует всегда принимать во внимание общие затраты. Хотя качественный, энергоэффективный насос оптимальной конструкции и дорог в приобретении, но вложенные в его покупку дополнительные средства, окупятся в обозримом будущем.

Около 20% потребляемой в мире энергии, расходуется на эксплуатацию насосов (рис. 1). На многих промышленных предприятиях, в особенности в обрабатывающих отраслях, на эксплуатацию насосов расходуется от 20% до 50% потребляемой электроэнергии. Уже одного только этого соотношения должно быть достаточно, чтобы привлечь внимание пользователя к таким факторам, как энергетическая эффективность, коэффициент полезного действия и оптимальное конструктивное решение.

Рис. 1. «Типичный» лопастной насос из номенклатуры компании Düchting

Рис. 2. Многоступенчатый лопастной насос

Анализ затрат за весь срок службы насоса

Необходимость учета упомянутых факторов становится еще более актуальной, если рассмотреть затраты, возникающие за весь срок службы насоса. На эту тему существует содержательный и нейтральный сводный отчет, получивший название «Затраты за весь срок службы насоса: инструкция по проведению анализа соответствующих затрат»*. Хотя 18-страничное «Краткое резюме» этого исследования было опубликовано еще в 2001 году, но ввиду постоянно ведущихся сегодня дискуссий на тему энергетической эффективности и устойчивости развития, оно не просто остается злободневным, но, пожалуй, актуально как никогда.

Согласно упомянутому исследованию, тремя основными блоками затрат за весь срок эксплуатации насоса (рис. 3) являются затраты на его приобретение, расходы на электроэнергию за весь срок эксплуатации оборудования, а также затраты на техническое обслуживание насоса. Чем больше насосы, тем выше расходы на электроэнергию, доля которых может доходить до 97%.

**«Затраты за весь срок службы насоса: инструкция по проведению анализа соответствующих затрат». Издательство: Гидравлический институт, Парсипиниу/США, Europump, Брюссель/Бельгия, Энергетический департамент США, Вашингтон/США, 2001.*

На первый взгляд может показаться неожиданным, что капитальные затраты занимают лишь третье место в списке общих расходов на оборудование, причем доля этих затрат намного меньше долей расходов, приходящихся я на электроэнергию и техническое обслуживание насоса.

Рис. 3. Капитальные затраты составляют третью по размеру часть от общих расходов на насосное оборудование. Более значительная часть приходится на расходы на электроэнергию и техническое обслуживание насосов

Кроме того, следует учитывать, что данный анализ затрат включает себя расходы на проектно-конструкторские работы, объявление тендера, проведение испытаний, ввод оборудования в эксплуатацию, комплекты запасных частей, обучение персонала, а также начальные затраты. Даже если учесть второй блок затрат на монтаж оборудования и его ввод в эксплуатацию (фундамент под насос, тестовые прогоны), это лишь незначительно изменит рассматриваемое соотношение.

Учет общих затрат

Такой анализ затрат, возникающих в течение всего срока службы насоса, способен несколько снизить накал ценовой борьбы между производителями, а также смягчить переговоры между производителями и потребителями, касающиеся цен на оборудование. Учитывая все перечисленные обстоятельства, принимать инвестиционные решения следует предварительно рассмотрев затраты на весь срок эксплуатации насоса. В упомянутом исследовании перечисляются все факторы, используемые при выполнении соответствующего анализа, а также приводятся примеры его выполнения.

На практике у пользователя могут возникнуть сложности с самостоятельным получением данных и выяснением цен, которые необходимы для выполнения анализа затрат, возникающих в течение всего срока службы насоса.

Поэтому при организации тендера или направлении соответствующего запроса, рекомендуется запрашивать все необходимые сведения или же пример расчета заданных эксплуатационных условий.

>>>

Значимость затрат на техническое обслуживание оборудования и приобретение запасных частей для него

Наряду с расходами на электроэнергию (самый большой блок затрат), следует принимать во внимание также и затраты на техническое обслуживание оборудования и приобретение запасных частей для него, поскольку в случае перекачки насосом коррозийного или абразивного материала, можно прогнозировать значительный износ оборудования (рис. 4).

Рис. 4. Для многих вариантов применения насосов, износ оборудования представляет собой фактор, в значительной степени связанный с ценой на него

Например, многие предприятия, эксплуатирующие электростанции, при объявлении тендера на крупные проекты, запрашивают предоставление следующих затрат:

- Стоимость насоса.
- Стоимость комплекта запасных частей для ввода насоса в эксплуатацию.
- Стоимость запасных частей из расчета эксплуатации насоса в течение двух лет.
- Стоимость запасных частей из расчета эксплуатации насоса в течение пяти лет.

На основании этих значений пользователь может спрогнозировать предполагаемые расходы на техническое обслуживание насоса, что поможет избежать «неприятных сюрпризов» при приобретении запасных частей.

Ключевой параметр: КПД

Поскольку КПД насоса и связанный с его эксплуатацией расход электроэнергии, в значительной степени зависят от условий эксплуатации насоса, пользователю при организации тендера или направлении запроса производителю, рекомендуется задавать конкретные значения соответствующих параметров. Например, пользователь может запросить у производителя значения расхода электроэнергии и/или КПД для заданных объемных расходов или напоров насоса.

Одной из отправных точек для определения энергетической эффективности насоса может служить его проверка на соответствие стандарту DIN ISO 9906 класс 1 («Лопастные насосы: гидравлические приемочные испытания»). Эта проверка позволит сделать выводы о точности изготовления насоса и его фактическом КПД.

Обязательное условие: согласование рабочих характеристик

Составляя договора с компаниями-производителями, крупные предприятия, занятые в области эксплуатации насосов, и накопившие в этой сфере значительный опыт, например, производители электроэнергии, согласовывают рабочие характеристики насоса, к которым относится и его КПД. В случае несоответствия насоса согласованным рабочим характеристикам, производителю грозят договорные санкции.

С точки зрения производителя высококачественного насосного оборудования такой подход можно только приветствовать. Он позволяет сторонам в договоре предварительно задать четкие критерии, а пользователю продемонстрировать предпочтение, отдаваемое им насосу приемлемой общей стоимости перед моделью с невысокой стоимостью закупки. Для компании Düchting, являющейся специалистом в области разработки и производства лопастных насосов, соответствие значениям, согласованным в договоре, не подлежит ни малейшему сомнению.

Взаимосвязь между расходами на техническое обслуживание и ремонт оборудования и расходами на электроэнергию

С точки зрения потребителя, при приобретении насоса важен не только его КПД. Для насосов производства компании Düchting характерно сохранение высокого КПД в течение длительного срока эксплуатации оборудования. Это позволяет не только обеспечить стабильно эффективную эксплуатацию насоса. Дело в том, что условием поддержания постоянного КПД насоса является низкий уровень износа компонентов оборудования. Это в свою очередь положительно отражается на затратах на техническое обслуживание насоса. Поэтому КПД насоса (наблюдаемый в течение длительного времени) не только напрямую связан с затратами на электроэнергию, но и с расходами на техническое обслуживание насоса, а также возможными постэксплуатационными расходами, которые могут возникнуть при преждевременном выходе оборудования из строя.

В конце концов, наибольшее значение отводится энергетической эффективности

Несколько анализов затрат, возникающих за весь срок эксплуатации насосов, выполненных в компании Düchting, дали одинаковый результат. При эксплуатации больших лопастных насосов, более высокие начальные расходы в течение двух–трех лет компенсируются низкими расходами на электроэнергию и техническое обслуживание оборудования (рис. 5).

Аналитические исследования, выполнявшиеся на протяжении пяти лет эксплуатации оборудования, показали, что стоимость приобретения энергетически эффективных насосов в среднем составляет от 5% до 7% от общих затрат на насосное оборудование.

>>>

Shlangenz
Стальная гибкость
8 (800) 100-10-26
www.shlangenz.ru
Сделано в России

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

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

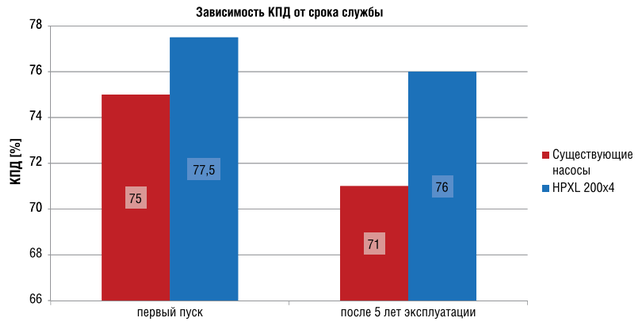
Продукция компании «Shlangenz» используется для гашения шума и вибрации, поддержания глубокого вакуума и компенсации динамических нагрузок от работающего оборудования практически во всех отраслях промышленности.

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

ПРЕИМУЩЕСТВА «Shlangenz»

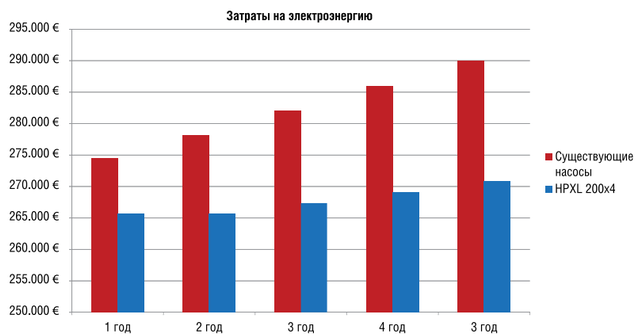
- Производственные мощности
- Уникальность и технологии
- Гарантия качества
- Техническая поддержка
- Военная приемка

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



КПД [%]	первый пуск	после 2 лет	после 3 лет	после 4 лет	после 5 лет
Существующие насосы	75	74	73	72	71
HPXL 200x4	77,5	77,5	77	76,5	76

Рис. 5. В зависимости от КПД насосов различаются и расходы, возникающие на протяжении всего срока их эксплуатации. Справа (синим) отображен КПД насоса компании Düchting, а слева (красным) отображен КПД насоса, изготовленного конкурирующим производителем



Стоимость электроэнергии	0,08	€/кВтч

Рис. 6. Коэффициент различия расходов на электроэнергию может доходить до 2

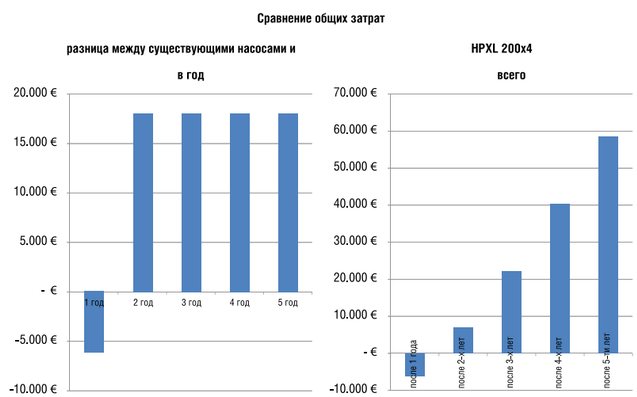


Рис. 7. Сравнительный анализ расходов, возникающих на протяжении всего срока эксплуатации насоса, выявил значительные различия. Этот анализ является основой для принятия инвестиционного решения

Общая концепция

В заключение следует обратить внимание на ключевой фактор, касающийся не только самого насоса. Решающее значение для степени эффективности насоса и расходов, возникающих на протяжении его эксплуатации, имеет не только сам насос. Не менее важны оптимальная конструкция оборудования, его адаптация к соответствующим требованиям и условиям эксплуатации, а также оснащение насосов необходимым оборудованием, например, приводами с регулировкой скорости вращения.

Потенциальные возможности экономии электроэнергии и повышения эксплуатационной эффективности насосного оборудования довольно велики. Именно поэтому компания Düchting оказывает поддержку пользователям во всем мире, стараясь подобрать индивидуальное решение, соответствующее требованиям каждого из заказчиков. ●

www.duechting.com

Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6*а*. Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

Международный машиностроительный концерн ГЕА на российском рынке

Концерн GEA производит широкий спектр оборудования для различных отраслей промышленности. Оборудование, выпускаемое в Климовске для российского рынка, по большей части предназначено для нефтегазовой отрасли.

Основой установок, производимых в России, являются винтовые компрессоры GEA Grasso, которые производятся в Германии серийно. Компрессоры отличаются современной конструкцией, запатентованным профилем винтовой пары и рядом других особенностей, обеспечивающих их эффективность. Винтовые компрессоры используются как для сжатия различных газов, так и для компримирования хладагентов в промышленных холодильных установках, с помощью которых охлаждают различные среды в разных отраслях – от нефтегазовой до пищевой. Широкое применение находят и поршневые компрессоры, и центробежная разделительная техника, вакуумсоздающие системы (эжекторы) и другое оборудование, выпускаемое концерном GEA.

Ни для кого не секрет, что наиболее сложное и ответственное оборудование во всей цепочке поставок углеводородов – это динамическое оборудование, то есть оборудование, которое перекачивает или компримирует жидкие, либо газообразные углеводороды. Наиболее надежным признано оборудование, произведенное в Америке или в Европе. Несмотря на то, что российские производители также делают некоторые аналоги, программа импортозамещения показывает, что далеко не все импортное оборудование может быть с легкостью заменено на российское.

Оборудование, предлагаемое концерном в России, является очень хорошей комбинацией западного подхода к проектированию такого рода ответственных изделий с постоянным поиском решений и компонентов, которые доступны на российском рынке, то есть, ГЕА в России стремится проектировать и производить установки с максимальной степенью локализации, пользуясь международным опытом концерна GEA.

Например, не так давно для ООО «Маяк-Энергия» были поставлены две установки ГЕА Сириус блочно-модульного исполнения, производительностью 3150 нм^3/час и мощностью привода 500 кВт каждая. Кроме дожимной компрессорной станции в объем поставки вошли блочный пункт подготовки газа (БППГ) и два блока отключающей арматуры (БОА). Все оборудование было изготовлено в России на производстве ГЕА в Климовске. БППГ разработаны специально для предварительной подготовки, учета объема и контроля качества газа непосредственно перед его подачей на дожимную компрессорную станцию. Оборудование БППГ размещено внутри шумоизолирующего укрытия, но существует вариант исполнения на открытой раме. Блоки подготовки топливного газа от компании ГЕА позволяют существенно продлить ресурс сопряженного компрессорного и иного оборудования, а также снижают затраты на эксплуатацию этого оборудования. Кроме того, в целях повышения эффективности и наилучшей совместимости с внешними инженерными системами, БППГ ГЕА проектируются с учетом конкретного применения и оснащаются необходимыми узлами и компонентами. Таким образом компания предлагает комплексные решения максимальной заводской готовности.

Дожимная компрессорная станция ГЕА в контейнерном исполнении, Климовск

Блок отключающей арматуры (БОА), Климовск

Дожимная компрессорная станция ГЕА до обшивки, Климовск

Помимо изготовления и поставки оборудования компания ГЕА выполняет шеф-монтажные и пусконаладочные работы, осуществляет сервис и поставку запасных частей на протяжении всего срока службы оборудования, а также капитальные и плановые ремонты. Наличие склада запасных частей и штата высококвалифицированных сервисных инженеров (более 120 человек) позволяет решать задачи любой сложности в кратчайшие сроки. Сервис и техническая поддержка в России осуществляются по принципу 24/7.

Согласно своей производственной стратегии GEA стремится локализовать инжиниринг и производство технологических установок на рынках, которые демонстрируют высокий спрос на продукцию концерна. Помимо компрессоров, для холодильных и газовых установок требуются еще тысячи деталей и компонентов. Поэтому концерн делает ставку на развитие долгосрочных отношений с российскими производителями комплектующих и оборудования.

Сегодня доля российских комплектующих и материалов в установках, производимых в России, составляет более 75%. К примеру, в ДКС используются следующие компоненты российского производства: запорная и регулирующая арматура, фильтры системы смазки и тонкой очистки газа, охладители газа и маслоохладители, АВО и насосы тосола, системы вентиляции, отопления и пожаротушения. Вместе с тем, локализация оборудования с одновременным обеспечением европейского уровня качества – это далеко не простая задача.

В настоящее время компания организует визиты специалистов по контролю качества на предприятия, где размещены заказы на компоненты. Они отслеживают, в том числе, качество подготовки документации, качество исполнения изделий в соответствии с конструкторской документацией и на соответствие нормам и правилам, принятым в России.

Если говорить о новых продуктах, то компания ГЕА видит определенную потребность в повышении надежности работы дожимных компрессорных станций, которые компримируют попутный нефтяной газ. Попутный нефтяной газ – это довольно сложная многокомпонентная среда, насыщенная водой, углекислотой, тяжелыми углеводородами, что негативно сказывается на надежной работе компрессорных станций.

В этом году для компании «Лукойл» будет поставлена первая подобного рода установка, которая путем охлаждения попутного нефтяного газа будет осуществлять сепарацию тех самых тяжелых углеводородов, воды и прочих вредных компонентов, которые снижают надежность работы ДКС. При этом надо отметить, что, в отличие от других аналогов, эта установка компактней, она использует искусственный холод только в летний период, все остальное время она использует естественный холод окружающей среды, то есть она потребляет как минимум в два раза меньше электроэнергии, чем стандартная холодильная установка, которая могла бы быть использована для решения подобного рода задач. ●

GEA engineering for a better world

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

Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

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

Основным источником азота и кислорода является атмосферный воздух. Для промышленного производства этих газов используют метод криогенной ректификации, короткоцикловую безнагревную адсорбцию или мембранную технологию. Метод короткоцикловой безнагревной адсорбции (КБА) стал использоваться в промышленности с 60-х годов прошлого века. Метод основан на патенте американского изобретателя Скарстрома. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии. Метод криогенной ректификации целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха, т.е. при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона.

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

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

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее: более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией: процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии; для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что так же влечет дополнительный расход электроэнергии ;относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозатраты на получение азота в этих установках в среднем составляют 1,1 кВт-ч/м³.

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

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

>>>

проВИТА

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

OPEROR pro VITA
РАБОТАЕМ для ЖИЗНИ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

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

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

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

МЫ ИЗГОТАВЛИВАЕМ ОБОРУДОВАНИЕ
для Лукойла, Газпрома, Башнефти, Татнефти, МунайГаза
и других отечественных и зарубежных компаний

www.provita.ru

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

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

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

Газообразный кислород с чистотой от 90 до 95% широко используется в разнообразных отраслях промышленности: сварка и пайка металлов, черновая резка металла, огневая обработка стекла, извлечение благородных металлов из руд, рыборазведение, озонирование при отбеливании продукции в целлюлозно-бумажной промышленности и т.п. Широкое внедрение кислород с концентрацией до 95% нашел в медицине, особенно после 1 сентября 2013 г., когда вступил в действие ГОСТ 10083-2011.

Широкому внедрению адсорбционных установок способствовали их конкурентные преимущества перед альтернативными способами получения кислорода, в основном перед криогенным. В отличие от него адсорбционный способ позволяет создавать сверхмалые установки, позволяющие решать локальные задачи. При этом выход на режим адсорбционного генератора не превышает 10–15 мин. Кроме того, прогресс в разработке оптимальных схем и адсорбентов привел к тому, что к настоящему времени стоимость кислорода оказалась практически одинаковой для обоих способов его получения.

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

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

В производстве электроники азот применяется для продувки областей, не допускающих наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами – азот может успешно заместить воздух.

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

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

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

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

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

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

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

Адсорбционная азотная станция в контейнере

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

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

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

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

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

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

>>>

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

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

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

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

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

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

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

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

проВИТА

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

АРСЕНАЛ МАШИНОСТРОЕНИЕ

ЗИФ
ПРОСТОЙ НАДЕЖНЫЙ ИЗВЕСТНЫЙ

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

Решения по сжатому воздуху

Винтовые блоки собственного производства

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

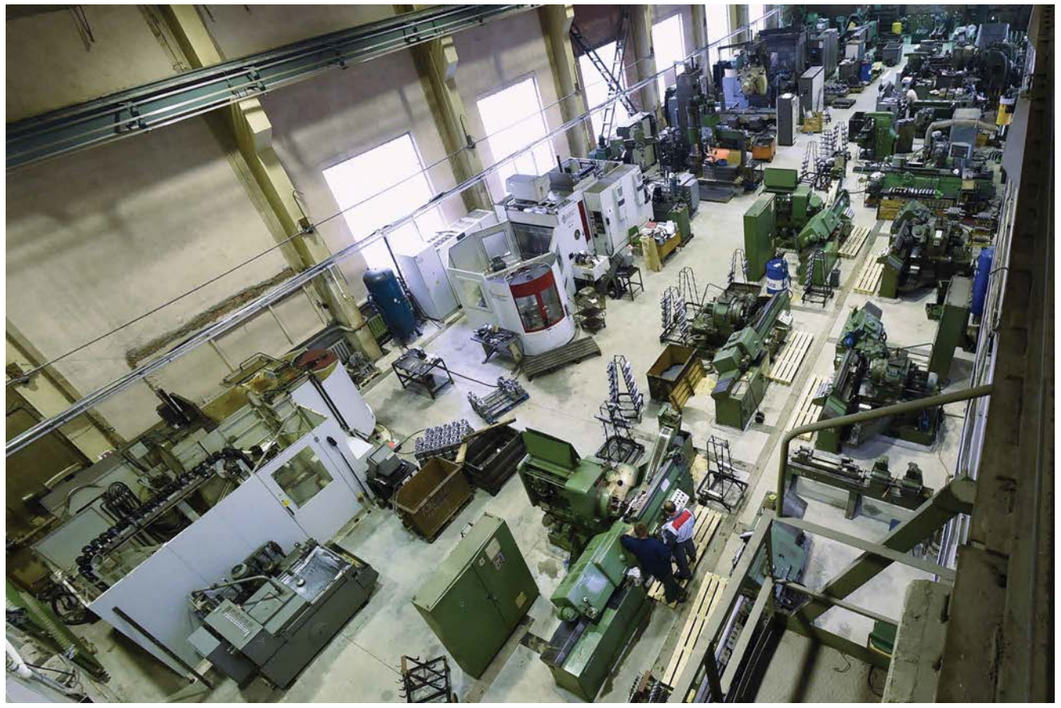
www.zif.su

ЗИФ™ КОМПРЕССОРЫ

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

Компрессорное оборудование «Арсенал Машиностроение» для нефтегазового сектора

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



Модернизированные обрабатывающие центры для производства винтовых компрессорных блоков

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

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

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

Завод готов предложить своим клиентам:

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

Компрессорная станция в составе блок-контейнера.

Внутри блок-контейнера

Процесс производства винта компрессора

Сенсорный дисплей микропроцессорной системы управления

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

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

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

АРСЕНАЛ МАШИНОСТРОЕНИЕ

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

Завод «РТМТ» – развитие продолжается

В 2017 году российский завод по производству трубопроводной арматуры «РТМТ» отмечает свой первый юбилей – пять лет со дня открытия собственного производства. Эта дата как нельзя лучше подходит для того, чтобы подвести первые итоги и оценить дальнейшие перспективы развития компании.

Даже у самого уверенного управленца в момент организации нового дела возникают сомнения в том, будет ли предприятие успешным, удастся ли преодолеть трудности первых лет и добиться устойчивого развития. Особенно трудно приходится тем, кто предпринимает эти попытки в столь сложной отрасли, как арматуростроение. Конкуренция со стороны производителей и поставщиков низкокачественной арматуры на отечественном рынке столь велика, что преодолеть предубеждение клиентов против российской продукции, да еще выпущенной новым предприятием, не так просто. Но четко сформулированные цели и планомерное движение к ним способны преодолеть любые преграды – это доказал успешный опыт завода «РТМТ», расположенного в Кургане. Его площадка включает производственный корпус площадью 6000 м^2 и административное здание площадью более 600 м^2.

За пять лет РТМТ удалось не просто удержаться на рынке, но и прочно занять свою нишу – стать поставщиком трубопроводной арматуры для компаний, связанных с нефтедобычей и нефтепереработкой. По словам генерального директора завода «РТМТ» Александра Шушарина, доля других предприятий в портфеле заказов в настоящее время резко стремится к нулю, и этот выбор был сделан сознательно: «Мы не в состоянии конкурировать там, где основной критерий выбора поставщика – цена, где вопрос качества и надежности арматуры ставится в последнюю очередь. Там есть свои фавориты. Хорошее не может быть дешевым. Введение крупными нефтедобывающими компаниями входного контроля закупаемой продукции у заказчика, с одной стороны, конечно, вносит определенный дискомфорт в работу. Но, с другой стороны, это отсекает производителей низкопробной арматуры и дает возможность конкурировать с себе подобными, дает стимул и дальше поднимать качество выпускаемой продукции».

