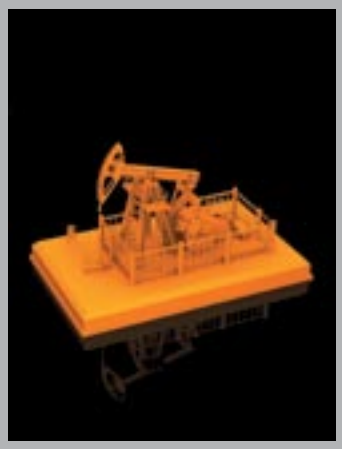
НЕФТЬ ГАЗ

ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ

ЭКСПОЗИЦИЯ

22 (42) ОКТЯБРЬ 2007

ДОБЫЧА 5



ТРУБОПРОВОД 29

ЭНЕРГЕТИКА 43

РОСНЕФТЬ
УДМУРТНЕФТЬ

АППАРАТ С ПОДВИЖНОЙ НАСАДКОЙ СЕРИИ ШВ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ И САНИТАРНАЯ ОЧИСТКА ГАЗОВ ОТ ВРЕДНЫХ ПРИМИСЕЙ

РЕКОМЕНДУЕТСЯ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ ПРОЦЕССОВ:
- Пылеулавливания
- Очистки газов от паров серной кислоты
- Абсорбции, то есть очистки газа от оксидов серы и азота, сероводорода, хлора, аммиака и тр.
- Увлажнения воздуха
- Деаэрации воды
- Контактного теплообмена
- Сепарации нефти
- Ректификации
- Выпарки

426057, г.Ижевск, ул.Свободы, 175
ОАО «Удмуртнефть»
ООО «НПО «Центр внедрения ШВ»
т. (3412) 502 625

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

«НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «СПЕЦЭЛЕКТРОХИМАВТОМАТИКА»

- Закрытое акционерное общество «Научно-производственное предприятие «Спецэлектрохимавтоматика» (ЗАО НПП «СЭлХА») основано в 1997 г.
- НПП «СЭлХА» является приборостроительным предприятием, разрабатывающим, изготавливающим и поставляющим потребителям средства противоаварийной защиты и сигнализации (ПАЗ), контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, датчики и реле для контроля параметров технологических процессов в производствах химической, нефтехимической, пищевой и других отраслей промышленности.
- Почти 50% объема выпускаемой предприятием приборной продукции является продукцией специального назначения. Более 20 наименований приборной продукции предприятия поставляется для комплектации систем жизнеобеспечения автономных объектов по заказам МО РФ.

ПРОДУКЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

- СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ДАВЛЕНИЯ (редукторы, регуляторы, датчики, реле);
- СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ (датчики, реле, преобразователи, системы контроля);
- СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ УРОВНЯ И ПОЛОЖЕНИЯ (реле, датчики, конечные выключатели);
- СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ВИБРАЦИИ (датчики, переносной измеритель, системы контроля);
- УСТРОЙСТВА ЗВУКОВОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, СИРЕНЫ (извещатели искробезопасные и взрывонепроницаемые системы);
- БЛОКИ, РЕЛЕ И БАРЬЕРЫ ИСКРОБЕЗОПАСНЫЕ;
- СРЕДСТВА ПНЕВМОАВТОМАТИКИ (распределители и клапаны взрывозащищенные);
- СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ПЛОТНОСТИ (плотномеры пневматические, системы контроля плотности, плотномеры электрические);
- СРЕДСТВА ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ (коробки соединительные, кабельные вводы).