Именно жесткий контроль за качеством продукции позволил заводу «РТМТ» занять устойчивое положение на рынке и приобрести репутацию надежного производителя. Помимо прочего, этому способствовало и внедрение собственной разработки – системы «Контроль уникальности продукции» на основе программы 1С:УПП. Первоначально система задумывалась как средство, обеспечивающее отслеживание деталей от заготовки до изделия. Не секрет, что после сборки большая часть информации по изготовлению деталей обезличивается, особенно в серийном производстве, и производитель не может восстановить сведения о комплектующих деталях даже по номеру трубопроводной арматуры. Система получилась многофункциональной, что позволило решить попутно целый ряд задач: повысить ответственность изготовителя на каждой операции; выполнить учет каждой заготовки; проследить состав каждого изделия с возможностью проверки данных сертификатов; усложнить подмену продукции контрафактом.

За время, прошедшее с запуска производства, завод «РТМТ» освоил изготовление большого ряда трубопроводной арматуры. Только по видам, номинальному проходу и номинальному давлению выпускается около 180 исполнений, а с учетом типов присоединений, материалов, климатического исполнения, вида и температуры проводимой среды, конструкции сальникового узла, вида управления, различных покрытий и т.д. – более 2000. В настоящее время освоено изготовление трубопроводной арматуры в диапазоне DN10…300, PN1.6…40,0 МПа. Объем производства составляет более 6000 единиц продукции в месяц.

>>>

Устойчивое развитие дало возможность заводу регулярно расширять ассортимент. Например, в 2016 году начался выпуск арматуры более высокого давления: Pn 30 MPa, 32MPa, 40 MPa.

По словам заместителя главного инженера завода «РТМТ» Дмитрия Воронова, при разработке конструкций и подготовке производства трубопроводной арматуры всех видов особое внимание уделяется усовершенствованию стандартных узлов и деталей. Так, для предотвращения утечек во внешнюю среду и повышения надежности соединения корпус-крышка на производстве было полностью исключено ненадежное и неремонтопригодное уплотнение металл по металлу. Уплотнение производится прокладкой из неметаллического материала, выбираемого в зависимости от вида и температуры проводимой среды, номинального давления, обеспечивающей работоспособность в течение длительного срока. Конструкция соединения также отличается в зависимости от размеров и номинального давления изделия: от соединения типа выступ-впадина до замкового соединения. Могут устанавливаться и высоконадежные комбинированные прокладки типа СНП.

Корпусные детали задвижек и клапанов на заводе «РТМТ» изготавливаются из кованых заготовок, имеющих значительный запас прочности. Поковки позволяют обеспечить высокую плотность изделий и гарантируют отсутствие протечек рабочей среды в атмосферу.

В качестве сальниковой набивки используются кольца из терморасширенного графита (ТРГ). Этот материал является самым современным, хорошо зарекомендовал себя в последние годы и имеет много преимуществ перед традиционными набивками.

Высокое качество продукции завода «РТМТ» подтвердили многочисленные внешние аудиты ведущих нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих компаний, таких как ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и других. На данный момент, благодаря успешному прохождению аудитов, более 60% выпускаемой продукции завод «РТМТ» поставляет в адрес этих предприятий.

Все эти факторы позволили руководству компании обеспечить стабильное финансовое положение и преодолеть точку безубыточности уже через четыре года с момента запуска производства. Александр Шушарин подчеркнул, что на данный момент его предприятие можно уверенно назвать финансово устойчивым. Все текущее развитие и техническое оснащение завода осуществляется за счет средств компании, без привлечения кредитов, что в наши непростые экономические времена является безусловным показателем успеха. ●

ООО «РТМТ»
Россия, 105064, Москва,
ул. Старая Басманная, д. 12, стр. 5, офис 6
тел. (495) 730-97-80
факс (495) 730-97-80

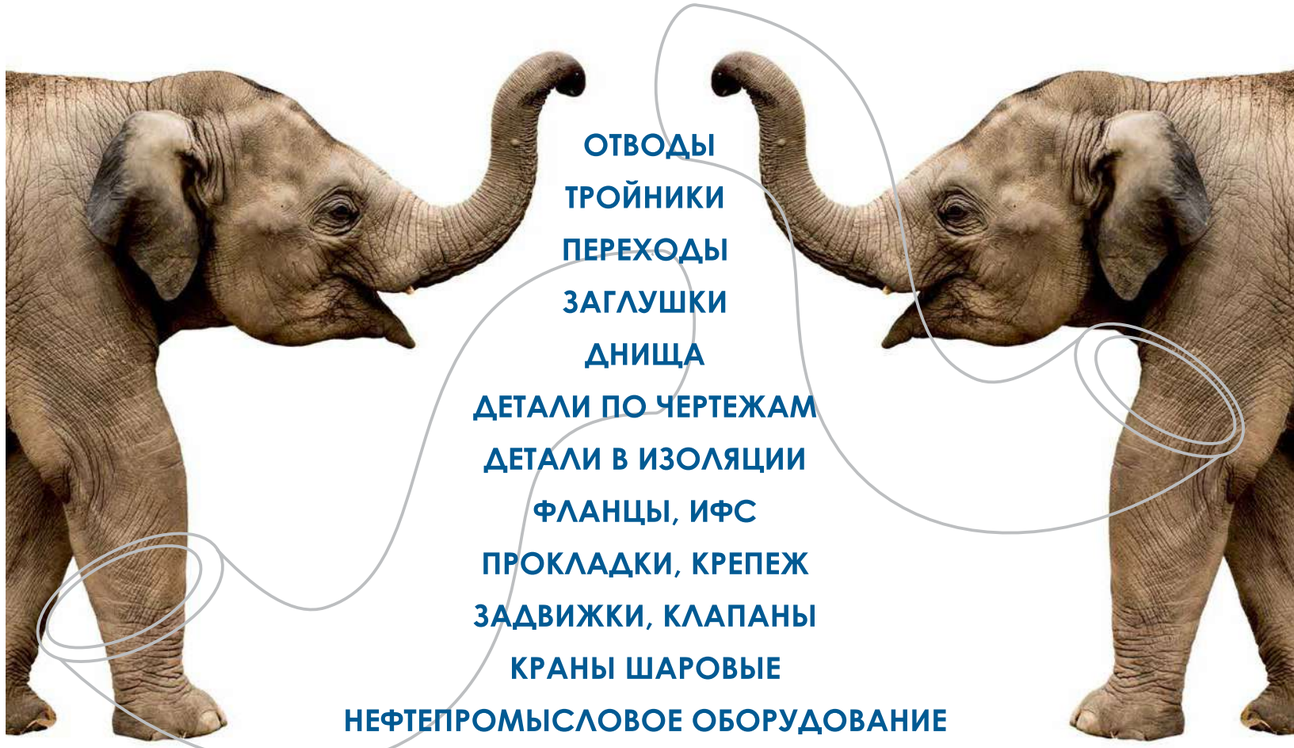
РТМТ

Адрес производства:
Россия, 640014, г. Курган,
ул. Бурова-Петрова, д. 132, стр. 4
e-mail: info@rtmt.ru
www.rtmt.ru

Серебряный мир 2000

ISO 9001 BUREAU VERITAS Certification

ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ
ТРЕХМЕРНАЯ ГИБКА ТРУБ



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

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

ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ
для нефтегазового комплекса

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

Стальная гибкость надежных решений

Александр Алексеевич *ТКАЧЕНКО* – *генеральный директор ООО «Шлангенз»*

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

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

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

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

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

Сегодня 8 производственных цехов расположены на 6 Га земли.

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

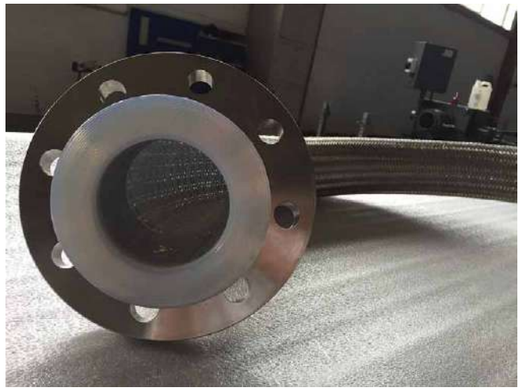
– Установка, а также ее комплектующие, предназначались для работы в суровых условиях Заполярья. Выбор на буровые рукава марки Shlangenz для завода СПГ пал совершенно не случайно. Данная продукция нашей компании способна работать даже при пиковых нагрузках в 700 атмосфер и температуре -55°С, что является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

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

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

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

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



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

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

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

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

Shlangenz
Стальная гибкость

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

Состояние и перспективы газовой отрасли

Комитет Государственной Думы по энергетике провел выездной круглый стол, посвященный состоянию и перспективам газовой отрасли, в г. Надыме – столице Ямальской газодобычи.

Выездное мероприятие Комитета, посвященное законодательному обеспечению развития российской газовой отрасли, состоялось непосредственно в регионе, где с работой отрасли можно познакомиться вживую. Депутаты посетили Бованенковское месторождение – крупнейшее на полуострове Ямал.

Разведанные и предварительно оцененные запасы газа здесь составляют 4,9 трлн. куб. м. Проектный уровень добычи газа — 115 млрд. куб. м в год. Всего на месторождении будет работать три газовых промысла. Два из них уже введены в эксплуатацию. В перспективе проектный уровень добычи газа на Бованенковском месторождении должен увеличиться до 140 млрд. куб. м в год. Фактическая добыча на месторождении наращивается постепенно, исходя из потребностей рынка. Так, в 2012 году было извлечено 4,9 млрд. куб. м газа, в 2013 – 22,8, в 2014 – 42,8, в 2015 – 61,9, в 2016 году – 67,4 млрд куб. м.

Бованенковское месторождение – сердце Ямальского центра газодобычи, который в перспективе станет одним из основных для развития газовой отрасли России. На Ямале будет производиться до 360 млрд. куб. м голубого топлива. Суммарные запасы и ресурсы всех месторождений полуострова Ямал: 26,5 трлн. куб. м газа, 1,6 млрд. тонн газового конденсата, 300 млн. тонн нефти.

Всего на полуострове 32 месторождения, в том числе Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, Северо-Тамбейское, Южно-Тамбейское, Новопортовское, Нурминское, Каменномысское и другие.

Для вывода газа с полуострова Ямал идет развитие газотранспортной системы так называемого Северного коридора, которая должна будет доставить газ напрямую не только российским, но и европейским потребителям. Также газ региона ляжет в основу масштабных СПГ-проектов.

Об этом на круглом столе Комитета рассказал Первый заместитель губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа Алексей Ситников. Он отметил, что основные вопросы, требующие законодательного обеспечения в связи с развитием газо- и нефтедобычи на Ямале, связаны с минимизацией экологического ущерба уникальной природе Арктики. По его мнению, было бы целесообразно принятие отдельного закона об Арктической зоне, который бы четко регламентировал хозяйственную деятельность в Арктике и на шельфе.

О ситуации в отрасли, стоящих перед ней задачах и существующих развилках в принятии решений о ее развитии говорил в своем выступлении **председатель Комитета по энергетике Павел Завальный.** *«Обладая самыми большими в мире запасами газа, Россия является ведущей газовой державой мира. Наша газовая отрасль с самого начала развивалась как единый технологический, организационный и экономический механизм – это ее отличительная черта» - подчеркнул он. По мнению Завального, ключевой вопрос, который стоит сегодня – сможет ли газовая промышленность и, шире, ТЭК, по-прежнему играть роль локомотива развития и ключевой опоры российской экономки, и что можно и нужно сделать, чтобы они справлялись с этой ролью, сохраняя и свое устойчивое развитие. «Для решения этих задач газовой отрасли нужна смена парадигмы развития в пользу более динамичного развития внутреннего рынка, расширения применения газа, глубокой его переработки. Такие планы есть и уже реализуются. Но, на мой взгляд, нужны более четкие и амбициозные цели, программы господдержки этих направлений. Они будут способствовать росту добавленной стоимости в отрасли, развитию смежных отраслей экономики и росту ВВП страны»*, заявил Завальный.

Как сообщил **Директор Департамента добычи и транспортировки нефти и газа Министерства энергетики РФ Александр Гладков**, именно внутренний рынок газа наряду с рынком Азиатско-Тихоокеанского региона рассматривается в качестве приоритетного направления увеличения поставок в проекте Энергетической Стратегии России до 2035 года, который должен быть утвержден Правительством РФ в ближайшее время. Вслед за ней появится и еще один важнейший отраслевой документ – Генеральная схема развития газовой отрасли, включая Концепцию внутреннего рынка газа.

Скорейшее появление этих документов необходимо, в том числе, и в связи с развитием единого рынка газа стран ЕАЭС.

Сегодня внутренний рынок газа растет довольно слабо. Увеличение спроса должна дать газификация регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока в рамках реализации Восточной газовой программы. В связи с этим Министерство энергетики заинтересовано в скорейшем принятии законопроектов, направленных на упрощение технического присоединения потребителей газа и повышение дисциплины платежей за газ. Также законодательного урегулирования требует ряд проблем, возникающих в связи с освоением континентального шельфа, в частности, по вопросам обеспечения реализации суверенных прав Российской Федерации на континентальном шельфе, оборота искусственных островов, установок, сооружений, расположенных на шельфе, ввоза отходов на территорию страны с искусственных островов, установок и сооружений на континентальном шельфе России.

Директор Департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды РФ Алексей Орел рассказал о главных вызовах, стоящих перед геологической отраслью в части изучения и разведки запасов энергоресурсов.

Во-первых, это общее ухудшение состояния разрабатываемой минерально-сырьевой базы и сокращение поискового задела, и, во-вторых, определенная переобеспеченность ведущих недропользователей запасами сырья. При этом все эти сложности касаются газовой отрасли в значительно меньшей степени, чем нефтяной. Не стоит забывать при этом, что в плане геологоразведки нефтяная и газовые отрасли тесно переплетаются.

>>>

www.antifretting.ru
Производственная компания
АНТИФРЕТТИНГ

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

ПРИМЕНЕНИЕ:

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

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

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

И. о. заместителя директора Департамента государственного регулирования тарифов, инфраструктурных проектов и энергоэффективности Минэкономразвития России Павел Шумов обозначил основные тенденции развития газовой отрасли с точки зрения Минэка. Это стабилизация темпов роста спроса на газ, снижение газоемкости производств и расширение секторов газохимии и газомоторного топлива, а также дальнейшее развитие конкуренции в отрасли даже в условиях ограниченного спроса на газ в России. Необходима адаптация институциональных условий работы отрасли к реально существующему сегодня рынку, совершенствование подходов к ценообразованию, правилам доступа к ЕСГ, развитие биржевой торговли газом.

Развернутый доклад о развитии газовой отрасли представил **Заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Василий Петличенко**. По прогнозам аналитиков компании, равно как и большинства отраслевых экспертных институтов, в среднесрочной перспективе природный газ наиболее востребованным в мире из первичных энергоресурсов. Мировые потребности в газе будут расти на 1,5% в год, и самым емким рынком будет Азия.

Добычные и инфраструктурные проекты, реализуемые «Газпромом», направлены на сохранение и усиление позиций России на мировых газовых рынках. «Северный Поток2», «Турецкий Поток», «Сила Сибири», развитие проектов СПГ экономически обоснованы и четко сориентированы на удовлетворение перспективного спроса на газ.

Природный газ является основой топливно-энергетического баланса России, поэтому при принятии государственных решений о развитии отрасли очень важен взвешенный подход к любым инициативам и изменениям. Необходимо осознание того факта, что доходы от газового экспорта уже не могут субсидировать поставки на внутренний рынок, выравнивание условий работы для всех участников внутреннего рынка газа, поэтапность в его развитии, повышение доходности внутреннего рынка газа не только для независимых производителей, но и для Газпрома – единственной компании, чьи оптовые внутренние цены на газ регулируются государством. Также Василий Петличенко подчеркнул важность сохранения вертикальной интеграции Газпрома, которая позволяет компании гибко балансировать поставки и покрывать сезонную неравномерность спроса на газ в России, поддерживать и развивать Единую газотранспортную систему, реализовывать крупные инвестиционные и социальные проекты.

Заместитель начальника управления Департамента ПАО «НОВАТЭК» Сергей Мартыненко рассказал о проектах компании, реализуемых в Арктике. Комплексный план развития производства СПГ на полуострове Ямал и Гыдан, ответственным по которому выступает НОВАТЭК, предусматривает возможность производить до 33 млн тонн СПГ к 2025 г. Заводы СПГ на базе Южно-Тамбейского и Салмановского месторождений смогут обеспечить более 7% мирового производства СПГ. Пуск первой очереди завода Ямал-СПГ мощностью 5,5 млн. тонн СПГ планируется в 2017 году, с последующим увеличением объемов производства до 16,5 млн. т. СПГ в год.

Планируемый год ввода первой очереди завода Арктик СПГ 2 – 2023. Также НОВАТЭК создает Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений в с. Белокаменка Мурманской области для обеспечения СПГ проектов российским оборудованием. Эффективность реализации проектов в Арктической зоне России непосредственно связана с необходимостью совершенствования нормативного обеспечения в сфере охраны окружающей среды, недропользования, строительства, налогообложения, вопросов гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций. Работа над ними ведется с участием специалистов НОВАТЭКа, Газпрома, ЛУКОЙЛа и других крупнейших компании на площадке Российского газового общества.

Управляющий директор российского подразделения «Винтерсхалл» Маргарита Хоффманн представила взгляд иностранных инвесторов на работу российской газовой отрасли. Совместные экономически взаимовыгодные проекты и обмен активами – залог стратегического партнерства России и Европы в энергетической сфере. Они укрепляют энергетическую безопасность всего европейского пространства. Иностранные инвесторы рассчитывают на дальнейшее улучшение инвестиционного климата работы в России и надеются на нормализацию внешнеполитической обстановки.

Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Николай Петрунин озвучил перечень проблем газовой отрасли, требующих законодательного урегулирования. В частности, крайне актуальной является проблема неплатежей за поставленный газ. Она является, в том числе фактором, негативно влияющим на темпы газификации регионов Российской Федерации. На уровне нормативного обеспечения нужно решать и проблему самовольного подключения к газопроводам, приводящего к чрезвычайным ситуациям, угрожающим жизни и здоровью людей.

Законодательная поддержка необходима продвижению использования природного газа в качестве моторного топлива. Многие страны уже давно признали природный газ наиболее универсальным и доступным топливом, способным заменить традиционные продукты нефтепереработки. Главным преимуществом использования газового топлива является его экологичность. В России это направление важно не только для увеличения внутреннего спроса на газ, но и для решения экологических проблем, особенно, в крупных городах.

Предложения, прозвучавшие на круглом столе Комитета по энергетике в Надыме, войдут в рекомендации Комитета в адрес Правительства РФ, Государственной Думы, органов исполнительной власти различных уровней. ●

Разновидности газового топлива и их основные характеристики

***В. КОСТЮКОВ** – ведущий аналитик компании «Алгоритм Топливный Интегратор»*
***С. ШКОДА** – заместитель Директора департамента торговых операций компании «Алгоритм Топливный Интегратор»*

Существует три разновидности газового топлива, СУГ, КПГ, СПГ, которые читатели, мало знакомые с этой темой, часто путают или не различают вообще, объединяя их в одно понятие – газовое топливо.

- **СУГ** – сжиженные углеводородные газы, представляющие собой смесь пропана и бутана в различных пропорциях, получаемую на газоперерабатывающих заводах после разделения нефтяного попутного газа по фракциям: метан – этан – пропан – бутан. Пропан-бутановая смесь имеет высокую критическую температуру, что позволяет сжижать ее и поставлять потребителю в жидком состоянии при относительно невысоком давлении, до 16 атм. ГОСТом предусматривается производство двух марок пропан-бутановых смесей: летняя смесь с долей пропана до 55% от общего объема и зимняя смесь, с увеличенной долей пропана – до 95% от общего объема. Применение двух марок смесей СУГ, в зависимости от окружающей температуры, позволяет круглый год эксплуатировать автомобили на газомоторном топливе. Октановое число газа превышает 100 ед., что не требует введения октаноповышающих добавок.
- **КПГ** – компримированный природный газ, представляет собой знакомый каждому магистральный природный газ метан, но сжатый на компрессорных установках до 200 атм. Природный газ поступает на АГНКС (автомобильная газонаполнительная компрессорная станция) по газопроводам. На станции газ осушается и закачивается в аккумуляторы газа под давлением 200 атм. и в таком виде закачивается в баллоны транспортных средств.
- **СПГ** – сжиженный природный газ метан, но охлажденный на криогенных установках до температуры минус 162°С, при которой метан переходит в жидкое состояние. При сжижении природный газ уменьшается в объеме примерно в 600 раз. В таком виде СПГ транспортируется газовозами в регионы, куда не проложена газовая магистраль. В автомобильной технике применяются в качестве топлива в основном СУГ и КПГ.

Установка газобаллонного оборудования для заправки СУГ стоит в среднем 45–50 тыс. руб., а установка комплекта оборудования для КПГ – около 60–65 тыс. руб. По расчетам Минэнерго, переоборудование автомобиля на КПГ окупится за 50 тыс. км, а на СУГ – за 35 тыс. км. То есть, перевод на газомоторное топливо автомобиля выгоден, прежде всего, тем, кто много ездит, и очень рациональным выглядит перевод бюджетного, а в особенности – муниципального автотранспорта на газ. Габариты, стоимость газобаллонного оборудования, его масса, рабочее давление в системе и цена самого газа различаются, в зависимости от используемого газового топлива, и это определяет класс автомобилей, на которых оно будет использоваться.

Основная область применения КПГ – автобусы и грузовики, что связано с высокой ценой, весом и размером газобаллонного оборудования. Оборудование для пропан-бутана (СУГ) компактнее, его установка легче и дешевле, имеет меньшую массу чем для КПГ и, как следствие, оно активнее используется на легковом транспорте, а также на коммерческом транспорте с небольшой грузоподъемностью, например, ГАЗель и ПАЗ.

Каковы же преимущества использования газомоторного топлива?

- КПГ внедрялся преимущественно на муниципальных (бюджетных) автопредприятиях, использующих автобусы и большегрузные автомобили, применению данного топлива сопротивлялись работники этих автопредприятий, ведь они зарабатывали тем, что имели возможность хищения дизельное топливо с рабочего транспорта либо завышали его расход, а затем нелегально занимались его реализацией имея дополнительный заработок от продажи. Хищение КПГ очень сложно технически, связано с риском поломки дорогостоящего оборудования и не выгодно экономически из-за его малой стоимости, поэтому внедрение газа в качестве топлива перекрывало дополнительный доход для работников автопарков. Поэтому работники таких предприятий, всеми способами препятствовали установке и использованию КПГ на транспорте. Такая практика вела к сокращению количества транспорта на КПГ и заправочных станций.
- Сжатый и сжиженный газ обладает высоким октановым числом (110 ед.), что практически исключает детонацию и ведет к снижению нагрузки на детали двигателя.
- Газ не смывает масляную пленку с поверхности цилиндров, что позволяет увеличить моторесурс в среднем на 40%.
- За счет минимального содержания примесей и окисляющих веществ в продуктах сгорания на 50% увеличивается срок службы моторного масла, не образуется нагар на свечах, стенках камер сгорания и клапанах.
- Установив ГБО, мы получаем многотопливный автомобиль с двумя независимыми системами подачи топлива, соответственно повышается надежность транспортного средства за счет дублирующей системы топливного питания. Суммарный пробег на одной заправке возрастает вдвое.
- При правильной эксплуатации оборудования межремонтный период до замены резинотехнических изделий составит не менее 5 лет.
- Газ примерно вдвое дешевле бензина.
- Исключается возможность замены топлива более дешевыми и низкокачественными аналогами (для дизтоплива это – судовое маловязкое топливо и дистиллят газового конденсата, для высокооктановых бензинов – это «полуфабрикаты» товарных бензинов с применением присадок повышающих октановое число.
- Важен и экологический фактор. Содержание вредных веществ в выхлопных газах автомобилей с бензиновым двигателем, переоборудованным для работы на газу, – на 70% меньше, чем у чисто бензиновых, а у дизельных – на 53% меньше. При этом в таких выхлопных газах содержится в десять раз меньше оксида углерода, в два раза меньше окислов азота и практически отсутствует сажа. В среднем по России на выхлопные газы приходится около 45% всех выбросов вредных веществ в атмосферу, а в Москве этот показатель доходит до 88%. Экологичность газомоторного топлива является веским доводом в его пользу при сравнении с бензином и дизелем. Однако, для автовладельцев наибольшее значение имеют экономические показатели. Но и в этом компоненте метановые виды – КПГ и СПГ – выгоднее, чем использование бензина, дизеля или СУГ.

В настоящее время все больше развивается направление многотопливных заправочных станций с реализацией, помимо автобензинов и дизельного топлива, именно СУГ. Основными поставщиками топливных СУГ являются ВИНК «Газпром газэнергосеть», «Газпром нефть», «Сибур», «Роснефть», ЛУКОЙЛ, а также газовая компания НОВАТЭК и нефтехимическая Сибур.

Основной прирост происходит за счет строительства заправок, принадлежащих именно ВИНКам – более 25% всех АГЗС принадлежат производителям СУГ и в дальнейшем эта доля будет увеличиваться. Согласовать размещение станции заправки СУГ на уже существующей АЗС существенно легче, чем КПГ, доставка СУГ до АГНКС по техническим и логистическим критериям так же значительно легче чем для КПГ, поэтому на большинстве многотопливных заправках продается именно пропан-бутановая смесь. Заправочных станций на СУГ в России более 3,5 тыс., а это значит, что заправить такой автомобиль более или менее легко, а вот автомобилей, работающих на метане, у нас в стране, по разным оценкам, менее 100 тыс., при этом количество заправок составляет около 260.

В связи с малым количеством автомобилей на КПГ и неразвитостью сети АГНКС, объемы продаж сжатого природного газа, в качестве газомоторного топлива, очень скромны. Пропан-бутановое направление медленно, но все же развивается за счет сравнительной технической простоты использования по сравнению с КПГ, а также низкой стоимости топлива на фоне традиционных автомобильных видов топлива. Однако у природного газа (метана) перед СУГ есть весомый плюс, его цена напрямую не зависит от объемов добычи и переработки нефти, гораздо ниже самого СУГ, не говоря уже о дизельном топливе и высокооктановых бензинах, это самое быстро возобновляемое топливо в мире и его запасы огромны.

>>>

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"

Колонка заправочная газовая (КЗГ) «Эталон-К»

Максимальное входное давление, МПа	25
Рабочее давление, МПа	20
Выходное давление заправки газа, МПа	19,6
Диапазон измерения расхода газа, кг/мин.	1–70
Напряжение электропитания, В	24 постоянного тока
Связь RS-485 протокол MODBUS RTU	в комплект поставки входит конвертер RS-485/RS-232 и ПО для подключения к ПК
Усилия разрыва муфты, кгс	35–50
Диапазон отображения массы заправленного газа, кг(м^3)	0,00…999,99
Количество входных линий газа	1, 2 или 3
Количество постов заправки	1 или 2

В КЗГ «Эталон-К» применены:
- **компактный электромагнитный клапанный блок,**
- **встроенные обратные клапана и фильтры для экономии внутреннего объема и удобства монтажа,**
- **съемный капот для внешних подключений,**
- **быстросъемные торцевые панели для доступа к внутренним коммуникациям для удобства обслуживания КЗГ.**

■ Срок службы КЗГ «Эталон-К» 20 лет ■ Диапазон рабочих температур от -40°С до +50°С

Надежное оборудование для АГНКС

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
www.gazprom-auto.ru

Дочернее общество ПАО «Газпром автоматизация»
ООО Завод "Калининградгазавтоматика"
236000, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15
Тел.: +7 (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-028, 576-033, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru
www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции
ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел.: (495) 933-62-30, факс: 933-62-32
e-mail: info@invest-gaz.ru
www.invest-gaz.ru

В настоящее время для России тема развития газомоторного топлива особенно актуальна, это связано с падением цен на нефть и введением экономических санкций, которые привели к серьезным негативным последствиям для российской экономики.

Вслед за ценой на нефть упала и стоимость рубля по отношению к мировой валюте, произошло удорожание импортных товаров, рост инфляции и снижение реальных доходов населения, а ведь одним из значимых барьеров на пути преодоления экономических проблем является снижение покупательской способности населения нашей страны. Снижение цен на товары и услуги позволит реанимировать покупательскую активность и как раз внедрение газа, в данном случае именно природного газа (метана), как моторного топлива, призвано снизить транспортные расходы, которые составляют значительную стоимость тех самых товаров и услуг.

Хотелось бы подробнее остановиться на проблематике развития газомоторного топлива именно на основе КПГ и СПГ.

Государство в лице монополиста газовой отрасли концерна «Газпром» – наиболее заинтересованная сторона в переводе транспорта на метановое газомоторное топливо, это даст больший объем высвобождаемой нефти, которую можно направить на экспорт. Несмотря на увеличение в последние несколько лет добычи нефти, в будущем стоит ожидать ее падения из-за естественного истощения старых месторождений. При анализе данных публикуемых ЦДУ ТЭК РФ, мы увидим, что сейчас российские показатели добычи нефти растут в основном за счет новых проектов, преимущественно осуществляемых в Восточной Сибири, в то время как старые месторождения показывают негативную динамику дебита добычи. В сложившейся ситуации высвобождение дополнительных объемов нефти и экспортных видов нефтепродуктов с внутреннего рынка приобретает особую экономическую значимость.

В общей сложности, парк газобаллонных автомобилей в мире насчитывает около 18 млн машин или 1,5% всего автопарка. По прогнозу Международного газового союза, меры, предпринимаемые правительствами некоторых стран для стимулирования рынка газовых автомобилей и газомоторного топлива, приведут к росту автопарка до 50 млн машин к 2020 году и 100 млн – к 2030 году. В настоящее время ежегодный прирост парка газобаллонных автомобилей в мире составляет в среднем 25%.

Правительства многих стран мира заинтересованы в развитии рынка газовых автомобилей по нескольким причинам, основной из которых является поддержание и стабилизация экономики. Дело в том, что перевод автопарков госкомпаний и городского транспорта на газ позволяет значительно сократить бюджетные расходы (стоимость метана в среднем в три-четыре раза ниже цен на бензин) и себестоимость услуг.

Крупнейшими автомобильными парками на газовом топливе располагают Иран, Пакистан, Аргентина, Бразилия и Индия. В этих странах действуют государственные программы по развитию газобаллонного транспорта. В развитии газомоторного топлива особенно стоит выделить Пакистан и Иран. Обладая в 1999 г. весьма скромными парками автомобилей на газовом топливе, к прошлому году эти государства заняли первые места в мире по количеству автомобилей, работающих на компримированном газе: 2,5 млн в Пакистане и 2 млн в Иране.

В Пакистане полностью запрещено использование дизельного топлива на малых и средних автомобилях, а государство выдает льготные кредиты населению на переоборудование машин для работы на газе.

Например, **Иран** стал активно развивать газомоторный автопарк только после попадания под международные санкции.

Компании, эксплуатирующие автомобили на природном газе, имеют больше шансов получить государственный заказ, а ввоз импортного автомобильного газового оборудования и систем для газозаправочных станций не облагается налогом. Переводя машины на метан, иранское правительство стремилось высвободить больше объемов нефтепродуктов для экспорта. В последние 10 лет Иран существенно увеличил использование транспорта на природном газе,
что позволило избежать ряда негативных последствий после ввода международных санкций, до минимума сокративших экспорт нефти страны и отрицательно повлиявших на курс национальной валюты. Обладая одними из крупнейших в мире запасами природного газа, страна начала масштабную программу по использованию КПГ, предусматривающую субсидирование топлива для потребителей. Сейчас Иран является лидером по использованию транспорта на природном газе в мире, соперничая лишь с Китаем. По данным Financial Times, количество автомобилей, способных использовать два вида топлива, на дорогах Ирана за последние 10 лет выросло с 1500 до 3,5 млн. За этот же период количество заправочных станций увеличилось с 60 до 2074.

В декабре 2001 года Европейская экономическая комиссия ООН приняла резолюцию, предусматривающую перевод к 2020 году на природный газ 10% парка автотранспортных средств в странах Европы – это около 23,5 млн единиц. Для их заправки ежегодно потребуется 47 млрд кубометров газа.

Однако, Европейские страны и США существенно отстают от лидеров по количеству транспорта на метане. Больше всего газомоторных автомобилей в Италии – 823 тыс., а в США только 142 тыс.

За последние 15 лет **в Италии** число автомобилей, работающих на газовом топливе, почти утроилось, количество заправочных станций выросло в четыре раза, т.е. в начале 2014 года количество АГЗС достигло 1000. В Италии вообще запрещено строить АЗС без блока заправки природным газом. В стране использует более 750 тыс. автомобилей на ГМТ. При переводе автомобиля на КПГ владелец транспортного средства освобождается от уплаты налогов на три года и получает единовременную премию. Италия выступает в качестве государства, доминирующего в использовании ГМТ в Европе. Италия, также, является одним из лидеров по разработке и производству высококлассного газомоторного оборудования, как для СУГ так и для СПГ, пользующегося большим спросом в России. Например, такие фирмы как, LOVATO, LANDIRENZO, Stefanelli и Tartarini, уже давно заслужили уважение среди наших автомобилистов из-за своей надежности и качества.

В Германии перевод автомобилей на природный газ рассматривается как одно из приоритетных направлений обеспечения устойчивого энергетического развития и экологической безопасности страны. Прогнозируется, что к 2020 году автопарк Германии, использующий КПГ в качестве моторного топлива, вырастет до 6,5 млн автомобилей и составит примерно 30% от всего автопарка. Государство предоставляет в этой сфере льготы как частным автовладельцам, так и владельцам малого и среднего бизнеса. За счет государственных субсидий компенсируются затраты на переоборудование автомобилей для работы на КПГ или на покупку нового автомобиля, изначально использующего КПГ в качестве моторного топлива. Для личных легковых автомобилей, например, базовая величина компенсации составляет 60% от суммы дополнительных затрат, а для малотоннажных грузовиков может достигать 100%.

США активно продвигают использование природного газа для автотранспорта в качестве альтернативы нефтяным топливам как на федеральном, так и на региональном уровне. Помимо федеральных законов, дающих налоговые льготы на использование автотранспорта на природном газе, отдельные штаты лоббируют свои собственные законопроекты, увеличивающие размеры выплат для юридических и физических лиц. Правительство предоставляет пятилетние налоговые льготы, действующие до 2020 финансового года. Даже после окончания льготного периода акцизы на природный газ и пропан составят $0,24/галлон, в то время как для дизельного топлива акциз составляет $0,32/галлон.

Кроме того, власти штатов оплачивают переоборудование транспорта на природный газ в качестве топлива. Серьезным фактором является экологическое лоббирование, в частности, со стороны Агентства по защите окружающей среды при правительстве США, которое оценивает снижение выбросов при применении ГМТ: угарного газа – от 90% до 96%; углекислого газа – на 26%; оксида азота – от 35% до 65%; неметановых углеводородов – от 55% до 70%.

Несмотря на то, что США – страна, традиционно использующая по большей части бензин, руководители автомобильных компаний все чаще высказываются в пользу развития ГМТ. Еще 20–30 лет дизельное топливо не было так сильно распространено, сегодня же оно занимает около 40% в балансе продаж АЗС. Если подобными темпами будет развиваться заправка газом, то это окажет положительное влияния и на экономику США. В условиях «сланцевой революции» это еще более ослабит зависимость страны от импорта углеводородов.

Индия является одним из лидеров по использованию транспорта на природном газе с парком более 1,9 млн машин. Эта страна, где загрязнение воздуха является серьезной проблемой для многих городов, также наращивает темпы развития автопарка на КПГ. Программа по продвижению КПГ была начата в стране еще в конце 1990-х годов по инициативе Верховного Суда Индии под эгидой борьбы за экологию. Было осуществлено снижение цен на компримированный природный газ на 30% в Дели, а в будущем планируется снижение цен на 25–30% провести и в других штатах страны, все это направлено на сокращение затрат и увеличение автотранспорта использующего газомоторное топливо.

>>>

В Индии газобаллонные автомобили не облагаются транспортным налогом, что позволило Дели и другим городам осуществить существенные инвестиции в перевод своих автопарков на КПГ.

Рынок газомоторных автомобилей особенно быстро растет и в Китае, руководство КНР стремится не только снизить затраты на импорт нефти, но и улучшить экологическую ситуацию в крупных городах. Темпы развития автотранспорта на КПГ в Китае сегодня одни из самых высоких в мире. Количество автомобилей на КПГ с 2006 по 2010 год удвоилось, а к 2016-му выросло еще в три раза. Предполагается, что к 2017 году продажи новых автомобилей на природном газе в стране достигнут 600 тыс. ед., Индия и Иран будут находиться на втором месте с продажами порядка 300 тыс. ед. Такой глобальный переход Китая на транспорт, использующий природный газ, связан в том числе с планами разработки сланцевых месторождений. С тех пор, как правительство запустило пилотные проекты в городах, китайская промышленность создала собственную отрасль, связанную с ГМТ.
В 2010 году более 60 автопроизводителей выпустили более 15 тыс. автомобилей, работающих на газе. В то же время 20 китайских производителей двигателей увеличивают мощности для производства двигателей на КПГ ежегодно на 1 млн ед. 9 провинций и муниципалитетов страны запустили программы по закупке транспорта на природном газе и по созданию инфраструктуры для заправок. Планируется довести число автобусов и такси на ГМТ до 10 тыс., или 10% общего объема городского автопарка. К концу года в Пекине появится 100 новых заправочных станций, а в период с 2014 по 2017-й ежегодно планируется строить не менее 70 АЗС с газомоторным топливом.

Столь широкая распространенность газомоторного топлива в мире связана с желанием государств сэкономить на импорте нефти, снизить затраты на транспортировку и улучшить экологическую ситуацию.

Что касается России, то очевидной заинтересованной стороной в вопросе продвижения массового использования ГМТ являются нефтяные и в особенности газовые компании. Однако до последнего времени они не включали развитие газомоторного топлива в перечень своих стратегически задач. «Газпром» получал основную прибыль от экспорта газа на европейский рынок, а независимые производители, такие как Сибур и Новатэк, не имели достаточных финансовых, производственных и административных ресурсов для того, чтобы продвигать на правительственном уровне проекты по внедрению транспорта на природном газе.

Но в последние годы ситуация стремительно меняется. Правительство утвердило меры по развитию сегмента газомоторного топлива, в 2014–2015 в регионы уже были выделены средства для субсидирования закупки автобусов и коммунальной техники, использующих природный газ в качестве топлива. Причиной изменений стало не желание нашего правительства улучшить инфраструктуру и борьба за экологичность транспорта, а перемены на мировом и российском газовых рынках. Европа снижает потребление природного газа, а это значит, что «Газпром» стал меньше продавать.

Конкуренция на российском рынке газа в последние годы усиливается за счет развития ПАО НОВАТЭК, являющегося крупнейшим российским независимым производителем природного газа и «Роснефти», они увеличивают реализацию своего газа на внутреннем рынке за счет «выбивания» доли рынка у «Газпрома», предлагая потребителям программы лояльности, в следствии чего на внутреннем рынке положение газового концерна стало ухудшаться. Рост рентабельности продаж газа на внутреннем рынке, потеря старых рынков вынудили «Газпром» создавать под себя такой рынок, на котором у него не будет конкурентов. Именно концерн и стал инициатором развития направления газомоторного топлива на основе КПГ и СПГ. Глава «Газпрома» неоднократно заявлял, что концерн хочет создать новый рынок реализации природного газа за счет развития газомоторной техники на метане. Именно по прогнозам «Газпрома», потребление КПГ в качестве автомобильного топлива к 2020 года должно вырасти до 10,4 млрд м^3 в год, а это около 4,5% рынка моторного топлива. Для увеличения объемов продаж метана в качестве моторного топлива «Газпром» рассчитывает развивать сегмент СПГ, которого сейчас практически нет. Концерн прогнозирует рост спроса на СПГ в качестве моторного топлива к 2020 году до 3,8 млн т.

По мере роста стоимости газа на внутреннем рынке как в рублевых, так и в долларовых ценах привлекательность поставок газа отечественным потребителям для «Газпрома» возрастает и именно поэтому развитие рынка газомоторного топлива на основе метана – КПГ и СПГ – крайне выгодно «Газпрому». Перед «Газпромом» встает очень трудная задача, ему необходимо разрешить главную проблему – парк автомобилей на КПГ и СПГ не развивается, т.к. нет заправочных пунктов (АГНКС), т.е. нет инфраструктуры как таковой, а нет их потому, что нет спроса на метан из-за отсутствия автомобилей, использующих в качестве топлива природный газ. Для того, чтобы выйти из этого замкнутого круга, нужно создать необходимую инфраструктуру одновременно с ростом количества газовых автомобилей, и только после того, как появится достаточное количество автомобилей на метане и достаточное количество АГНКС, рынок сможет развиваться, переход на КПГ и СПГ будет оправдан не только экономически, но и логистически, будут открываться АГНКС, т.к. спрос на метан станет стабильным из-за наличия газомоторных автомобилей. «Газпром» добился положительного решения о государственной поддержке и субсидирования увеличения автопарка, работающего на газовом топливе, а именно на КПГ и СПГ, т.е. увеличение парка автомобилей на газовом топливе государство возложило на себя. Именно для этих целей 6 декабря 2012 г. ОАО «Газпром» создало свою специальную дочернюю компанию – «Газпром газомоторное топливо». Эта организация должна стать единым оператором по развитию рынка газомоторного топлива в России и сбалансировать развитие в российских регионах газомоторной техники с развитием заправочной инфраструктуры в тех же регионах (строительство АГНКС). «Стратегическая цель – закрепление компании в качестве отраслевого лидера на рынке газомоторного топлива России. Деятельность «Газпром газомоторное топливо» направлена на создание комфортных условий по переводу транспорта на природный газ путем расширения газозаправочной инфраструктуры.

Компания консолидирует профильные активы Группы «Газпром» и обеспечивает строительство новой производственно-сбытовой инфраструктуры для реализации компримированного и сжиженного природного газа в качестве моторного топлива» – указано на сайте компании «Газпром».

>>>

Интересно отметить, что 14 мая 2013 года в Сочи, прошло совещание под председательством Президента на тему использования газа в качестве моторного топлива. Его итогом стали решения о «подготовке нормативно-правовой базы для регламентации производства, хранения, транспортировки газового топлива; создании эффективных мотиваций и льгот для граждан и организаций, желающих использовать и приобретать такой транспорт; повышении доступности газомоторного топлива, обеспечении им заправочных станций, информировании населения по всем вопросам в этой сфере». К 2030 году запланированное количество автомобилей, использующих газомоторное топливо должно увеличиться в 25 раз, по сравнению с 2013 годом соответственно. А днем ранее, 13 мая 2013 г. вышло Распоряжение Правительства РФ № 767-р «О расширении использования природного газа в качестве моторного топлива». В нем впервые были обозначены параметры перевода муниципального транспорта в регионах на газомоторное топливо. Минрегиону, Минпромторгу, Минэнерго, Минтрансу России и другим органам власти на федеральном и региональном уровне предписывалось подготовить до 1 января 2014 года комплекс мер, направленных на создание условий для доведения к 2020 году в субъектах РФ уровня использования природного газа в качестве моторного топлива на общественном автомобильном транспорте и транспорте дорожно-коммунальных служб:

- в городах с численностью населения более 1 млн человек – до 50% общего количества единиц техники;
- в городах с численностью населения более 300 тыс. человек – до 30%;
- в городах и населенных пунктах с численностью населения более 100 тыс. человек – до 10%.

В соответствии с этими нормативами до 2020 года должно быть закуплено около 19,5 тыс. автобусов и 23,7 тыс. единиц техники для ЖКХ, работающих на газомоторном топливе. Обновление автопарка должно составить около 2,8 тыс. автобусов и 3,4 тыс. техники для ЖКХ в год. Постановление Правительства РФ от 8 октября 2014 года №1027 «Об утверждении Правил предоставления субсидий на закупку автобусов и техники для жилищно-коммунального хозяйства, работающих на газомоторном топливе, в рамках подпрограммы «Автомобильная промышленность» государственной программы РФ «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» определило методику субсидирования приобретения регионами газомоторной техники. В соответствии с этими правилами субсидии могли быть предоставлены, только если транспорт, закупаемый регионами и муниципальными образованиями, отвечал следующим требованиям:

- газомоторная техника произведена на территории государств – участников Единого экономического пространства не ранее 2014 года;
- в качестве топлива на газомоторной технике применяется КПГ;
- все закупаемые автобусы категории тех.регламента М3 (длиной свыше 12 м оборудованы средствами для перевозки лиц с ограниченными возможностями.

В постановлении Правительства от 8 октября 2014 года №1027 приведены и размеры субсидий при закупке газомоторной техники.

Уже с 2014 г. Правительство стало выделять регионам средства на субсидирование закупок газомоторной техники. В бюджете 2014 г. на субсидии было заложено 3770,7 млн.рублей. На эти средства предполагалось закупить около 1,5 тыс. автобусов и 1 тыс. единиц техники для ЖКХ. В 2015 г. субсидии на закупку газомоторной техники составили 3 млрд. руб. Постановлением Правительства РФ от 17 июля 2015 г. № 1393-р э, в соответствии с утвержденной заявкой, самое большое число газомоторной техники в 2015 году закупят Республика Татарстан – 338 единиц, Республика Башкортостан – 200 единиц, Республика Крым – 160 единиц, Воронежская область – 168 единиц, Кабардино-Балкария – 139 единиц, Краснодарский край – 114 единиц, Самарская область – 143 единиц.

В 2015 г. число регионов, участвовавших в программе субсидирования закупки газомоторной техники, увеличилось. В программе впервые приняли участие такие регионы как Республика Крым, Республика Северная Осетия-Алания, Ставропольский край, Краснодарский край, Кабардино-Балкарская Республика, Республика Алтай, Пермский край, Санкт-Петербург. В 2015 году в программе участвовали только те регионы, которые утвердили собственные программы по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива, а также имеющие в своем составе города – организаторы чемпионата мира по футболу 2018 года.

Стоит обратить внимание, что «Газпром» фактически сам определяет, какому региону будет выделена субсидия на покупку газомоторного топлива, так как концерн, в лице «Газпром газомоторное топливо», подписывает с руководителями регионов договора о сотрудничестве в области развития газомоторной инфраструктуры. В рамках этих договоров «Газпром» покупает или арендует земельные участки под строительство АГНКС и имеет возможность самостоятельно выбирать лучшие участки, иначе «Газпром» не подтвердит программу строительства АГЗС, необходимую для реализации заявки региона на предоставление субсидий из федерального бюджета. К сожалению, других желающих строить АГНКС в регионах нет, так как нет стабильного и понятного спроса на КПГ из-за отсутствия газомоторных автомобилей. Не будем забывать, что у «Газпрома» есть возможность блокировать своим конкурентам подключение к газопроводной сети. Таким образом, «Газпром» получает участки, которые в будущем позволят компании сохранять выгодное и доминирующее положение по сравнению с возможными конкурентами. В планах компании «Газпром газомоторное топливо» оборудование уже имеющихся АЗС, работающих под брендом Газпром, модулями заправки природным газом. Таким образом, именно «Газпром», при финансовой поддержке государства, призван стать основным участником и локомотивом российского рынка газомоторного топлива.

Немаловажен тот факт, что Правительство РФ, не только разработало законопроект об исключении газозаправочных станций из перечня опасных производственных объектов, который упростит строительство АГНКС, но и подготавливает законодательную базу к изменению ценообразования на КПГ.

Если раньше стоимость метанового топлива ограничивалось 50% от цены АИ-76 постановлением Правительства РФ от 15 января 1993 г. № 31, то теперь такое ограничение снято.