Адрес: 394006 г. Воронеж, ул. 20 лет Октября, д. 59, корп.3
E-mail: selha@mail.ru Web-page: www.selha.ru
Телефон/факс (4732) 72-74-56, 39-54-47

Филиал ООО «ВНИИГАЗ» - «Севернипигаз»

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ И ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

«СЕВЕРНЕФТЕГАЗТЕСТ»

АККРЕДИТОВАНЫ В СИСТЕМАХ ГОСТ Р И ГАЗПРОМСЕРТ

ИСПЫТАНИЯ, ДОБРОВОЛЬНАЯ И ОБЯЗАТЕЛЬНАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ГАЗА, КОНДЕНСАТА, НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ

ГАЗПРОМ

адрес: Филиал ООО "ВНИИГАЗ" - "Севернипигаз"
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул.Севастопольская,1а
телефон:(82147)3-68-33, *факс:*(82147)3-01-42,3-63-66
e-mail: i_dolbilina@sng.vniigaz.gazprom.ru

СОДЕРЖАНИЕ:

ДОБЫЧА 5
- Геология 6
- Добыча 8
- Насосы 12
- Оборудование 13
- Переработка 21
- Строительство 28

ТРУБОПРОВОД 29
- Арматура 30
- Диагностика 32
- Изоляция 34
- Коррозия 36
- Оборудование 39
- Сварка 40
- Трубы 42

ЭНЕРГЕТИКА 43
- КИПиА 44
- Низковольтное оборудование 45

ВЫСТАВКИ 46
ПОДПИСНОЙ КУПОН 50

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны,
пр. Мира, 5/01, оф. 181
neft@expoz.ru
www.expoz.ru

ТЕЛЕФОН:
(8552) 38-23-34, 38-51-26

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И. Н.
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Кудряшов А.В.
ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В.

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Тынчеров Э. Р.

АВТОРСКИЕ ПРАВА
За содержание рекламных материалов и объявлений редакция ответственность не несет. Весь рекламируемый товар подлежит обязательной сертификации (ПОС). Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов. Материалы не рецензируются и не возвращаются. Любое использование материалов журнала допускается только с разрешения редакции.

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань,
ул. Портовая, 25А
тел: (843) 297-01-83
citlogos@ail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 09-07/14-1

Подписано к печати: 28.09.2007
Тираж: 10000 экз.

СВИДЕТЕЛЬСТВО
Журнал зарегистрирован 27 июля 2006 года ПИ № ФС77-25309 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ
Республика Татарстан,
Москва, Тюмень,
Санкт-Петербург,
Екатеринбург,
Пермь, Саратов,
Уфа, Ижевск, Оренбург
Сургут, Нижневартовск,
Киев, Самара

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Мы осуществляем полный спектр услуг по разработке и созданию сайтов, размещению, поддержке, продвижению и оптимизации веб-сайтов с учетом особенностей поисковых систем в интернете.
www.elonika.ru
in@elonika.ru
(+7 552) 38-51-26

Федеральное рекламное агентство. Основная специализация – размещение рекламы в регионах России и странах СНГ. Посетителям портала www.reklama-online.ru предоставляется свободный доступ к базе данных региональных СМИ.
Реклама Онлайн
(+7 383) 227-64-64
(+7 495) 737-54-64
info@reklama-online.ru
www.reklama-online.ru

СУВЕНИРНАЯ ПРОДУКЦИЯ

Ручки, зажигалки, брелоки, кружки, вупики и пр.
ПРЕЗЕНТАЦИОННЫЕ ФИРМЕННЫЕ CD/DVD.

КАЛЕНДАРИ

Квартальные, карманные, "домики"и др.
ПАКЕТЫ С НАНЕСЕНИЕМ ПВД, ПНД и БУМАЖНЫЕ.
ФИРМЕННЫЕ КОНВЕРТЫ.
И МНОГОЕ ДРУГОЕ.