>>>

ГРУППА КОМПАНИЙ РУСКОМПОЗИТ

Мобильные дорожные покрытия
МДП-МОБИСТЕК
технологичное решение для обустройства временных дорог

малый вес
многократное использование
положительная плавучесть
модульная концепция
экологическая безопасность

КСИ
СТЕКЛОНИТ МЕНЕДЖМЕНТ
ДЕЛАН

117638, г. Москва, ул. Одесская, 2, бизнес-центр ЛОТОС
+7 (495) 223 77 22 info@ruscompozit.com www.ruscompozit.com

Постановление Правительства РФ от 10 апреля 2015 г. № 338 признало утратившим силу указанного выше Постановления от 1993 г. Облегчение условий продажи КПГ выразилось также в постановлении правительства, которое 29 мая 2013 г. подписал Председатель правительства РФ Дмитрий Медведев, оно вносит дополнение к требуемому перечню минимально необходимых услуг, оказываемых на российских АЗС (они утверждены постановлением правительства от 29 октября 2009 г. №860). Теперь перечень включает заправку транспорта газовым моторным топливом. Это постановление призвано увеличить количество многотопливных автозаправочных станций. По прогнозу российского правительства, к 2020 г. российский рынок КПГ (в качестве моторного топлива) составит 1,26 млрд м^3 в год, а количество заправок – 743 шт.

В рамках взаимодействия с регионами «Газпром газомоторное топливо» открыло 9 филиалов в Москве, Санкт-Петербурге, Казани, Екатеринбурге, Томске, Самаре, Ставрополе, Краснодаре и Калининграде. Кроме того, компания подписала соглашения о расширении использования природного газа в качестве моторного топлива со многими субъектами РФ. До конца 2018 года на территории Москвы и Московской области планируется построить не менее 15 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) под брендом розничной сети «Газпром» и прорабатывается вопрос приобретения 23 газозаправочных комплексов.

В текущем году ведется подготовительная работа для строительства 9 новых АГНКС в столице, а также поиск земельных участков в Красногорском, Егорьевском, Ногинском, Подольском, Солнечногорском и Наро-Фоминском районах Московской области.

Расширение газозаправочной инфраструктуры синхронизировано с увеличением парка техники, работающей на природном газе. В рамках выполнения распоряжения Правительства 767-р от 13.05.2013 г. к 2020 году в столице 50% городского транспорта и дорожно-коммунальной техники должны быть переведены на природный газ, что для столичного региона составляет порядка 15 – 20 тысяч единиц. В настоящее время планируется направить до 2020 г. на развитие газозаправочной инфраструктуры 46 000 млн. руб., а на увеличение газомоторной техники – 99 000 млн руб.

Между ГУП «Мосгортранс» и «Газпром газомоторное топливо» подписано соглашение о создании Рабочей группы, в рамках которой ведется разработка плана по строительству сети АГНКС «Газпром» и графика перевода техники на природный газ в соответствии с развитием газозаправочной инфраструктуры. Первая станция «Газпром» появится рядом с 11-м автобусным парком и обеспечит заправку природным газом не менее 300 ед. техники.

Правительство Санкт-Петербурга присвоило проекту «Газпром газомоторное топливо» по строительству сети из 25 станций по заправке автомобилей (АГНКС) природным газом статуса Стратегического инвестиционного проекта Северной столицы. Надо отметить, что Ленинградская область не попадает под действие Распоряжения №767-р, которое устанавливает целевые показатели по переводу пассажирского транспорта и коммунальной техники на природный газ. Использование экологичных и экономичных автобусов – это позиция и решение самого губернатора.

В Нижегородской области реализуется совместный с «Сибуром» проект по переводу на СУГ муниципальных автобусов, при этом на региональном уровне, для газомоторных автомобилей, в два раза снижен транспортный налог. Аналогичный проект реализуется и в Белгородской области. В то же время интерес как для муниципальных властей, так и для «Газпрома» представляют не только СУГ, но и КПГ. В регионах юга России уже в следующем году начнется эксплуатация большого числа автобусов, работающих на природном газе, создается сеть АГНКС. Пока же из 1,4 млн газомоторных автомобилей в России только 100 тыс. работают на метане.

Однако не все так хорошо, как могло бы показаться. Экономические проблемы, с которыми сталкиваются федеральный бюджет и энергетические компании, снижение цен на нефть, уменьшения доходов, все это может привести к сокращению инвестиций в развитие газомоторного транспорта как со стороны государства, так и со стороны «Газпрома». Недочеты и недоработки при создании газозаправочной инфраструктуры и увеличения газомоторного парка автотранспорта, нарушение координации и взаимодействия на всех этапах, все это ведет к возникновению существенных проблем по реализации программы развития газомоторного транспорта в РФ, инициированной и одобренной на уровне Президента, и Правительства в 2013 г. Большинство регионов-участников отстают от графика и не один не выполняет план освоения инвестиций на строительство газовых заправок. Подобные проблемы возникают именно из-за финансовых проблем. Регионы испытывают серьезные трудности с бюджетом, высока доля кредитных заимствований, что приводит к формованию солидного кредитного долга и преддефолтному состоянию некоторых регионов РФ. В таких условиях Правительству России, ответственному за увеличение парка автотранспорта на ГМТ, будет не просто добиться перевода значительной части автопарка на газ. Создание рынка газового топлива для автомобилей на первоначальном этапе потребует существенных бюджетных вложений и независимого контроля за их расходованием. Существует риск, что программа будет приостановлена, а количество автомобилей на КПГ будет расти крайне медленно. При отсутствии субсидий из федерального бюджета регионы не смогут закупать газомоторный автотранспорт, а, следовательно, «Газпрому» не будет смысла строить заправки. В ближайшее время в России вряд ли будет создан минимальный уровень развития газомоторного рынка, который позволит самостоятельное развитие и рост этого сегмента, АГНКС будет недостаточно для целесообразности перехода на природный газ как автотопливо.

Возможно, КПГ может повторить ситуацию с дизельным топливом, когда низкая цена дизельного топлива привела к увеличению в России автомобилей на этом топливе, а когда спрос на него возрос, стоимость стала сопоставима с АИ-95. ●

www.fuelbroker.ru

НАДЕЖНЫЙ ПОСТАВЩИК НЕФТЕНАЛИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

КОЗ КАМЫШИНСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД

Уважаемые партнеры!
ООО «Камышинский опытный завод»
является участником 17-й международной выставки
«Нефтегаз-2017», проходящей с 17 по 20 апреля 2017 года
в Москве на территории ЦВК «Экспоцентр».
ПРИГЛАШАЕМ Вас посетить наш стенд № 82В70 (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

ФРТП: итоги работы российской трубной промышленности в 2016 году

Российская трубная промышленность в 2016 году сохранила уверенный темп развития и осталась ярким примером успешного решения задачи импортозамещения и инновационного развития отрасли. Тем не менее, получится ли у трубных компаний в 2017 году развить накопленный успех, во многом будет зависеть от реализации планов российского топливно-энергетического комплекса по строительству новых крупных магистральных трубопроводных объектов и мер, принимаемых для стимулирования модернизации действующих существенно изношенных систем инфраструктурных трубопроводов, уверены в Фонде развития трубной промышленности.

Суммарное производство труб в России в 2016 году составило 10,3 млн тонн, что на 9% меньше аналогичного показателя 2015 года. При этом потребление труб снизилось в 2016 году на 10% и составило 9,7 млн тонн.

Основная причина снижения емкости российского трубного рынка – сокращение спроса на трубы большого диаметра (ТБД). Так, российский рынок ТБД в 2016 году по сравнению с пиковым по потреблению 2015 годом сократился на 35%, до 2,14 млн тонн, что, в первую очередь, связано с сокращением потребности в ТБД для строительства новых магистральных трубопроводных проектов на территории Российской Федерации.

Между тем, благодаря увеличению протяженности нефтегазовых скважин и удельного роста объемов бурения, сохранению уровня добычи нефти, а также развитию добычи на новых территориях с неразвитой инфраструктурой в 2016 году потребление в сегменте нефтегазопроводных труб и труб OCTG выросло на 2%, до 3,1 млн тонн. В сегменте потребления труб для строительства в 2016 году относительно 2015 года спрос практически не изменился и составил около 3,7 млн тонн.

Наибольший рост потребления труб в 2016 году продемонстрировал сегмент машиностроения (индустриальные трубы) – на 9% (189 тыс. тонн) по сравнению с 2015 годом.

При этом данный сегмент, по мнению ФРТП, имеет значительный потенциал роста спроса на трубы при условии целенаправленной поддержки государством инвестиционных проектов, способных реализовать импортозамещение по технологическим направлениям, включенным Минпромторгом России в соответствующие планы.

Одним из перспективных источников формирования дополнительного спроса на продукцию отрасли в долгосрочной перспективе является острая необходимость преодоления накопленного физического износа систем коммунальной инфраструктуры. Так, по данным Росстата, на конец 2015 года протяженность тепловых и паровых сетей в однотрубном исчислении, нуждающихся в замене, составила 100 тыс. км (29% от общей протяженности), для сетей водоснабжения и водоотведения этот показатель стремится к 43%.

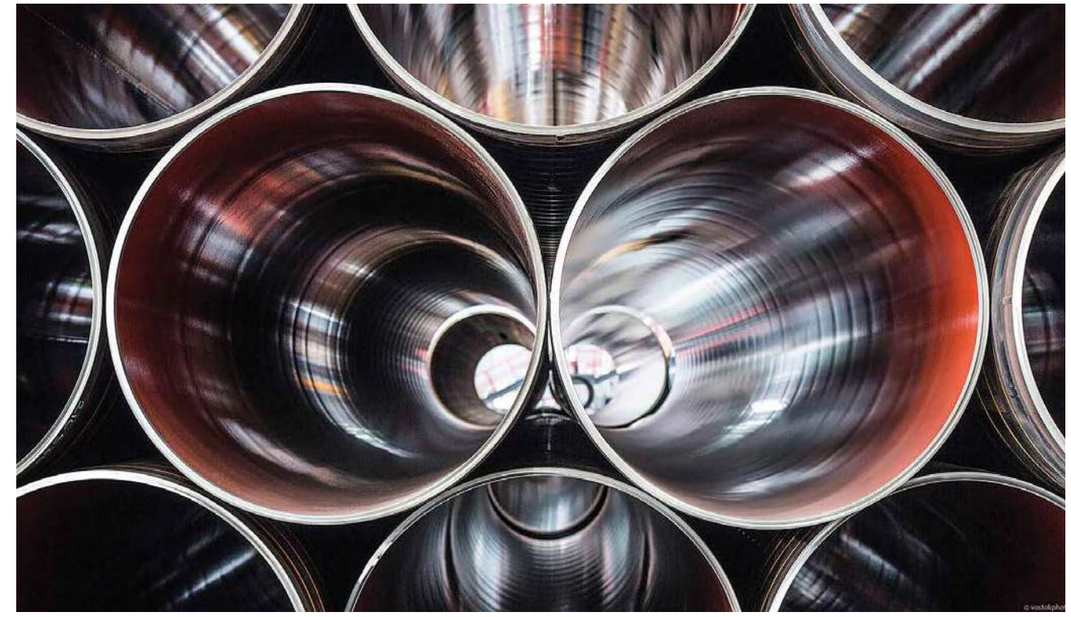
В результате, в последние годы отмечается резкий рост количества аварийных случаев, особенно в пик отопительного сезона. Известны случаи прорывов трубопроводов, которые привели к человеческим жертвам, уничтожению муниципального и частного имущества. Масштаб ущерба, причиненного бюджетам всех уровней в результате аварий и устранения их последствий, оценивается миллиардами рублей. Один из ярких примеров – прорыв теплотрассы в Пермском крае в январе 2016 года, когда без тепла на долгое время остались более 8 тысяч человек.

Среди причин подобных аварий, в первую очередь, выделяется неправомерное использование бывших в употреблении труб. По экспертным оценкам, ежегодно в России для строительства и ремонта только на объектах ЖКХ неправомерно используется более 500 км б/у труб.

В рамках работы, проведенной Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации совместно с ФРТП, в 2016 году были внесены изменения в строительные своды правил, запрещающие применение бывших в употреблении труб в строительстве трубопроводных сетей в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Данные изменения направлены на ликвидацию правового вакуума в сфере бесконтрольного повторного использования строительных материалов и позволят в краткосрочной перспективе рассчитывать на сокращение практики незаконного применения б/у труб.

В ФРТП убеждены, что обновление и ремонт тепловых и паровых сетей, а также сокращение теневого рынка бывших в употреблении труб способны увеличить потребление не только новой стальной трубной продукции, но и стимулировать потребление продукции металлургических предприятий (например, штрипса, рулонного проката и т.п.), а также позитивно влиять на связанные с черной металлургией отрасли: производство материалов для антикоррозионного покрытия и утепления труб, железнодорожные перевозки, иные виды логистики, что в целом окажет позитивный синергетический эффект.



В 2016 году по сравнению с 2015 годом импорт трубной продукции увеличился на 19,5%, до 0,44 млн тонн. При этом рост поставок труб из Украины составил 44%, что произошло, несмотря на применение с 1 января 2016 года таможенного тарифа ЕАЭС в связи с приостановлением действия Договора о зоне свободной торговли в отношении Украины, а также действующие антидемпинговые пошлины.

>>>

23.05.2017
УФА

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:
- сырьевая база
- технология
- экономика
- экология
- продукты
- оборудование
- автоматизация процессов нефте- и газо-переработки

Российский Нефтегазохимический Форум
XXV международная выставка «ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ»

Международная научно-практическая конференция
«НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА-2017»

Место проведения: выставочный комплекс «ВДНХ-ЭКСПО»
ул. Менделеева 158, конференц-зал №2

Посвящается 105-летию
со дня рождения Александра Сергеевича Эйгенсона

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ
- Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков
- ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ»

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

ОРГКОМИТЕТ
ГУП ИНХП РБ
+7/347/243-14-58, 242-25-18
ufa_conf2017@mail.ru www.inhp.ru

ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ИНСТИТУТ НЕФТЕХИМПЕРЕРАБОТКИ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА
- Научно-технический журнал «Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний»
- Научно-технический журнал «Нефтегазохимия»
- Всероссийский отраслевой информационно-технический журнал «СФЕРА. Нефть и Газ»
- Межотраслевой журнал «Химическая техника»
- Научно-технический и информационный журнал «Компрессорная техника и пневматика»

МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ
НефтеГазоХимия Oil & GasChemistry
СФЕРА
ХТ
КТП

Эти факты однозначно свидетельствуют о продолжающейся практике применения украинскими поставщиками недобросовестных методов конкуренции для доступа на рынок ЕАЭС.

Объемы экспорта трубной продукции также выросли – на 11,7% по сравнению с 2015 годом, до 1,04 млн тонн в связи с началом в конце 2016 года поставок российских ТБД для подводного участка второй очереди магистрального трубопровода «Северный поток-2».

В прошедшем году, несмотря на усложнившиеся экономические условия, трубные компании продолжили инвестировать в модернизацию отрасли и в производство новой высокотехнологичной продукции. Так, ПАО «ТМК», ПАО «ЧТПЗ» и АО «ОМК» направили более 21 млрд руб. на повышение качества производимых труб и расширение линейки производимой продукции в условиях реализации планов по импортозамещению.

Совершенствование труб нефтяного сортамента, трубной продукции для добычи и транспортировки газа в сложных условиях эксплуатации, остается ключевым направлением развития российской трубной отрасли ввиду сохранения темпов добычи нефти и газа, и в этой связи большая часть инвестиционных проектов направлена на замещение импортной продукции для ТЭК.

В том числе, ПАО «ТМК» инвестировало более 10 млрд руб. в комплексную программу по повышению качества труб «премиального» сортамента и расширению мощностей. В частности, компания модернизировала и реконструировала линии финишной отделки труб для добычи углеводородов, внедрила современные средства неразрушающего контроля качества производимых труб, реконструировала линии по производству труб большого диаметра (ТБД), добившись улучшения качества геометрии труб и нанесения покрытий.

В свою очередь АО «ОМК» направило 6 млрд руб. на обеспечение импортозамещения продукции для сложных условий эксплуатации магистральных трубопроводов и месторождений.

Среди инвестиционных проектов компании в 2016 году строительство Уральского завода специального арматуростроения по производству импортозамещающих шаровых кранов для газовой отрасли, организация производств по нанесению антикоррозионных покрытий на ТБД, строительство мощностей по производству и отделке обсадных труб со стандартными и премиальными типами соединений, насосно-компрессорных труб, модернизация муфтонарезных и резьбонарезных мощностей, запуск новой линии по нанесению антикоррозионных покрытий на соединительные детали трубопроводов.

Обеспечение импортозамещения в сегменте деталей для магистральных трубопроводов – сфера инвестиций ПАО «ЧТПЗ». В начале декабря ЧТПЗ совместно с РОСНАНО впервые в России запустили на площадке «ЭТЕРНО» производство разрезных тройников с использованием нанотехнологий, участие в котором принял президент России Владимир Путин. Среди других инвестиционных проектов 2016 года – освоение производства труб для Киринского месторождения, развитие премиальных соединений насосно-компрессорных труб, расширение возможностей контроля продукции нефтяного сортамента, модернизация трубоволочильного производства на ПНТЗ (цехов 7,9), а также точечная модернизация производства для участия в «Северном потоке – 2» и проекты, направленные на выполнение технических требований ПАО «Газпром». Инвестиции компании в 2016 году составили около 5 млрд руб.

Принимая во внимание текущие инвестиционные проекты, а также масштабное перевооружение производственных мощностей, проведенное в период с 2002 по 2016 год, в ходе которого было инвестировано в развитие трубного производства в России более 470 млрд руб. собственных и заемных средств, доля высокотехнологичной продукции в производстве российских трубных компаний превышает 60%.

За период 2004–2010 гг. отечественные производители труб без государственной поддержки создали современные мощности по производству сварных одношовных ТБД, которых достаточно для обеспечения потребности ТЭК даже с учетом пикового спроса при реализации сразу нескольких крупных магистральных трубопроводных проектов как на территории России, так и ЕАЭС.

В этой связи обеспокоенность вызывает создание в России избыточных мощностей по производству труб с использованием мер государственной поддержки.

Поддержка проектов, создающих новые избыточные мощности в этом сегменте трубного рынка, не приведет к импортозамещению, росту промышленного производства и экономики страны в целом, а только создаст проблемы для действующих предприятий отрасли.

Целенаправленная поддержка государством инвестиционных проектов в сегменте машиностроения, реализация запланированных крупных инфраструктурных инвестиционных проектов в ТЭК, наработка практики правоприменения в вопросе использования б/у труб, защита рынка ЕАЭС от недобросовестной конкуренции будут способствовать дальнейшему успешному развитию российской трубной отрасли в 2017 году. ●

комбинат ЭЛЕКТРОХИМПРИБОР
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»
2017 – нам 70 лет

МАШИНА ДЛЯ РЕЗКИ ТРУБ DN400-1400 В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

ТОЧНО СЛЕДУЮ УКАЗАНИЯМ!

Телефон: +7(34342) 9-59-00
Факс: +7(34342) 9-59-09
E-mail: market@ehp-atom.ru
Сайт: www.ehp-atom.ru

Подробная информация о производимой продукции и производственно-технических возможностях предприятия размещена на сайте www.ehp-atom.ru

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

УДК 622.35:620.197

Потенциал титанового анода с токопроводящим покрытием в различных грунтах и морской воде при напряжении до 100 В. Влияние размера дефектов покрытия на величину потенциала

В. А. ПОПОВ *– к.т.н., Начальник производственного отдела защиты от коррозии ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»*
В. А. ЖЕЛОБЕЦКИЙ *– Ведущий инженер-конструктор ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»*
С. В. НИКИФОРОВ *– к.т.н., Председатель наблюдательного совета АО «УРАЛИНТЕХ»*
А. В. ЕРМАКОВ *– к.т.н., Генеральный директор предприятия АО «УРАЛИНТЕХ»*
Е. С. СТУДЕНОК *– к.т.н., Директор предприятия АО «УРАЛИНТЕХ»*
П. Е. ТИНЬГАЕВ *– к.х.н., Начальник лаборатории электрохимических процессов АО «УРАЛИНТЕХ»*

Специалистами ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» совместно с АО «УРАЛИНТЕХ» в результате проведенных экспериментов показано, что на титановых электродах с токопроводящим покрытием потенциал пробоя титана (12 В) не достигается в принципе даже на дефектных участках большой площади, так как величина потенциала электрода в этом случае выравнивается и определяется поляризационным потенциалом электропроводного покрытия, который в различных типах грунтов и воде не превышает 1,07...2,5 В.

В *«ВТТ ПАО «Газпром» к анодным заземлителям» (2011 г.) есть примечание, что «допустимое напряжение на аноде из титана с токопроводящим покрытием 12 В» [1]. Это ограничение обусловлено известным и хорошо изученным отечественными и зарубежными исследователями эффектом пробоя оксидной пленки, образующейся на титане (без токопроводящего покрытия) в условиях его поляризации, причем уровень потенциала пробоя существенно зависит от этих условий и по разным источникам составляет от 7 до 22 В [2-6].*

Настоящая работа преследовала две цели:

1. Выяснить, какой потенциал развивается на титановом электроде с медным сердечником и токопроводящим покрытием (далее – ТЭМС ТП) (типа АЗК-ОП и АЗК-МП) в различных грунтах и воде при напряжении до 100 В;
2. Установить, возможен ли эффект пробоя в дефектах на токопроводящем покрытии титанового электрода при напряжении до 100 В.

Работа проводилась лабораторией прочности и надежности магистральных газопроводов ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» совместно со специалистами АО «УРАЛИНТЕХ» (производителем заземлителей АЗК-ОП и АЗК-МП, включенных в 2015 году в Реестр оборудования ЭХЗ, разрешенного к применению на объектах ПАО «Газпром»).

При стендовых испытаниях был оценен потенциал анодов из оксидированного (АЗК-ОП) и металлизированного (АЗК-МП) титана с медным сердечником (ТЭМС ТП) в различных типах грунтов с естественной влажностью от 5% до 54% и воде при увеличении напряжения до 100 В.

Описание испытательного стенда и методики эксперимента приведены в [7]. Электроды испытывались (в состоянии поставки с коксовой засыпкой) в воде, глине, песке и торфе. Поляризационные кривые снимались в диапазоне напряжений от 0 до 100 В. Примеры кривых представлены на рис. 1 и 2.

Значения потенциалов анодов при напряжении 50 и 100 В, определенные по поляризационным кривым, приведены в таблице 1.

>>>

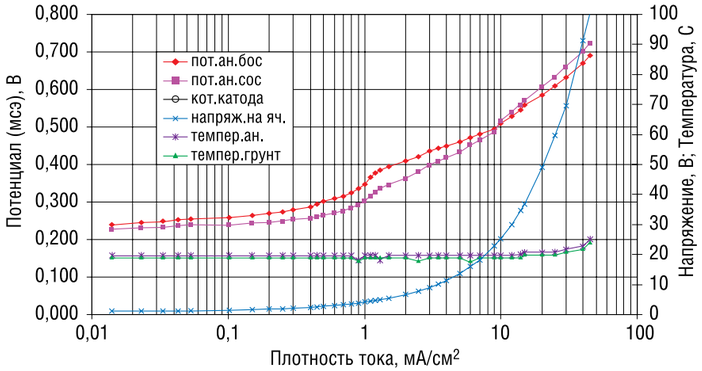


Рис. 1. Поляризационные кривые анода АЗК-МП в торфе с влажностью 49–54% с заболоченного участка трассы действующего магистрального газопровода (МГ)

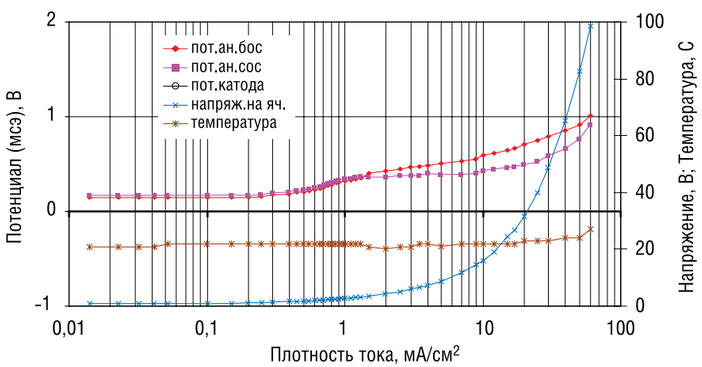


Рис. 2. Поляризационные кривые анода АЗК-ОП в глине естественной влажности (15–17%) с участка трассы действующего МГ

Таблица 1. Потенциалы ТЭМС ТП в воде и различных типах грунтов при напряжении 50 и 100 В

Среда	Тип анода	Потенциал анода, В (мсэ) при напряжении, В	
		100	50
вода	АЗК-МП	2,20	2,00
	АЗК-ОП	2,50	1,83
глина	АЗК-МП	0,48	0,40
	АЗК-ОП	1,07	0,80
торф	АЗК-МП	0,69	0,59
	АЗК-ОП	1,00	0,82
песок	АЗК-МП	0,41	0,33
	АЗК-ОП	0,45	0,39

Очевидно, что потенциал анода как с оксидным, так и металлическим токопроводящим покрытием при напряжении до 100 В во всех исследованных типах грунтов не превышает 1,07 В, в воде 2,5 В, что существенно ниже потенциала пробоя, установленного [2-6] для титана.