ПЕЧАТНОЕ ПОДПОЛЬЕ
420045, Казань, Н.Ершова, 14/2
тел.: (843) 264-54-51, 236-68-62
эл. почта: pp-print@mail.ru

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Чтобы процветала любая компания, необходимо в наше время владеть широкой информацией, быть в курсе промышленных и экономических новостей, отслеживать развитие промышленной нефтегазодобычи и состояние нефтяных рынков всех стран мира.
Чтобы сберечь Ваше время и держать Вас постоянно в курсе стремительно меняющегося рынка, мы и выпускаем наш журнал.
В этом номере представляем Вашему вниманию инновации в области очистки, переработки нефти, а также предлагаем современные технологии антикоррозийной защиты труб и новые товары, выпускаемые промышленными компаниями.
В этом и в следующих номерах нашего журнала известные изобретатели и академики поделятся с Вами своими ноу-хау и практическим опытом. Вы также можете поделиться своими наработками и аналитическими прогнозами применительно к нефтегазовой промышленности. Мы ждем от вас интересные предложения!

Выпускающий редактор ***Дмитрий МАРКИН***

ЭКСПОЗИЦИЯ

ДОБЫЧА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №22Д ОКТЯБРЬ 2007

Информационная поддержка компаний, занимающихся добычей, бурением скважин, продажей оборудования для бурения или добычи, насосов, пакеров. Подробная техническая информация о новых технологиях бурения и добычи нефти.

Гендиректор АДИЕВ Явдат Равилович

Акционерное общество «Башнефтегеофизика» – ведущая компания российского геофизического сервиса, обладающая богатым опытом поисков углеводородного сырья и исследований скважин в различных геолого-климатических зонах. Основанная в 1932 году, компания изменялась в соответствии с современными требованиями и достигла такого высокого уровня производства геофизических работ, который гарантирует НАДЕЖНОСТЬ, КАЧЕСТВО И ЭФФЕКТИВНОСТЬ исследований в любом регионе мира.

75 лет

ОАО «БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА»

СЕРЬЕЗНЫЙ ЮБИЛЕЙ ВЕДУЩЕЙ КОМПАНИИ РОССИЙСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СЕРВИСА

Сегодня в нашем активе полный спектр геофизических услуг: в разведочной геофизике – от поисков месторождений нефти и газа современными методами сейсмической разведки 2D/3D, 3C до выдачи рекомендаций для размещения скважин; в промысловой геофизике – от проводки и исследований в процессе бурения до интенсификации добычи. Все работы выполняются на современном отечественном и зарубежном оборудовании, с применением методических и технологических разработок на основе лучших мировых достижений геофизической науки.

Уникальный коллектив специалистов-геофизиков, геологов высокой квалификации нацелен на оперативный учет любых пожеланий наших заказчиков, последовательно внедряя новые принципы управления организационными, техническими и финансовыми ресурсами. Эффективность изменений подтверждают экономические итоги производственной деятельности, постоянный рост объемов геофизических исследований за последние годы.

Среди наших заказчиков крупнейшие компании, такие как АНК «Башнефть», НК «ЛУКОЙЛ», «Тюменская нефтяная компания», РАО «Газпром» и территориальные государственные Геологические комитеты Республики Башкортостан, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов России, взаимовыгодное сотрудничество с которыми постоянно расширяется.

Готовность к сотрудничеству мы подтверждаем регулярным участием в тендерах на производство геофизических работ в Российской Федерации и за рубежом.

В 1950 г. полевые и промыслово-геофизические работы были организационно объединены в структуре специализированного предприятия — треста «Башнефтегеофизика». Трест выполнял все виды геофизических съемок от региональных до детально-поисковых с использованием всех известных полевых геофизических методов. Специалисты треста внесли большой вклад в разработку и внедрение многих новых модификаций сейсморазведки и ГИС (КМПВ, РНП, скважинная сейсморазведка, АК, термокаротаж и др.). «Башнефтегеофизика» оказала содействие ►

кадрами, аппаратурой, оборудованием при организации аналогичных геофизических предприятий в Западной Сибири и Белоруссии. Специалисты треста неоднократно направлялись во многие страны мира для оказания технической помощи в выполнении геофизических работ.

По результатам геофизических работ, выполненных на территории Башкирии, открыто более 80 месторождений нефти и газа. С 1986 г. «Башнефтегеофизика» выполняет сейсморазведочные работы в Западной Сибири и Приполярье.