Для выяснения возможности пробоя в местах повреждения токопроводящего покрытия на анод АЗК-ОП (длина рабочей части 900 мм, диаметр 8 мм) было искусственно, путем механического удаления покрытия, нанесено три дефекта различной площади: 5 см² (ширина дефекта ~20 мм по окружности электрода, что составляет 2,5 отн. %); 2,5 см² (ширина ~10 мм) и 0,25 см² (ширина ~1 мм).

В реальных условиях при транспортировании, монтаже или при эксплуатации возможно образование дефектов в виде отдельных царапин значительно меньшей площади, чем 5 или 2,5 см². Такие дефекты были созданы специально с целью испытания заземлителей в экстремальных условиях. В качестве сравнения и для фиксации условий достижения потенциала пробоя был взят титановый анод с медным сердечником аналогичных габаритов, но без покрытия (ТЭМС БТП). Эксперимент проводили в водном растворе хлорида натрия (0,2 г/дм³). Схема экспериментальной установки приведена на рис. 3. Используемое оборудование позволяло достичь напряжения до 100 В и силы тока до 5,5 А.

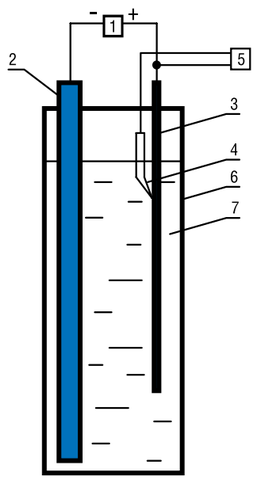


Рис. 3. Схема установки для испытания анодных заземлителей:
1 – источник постоянного тока
2 – катод (труба из нержавеющей стали)
3 – испытуемый анодный заземлитель
4 – хлор-серебряный электрод сравнения
5 – мультиметр APPA 103 N
6 – сосуд из полипропилена (100 л)
7 – испытательная среда (раствор NaCl 0,2 г/дм³)

На ТЭМС ТП (АЗК-ОП) с дефектами покрытия при максимальной силе тока 5,5 А (что в 2,2 раза превышает максимальный рабочий ток, установленный для АЗК-ОП в технических условиях) напряжение источника тока составило 20,4 В. Анодный потенциал в течение 15 мин. установился на уровне 0,8 В и более не изменялся на протяжении всего эксперимента продолжительностью 2 часа. Величина его была одинаковой на участках анода с покрытием и без покрытия. Большей поляризации при данных условиях достичь не удалось.

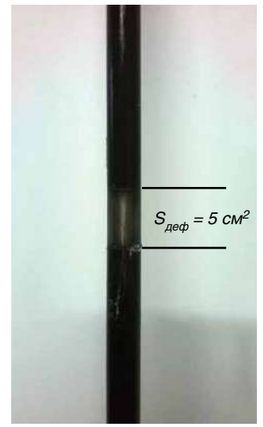


Рис. 4. Поверхность ТЭМС ТП (АЗК-ОП) после эксперимента.

Участок с искусственным дефектом площадью 5 см²

На рис. 4 представлен внешний вид ТЭМС ТП после эксперимента. В области нанесенного дефекта (площадь 5 см²) можно видеть незначительное, однородное потемнение металлической поверхности, что свидетельствует об образовании тонкой оксидной пленки без следов пробоя. Анод сохранил свою целостность и рабочие характеристики.

В аналогичных условиях испытаний на ТЭМС без покрытия (БТП) наблюдался рост напряжения источника тока до 57 В, свидетельствующий об увеличении сопротивления в системе, обусловленного формированием толстой пленки оксида титана на его поверхности. При этом анодный потенциал в течение 35 минут от начала эксперимента монотонно увеличивался до 12 В и стабилизировался на этом уровне (рис. 5).

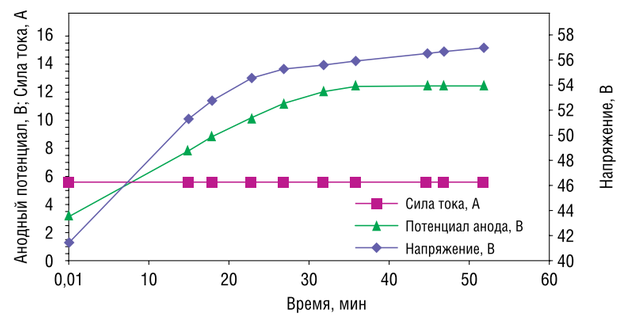


Рис. 5. Изменение анодного потенциала ТЭМС БТП во времени, достижение потенциала пробоя 12 В

Визуально можно было наблюдать начавшееся искрение на поверхности анода, которое сопровождалось образованием хлопьев белого цвета (рис. 6), всплывающих на поверхность электролита под давлением выделяющегося на электроде газа. После прекращения эксперимента хлопья осели на дно емкости. Анализ осадка показал, что это мелкодисперсные частицы оксида титана. Очевидно и подтверждается литературными данными, что 12 В является напряжением пробоя для титанового электрода в данных условиях.

Рис. 6. Оксид титана на поверхности электролита, образующийся при испытании титанового анода без покрытия

Сравнивая поверхности электродов после испытаний (рис. 7), можно видеть, что поверхность ТЭМС БТП имеет ярко выраженный рельеф, возникший в результате образования каверн при пробое оксидной пленки, в то время как дефектные места ТЭМС ТП (АЗК-ОП) покрыты лишь тонкой оксидной пленкой без каких-либо следов ее разрушения. Это подтверждает зафиксированный в ходе эксперимента факт выравнивания потенциала на всей поверхности ТЭМС ТП.

Рис. 7. Внешний вид поверхности анодов с оксидным покрытием и без покрытия после окончания эксперимента

Очевидно, что в одинаковых условиях – токе 5,5 А и напряжении источника тока свыше 20 В – на исследованных электродах достигается разный уровень поляризационного потенциала: на ТЭМС БТП устанавливается потенциал пробоя равный 12 В, а на ТЭМС ТП – равномерный по всей площади потенциал 0,8 В. В первом случае равновесие системы достигается за счет пробоя оксидной пленки на титане, а во втором (АЗК-ОП) – система уравновешивается за счет электрохимических реакций, протекающих на его токопроводящей поверхности и определяющих величину данного потенциала, что и обеспечивает выравнивание потенциала электрода на всей его площади, включая дефектные (не электропроводные) участки относительно большого размера. В данном эксперименте общая площадь всех трех дефектов составила 7,75 см^2 или 3,88 отн. %, что не достижимо в реальных условиях эксплуатации.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что при поляризации поверхности титанового анода (ТЭМС БТП) происходит его быстрая пассивация, связанная с образованием оксида титана TiO_2, потенциал на аноде при этом также быстро достигает величины пробоя, равный в данных условиях 12 В. Работая в режиме пробоя электрического заряда через оксидную пленку, титановый электрод быстро разрушается. В случае нанесения на титановую поверхность токопроводящего слоя картина принципиально меняется. Анодный потенциал электрода в связи с отсутствием пассивации имеет существенно более низкие значения, которые определяются характером протекающих на аноде электрохимических реакций. В случае подъема напряжения на источнике с 50 до 100 В (в два раза) потенциал на титановом аноде с покрытием меняется незначительно, в среднем всего на 20%, и не превышает 2,5 В. Даже в дефектных зонах, где отсутствует покрытие, потенциал пробоя не достигается, так как происходит его усреднение по всей поверхности анода, а дефектные зоны покрываются тонкой коррозионно-устойчивой пленкой оксида. Возможно, этому способствуют не только электрохимические процессы, протекающие на аноде, но и конструкция данного анодного заземлителя, имеющего внутри медный сердечник, что позволяет равномерно распределить электрический заряд по всему объему электрода. Поскольку основное качество покрытия, препятствующее пробою титана, его электропроводность, полученный результат можно распространить и на заземлители с металлическим токопроводящим покрытием, в частности, на АЗК-МП.

Выводы:

- Потенциал титанового анода как с оксидным (АЗК-ОП), так и с металлическим (АЗК-МП) токопроводящим покрытием при напряжении до 100 В во всех исследованных типах грунтов не превышает 1,07 В, в воде 2,5 В.
- Потенциал пробоя титана в водном растворе хлористого натрия (0,2 г/дм^3) подтвержден на уровне 12 В, что существенно выше потенциалов электродов АЗК-ОП и АЗК-МП в различных естественных грунтах и воде при максимально допустимом при эксплуатации напряжении (100 В).
- На анодах из титана с токопроводящим покрытием (АЗК-ОП и АЗК-МП) в дефектных местах даже относительной большой площади (единичный дефект до 2,5 отн. %) не происходит локальный рост потенциала.
- Величина потенциала электродов с покрытием выравнивается и определяется поляризационным потенциалом покрытия, что исключает возможность достижения потенциала пробоя титана, так как потенциал устанавливается на уровне, реально не превышающем (1,07…2,50) В (см. п.1).
- Предлагаем в примечании к таблице 1 «ВТТ ПАО «Газпром» к анодным заземлителям» термин «напряжение на аноде» заменить на «потенциал анода», как более точный, или исключить это примечание, как не обоснованное и ограничивающее использование широко известных во всем мире титановых заземлителей с токопроводящими покрытиями.

Литература:

1. Якименко Л. М., «Электродные материалы в прикладной электрохимии», М.: Химия, 1977, с. 127;
2. Dugdall J., Cotton J. B., Corros. Sci., 1964, v. 20, p. 397–411;
3. Mazza F., «Corrosion», 1967, v. 23, №8, p. 223–229;
4. Бибиков Н. Н. и др., «Технология судостроения», 1962, №5, с. 29-32;
5. Бибиков Н. Н., Поварова Л. В., Кащеева Е. А., «Защита металлов», 1975, т. 11, №1, с. 77–79;
6. Jacob W. K., «Corrosion Prevention Control», 1975, p. 6–12.
7. Ермаков А. В., Никифоров С. В., Игумнов М. С. и др., «Территория НЕФТЕГАЗ», 2013, №11, с. 28–34. ●

УРАЛИНТЕХ

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

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

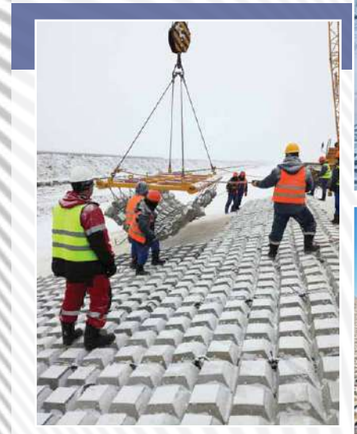
www.mikron-ugzbm.ru
www.mikron-vrn.ru

ООО «МИКРОН В»

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ГИБКИЕ ЗАЩИТНЫЕ БЕТОННЫЕ МАТЫ СФЕРИЧЕСКИЕ УГЗБМ - С

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

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



ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

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

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

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

Использование разделительных искровых разрядников для защиты изолирующих фланцевых соединений трубопроводов

А. И. ФЕДОРОВ *– ООО «ДЕН РУС»*

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются различным воздействиям, которые могут снижать срок их службы и негативно влиять на связанные с ними технологические системы, приводя к повреждениям и сбоям в их работе. Одну из основных опасностей представляют протекающие в земле блуждающие токи, источником которых являются контактные сети электрифицированных железных дорог и других видов электрического транспорта.

Механизм воздействия блуждающих токов на подземно проложенный трубопровод показан на рис. 1.

Протекание блуждающих токов вызывает электрохимическую коррозию, которая является причиной ускоренного разрушения трубопроводов. Чтобы избежать этого, необходимо предусмотреть устройство электрохимической защиты трубопровода. Одним из самых простых и распространенных на практике способов является применение изолирующих фланцевых соединений (ИФС), которые обеспечивают электрическую изоляцию одного участка трубопровода от другого, тем самым предотвращая протекание электрического тока вдоль трубопровода. ИФС обычно состоит из двух или трех фланцев, между которыми расположены изолирующие прокладки, а их соединение между собой осуществляется с помощью шпилек, также изолированных от фланцев посредством втулок из диэлектрического материала. Пример изолирующего фланцевого соединения показан на рис. 2.

Применение изолирующих фланцевых соединений является простым и достаточно надежным решением, однако, как показал многолетний опыт эксплуатации, ИФС являются уязвимыми к воздействию разрядов молнии, причем это относится не только к открыто прокладываемым трубопроводам, которые могут быть поражены в результате прямого попадания молнии, но и к трубопроводам, размещенным под землей. Дело здесь в искровых плазменных каналах, которые распространяются в объеме грунта после удара молнии в землю и проводят значительную часть тока молнии. Развиваясь в земле, искровой канал может легко достигнуть подземного трубопровода и далее ток молнии будет протекать уже по его поверхности. Подробно механизм развития искровых каналов в грунте описан в [1]. При усредненных токах молнии и значениях удельного сопротивления грунта их длина может достигать 20 – 40 м от точки удара.

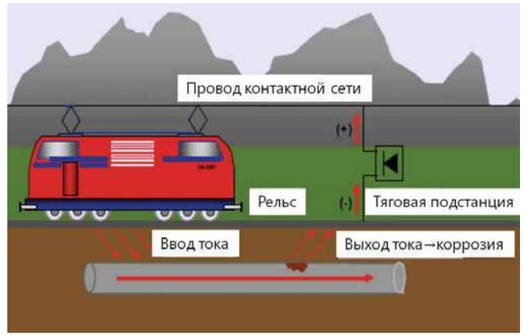


Рис. 1. Протекание блуждающих токов, вызванных работой контактных сетей электрифицированного транспорта, по проложенному в земле трубопроводу

Рис. 2. Изолирующее фланцевое соединение

а)

б)

Рис. 3. Разделительные искровые разрядники DEHN + SÖHNE:
а) стандартного исполнения типа EXFS;
б) с возможностью подземного монтажа типа EXFS 100 KU

Как следствие, подземный трубопровод длиной десятки километров, проложенный в средней полосе России, в среднем может испытывать воздействие токов до 10 молний в год.

Сама по себе металлическая труба и фланцы ИФС едва ли пострадают в результате протекания токов молнии, ведь толщина их стенки обычно больше 4 мм, а при таких толщинах молния не может ни проплавить, ни разогреть стенку трубы с внутренней стороны до опасных температур. Но, именно изолирующая вставка фланцевого соединения, необходимая для предотвращения электрохимической коррозии, и является слабым звеном при воздействии тока молнии. Ее изоляция не рассчитана на столь высокие напряжения, которые возникают при разряде молнии, поэтому она будет легко пробита, а канал тока молнии, имеющий очень высокую температуру, при взаимодействии с изоляционным материалом будет приводить к его разложению, что, в свою очередь, под действием высокого давления трубопровода может привести к вырыванию вставки и утечке взрывоопасной среды, создавая повышенную угрозу взрыва и пожара.

Избежать столь опасных последствий можно, защитив изолирующую вставку фланца посредством ее шунтирования с помощью специального искрового разрядника. С учетом жестких промышленных требований, предъявляемых к надежности трубопроводов, компания DEHN + SÖHNE разработала разделительные искровые разрядники EXFS 100 и EXFS 100 KU (рис. 3), которые пропустив через себя импульсные токи молнии вплоть до максимальных величин, предотвратят их воздействие на изолирующее фланцевое соединение и тем самым обеспечат безопасность трубопровода.

>>>

Разрядники EXFS 100... имеют взрывозащищенное исполнение и могут использоваться во взрывоопасных зонах класса 1 согласно ГОСТ Р 51330.9-99. Пропускная способность по току молнии равна 100 кА (10/350 мкс), что соответствует классу Н согласно [2], т.е. максимально тяжелому режиму работы. Выдерживаемое напряжение промышленной частоты составляет 250 В, а номинальное импульсное пробивное напряжение – 1250 В. Разрядник EXFS 100 имеет стандартное исполнение для применения на наземных участках трубопроводов. Для удобства его монтажа предлагаются плоские и угловые крепежные скобы из оцинкованной стали с различными диаметрами отверстий под шпильку фланцевого соединения, а также, медные соединительные проводники длиной 100, 200 или 300 мм в комплекте с кабельными наконечниками. Разрядник EXFS 100 KU более универсален и может применяться как для наземного, так и подземного монтажа за счет специальной водонепроницаемой оболочки. В состав конструкции входят также два соединительных проводника длиной 2 м и сечением 25 мм^2. При необходимости длина проводников может быть уменьшена, что позволяет осуществлять монтаж разрядников на фланцевые соединения различных габаритов. Пример установки разделительного искрового разрядника EXFS 100 на ИФС показан на рис. 4.

Рис. 4. Пример шунтирования изолирующего фланцевого соединения с помощью разделительного искрового разрядника EXFS 100

Применение разделительных искровых разрядников EXFS позволяет существенно увеличить эксплуатационную надежность трубопроводов в условиях грозовой деятельности. Однако, следует помнить, что современные трубопроводы являются комплексной системой и содержат также значительное количество вспомогательного оборудования, такого, как установки катодной защиты, средства связи и телемеханики и др. Для обеспечения надежного функционирования системы в целом необходимо также предусмотреть защиту и ее составляющих. Все необходимые для решения этой задачи комплектующие можно также найти в каталоге компании DEHN + SÖHNE «Устройства защиты от импульсных перенапряжений».

Литература:

1. Базелян Э.М. Как заземлять магистральные трубопроводы. Новости ЭлектроТехники. 2015. № 3 (93).
2. ГОСТ Р 62561.3-2014. Компоненты систем молниезащиты. Часть 3. Требования к разделительным искровым разрядникам. Москва, Стандартинформ, 2014. ●

ООО «ДЕН РУС» приглашает Вас посетить
стенд FC 108, павильон ФОРУМ
на 26-ой международной выставке «ЭЛЕКТРО 2017»
17-20 апреля, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

ООО «ДЕН РУС»
109428, Москва, Рязанский пр., д.10, стр. 18, оф. 2.9
Тел./факс (495) 663-35-73, 782-23-76
e-mail: info@dehn-ru.com
www.dehn-ru.com
молниезащита.рф

SPECPRICEP

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО, ПРОДАЖА ПОЛУПРИЦЕПОВ.

- **Универсальные решения любых задач;**
- **Плавность хода и высокая скорость движения;**
- **Активные оси SPECPRICEP с гидроприводом;**
- **Вся техника проверена в экстремальных условиях;**
- **Расширенный диапазон работы от -50°С до +40°С;**
- **Обработка цинком - защита от коррозии на 10 и более лет.**

WWW.SPECPRICEP.RU 8-800-775-86-85 INFO@SPECPRICEP.RU

Время не ждет

В марте 1961 года в районе Широтного Приобья ударил мощнейший нефтяной фонтан, положивший начало «большой нефти» Сибири. Более двадцати лет потребовалось Советскому Союзу для того, чтобы создать инфраструктуру НГК Западной Сибири. Сегодня сроки иные, так в 2004 году было создано АО «Ванкорнефть», а уже через 5 лет Ванкорское месторождение было запущено в промышленную эксплуатацию. Такими же быстрыми темпами идет освоение Тагульского месторождения Ванкорского кластера на севере Красноярского края. Во многом этому способствуют новые технологии и инновационная техника. Например, полевые склады горючего (ПСГ) производства НПФ «Политехника». Они резко отличаются от Шуховских стальных резервуаров своей мобильностью, легкостью, сроками ввода в эксплуатацию.

ПСГ-1 750, Тагул, РН-Ванкор

Так, получив детально разработанное проектное задание от заказчика в январе 2016 года (ПСГ не имеют стационарного оборудования, при котором нужна защита проекта) уже через 2 месяца в марте 2016 года НПФ «Политехника» завершила шеф-монтаж трех полевых складов горючего (ПСГ) общим объемом 6000 м^3 на Тагульском месторождении, принадлежащем ООО «РН-Ванкор», дочернему предприятию ООО «НК «Роснефть». Следует отметить, что все действия производились в тесном взаимодействии между техническими службами компаний. Доставка складов производилась по уже начинавшему таять зимнику от станции Коротчаево в сложных погодных условиях. Автомобили буквально плыли по реке растаявшего снега. Вот где пригодились преимущества ПСГ. Для того, чтобы разместить все оборудование, потребовалось всего десять 20-футовых контейнеров.

При прибытии на место передвижные эластичные резервуары бригадой из десяти человек, без применения техники, были быстро развернуты на противофильтрационные полога (площадку заблаговременно подготовили строители «РН-Ванкор»). Затем специалисты приступили к настройке насосно-раздаточного модуля, без спешки, в считанные дни, склад ГСМ был готов к эксплуатации. Уникальность ПСГ заключается в том, что все семь основных функций хранилища для ГСМ были заложены, плюс на складе заработала автоматизированная систем налива, позволяющая производить дополнительные операции по перекачиванию топлива из одного резервуара в другой, из одной автоцистерны в следующую и т.д. Нефтяники обеспечили ГСМ промыслы до следующего года.

Удивительно, но факт, через короткий отрезок времени, 11 апреля, «РН-Ванкор» приступило к эксплуатационному бурению на скважинах месторождения. Всего в рамках проекта эксплуатационного бурения Тагульского месторождения предусмотрено строительство 39 кустовых площадок и 506 скважин (267 добывающих и 239 нагнетательных).

Также при реализации Тагульского проекта будут построены установка подготовки нефти, опорная база промысла, временный городок строителей, автомобильные дороги, внутрипромысловые трубопроводы, высоковольтные линии электропередач. Для обеспечения электроэнергией новых месторождений на Ванкоре предусмотрено строительство еще одной газотурбинной электростанции Полярная мощностью 150 МВт и строительство ВЛ 110 кВ ПС Ванкор – ГТЭС Полярная и ВЛ 110 кВ ГТС Полярная – ПС Тагул. Все объекты предполагают применение большого количества специальной тяжелой техники, а значит необходимо наличие складов ГСМ. Поэтому перспективы взаимодействия между партнерами огромны.

Следует отметить, что ПСГ за десятилетие своего применения в России получили большое распространение в различных отраслях экономики, особенно в нефтегазовой отрасли. Такие хранилища, по сравнению с РВС и РГС, значительно легче стальных, обладают высокой мобильностью, короткими сроками монтажа и демонтажа, широким диапазоном рабочих температур от -55°С до +85°С, возможностью размещения на неподготовленных поверхностях, грунте, снеге, болотах, оврагах, траншеях и т.д., многократностью применения, относительно низкой ценой, надежностью, экологичностью. Срок службы ПСГ – 12 лет. Емкости полевого склада – легкие передвижные эластичные резервуары подушечного типа (ПЭР-Н) не подвержены коррозии и воздействию окружающей среды. После их демонтажа не требуется рекультивация земли, что особенно важно для ранимой северной природы.

По своей комплектации ПСГ предназначены для приемки, хранения и выдачи топлива и ГСМ. В полный комплект склада входят: ПЭР-Н (номинальная вместимость от 25 м^3 до 320 м^3); противофильтрационные полога и каркасные амбары; напорно-всасывающие рукава и сборно-разборные трубопроводы; запорная арматура; быстросборные соединения типа «Кам-Лок» или ТК; насосы, счетчики, раздаточные колонки, средства сигнализации и пожаротушения, система молниезащиты, система очистки дождевых, талых и дренажных вод.

ПСГ-2 500, Тагульское месторождение, РН-Ванкор

ПСГ-1 750, Тагульское месторождение, РН-Ванкор

Между тем, в текущем году НПФ «Политехника» столкнулась с таким же ранним таянием зимников при шеф-монтаже ПСГ – 4 000 м^3 на том же Тагульском месторождении, принадлежащем «РН – Ванкор». Это не благоприятное для нефтяников природное явление стало происходить с завидным постоянством на Ванкоре, так что следует поторопиться со строительством ПСГ и завозом топлива на объекты. ●

НПФ «Политехника»
109316, Москва, Волгоградский пр., 47, блок-офис 201
тел./факс (495)783-01-67 - многоканальный
e-mail: info@poli.ru
www.poli.ru

Интегрированное решение для добычи нефти и газа. Интеллектуальное месторождение

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Современные проблемы нефтегазового комплекса и причины их возникновения

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

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

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

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

Что такое «интеллектуальное месторождение»?

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

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

Рис. 1. Диспетчерский пункт «Интеллектуального месторождения»

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

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

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

Экономический эффект от внедрения интеллектуального месторождения

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

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

>>>

Рис. 2. Компоненты интегрированной модели от компании Эмерсон

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

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

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

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

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

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

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

>>>

Стадии проекта

Рис. 3. Процедура взаимодействия специалистов Эмерсон и Заказчика

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

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

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

Примерная программа семинара включает следующие темы:

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

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

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

Опыт успешных применений

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

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

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

Литература:

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

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 конченом 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.

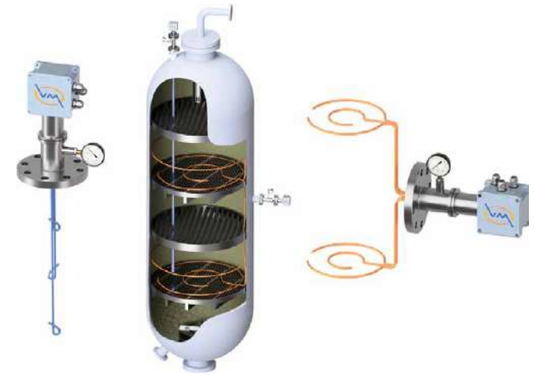


Рис. 1. Общий вид многозонных термоизмерительных датчиков температуры производства НПО «Вакууммаш», установленных в реакторе

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).

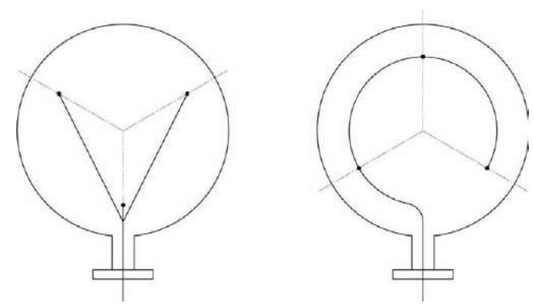


Рис. 2. Возможная схема расположения чувствительных элементов в реакторе или колонне

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:

- абсолютного давления,
- избыточного давления,
- разрежения,
- избыточного давления-разрежения,
- разности давлений,
- гидростатического давления (уровня).

Данные датчики давления имеют ряд преимуществ:

- Стандартный 2-х проводной интерфейс – 4–20 мА;
- Интеллектуальная самодиагностика датчика;
- Возможность перенастройки диапазонов измерения;
- Жк индикатор для контроля давления и настройки датчика;
- Интеллектуальная многоуровневая защита. Использование 4-х уровней доступа
- Высокая точность измерения от от ±0,075%;
- Возможность поставки во взрывозащищенном исполнении типа d (взрывонепроницаемая оболочка) и типа i (искробезопасная цепь);
- Широкий диапазон защищенности корпусов IP65, IP66, IP67, IP68;
- Использование современных тензорезистивных сенсоров.

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

Датчик загазованности «ОПТИМ-01».

Передовые технологии, высокая надежность, простота использования.

Межповерочный интервал – 2 года.

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

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

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

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

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

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

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

ООО «ЭЛТЕХ»

РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

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

СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ СО ВСТРОЕННОЙ ТЕЛЕМЕТРИЕЙ СЕРИИ «ТВЕРЦА»:

- СКЗ «Тверца-900» выходная мощность 900Вт (15А,60В)
- СКЗ «Тверца 900каскад» выходная мощность 1800Вт (30А, 60В)
- СКЗ «Твеца-3000» выходная мощность 3000Вт (50А, 60В)
- СКЗ «Тверца-СМ» модульная станция в конструктиве 19'

БЛОКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ:

ББП-20, ББП-15, ББП-20М, ББП-20Н, ББП Тверца-4, ББП Тверца-5

КОНТРОЛЛЕРЫ ТЕЛЕМЕТРИИ:

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

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

Комплекс телеметрии с КИТП-01

КИТП-02

Т3000

Тверца ТМ

Тверца СМ

Тверца-900 и Тверца-900 каскад

www.eltech.tver.ru

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

Система видеорегистрации при проведении буровых и ремонтных работ на нефтяных месторождениях

***А. К. ЛАГУТКИН** – технический директор ООО НПП «Петролайн-А»*

С 2001 г. Научно-производственное предприятие «Петролайн-А» занимается разработкой и производством контрольно-измерительных приборов для нефтегазодобывающей промышленности. Непрерывный поиск новых решений в соответствии с возрастающим уровнем технического развития и пожеланиями заказчиков обеспечивает стабильное положение компании на рынке вот уже более 15 лет.

Вся продукция ООО НПП «Петролайн-А» соответствует требованиям промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

В соответствии с Приказом Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1 с 1 января 2017 года «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» были дополнены пунктами 11.1 и 11.2.

В связи с новыми требованиями Ростехнадзора, возникла потребность в оснащении системами видеонаблюдения и видеофиксации объектов бурения и ремонта нефтяных и газовых скважинах. Системы должны отвечать сложным условиям эксплуатации.

Компания ООО НПП «Петролайн-А» разработала систему видеорегистрации ДЭЛ-150В, предназначеную для контроля объектов нефтегазовой промышленности на буровых и на установках КРС, ПРС.

Преимуществом системы является синхронизации данных видеонаблюдения с данными измерений СКПБ ДЭЛ-150, что позволяет наиболее точно и полно восстановить цепочку событий на объекте.

При разработке системы были учтены все пожелания и требования заказчиков Проведенные испытания подтвердили работоспособность данных систем в полевых условиях. Таким образом конструкция ДЭЛ-150В позволяет:

- работа при температуре воздуха от -40°С до +50°С;
- оперативный повторный монтаж-демонтаж оборудования при переездах;
- наблюдение во взрывоопасной зоне и т.д.

Основой Системы ДЭЛ-150В является блок видеорегистратора, который поддерживает оптимальную температуру внутри корпуса. Включение видеорегистратора происходит после установки необходимой температуры (подогрев или охлаждение).

Система ДЭЛ-150В обеспечивает запись данных с видеокамер (до 8х IP-видеокамер), установленных на рабочих местах, на съемный блок памяти с возможностью передачи видеоданных в режиме реального времени по Ethernet, GSM, WI-FI сетям. При передаче данных через сотового оператора в видеорегистраторе используется SIM-карта, установленная в слот 3G-роутера. Кроме этого Система ДЭЛ-150В предоставляет возможность синхронизации архивных видеоданных с архивными данными по контролю над величиной технологических параметров, зарегистрированных приборами комплекса (динамометр электронный) ДЭЛ-150.

Подключение камер отображается на индикаторах передней панели видеорегистратора. Камеры, размещаемые непосредственно около устья скважины, помещаются в специальную взрывонепроницаемую оболочку, имеющую сертификат на применение во взрывоопасных зонах и маркировку взрывозащиты Exdl/1ExdIICT6.

Запись видео данных производится на съемный блок памяти, который используется для переноса данных на компьютер, где с помощью специальной программы «Контроль бурения и ремонта скважин» создается архив видеоданных. Программа позволяет просматривать видеоданные в синхронизации по времени с графиками архивных данных, полученных с системы контроля ДЭЛ-150.

Кроме съемного блока памяти видеорегистратор имеет встроенный модуль памяти, позволяющий продолжать запись видеоданных при отсутствии (или замене) съемного блока памяти до 24 часов.

Система ДЭЛ-150В может использоваться самостоятельно в целях охраны и контроля состояния промышленных объектов.

Многолетний опыт научно-исследовательских работ в сфере нефтегазодобывающей промышленности, новые разработки, современные материалы, используемые в работе, позволяют утверждать, что продукция, производимая ООО НПП «Петролайн-А», функциональна и выгодна в соотношении цена/качество, отвечает стандартам безопасности, что подтверждается свидетельствами и сертификатами соответствия государственных органов. ●

Измерение уровня кипящих нефтепродуктов на предприятии ООО «КИНЕФ»

***К. В. РОТЧЕВ** – ведущий инженер ООО «КИНЕФ»*
***В. И. ГРИГОРЧУК** – ведущий инженер по применению приборов для измерения уровня и беспроводных технологий компании Эмерсон*

В статье рассматривается успешный опыт измерения уровня кипящих нефтепродуктов в вакуумной колонне с помощью волноводных радарных уровнемеров.

Уровень в технологических аппаратах является одним из основных измеряемых параметров в нефтеперерабатывающей промышленности. Надежность и достоверность измерений данного параметра напрямую связаны с безопасностью эксплуатации объекта и качеством выпускаемого продукта. За последние годы широкое распространение получили уровнемеры, использующие технологию рефлектометрии с временным разрешением: волноводные радарные и бесконтактные радарные уровнемеры. Принцип основан на излучении микроволн, приеме отраженных микроволн от границы раздела сред воздух-жидкость, жидкость-жидкость и дальнейшей обработкой сигнала для определения дистанции до продукта (рис. 2).

Рис. 1. Уровнемер Rosemount серии 5300 на вакуумной колонне

Почему измерение уровня кипящих продуктов раньше было проблемой

Применение волноводных радарных и бесконтактных радарных уровнемеров позволяет решить задачи по измерению уровня многих продуктов в широком диапазоне рабочих давлений и температур. Развитие элементной базы позволяет обрабатывать отраженные сигналы от поверхности сред с диэлектрической проницаемостью среды от 1.2 и выше. Нередко эксплуатирующему персоналу необходимо проводить анализ состояния выносной камеры и резервуара, а волноводные уровнемеры являются оптимальным решением данной задачи.

Ограничения на применение радарной технологии были связаны с измерением уровня кипящих нефтепродуктов, данный метод имеет ограничения по причине потери сигнала границы раздела воздух-жидкость, и, как следствие, недостоверных показаний, ухода в режим неисправности. Как пример – вакуумные и атмосферные колонны.

Для разделения углеводородов, у которых температура кипения превышает температуру их термического разложения (термокрекинг), используется перегонка с пониженным давлением в вакуумных колоннах. Рабочее давление в них составляет 6–12кПа абс. в верхней части. Для снижения парциального давления в колонне в нижнюю часть колонны подается перегретый водяной пар низкого давления. Использование вакуума и водяного пара позволяет отпаривать тяжелые фракции, с концом кипения до 545°С. Измерение уровня продуктов с такими технологическими параметрами ограничивает выбор средств КИП. На рис. 2 показан график эхо-кривой работы волноводного уровнемера с кипящими нефтепродуктами на объектах ООО «КИНЕФ».

Отраженный сигнал от кипящих нефтепродуктов нестабильный, перемещается вдоль эхо-кривой. Как правило, уровнемеры «теряют» эхо сигнал и уходят в режим неисправности.

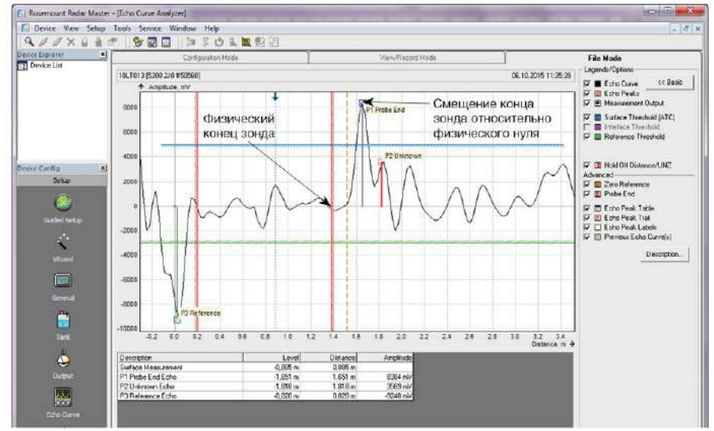


Рис. 2. Эхосигнал поверхности нефтепродукта

Решение

Уровнемеры Rosemount 5300 от Эмерсон расширили границы применения волноводных уровнемеров. Особенность заключается в том, что при измерении уровня нефтепродуктов сигнал лишь частично отражается от границы раздела воздух-жидкость, распространяясь дальше по волноводу, «доходит» до конца зонда, отражается обратно.

Уровнемер получает два сигнала от границы сред и от конца зонда. При прохождении радиоволн по волноводу скорость распространения волны в жидкой среде нефтепродуктов замедляется на значение пропорциональное диэлектрической проницаемости измеряемой среды.

В связи с этим физическим явлением уровнемер Rosemount 5300 способен измерять уровень нефтепродуктов как по сигналу границы раздела воздух – жидкость, так и по замедлению радиоволн в жидкой среде (работа в режиме «Проекция конца зонда»). На графике мы наблюдаем данный пример (рис. 3).

Как показывает опыт эксплуатации уровнемеров Rosemount 5300, измерение уровня жидкости кипящих продуктов возможно только при использовании режима проецирования конца зонда. При вскипании продукта уровнемер не теряет сигнал, отраженный от конца зонда, и стабильно продолжает обеспечивать измерение уровня. Если вскипание происходит мгновенно, то прибор можно переключить в обычный режим. Уровнемер будет обрабатывать сигналы, отраженные от поверхности продукта, а не от конца зонда.

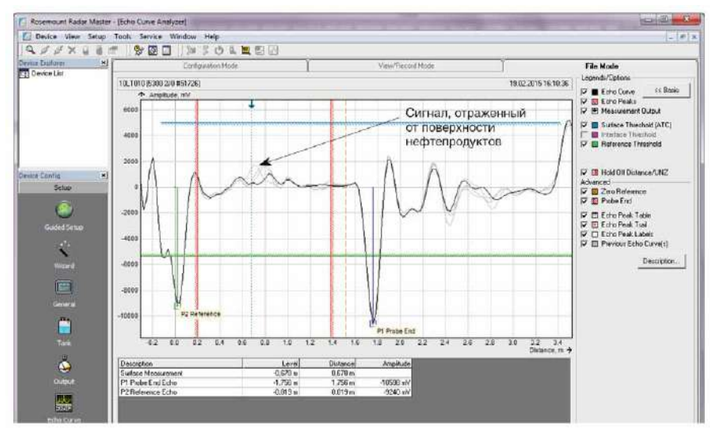


Рис. 3. Смещение эхосигнала конца зонда относительно физического окончания зонда

Если жидкость кипит постоянно, то уровнемер будет корректно проводить измерения только в режиме проецирования конца зонда. На графике показан пример измерения уровня нефтепродуктов при их кипении в выносной камере. Уровнемер продолжает отслеживать уровень по концу зонда.

В уровнемерах 5300 также есть возможность выбора опорного сигнала. На кипящих жидкостях он может менять форму и уменьшаться в амплитуде, чтобы устранить подобные негативные эффекты. ПО уровнемера позволяет выбрать множество вариантов в качестве опорного сигнала, менее подверженных влиянию технологического процесса.

Важным дополнением при монтаже прибора является обеспечение постоянной полярности сигнала от конца зонда. Желательно, чтобы конец зонда имел контакт со стенкой резервуара или выносной камеры. Полярность зонда указывается в настройках и необходима при использовании режима работы по концу зонда. При измерении продуктов с высокой температурой отдельное внимание следует уделить термоизоляции уровнемера и уплотнению зонда. Это поможет предотвратить скапливание конденсата и осаждений продукта. При выполнении вышеперечисленных условий достигается надежное измерение уровня кипящих нефтепродуктов.

Отдельно затронем функции расширенной диагностики. Соотношение сигнал/шум, расчетное качество сигнала и амплитуда опорного сигнала позволяют включить уровнемеры в систему предупредительной диагностики, которая заранее оповестит о необходимости проведения технического обслуживания.

Эксплуатация волноводных уровнемеров на предприятии ООО «КИНЕФ» показала, что измерение уровня кипящих нефтепродуктов с помощью уровнемеров Rosemount 5300 является наиболее надежным способом измерения и обеспечивает стабильные показания даже при вскипании нефтепродукта. ●

www.emersonprocess.ru

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

***Е. М. ОЗЕРОВА** – заместитель генерального директора ООО «Строительная компания «Гидрокор», к.т.н., член НП «Экологическое Международное Аудиторское Сообщество»*

Отходы нефтедобычи и нефтепереработки должны вовлекаться в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья путем применения технологий утилизации и/или обезвреживания. Захоронение их является наихудшим решением проблемы.

Сфера нефти в Российской Федерации охватывает все стадии производства нефтепродуктов из сырой нефти и стадии обращения с отходами производства, образующимися в больших количествах около буровых установок, на предприятиях нефтехимии и прочих направлений нефтепереработки. Перечень отходов данной отрасли определен в 445 Приказе Федеральной службы Росприроднадзора в блоке 2 «Отходы добычи полезных ископаемых», в блоке 3 «Отходы обрабатывающих производств», в блоке 7 «Отходы при водоснабжении, водоотведении, деятельности по сбору, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов», в блоке 9 «Отходы при выполнении прочих видов деятельности, не вошедшие в блоки 1-3, 6-8».

Отходы нефтедобычи и нефтепереработки могут и должны утилизироваться. В соответствии с основной целью Федерального закона от 24.06.1998г. № 89 «Об отходах производства и потребления» (далее 89-ФЗ) отходы производства и потребления должны вовлекаться в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья. На данный момент времени перечень технологий утилизации и обезвреживания отходов, в том числе в сфере обращения нефти, представлен на сайте http://rpn.gov.ru/node/854, который ведется в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 30.09.2011г. №792 «Об утверждении Порядка ведения государственного кадастра отходов» раздел IV «Банк данных об отходах и о технологиях использования и обезвреживания отходов различных видов».

Поскольку большая часть отходов производства нефтедобывающенй и нефтеперерабатывающей промышленности является вторичным сырьем, то утилизация (использование) данных отходов является наилучшем направлением обращения с данными отходами. Следовательно, на первичной стадии обращения с отходами необходимо накапливать и при невозможности утилизации или обезвреживания в 11-ти месячный срок хранить данные отходы в специальных хранилищах.

В соответствии со ст.1 89-ФЗ определены термины «хранение отходов – складирование отходов в специализированных объектах сроком более чем одиннадцать месяцев в целях утилизации, обезвреживания, захоронения» и «объекты хранения отходов – специально оборудованные сооружения, которые обустроены в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения и предназначены для долгосрочного складирования отходов в целях их последующих утилизации, обезвреживания, захоронения». Исходя из этих терминов необходимо обустройство объектов в соответствии с требованиями действующего законодательства в РФ и последующие действия со складированными отходами. Кроме того, хранение отходов является лицензированным видом деятельности, при чем в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 3 октября 2015 г. № 1062 «О лицензировании деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I – IV классов опасности» при предоставлении услуг третьим лицам по хранению отходов необходимо получать также лицензию на сбор.

В соответствии с проектом «Требований к объектам размещения отходов (за исключением твердых коммунальных отходов)» вводятся новые термины: «объект приповерхностного захоронения отходов – подземное сооружение для захоронения отходов, расположенное на глубине от поверхности земли до 100 метров» и «хранилища долгосрочного хранения отходов обрабатывающих производств кроме отвалов» (п.3 и п.4б Требований, соответственно), под которые подпадают шламохранилища и шламовые амбары, эксплуатируемые свыше 11 месяцев.

Проектирование, строительство и реконструкция объектов размещения, отнесенных постановлением Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 N 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (далее – НВОС), к объектам I, II, III и IV категорий», к объектам I категории, должны осуществляться с применением наилучших доступных технологий (информационно-технические справочники ИТС 15-2016 и 17-2016).

>>>

Хранилища должны быть оборудованы противофильтрационным экраном, исключающим или минимизирующим миграцию загрязняющих веществ в подземные воды, и сооружениями по очистке сточных и инфильтрационных вод, сбрасываемых в водные объекты, а проектная документация на их строительство, реконструкцию, модернизацию и проекты вывода из эксплуатации объектов размещения отходов (далее – ОРО), в соответствии с требованиями ст.11 Федерального закона от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» должна иметь положительное заключение государственной экологической экспертизы федерального уровня (далее – ГЭЭ). После ввода в эксплуатацию при наличии лицензии на соответствующую деятельность и положительного заключения ГЭЭ, заполняется форма в порядке, предусмотренном правилами инвентаризации объектов размещения отходов, утвержденными приказом Минприроды России от 25.02.2010 №49 (зарегистрирован в Минюсте России 08.06.2010, регистрационный N 17520), и далее объект должен быть внесен в государственный реестр объектов размещения отходов (далее – ГРОРО) в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 30.09.2011г. №792 «Об утверждении Порядка ведения государственного кадастра отходов».

Таблица 1. Территории, на которых введены запреты или ограничения на размещение отходов

Наименование территории	Хранение	Захоронение	Примечание
Территории, прилегающие к городским и сельским поселениям	запрещено	запрещено	На расстоянии не менее размера санитарно-защитной зоны Объекта
В границах населенных пунктов	–	запрещено	
Водоохранные зоны	запрещено	запрещено	
Лесопарковые курортные лечебно-оздоровительные рекреационные зоны	запрещено	запрещено	
Водосборные площади подземных водных объектов, используемых в качестве источников водоснабжения	запрещено	запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов и места залегания подземных вод, резервирование которых осуществлено в качестве источников питьевого водоснабжения	запрещено	запрещено	В пределах границы площадей залегания месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов, используемые в бальнеологических целях		запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Водосборные площади подземных водных объектов, используемых для извлечения ценных минеральных ресурсов		запрещено	В пределах границы месторождения подземных вод
Первый и второй пояс зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения	запрещено	запрещено	
Пути миграции животных, вблизи нерестилищ	запрещено	запрещено	
Места залегания полезных ископаемых		ограничено	В случаях, если возникает угроза загрязнения мест залегания полезных ископаемых
Места ведения горных работ		ограничено	В случаях, если возникает угроза безопасности ведения горных работ.
Иные места, в которых может быть создана опасность для окружающей среды, естественных экологических систем и здоровья человека		запрещено	
Охранные зоны объектов по производству электрической энергии		запрещено	
Полосы воздушных подходов на удалении до 30 км от контрольной точки аэродрома	запрещено	запрещено	для объектов, способствующих привлечению и массовому скоплению птиц
Вне полос воздушных подходов – до 15 км от контрольной точки аэродрома	запрещено	запрещено	для объектов, способствующих привлечению и массовому скоплению птиц
Внутренние морские воды и территориальное море		запрещено	
Территории с выходом закарстованных и сильнотрещиноватых пород	запрещено		для шламонакопителей производств свинецсодержащих, селенсодержащих и марганецсодержащих сталей

Участок для планируемого строительства объектов приповерхностного размещения отходов, предназначенных для долгосрочного хранения и захоронения отходов, должен быть расположен на землях промышленности в пределах зоны специального назначения, установленной документами территориального планирования. Расположение объектов размещения на землях других категорий и в пределах иных зон не допускается. Выбор участка для планируемого строительства объекта приповерхностного размещения отходов производится с учетом необходимости установления защитных и охранных зон, устанавливаемых в соответствии с положениями статьи 52 Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (далее 7-ФЗ), запретов и ограничений, установленных федеральными законами, для размещения отходов. Перечень территорий, на которых не допускается строительство объектов размещения отходов или строительство ограничено определенными условиями, приведен в таблице 1.

Разработка проектной документации на строительство прочих объектов размещения отходов осуществляется на основании результатов инженерных изысканий, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными «Положением о выполнении инженерных изысканий для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства», утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 19.01.2006 №20.