Сегодня ОАО «Башнефтегеофизика» является одной из лидирующих геофизических компаний России. Реализуя полный цикл геофизических исследований «под ключ», ОАО «Башнефтегеофизика» выполняет как наземные сейсморазведочные, так и промыслово-геофизические работы в скважинах в различных регионах РФ, а также ближнего и дальнего зарубежья.

В настоящее время ОАО «Башнефтегеофизика» является частью АНЕГА-холдинга – объединения крупнейших российских сервисных компаний. В рамках холдинга реализован широкий спектр геофизических услуг: проведение сейсморазведочных и промыслово-геофизических исследований «под ключ», услуги по контролю хода выполнения полевых работ (супервайзинг), разработка и производство геофизической аппаратуры и перфорационных зарядов, а также бурение скважин.

ОАО «Башнефтегеофизика» одной из первых компаний в России доказало соответствие действующей на предприятии системы менеджмента сразу трем международным стандартам.

По итогам аудита, проведённого в начале 2006 года российско-германской компанией «Интерсертифика-ТЮФ» (г. Москва) получено заключение о создании и действии в компании «Башнефтегеофизика» современной системы управления, отвечающей мировым требованиям к менеджменту качества (ISO 9001), менеджменту окружающей среды (ISO 14001) и менеджменту промышленной безопасности (OHSAS 18001), что подтверждено соответствующими сертификатами качества.

В соответствии с принятой политикой ведения бизнеса, в ОАО «Башнефтегеофизика» неуклонно совершенствуется собственное производство. При этом модернизация производства базируется на удовлетворении требований и ожиданий потребителя, всегда органично сочетает новейшие достижения геофизической науки и мировой опыт проведения геофизических исследований.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ:

- Изучение строения земной коры.
- Изучение строения и состава регионального осадочного чехла для оценки перспектив нефтегазоносности.
- Картирование мелких структурных и литологических ловушек нефти и газа, контролируемых региональными полосами тектонических дислокации и типовыми поясами карбонатных осадков.
- Прогнозирование распространения коллекторов и нефтегазонасыщения для размещения оценочных и разведочных скважин;
- Создание структурного и литофациального каркаса для геолого-технологического моделирования месторождений.
- Выполнение наземных работ 2D/3D, 3C в любых ландшафтных условиях, одно/трехкомпонентных наблюдений ВСП и НВСП.
- Супервайзинг полевых сейсморазведочных работ.

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА
РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

- Литолого-стратиграфическое изучение разреза.
- Выделение коллекторов и определение насыщенности.
- Геолого-технологический контроль в процессе бурения.
- Определение пространственного положения ствола скважин.
- Изучение технического состояния скважин.
- Контроль за текущей выработкой продуктивных пластов.
- Определение профиля притока добывающих и приемистости нагнетательных скважин.
- Определение водонефтяного контакта в продуктивных интервалах.
- Выявление заколонной циркуляции;
- Уточнение расположения и состояния скважинного оборудования.
- Определение гидродинамических характеристик пластов.
- Определение уровней и состава жидкости в скважинах.
- Интенсификация приемистости и нефтеотдачи пластов.
- Проводка и исследования горизонтальных скважин и боковых стволов.
- Ликвидация парафиновых отложений в НКТ. ■

БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ОАО «Башнефтегеофизика»
Россия, Республика Башкортостан, 450000, г.Уфа, ул. Ленина,13
т.: (347) 272-60-24
ф: (347) 276-76-60
E-mail: bng@ufacom.ru,
Сайт: www.bngf.ru

Сегодня отечественный рынок промышленных счетчиков газа перенасыщен предложениями. Что является не только благом, но и создает определенные трудности. В этих условиях не существует, а, возможно, и не должно существовать единого мнения относительно того, какие средства измерений использовать предпочтительнее.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПРОМЫШЛЕННЫХ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА

В то же время практическая работа по согласованию технических условий с представителями газовых служб, проектно-монтажных организаций и рядовыми потребителями свидетельствует о том, что основная проблема зачастую состоит не в разнообразии подходов и мнений, а в элементарном дефиците информации по вопросам применения и эксплуатации. Это обстоятельство и натолкнуло на мысль сделать серию публикаций, которые разъяснили бы наиболее часто возникающие неясности в подборе оборудования, дискуссионные вопросы нормативной базы и нарисовали бы общую рыночную ситуацию, сложившуюся с измерительным газовым оборудованием.

Первый материал разумно посвятить теоретическим вопросам, а также интересным моментам в истории развития счетчиков газа с начала XX века и до настоящего времени.

Обычно мы часто подменяем два понятия для обозначения средств измерений: «счетчик» и «расходомер». В чем же разница между этими терминами? Для разъяснений обратимся к одному из классиков теоретической школы – КРЕМЛЕВСКОМУ П.П. В его работе «Расходомеры и счетчики количества» поясняется, что «прибор, служащий для измерения расхода вещества, называется расходомером, а прибор для измерения количества вещества – счетчиком количества или просто счетчиком…».

Другим краеугольным камнем теории счетчиков и расходомеров является понятие «нормального», или «приведенного» объема. Понимание его создает основу для правильного подбора оборудования в соответствии с техническими условиями. При измерениях количества вещества, в особенности газов, плотность которых сильно зависит от давления и температуры, применяют коррекцию на величину t и p соответственно. Принято результаты измерения приводить к одним и тем же стандартным, или так называемым нормальным условиям. Ранее такими условиями были температура 0° С и давление 760 мм рт. ст., теперь же в соответствии с ГОСТ 2939 - 63 температура 20° С и давление 101325 Па (760 мм рт. ст.). Это, несомненно, более целесообразно. Отсюда в обиходе употребляется термин «нормальный кубический метр» и соответствующее обозначение нм^3. Что, впрочем, не соответствует ГОСТу, определяющему, ставить индекс «п» (приведенный) или индекс «н» (нормальный) у буквы, обозначающей объем V или объемный расход Q.

Правила подбора любого счетчика, абсолютно одинаковы и не зависят от производителя. В технических условиях на узел учета, как правило, обозначают приведенные максимальный и минимальный расходы газа, а также пределы изменения давления, температурный диапазон измеряемой среды и эксплуатации. Как же грамотно подобрать счетчик? Можно воспользоваться таблицами пропускной способности либо программами автоматического подбора. Но если их нет под рукой, то необходимо определить рабочий расход при стандартном давлении P=101323 Па=0.1 МПа, поскольку данный принцип заложен в основу классификации счетчиков газа. Для этого, принимая температуру газа за константу, необходимо приведенный расход разделить на абсолютное давление газа в трубопроводе в единицах кгс/см^2:

$$Q_{раб}=Q_{прив.}/P_{абс} \quad (1).$$

Приведем пример (1):

- максимальный приведенный расход газа составляет 800 м/час,
- минимальный приведенный расход газа – 40 м/час,
- давление газа в трубопроводе – 0,2 МПа.

Во-первых, определим абсолютное давление газа в трубопроводе по формуле:

$$P_{абс}=P_{изб}+P_{атм} \quad (2),$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление газа, $P_{атм}$ – атмосферное давление.

В нашем примере $P_{изб}$=0,2 МПа, поскольку в технических условиях давление газа всегда дается в избыточных единицах, а $P_{атм}$=101325 Па=0,1МПа. Отсюда:

$P_{абс}$=0,2+0,1=0.3 (4).

Кроме того, для простоты вычислений переведем МПа в кг*с/см: 1МПа=10кг*с/см.

Определяем поочередно максимальное и минимальное значения рабочего расхода:

Qмакс раб=800/3=267 (5),

Qмин раб=40/3=13 (6).