Проектирование ОРО осуществляется в соответствии требованиями, установленными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Обеспечение безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации ОРО осуществляется в соответствии с требованиями документации в области технического регулирования, в том числе техническими регламентами, сводами правил, национальными стандартами, включенными в «Перечень национальных стандартов и сводов правил», частей таких стандартов и сводов правил, в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

В целях охраны подземных вод при проектировании объектов приповерхностного размещения отходов одной из важнейших конструкций является противофильтрационный экран, обеспечивающий водонепроницаемость сооружения. Конструкция противофильтрационного экрана определяется топографическими, геологическими и гидрогеологическими условиями.

>>>

В целях охраны поверхностных водных объектов при проектировании ОРО должны быть предусмотрены:

- конструктивные решения, сооружения и мероприятия по исключению сброса в водные объекты сточных и инфильтрационных вод, образующихся на объекте без предварительной очистки;
- создание защитных устройств и сооружений от подтопления и заболачивания в виде канав, продольных дренажей и аналогичных мер, расположение которых определяется рельефом местности, гидрогеологическими и гидрологическими условиями территории расположения ОРО.
- мероприятия по отводу дождевых и талых вод.

Строительство, реконструкция ОРО допускаются при наличии:

- утвержденной проектной документации на строительство указанных объектов;
- разрешения на строительство, реконструкцию, полученного в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности;
- положительного заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию.

При строительстве ОРО не допускается отклонений от проектной документации, в том числе в части применения строительных материалов и изделий, обеспечивающих соответствие здания или сооружения проектной документации.

Окончательной стадией, подтверждающей возможность эксплуатации объекта размещения отходов, является приказ Федеральной службы Росприроднадзора о внесении ОРО в ГРОРО.

Далее, при эксплуатации объекта необходимо выполнение требований действующего законодательства РФ, в частности разработка и согласование Производственного экологического контроля, своевременное заполнение деклараций и внесение платы по НВОС в соответствии с требованиями ст.16-16.4 7-ФЗ. Расчет платы ведется исходя из базовых ставок платежей, определенных в Постановлении Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Применение понижающего коэффициента 0,3 при начислении платы за негативное воздействие на окружающую среду возможно только на собственных объектах размещения отходов, которые должны быть оборудованы противофильтрационным экраном, исключающим или минимизирующим миграцию загрязняющих веществ в подземные воды, и сооружениями по очистке сточных и инфильтрационных вод, сбрасываемых в водные объекты, а проектная документация на их строительство, реконструкцию должна иметь положительное заключение государственной экологической экспертизы в соответствии с проектом «Требований к объектам размещения отходов (за исключением твердых коммунальных отходов)».

ООО «Строительная компания «Гидрокор» имеет 20-летний положительный опыт проектирования, строительства, ввода в эксплуатацию объектов размещения отходов, в т.ч., соответствующих профилю нефтедобычи и нефтепереработки. За этот период времени построен ряд крупнейших сооружений с применением высококачественных геосинтетических материалов, которые эффективно функционируют и в настоящее время. Выполнены различные по объему работы на разного рода сооружениях. География работ охватывает все регионы Российской Федерации, территорию республик Азербайджан и Казахстан. ●

www.gidrokor.ru

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

УПРАВЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫМ РЕЖИМОМ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

ФСА ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС

Естественнодействующие трубчатые системы охлаждения внедрены на 29 месторождениях Севера
Патент № 2415226

Проектирование и строительство зданий с полами по грунту и резервуаров на поверхностных фундаментах в условиях вечной мерзлоты

- Сокращение стоимости нулевого цикла до 50%
- Значительное повышение несущей способности
- Не требует электроэнергии и обслуживания
- Сокращение сроков строительства и площади застройки
- Возможность строить здания без проветриваемого подполья
- Стабильно твердомерзлое состояние грунтов оснований

- 35 лет научно-исследовательской деятельности
- Более 25 лет активного внедрения технологий
- Заморожено 30 млн. м^3 грунта
- Построено более 1500 охлаждаемых оснований

ООО НПО «Фундаментстройаркос»
Россия, 625014, Тюмень, ул. Новаторов, 12,
тел.: +7 (3452) 52-02-55
e-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru

Проблемы строительства и эксплуатации трубопроводных обвязок АВО и компрессорных агрегатов на вечномерзлых грунтах

***Д. Г. ДОЛГИХ, С. Н. ОКУНЕВ** – ООО НПО «Фундаментстройаркос»*

Как известно, при строительстве серьезных тепловыделяющих сооружений на вечномерзлых грунтах требуется стабилизация мерзлого состояния грунтов оснований для предотвращения просадок или выпучивания свай.

Эта стабилизация достигается применением сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ), использующих естественный холод окружающей среды.

Известны три типа СОУ:

1. Горизонтальные естественнодействующие трубчатые системы «ГЕТ» (рис. 1);
2. Вертикальные естественнодействующие трубчатые системы «ВЕТ» (рис. 2);
3. Индивидуальные СОУ (термостабилизаторы) (рис. 3).

Характерная особенность этих СОУ заключается в том, что в обеих системах (и горизонтальных, и вертикальных) охлаждающая часть значительно удалена от конденсаторной части, поэтому не мешает целевой части объекта. Тогда как у одиночных термостабилизаторов охлаждающая и конденсаторная часть совмещены, располагаясь друг над другом.

В некоторых случаях это различие имеет принципиальное значение.

При устройстве термостабилизации грунтов оснований на компрессорных станциях необходимо учитывать следующие основные особенности трубопроводных обвязок АВО и компрессорных агрегатов:

- плотное размещение труб большого диаметра;
- повышенные снегозаносы между трубами;
- высокие температуры труб (до 70°С) после сжатия газа в компрессорных агрегатах.

Все эти факторы приводят к растеплению грунтов и деформациям трубопроводов, а также существенно влияют на работу систем замораживания и температурной стабилизации грунтов оснований. Применение обычных термостабилизаторов для поддержания грунтов в мерзлом состоянии в этом случае может оказаться недопустимо.

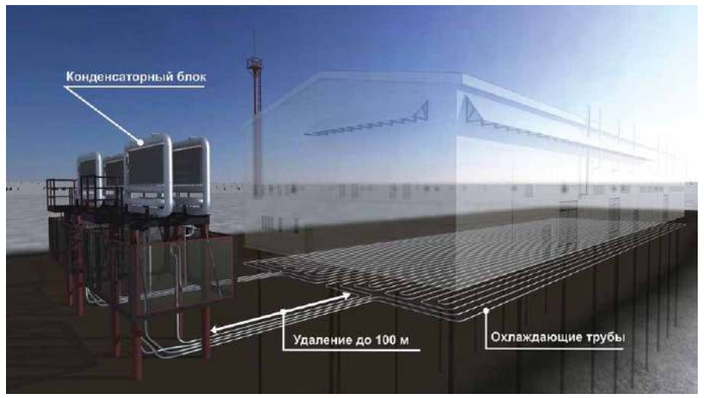


Рис. 1. Система горизонтальная естественнодействующая трубчатая «ГЕТ»

Рис. 2. Система вертикальная естественнодействующая трубчатая «ВЕТ»

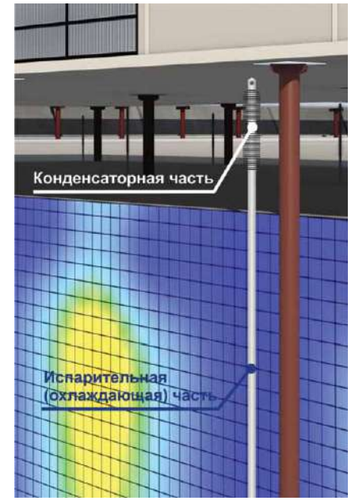


Рис. 3. Индивидуальный термостабилизатор

Рис. 4. Вид обвязки ГПА 1 ДКС 5В Уренгойского месторождения, июль 2010 г.

Например, имеются случаи, когда при новом строительстве для замораживания грунтов оснований на «горячих» трубопроводах и компрессорных агрегатах применяются индивидуальные термостабилизаторы. Причем, термостабилизаторы по технологии устанавливаются сразу же после забивки свай.

Последнее приводит к тому, что далее в процессе монтажа компрессорных агрегатов и трубопроводных обвязок термостабилизаторы существенно осложняют монтаж технологического оборудования и труб, при этом увеличиваются сроки монтажа оборудования. Очень часто термостабилизаторы деформируют и ломают. Такая ситуация наблюдалась при строительстве компрессорных станций ДКС 5В Уренгойского месторождения (рис. 4), ГКС Заполярного месторождения, где значительное количество термостабилизаторов было деформировано и выведено из строя. Поэтому после монтажа оборудования приходилось устанавливать термостабилизаторы вновь. Кроме того, количество установленных термостабилизаторов было значительно увеличено из-за теплового влияния «горячих» трубопроводов на работу термостабилизаторов.

ООО НПО «Фундаментстройаркос» приступило к разработке технических решений и опытным работам по замораживанию и температурной стабилизации грунтов оснований существующих трубопроводных обвязок и межцеховых эстакад Медвежьего и Уренгойского месторождений, на которых происходили деформации свай, с 1995 года. В качестве технических решений сразу же предлагалось применять как индивидуальные термостабилизаторы, так и системы «ВЕТ».

В результате исследований было выяснено, что для исключения деформаций необходимо применить:

- противопучинное размещение термостабилизаторов и охлаждающих труб систем «ВЕТ» в грунте;
- термостабилизаторы необходимо применять только на «холодных» трубопроводах с высотой надземной части не менее 2..3 метров, для исключения снегозаносов надземной части термостабилизаторов;
- на «горячих» трубопроводах для замораживания грунтов оснований необходимо применять только систему «ВЕТ» с теплоизоляционным экраном.

В настоящее время разработанные технические решения успешно применяются при строительстве и капитальном ремонте трубопроводных обвязок на Бованенковском, Заполярном, Уренгойском, Ямбургском и других месторождениях (рис. 7).

При использовании систем «ВЕТ» в строительстве трубопроводных обвязок и компрессорных агрегатов подземная часть располагается около свай, а конденсаторные блоки вынесены за пределы трубопроводной обвязки. Это позволяет:

- сократить количество и длину подземной части систем «ВЕТ» за счет заглубленного размещения подземных элементов систем и выноса конденсаторных блоков за пределы теплового влияния «горячих» труб;
- сократить время замораживания за счет более эффективной работы систем «ВЕТ» относительно индивидуальных термостабилизаторов благодаря большей удельной поверхности конденсаторного блока и лучшего его обдува;
- не препятствовать монтажу надземных конструкций компрессорных агрегатов и трубопроводной обвязки за счет подземного размещения системы замораживания грунтов.

>>>

Исходя из накопленного опыта замораживания грунтов трубопроводной обвязки АВО и компрессорного цеха, в июле 2016 года «Фундаментстройаркосом» при проектировании термостабилизации грунтов на УКПГ 3С Заполярного месторождения была предложена система «ВЕТ».

Однако, впоследствии, заказчику поступило предложение установить вместо системы «ВЕТ» индивидуальные термостабилизаторы как вертикальные, так и с наклонной транзитной частью. По непонятным причинам это предложение было принято заказчиком, и уже частично реализовано (рис. 6), причем термостабилизаторы, в т.ч. производства ООО НПО «Фундаментстройаркос», смонтированы возле оголовков свай. Установленные термостабилизаторы будут мешать монтажу трубопроводной обвязки и будут, естественно, деформированы и сломаны.

Кроме того, тепловое влияние трубопроводов будет препятствовать охлаждению конденсаторной части термостабилизаторов. Помимо дополнительных затрат на восстановление ремонтопригодных термостабилизаторов, это приведет к общему снижению эффективности термостабилизации в целом.

Наша компания дорожит своей репутацией. Вся продукция проходит строгий контроль качества, но из-за неправильного применения термостабилизаторов охлаждение грунта может оказаться недостаточным. В процессе эксплуатации объекта возможно повышение температуры грунтов и деформация трубопроводов.

Для исключения подобных ситуаций на аналогичных объектах, таких как УКПГ 1С и 2С, мы рекомендуем:
1. Применять для температурной стабилизации «горячих» трубопроводов только системы «ГЕТ» и «ВЕТ» (рис. 8);
2. В случае использования термостабилизаторов предусматривать тепловые экраны и подъем надземной части термостабилизаторов на 3 метра над трубопроводом для исключения теплового влияния.

Рис. 5. Деформированные и вышедшие из строя термостабилизаторы на ГКС Заполярного месторождения, сентябрь 2012 г.

Рис. 6. Площадка с многочисленными термостабилизаторами для строительства обвязки на УКПГ 3С Заполярного месторождения, октябрь 2016 г.

Также не следует допускать применения термостабилизаторов разных производителей на одном объекте ввиду различного качества исполнения. Качество термостабилизатора должно соответствовать сроку эксплуатации объекта строительства. Наши изделия проходят 100% контроль качества сварных стыков, изготавливаются из бесшовной оцинкованной трубы 09Г2С, что обеспечивает герметичность и срок эксплуатации не менее 30 лет. Далеко не все производители систем температурной стабилизации грунтов соблюдают такие параметры в настоящее время.

Рис. 7. Конденсаторные блоки систем «ВЕТ» на ГКС Заполярного месторождения, сентябрь 2012 г.

Рис. 8. Система «ГЕТ». Особенность системы – конденсаторная часть отдалена от подземных охлаждающих труб

СПРАВКА О КОМПАНИИ

НПО «Фундаментстройаркос» организовано в 1991 г. для комплексного решения задач в области строительства оснований зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах.

В настоящее время НПО специализируется на следующих видах работ:

- **Ведет научно-исследовательские работы, в том числе имеет полигон для практического сравнения эффективности различных устройств по замораживанию грунтов.**
- **Выполняет работы по проектированию систем стабилизации мерзлого состояния грунтов оснований тепловых сооружений.**
- **Производит изготовление и поставку устройств для охлаждения и замораживания грунтов, среди которых ряд запатентованных разработок (до 100 систем «ГЕТ» и «ВЕТ», до 10 тыс. термостабилизаторов в месяц).**
- **Производит строительно-монтажные работы по профилю деятельности на всей территории России с вечномерзлыми грунтами.**

Технические решения НПО «Фундаментстройаркоса» применены на 29 месторождениях Крайнего Севера.

ФСА ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС

ООО НПО «Фундаментстройаркос»
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12,
тел. (3452) 22-53-25, 26-13-67
e-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru

Безопасные маневры: как «вписать» в поворот негабаритный транспорт?

Проблему поворота автопоезда на бездорожье и городских улицах конструкторы SPECPRICEP решили за счет системы принудительного управления осями. А с ней – и множество других.

Полуприцепы с осями, принудительно управляемыми гидравликой, обеспечивают высокие показатели маневренности, управляемости и устойчивости в различных условиях движения

Стоит ли говорить, насколько это непростая задача – управлять автопоездом с тяжелым негабаритным грузом, длина которого достигает не одного десятка метров. При таких перевозках значение имеет не только грузоподъемность используемой спецтехники, но и ее способность маневрировать. И если грузоподъемность зависит от количества осей, то на маневренность во многом влияет, как этими осями управлять. Техника SPECPRICEP с принудительно управляемыми осями демонстрирует прекрасную маневренность и управляемость в сложных условиях движения. Такая схема управления признана наиболее целесообразной всеми мировыми специалистами.

Если у полуприцепа три оси и более, отдельные из них следует делать поворотными: они могут быть самоустанавливающимися или с принудительным автоматическим управлением – в зависимости от минимально необходимых траекторий движения транспортного средства. Такие оси уменьшают нагрузку на шасси во время выполнения маневров, существенно экономят топливо, снижают расход резины и сохраняют исправность осевых агрегатов.

А самое главное, на несколько метров уменьшается коридор движения. Дистанционный пульт дает водителю возможность доворачивать управляемые оси по любой траектории движения. Установка неповоротных колес удерживает спецтехнику от смещения на внешний радиус при повороте, а за счет того, что угол между тягачом и полуприцепом определяет угол поворота осей, значительно уменьшается ширина поворота самого автопоезда и смещение задней части полуприцепа.

В противном случае, если задние оси не будут управляемыми, траектория крайней габаритной точки рамы трала будет смещаться на внешнюю сторону во время движения по кривой. Иными словами – повышается вероятность заносов, из-за которых может повредиться и груз, и сам прицеп.

Система принудительного управления осями – необходимость, благодаря которой ведущие разработчики обеспечивают максимальную маневренность техники и безопасность груза. С ее помощью специалисты SPECPRICEP решили актуальную в условиях узких городских улиц проблему поворота автопоезда.

Дополнительный принудительный поворот при участии оператора возможно спроектировать для любой модели SPECPRICEP

Пульт управления корректирует движение полуприцепов при повороте в местах с ограниченным пространством и сложных условиях движения. Благодаря системе управления тралы, даже несмотря на большую длину, вписываются в коридор, соответствующий всем современным техническим требованиям. Больше того, принудительное управление осями обеспечивает поворот техники практически на месте.

В одной из недавно выпущенных моделей низкорамного полуприцепа с семью осями и раздвижной рамой для контроля движения конструкторы SPECPRICEP применили следующую оригинальную схему: пять осей полуприцепа – с принудительным управлением и одна – самоустанавливающаяся.

Многоосник SPECPRICEP с оригинальной схемой управления осями: пять из них с принудительным управлением и одна – самоустанавливающаяся

Принудительное управление осуществляется в автоматическом режиме при повороте автопоезда. Во время выполнения сложных маневров управление осями может производить оператор с дистанционного пульта, подключенного к полуприцепу. Благодаря реализованной схеме поворот техники возможен по любой траектории движения. Плавность хода гарантирует пневматическая подвеска и, кроме того, дает возможность понизить или повысить погрузочную высоту за счет изменения давления в пневмобаллонах.

Сохранность груза обеспечивают восемь съемных стоек на грузовой платформе, при этом пазы под стойки спроектированы с возможностью изменения по ширине площадки. С каждой стороны площадки есть кольца крепления, всего – 10 пар. В комплектацию входят механические двухскоростные опоры (основные и дополнительные), тормозная система EBS и выдвижные уширители. Ширина рабочей площадки наращивается уширителями до 3000 мм, раздвижная рама увеличивает длину площадки до 17100 мм. При этом полуприцеп остается в необходимых габаритах и не требует дополнительных разрешений, что позволяет заказчику существенно экономить на перевозках.

SPECPRICEP создает технику с 1999 года, и за это время специалисты завода нашли оптимальную схему внутренней и внешней антикоррозийной защиты. Для борьбы с ними используются прогрессивные способы обработки, сочетание которых продлевает антикоррозийную защиту отдельных деталей до 10 лет. Каждый этап противокоррозиной обработки проходит под непрерывным надзором – так исключаются недочеты и брак даже в труднодоступных местах: на стыках, изгибах, в скрытых полостях и сварных швах.

Раздвижные полуприцепы: выгодная экономия при перевозке

Тяжеловозы с раздвижной рамой выпускают все ведущие производители прицепной техники, но тралы SPECPRICEP выгодно отличаются на их фоне. Например, рама низкорамных полуприцепов этой марки является несущей. Конструкторы компании добились этого за счет использования специальной стали повышенной прочности, применения решений с 1 и 2 лонжеронами, а также с поперечным раздвижением. Это принципиально отличает «телескопы» SPECPRICEP от зарубежных и отечественных аналогов, у которых выдвижная часть рамы не несет опорной нагрузки.

Высокие технические и эксплуатационные характеристики полуприцепов завода ставят их в один ряд с продукцией известных зарубежных брендов. SPECPRICEP гарантирует высокую прочность и долговечность моделей своего производства, которые при этом обладают отличной управляемостью и маневренностью, неприхотливы и просты в использовании. ●

SPECPRICEP

ООО «Компания «Спецприцеп»
125212, Москва, Головинское шоссе, д. 5, стр. 1
www.specpricep.ru
тел. 8 (800) 775-86-85
e-mail: info@specpricep.ru

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

Особенность биологической очистки загрязненной нефтепродуктами почвы заключается в том, что нефтяное загрязнение представляет собою не индивидуальное химическое соединение, а комплекс сложных углеводородных соединений.

Нефтяное загрязнение почвы приводит к тому, что в почве преимущество получают углеводородокисляющие микроорганизмы. Поскольку в нефти содержание полициклических ароматических соединений, в частности, бензопирена, колеблется в очень широких пределах (от 250 до 8050 мкг/кг), то весьма актуальна проблема загрязнения среды сырой нефтью в результате ее добычи и транспортировки.

Особенно сильно земли загрязнены нефтью и нефтепродуктами в регионах, насыщенных нефтепромыслами и нефтеперерабатывающими предприятиями, а также в местах аварий на трубопроводах. Негативное воздействие нефти на эколого-биологические свойства почвы выражается в снижении общей численности бактерий, нарушении ферментативной активности, ухудшении роста и развития растений. Снижение большинства основных биологических показателей экологического состояния почвы происходит уже при увеличении количества нефтяного загрязнителя на 25 мг/кг свыше фона или при содержании в почве 0,25% нефти. Нефть даже в минимальных дозах оказывает значительное фитотоксическое влияние и на генеративные, и на вегетативные органы растений.

В зависимости от нефтяного загрязнителя одна и та же почва может по-разному реагировать на техногенное загрязнение: например дизельное топливо отличается повышенной фитотоксичностью по сравнению с мазутом, и оказывает более сильное токсическое действие на почву и развитие растений.

Почвы, различающиеся по составу, содержанию органики, численности и составу аборигенных микроорганизмов, по-разному реагируют на один и тот же нефтяной загрязнитель. Общими для эколого-биологических свойств почв, являются такие показатели как численность микроорганизмов, ферментативная активность, фитотоксичность, содержание гумуса, рост и развитие растений. Токсический эффект нефтяных углеводородов является препятствием при осуществлении рекультивации и фиторемедиации нефтезагрязненных участков территорий промысловой нефтедобычи.

Использование выделенных из природы научными методами и искусственно культивированных природных микроорганизмов для разрушения нефтяного загрязнения в работах по рекультивации земель показало себя одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных, и экологически безопасных способов. Микроорганизмы способны эффективно метаболизировать и разлагать фитотоксичные углеводородные соединения без образования промежуточных токсичных компонентов – конечными продуктами являются вода и углекислый газ. Биологическая деструкция нефтяных углеводородов с помощью биопрепаратов углеводородокисляющих бактерий может протекать в период от нескольких дней или недель до нескольких месяцев в зависимости от интенсивности загрязнения, состава загрязнителя, климатических и физико-химических параметров восстанавливаемой среды. Полная очистка участка можно занимать от одного до двух вегетативных сезонов. Статистически биологическая деструкция углеводородов с применением биопрепаратов деструкторов происходит до 100 раз быстрее, чем в процессе естественных процессов испарения, вымывания, выветривания и биодеградации нефтяного загрязнения в естественных условиях.

Микробиологический биодеструктор нефтяных загрязнений Микрозим™ Петро Трит™ содержит сообщество (6–12) видов углеводородокисляющих микроорганизмов метаболизирующих все основные фракции нефти. Очистка нефтяного загрязнения почвы происходит путем биологического разложения (биодеструкции) живыми углеводородокисляющими микроорганизмами (УОМ) нефтяных углеводородов до безвредных для окружающей среды продуктов метаболизма с образованием воды и углекислого газа.

>>>

В состав биопрепарата также входит оптимизированный комплекс минеральных и органических веществ, необходимых для эффективной метаболизмами нефтяного загрязнителя.

Биопрепарат Микрозим™ Петро Трит™ разрешен к применению Санитарно-Эпидемиологическим Заключением ГСЭН РФ на основании исследования ГУ НИИ МТ РАМН. Биопрепарат безвреден для человека, животных, рыб, растений, зоопланктона, микрофлоры, соответствует 5 классу опасности.