Получив значения, пока отложим вычисления и поговорим о классификации счетчиков. Отечественный ГОСТ 28724-90 предусматривает следующие принципы классификации:

X-XX-XXX,

где:
X – название прибора,
XX – условный проход счетчика,
XXX – максимальный рабочий расход.

Приведем пример (2):

СТГ 80-160 (СТГ – название счетчика производства ЭПО «Сигнал», 80 – условный проход счетчика в мм, 160 – максимальный рабочий расход). ►

Рис. 1 Счетчик БК

Рис. 2 Счетчик СТГ-150-1600

Европейская система классификации отличается от российской. Согласно нормам стандартов СЭВ, классифицировать счетчики принято по номинальному (60% от максимального) расходу, обозначаемому литерой G, строго соблюдая стандартный размерный ряд, единый для максимального и номинального расхода (...65, 100, 160, 250, 400, 650, 1000, 1600....). Приведем пример:

TZ/Fluxi DN 80 G 100 (TZ/Fluxi – название счетчика производства Actaris, GMBH, DN 80 – условный проход счетчика в мм, G 100 – номинальный расход).

Справочно, максимальный расход для данного счетчика составляет 160 м/час, то есть это счетчики с сопоставимыми параметрами расхода. Указанная разница стандартов и обозначений нередко создает путаницу при замене производителя прибора в проекте. Хотя при обозначении бытовых мембранных счетчиков уже давно перешли на европейскую систему классификации.

Кроме того, существует стандартный размерный ряд условных проходов промышленных счетчиков газа: ...25, 40, 50, 80, 100, 150... Отечественные производители приборов учета предпочитают в основном придерживаться его, за исключением, пожалуй, иванофранковского завода «ПромПрилад» (Украина), имеющего в своей линейке счетчики с условным проходом 125 мм и расходом 800 м/час.

Вернемся к результатам вычислений в первом примере. Максимальный рабочий расход 267 м/час попадает в интервал между 250 и 400 м/час. Счетчик подбирается по наибольшему из значений выбранного интервала.

Таким образом, нам уже известно, что нам необходим счетчик с максимальным расходом 400 м/час. Получаем:

X-XX-400 (для российского счетчика),
X-XX-G 250 (для импортного прибора).

Следующим шагом определяем условный проход счетчика. Эта позиция нередко уже обозначена в технических условиях как рекомендуемый диаметр газопровода. Допустим 80 или100 мм. Использовать счетчик меньшего условного прохода, безусловно, предпочтительнее, поскольку и стоимость самого прибора, и всех монтажных работ существенно снижается. Однако не всегда в подобных ситуациях есть выбор. Но обратим внимание на линейку счетчиков «Сигнал», где такой выбор есть. В частности, есть счетчик СТГ 80-400 и СТГ 100-400. Данное техническое решение принято называть «больший расход на меньшем условном проходе», в указанном случае разработка принадлежит Actaris, GMBH. Отсюда:

X-80 (100) -400.

Окончательный выбор счетчика связан с понятием динамического диапазона измерения. Речь идет о соотношении максимального и минимального рабочих расходов. Нам осталось определить, попадает ли минимальный рабочий расход, вычисленный на основании данных технических условий, в интервал измерений конкретного прибора. Как правило, производитель приводит эти данные в руководстве по эксплуатации на оборудование. Например, минимальная граница рабочего расхода для счетчика СТГ 80-400 составляет 13 м/час, что не более полученного нами значения Qмин.раб=13, а диапазон измеряемых расходов счетчика составляет 1: 30.