Препарат Микрозим™ Петро Трит™ прошел испытания в различных климатических поясах, различных почвах, при различных уровнях загрязненности и возраста загрязнения: очистка нефтешламов предприятия «Беларусьнефть» с интенсивностью загрязнения от 3,8% до 64% эффективность очистки за 45 суток составила от 62% до 39% соответственно; при очистке почвы территории цеха транспорта нефти и хранения нефтепродуктов на предприятии «Речицанефть» (Республика Белоруссия, с сентября по ноябрь 2007 г.) препаратом Микрозим™ Петро Трит™ нефтяное загрязнения в почве после 1-ой обработки препаратом сократилось на 30% на 9-е сутки, на 53% на 22-е сутки при исходных уровнях загрязнения: среднем 1108,1 мг/кг грунта, максимальном 82 000 мг/кг грунта, и глубине проникновения нефти в почву на 15 см, процесс биодеструкции продолжался до понижения температуры воздуха ниже 5°С и завершился с понижением температуры ниже +5°С с эффективностью 70%; при очистке почв на территории Казахстана с интенсивностью загрязнения нефтью от 7% до 15%, эффективность очистки солончаковой почвы составила 51% через 7 суток, 82% через 30 суток, песчаной почвы Акмолинской области – 71% через 7 суток, 88% через 60 суток, темно-каштановой почвы – 70% через 15 суток; при очистке почвы Самотлорского месторождения с интенсивностью загрязнения нефтью от 15% до 30%, эффективность очистки составила порядка 40% за вегетативный сезон.; при очистке почв Земли Франца-Иосифа с интенсивностью загрязнения мазутом, дизтопливом, маслами от 7% до 15%, эффективность очистки составила 70% за теплый вегетативный сезон.; при очистке донных нефтешламов с уровнем загрязнения 10% из отстойника НПЗ расположенного в средней части России эффективность превысила 80% через 14 суток.

В 2010 году в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Полярно-альпийском ботаническом саде-институте им. Н. А. Аврорина Кольского научного центра Российской академии наук было проведено исследование влияния биопрепарата Микрозим™ Петро Трит™ на зарастание травяным покровом загрязненных нефтепродуктами участков почвы.

В эксперименте исследовалась возможность создания растительного покрова методом настила трав на почвенный покров состоящий из смеси нефтешлама и песка с содержанием нефтепродуктов 16% и комковатой структурой. Через 7 дней эксперимента было зафиксировано фрагментарное (исключительно в местах соприкосновения) прирастание дернины к субстрату. Основные причины гибели ковровой дернины явились – высокая концентрация нефтяного загрязнения и комковатая структура почвенного покрова. В связи с этим было изучено влияние биопрепарата-деструктора углеводородов Микрозим™ Петро Трит™ на качество формируемого данным способом растительного покрова. На 6-й день эксперимента был сформирован плотный зеленый растительный покров из проростков высотой 5–7 см. Анализ полученных результатов показал, что использованный в эксперименте биопрепарат Микрозим™ способствует существенному улучшению качества сформированного в эксперименте растительного покрова.

Влияние препарата Микрозим™ Петро Трит™ на качественные показатели фитоценоза, сформированного инновационным способом прямого посева на участках, загрязненных мазутом

Вариант	Высота травостоя, см	Длина корней, см	Плотность травостоя, шт/дм^2	Биомасса, г/м^2	Проективное покрытие, %
Контроль	22.3±1.6	19.7±3.2	686. 4±31.2	610.0±31.0	70±6.2
Опытный	34.6±2.4	22.0±1.5	1019.7±70.9	883.4±35.4	80±3.5
НСР05				13,4	

В 2012 году похожий эксперимент был проведен ФГБУН Институтом проблем промышленной экологии Севера КНЦ РАН в климатических условиях Кольского полуострова, однако условия эксперимента отличались по следующим параметрам:

- Полив очищаемого участка в течение всего летнего сезона отсутствовал, при этом погодные условия вегетативного периода 2012 года характеризовались режимом продолжительной засухи.
- Посев трав на загрязненный нефтепродуктами участок не производился, исследовалось естественное самозарастание участка.

Полученный результат оценивался визуально:

Самозарастание контрольного загрязненного мазутом участка в естественных условиях без применения биопрепарата Микрозим™ Петро Трит™

Самозарастание экспериментального загрязненного мазутом участка в естественных условиях после обработки биопрепаратом Микрозим™ Петро Трит™

Слева направо: самозарастание загрязненных дизельным топливом контрольного и экспериментального участков

Таким образом, присутствует взаимосвязь, между микробиологическим разрушением нефтяных углеводородов и снижением фитотоксичного влияния нефтяного загрязнения на почву, которая позволяет совместно использовать методы биотехнологии и фиторемедиации при рекультивации загрязнений почвы нефтяными углеводородами.

Литература:

1. Исследование эффективности препарата биодеструктора нефтяного загрязнения Микрозим™ Петро Трит™ в природно-климатических условиях Кольского полуострова, ФГБУН ИППЭС КНЦ РАН, Апатиты, 2012 г.
2. Изучение процесса деструкции нефти и нефтепродуктов биопрепаратами в зависимости от степени загрязнения, состава загрязнителя и типа почвы в модельных экспериментах., Парамонова И. Е., Кравченко Н. Л., Суюнова А. Б., Талжанов Н. А., Балпанов Д. С., ТОО «Научно-аналитический центр «Биомедпрепарат», г. Степногорск, Республика Казахстан, 2011 г.
3. Оценка экотоксичности тяжелых металлов и нефти по биологическим показателям чернозема, кандидат биологических наук Жаркова М. Г., Южный Федеральный Университет, г. Ростов-на-Дону, 2009 г.
4. Вельков В. В. Биоремедиация: принципы, проблемы, подходы // Биотехнология, 1995 г. № 3–4. С. 20–27. ●

ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
123290, г. Москва, ул. Причальный проезд, д. 8
тел./факс (495) 225-45-38, 514-38-42
e-mail: microzym@microzym.ru
www.микрозим.рф

ITE Oil&Gas

2017

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ITE

Global Oil&Gas

12 мероприятий

9 стран

Connecting your business to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS
24-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»**
31 мая–3 июня 2017 I Баку

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM
24–25 мая 2017 I Лондон

ГРЕЦИЯ

GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST EUROPE AND MEDITERRANEAN
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»**
27–28 сентября 2017 I Афины

ИНДИЯ

IORS
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»**
Сентябрь 2017 I Мумбаи

КАЗАХСТАН

KIOGE
25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ»**
4–6 октября 2017 I Алматы

GLOBAL OIL & GAS MANGYSTAU
10-я МАНГИСТАУСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА **«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА»**
7–9 ноября 2017 I Актау

РОССИЯ

MIOGE
14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
27–30 июня 2017 I Москва
Крокус Экспо НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

RPGC
13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE
27–29 июня 2017 I Москва
Крокус Экспо НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ

ТУРКМЕНИСТАН

OGT
22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
14–16 ноября 2017 I Ашхабад

TGC
8-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
23–24 мая 2017 I Туркменбаши

УЗБЕКИСТАН

OGU
21-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **«НЕФТЬ И ГАЗ»**
17–19 мая 2017 I Ташкент

ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА **«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»**
23–27 октября 2017 I Кейптаун

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана **международная сеть офисов ITE: 32 офиса в 20 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. **2017г.: 12 мероприятий в 9 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

N-G-K.ru МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

16 марта 2017 | **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
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

23 мая 2017 | **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
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2017 | **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
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2017 | **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

7 декабря 2017 | **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой 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

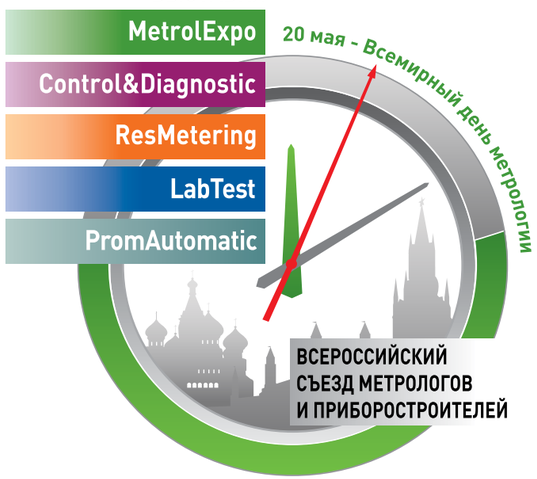
XIII МОСКОВСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

ТОЧНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ — ОСНОВА КАЧЕСТВА И БЕЗОПАСНОСТИ

проводится в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2014 г. № 541-р

17-19 мая 2017 г., Москва, ВДНХ,
павильон 75, «Россия»

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ



ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Консолидация усилий власти, науки и бизнеса в развитии отечественного приборостроения для обеспечения нужд промышленности и оборонного комплекса страны, а также повышение эффективности российской системы измерений, совершенствование нормативной базы метрологии с учетом международных тенденций в целях поддержки инноваций и их продвижения.

ПРОГРАММА ФОРУМА

METROLEXPO-2017
Метрология и Измерения
13-я выставка средств измерений, испытательного оборудования и метрологического обеспечения.

CONTROL&DIAGNOSTIC-2017
Контроль и Диагностика
6-я выставка промышленного оборудования и приборов для технической диагностики и экспертизы.

RESMETERING-2017
Учёт энергоресурсов
6-я выставка технологического и коммерческого учета энергоресурсов.

LABTEST-2017
Лабораторное оборудование
5-я выставка аналитических приборов и лабораторного оборудования промышленного и научного назначения.

PROMAUTOMATIC-2017
Автоматизация
5-я выставка оборудования и программного обеспечения для производственных процессов.

WEIGHT SALON 2017
Весовой салон
Выставка весового оборудования.

Организаторы: МИНПРОМТОРГ РОССИИ, РОССТАНДАРТ

Поддержка: АППАРАТ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Международные партнеры: Bureau International des Poids et Mesures, OIML, COOMET

Стратегический партнер: РОСТЕЛЕКОМ, ФАНО России, РОСАТОМ

Ключевые партнеры выставки: РОСНАНО, РЖД, КРЭТ, ТПП РФ

Генеральный партнер: KEYSIGHT TECHNOLOGIES

Устроитель и выставочный оператор: Экспострой

ДИРЕКЦИЯ ФОРУМА

129344, Москва, ул. Искры 31, корп. 1, Технопарк ВДНХ
Тел./Факс: +7 (495) 937-40-23 (многоканальный)

www.metrol.expoprom.ru
E-mail: metrol@expoprom.ru

Российский Нефтегазохимический Форум

Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая, Уфа 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ: ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН; МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ; БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ; МИНПРОМТОРГ РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ: Российское Газовое Общество

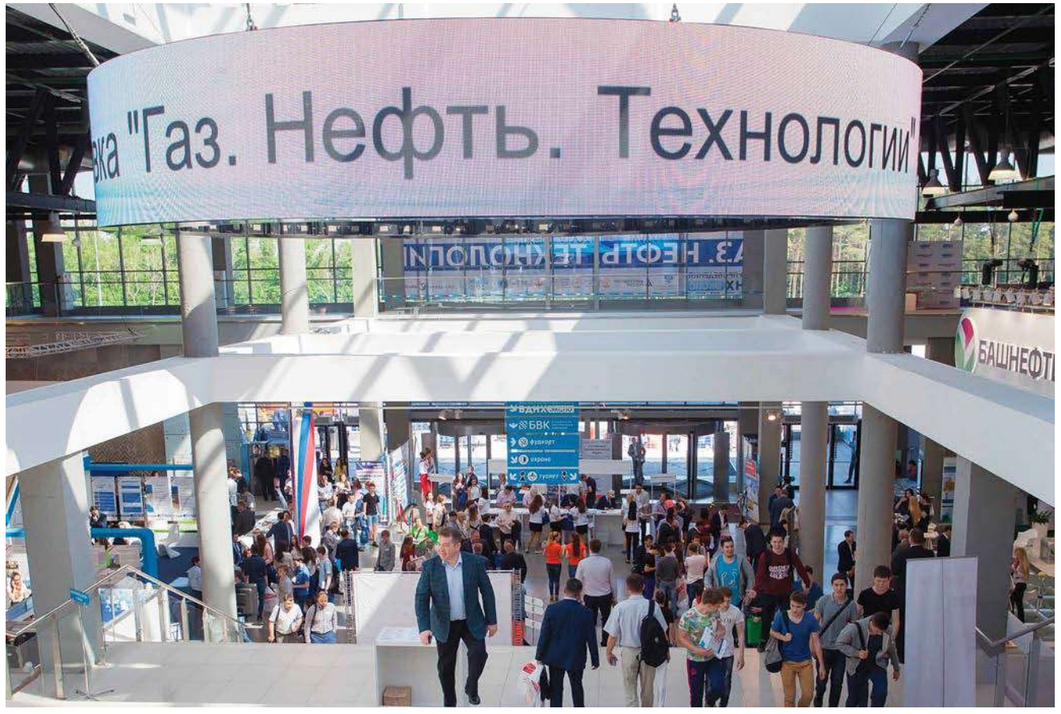
ПОДДЕРЖКА: СОЮЗ «ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РБ»

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: ВДНХ ЭКСПО

«Газ. Нефть. Технологии» – брендовая выставка для профессионалов

С 23 по 26 мая 2017 года в столице Башкирии состоится XXV Юбилейная международная выставка «Газ. Нефть. Технологии». За два с половиной десятилетия она стала одной из лучших деловых площадок отрасли



Авторитет выставки складывается из многих факторов. Немаловажным является соучастие федеральных и региональных министерств, профессиональных ассоциаций и союзов. К своему юбилею выставка подходит с многолетней поддержкой Министерства энергетики Российской Федерации, ТПП РФ. Выставка также включена в План участия Министерства промышленности и торговли РФ. Организаторами мероприятий выступают Правительство и Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан, Башкирская выставочная компания.

Один из самых авторитетных экспертов отрасли, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль подчеркивает то, что «Газ. Нефть. Технологии» – играет важную роль в укреплении позитивного имиджа российской нефтегазовой индустрии.

– Нефтегазовые выставки вообще, а особенно уфимская – это смотр нашей инженерной мысли, индивидуального потенциала, результат работы за прошедший год. Нам важно обобщать опыт, который есть у многих предприятий, – *говорит Геннадий Иосифович*.

По уже сложившейся традиции одновременно с выставкой в Уфе пройдет и Российский Нефтегазохимический Форум. Совместное проведение этих значимых событий позволяет вести очень эффективный диалог между представителями отрасли, науки, органами государственной власти. Этому способствует и богатейшая программа форума, которая состоит из пленарного заседания «Нефтегазовая отрасль России – достижения и проблемы в обеспечении жизненного цикла», а также десятков секций, круглых столов, конференций.

– Наши участники уже оценили опыт совместного проведения форума и выставки, – *говорит Генеральный директор Башкирской выставочной компании Альбина Кильдигулова*. – **Это позволяет многократно увеличить целевую аудиторию, привлечь внимание признанных экспертов отрасли и топ-менеджмент компаний. Со своей стороны, мы, как организаторы, делаем все для того, чтобы создать лучшие условия для работы и укрепления бизнес-контактов участников.**

Судя по всему, «Газ. Нефть. Технологии-2017» обещает стать очень масштабным и интересным отраслевым событием, в котором примут участие свыше 400 ведущих отечественных и международных компаний отрасли. Они представят новинки химической и нефтехимической отрасли, оборудование и технологии для добычи, переработки углеводородов, возможности для развития производства. На пяти площадках современного, отвечающего всем техническим требованиям экспонентов, выставочного комплекса «ВДНХ-ЭКСПО» разместятся и постоянные участники, и те, кто выбрал выставку в Уфе впервые.

– За время проведения выставки у нее появились не просто постоянные участники, но и те, кого мы смело можем назвать нашими друзьями – *рассказывает руководитель выставки «Газ. Нефть. Технологии» Владимир Мысин*. – **Не могу не назвать такие компании, как ПАО «Татнефть», ОАО «АК «Транснефть», АО «Транснефть-Урал», ОАО «Башкирская содовая компания», ОАО «Газпром нефтехим Салават», ОАО «АК Востокнефтезаводмонтаж», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ОАО «Башнефтегеофизика», ООО НПП «Буринтех», Нефтехимический кластер РБ, ГК «Гидромашсервис», ООО «Сименс», ГК «Объединенная металлургическая компания» и другие.**

Новинки оборудования на выставке также представят известные мировые и российские компании: Газпром нефть-СМ, Rabovalve (Франция), ООО «Пепперс», Refrion (Италия), Центр кластерного развития Курганской области, TenCate Geosynthetics (Австрия), ООО «Нефтепромавтоматика», ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг», ОАО «АК «ОЗНА», ООО «Липецкая трубная компания «Свободный сокол», Yokogawa, ЗАО «ПКТБА», ООО «АТ», ООО «ЭкспертНефтеГаз», ГК КуйбышевTELECOM, ООО «Арматурный завод», ООО «Мицубиси Электрик (РУС)» и другие.

На данный момент заявки на участие в выставке подали компании из 30 регионов России, а также зарубежных стан – Австрии, Бельгии, Великобритании, Венгрии, Германии, Нидерландов, Дании, Израиля, Испании, Италии, Польши, Республики Беларусь, Сербии, США, Франции, Швеции, Южной Кореи.

– Понимая всю меру ответственности, которую несем перед участниками за эффективную работу на нашей выставке, мы очень много усилий прикладываем к тому, чтобы обеспечить качественный состав не только участников, но и посетителей, – *подчеркивает Альбина Кильдигулова*. – **Программа проведения юбилейной выставки очень разнообразна. Она включает на только заявленные деловые мероприятия, но и развлекательные, культурные и даже просветительские. Многие из них станут сюрпризом для наших участников и посетителей. Мы очень ждем наших друзей в Уфе!**

Четверть века для выставки – это огромный возраст, который говорит о том, что эта выставка – живой и очень востребованный проект, способный развиваться и предлагать новые решения для экспонентов. Именно поэтому более 400 компаний ежегодно выбирают эту площадку для демонстрации своих лучших достижений. ●

КАЛЕНДАРЬ 2017
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES
12 лет проекту!

iOilGas conference

20 - 25 марта
Россия, Сочи

6-я Международная научно-практическая конференция
СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2017

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

22 - 27 мая
Россия, Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2017

ОРГАНИЗАТОР
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

18 - 23 сентября
Россия, Анапа

8-я Международная научно-практическая конференция
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ
Отраслевой журнал "Нефтегазовая вертикаль"
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

16 - 21 октября
Россия, Геленджик

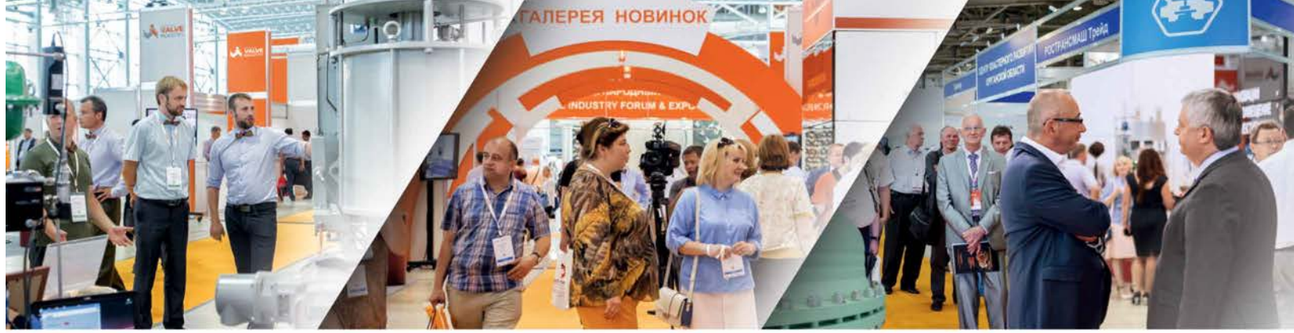
5-я Международная научно-практическая конференция
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017

ОРГАНИЗАТОРЫ
ООО "ИД "Нефть.Газ.Новации"
НИТПО NITPO
ООО "НПФ "Нитпо"

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА
Russian Gas Society
Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

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



FORUM & EXPO VALVE INDUSTRY

IV Международный Форум
Valve Industry Forum & Expo '2017

Промышленная трубопроводная арматура для нефти, газа, энергетики, химии и ЖКХ

07-09 июня 2017
Россия, Москва
ВДНХ, павильон 75

Под эгидой
Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей (НПАА)

При поддержке
Торгово-промышленная палата РФ
Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП)
Европейская Ассоциация Арматуростроителей (CEIR)
ASTM International (American Society for Testing and Materials)

valve-forum.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

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОМ СЕМИНАРЕ

«Технологии Надежности»

Reliability Technologies

в г. Санкт-Петербурге

27-30 июня 2017 | **24-27 октября 2017**

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

Участникам выдаются:
СЕРТИФИКАТЫ установленного образца и комплекты методических материалов

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. с НДС

ВНИМАНИЕ!
5% - При обучении 2-х слушателей
10% - При обучении 3-х слушателей
15% - При обучении 4-х слушателей
20% - При обучении 5-ти слушателей

Место проведения:
Учебный центр повышения квалификации и переподготовки кадров «БАЛТЕХ»
г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 40
метро «Выборгская»

Участникам организуется:
питание, бронируется гостиница, 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**

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

Деловая программа выставки - активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

24-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

6-8 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2017

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Проектирование и строительство объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности

Добыча нефти и газа

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan02@mail.ru,
d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

XXIV специализированная выставка

Тюменская Ярмарка

ОАО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013,
г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;
e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

Одной из крупнейшей компании нефтегазодобывающей отрасли страны ОАО «Сургутнефтегаз» исполняется 40 лет.

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *
окружной выставочный центр

Организатор:
- АО «ОВЦ «Югорские контракты»

при поддержке:
- Администрации г. Сургута
- ОАО «Сургутнефтегаз»

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ&ГАЗ

27-29 сентября 2017г.

Тел./факс: (3462) 52-00-40, 32-34-51
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

3-6 октября 2017

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
www.farexpo.ru

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

Cabex — энергия успеха

ufi Approved Event

Cabex

17-я Международная выставка кабельно-проводниковой продукции

20–22 марта 2018 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

- Кабели и провода
- Кабельные аксессуары
- Электромонтажные изделия
- Оборудование для монтажа и прокладки кабеля

Реклама

забронируйте стенд
www.cabex.ru

Организаторы:

ITE
Тел.: +7 (499) 750 08 28
E-mail: cabex@ite-expo.ru

ОАО «ВНИИКП»

АССОЦИАЦИЯ ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ

Генеральный информационный партнер

RusCable.Ru
Энергетика. Электротехника. Связь.
Первое отраслевое электронное СМИ ЗП № ФС77-28661

GF St. Petersburg Gas Forum

ufi Approved Event

VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

3–6 ОКТЯБРЯ 2017

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

GAS-FORUM.RU

ВОЗМОЖНО ИЗМЕНЕНИЕ СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
+7 (812) 240 40 40
(доб. 2127, 2273)
gf@expoforum.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

NGV ITALY

Российское Газовое Общество

ПРИ УЧАСТИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР

ГАЗПРОМ

ПАРТНЁР

uniper

- Трубопроводная арматура и оборудование для атомных станций Ду до 500 мм, Ру до 24,5 МПа
- Трубопроводная арматура и оборудование для объектов нефтяной, газовой и химической промышленности Ду до 200 мм, Ру до 16 МПа
- Трубопроводная арматура для железнодорожных цистерн и танк контейнеров на различные среды (аммиак, СУГ, метанол и пр.)
- Сильфоны и компенсаторы Ду до 1600 мм, Ру до 6,3 МПа
- Криогенная и специальная трубопроводная арматура Ду до 350 мм, Ру до 22 МПа, То до 258°С
- Газовые, жидкотопливные и комбинированные промышленные горелки мощностью от 0,45 до 5,0 МВт

СПЛАВ
МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОРПОРАЦИЯ

Полный цикл производства трубопроводной арматуры

Предприятие с 40-летней историей

100 000 м² – размер общих производственных площадей

Более 600 единиц разнопрофильного технологичного оборудования

100% продукции проходит испытания в собственном уникальном испытательном центре

Разработка и адаптация арматуры под требования Заказчика собственным проектно-конструкторским институтом

www.mksplav.ru

Россия, 173021, Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 61
тел. (8162) 680-803, факс (8162) 680-802, e-mail: mksplav@mksplav.ru

РТМТ

Идеальное исполнение!

Разработка и производство трубопроводной арматуры высокого качества.

Экологическая безопасность и надежность продукции, оперативность и ответственность в работе.

ООО «РТМТ»

Россия, 105064, Москва, ул. Старая Басманная, д. 12, стр. 5, офис 6

т. (495) 730-97-80, ф. (495) 730-97-80

Адрес производства:

Россия, 640014, г. Курган, ул. Бурова-Петрова, д. 132, стр. 4

www.rtmt.ru, info@rtmt.ru