Теперь несколько усложним задачу, добавив сезонные колебания давления газа. Примем, что в зимний период давление газа падает до 50 КПа или 0,05 МПа. В подобных ситуациях нужно определять значения рабочего расхода для каждого значения давления, а потом брать наименьшее из значений Q мин.раб и наибольшее из Q макс.раб. Либо сразу вычислять значения для наиболее «жестких» условий эксплуатации, то есть делить максимальный расход на минимальное давление и наоборот. Для примера 1 получим:

$$Q_{макс раб}=800/1,5=533 \quad (7),$$
$$Q_{мин раб}=40/3=13 \quad (8),$$

по максимальному расходу выбранный счетчик уже не подойдет. А поскольку полученное значение $Q_{макс раб}$=533 попадает в интервал ...400...650..м/час, то необходим счетчик с максимальным рабочим расходом 650 м/час (для импортного – обозначение G 400). Безусловно, сезонные колебания давления газа негативно сказываются на метрологической точности измерений и стоимости коммерческого узла учета, поскольку требуются средства измерений с расширенным диапазоном измеряемых расходов применительно к счетчикам газа и измеряемых давлений применительно к корректорам по давлению и по температуре. Как правило, в летний период потребление газа существенно падает в связи с отсутствием нужды в отоплении, а зимой потребление, напротив, возрастает, а давление газа соответственно падает. В ряде случаев, если не позволяет диапазон счетчика, приходится ставить два счетчика газа на один узел учета. Например, мембранный счетчик на лето и турбинный счетчик на зиму. К сожалению, производители не могут себе позволить изготовить счетчик, охватывающий любой диапазон. Существующие технологии таковы, что стандартом для мембранных счетчиков газа является диапазон 1: 160, для большинства ротационных характерно 1:30, 1:50, 1:100, для турбинных счетчиков – 1:30, для вихревых – 1:50,1:100, для ультразвуковых – 1: 30, 1:50, 1:100. В общем случае определиться с типом оборудования возможно, определив диапазон рабочих расходов на основании технических условий. Вернемся к примеру 1, диапазон составляет 1:20. Поэтому с большой долей вероятности подойдет турбинный счетчик, более дешевый и менее капризный в эксплуатации. Если же диапазон расходов выше 1:30, Вам следует остановиться на ротационном, вихревом либо ультразвуковом счетчике газа. Следует, однако, иметь в виду общую закономерность, что чем шире диапазон и, соответственно, точнее механика ротационного счетчика, точнее пьезоэлектрические датчики вихревых приборов, тем лучше должна быть газоподготовка, специально подобранная запорная арматура, «мягкий» пуск газа, повышенные требования к эксплуатирующему персоналу и пр.

Все вышесказанное позволяет утверждать, что нет плохих либо хороших счетчиков: у каждого прибора есть своя рыночная ниша, а, кроме того, у производителей – нормальные амбиции к поглощению ниши конкурентов. ■

Группа компаний «Сигнал»

Рис. 3 Счетчик КИ-СТГ-Б-80-160-10А

Проблема освоения ресурсов природных битумов (ПБ) не нова, опытные работы начаты в 70-е годы прошлого века. Прогнозные ресурсы ПБ оцениваются до 7 млрд. т. Первая программа по освоению месторождений ПБ была утверждена постановлением Государственного Комитета СССР по науке и технике (ГКНТ СССР) в 1976 г.: «Основные направления научно-исследовательских работ по добыче нефти из неглубокозалегающих горизонтов на 1976-1990 гг». Через год в целях усиления работ в Татарстане была разработана специальная программа ГКНТ СССР «Создать методы и средства извлечения углеводородов из битуминозных пород, залегающих на глубинах до 400 м». В дальнейшем (1980, 1986 гг.) Государственным комитетом по науке и технике работы по программам корректировались, уточнялись и детализировались./1/.

ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ТВЁРДОТОПЛИВНЫЙ ТЕПЛОГАЗОГЕНЕРАТОР
ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ

Во второй половине 70-х годов прошлого века в Татарстане на базе ПО «Татнефть» и, в частности, в ТатНИПИнефть мощное развитие получили работы в области разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов (ВВН и ПБ), в особенности с применением тепловых методов. Предпосылкой к развитию этих методов явились теоретические, лабораторные и опытно-конструкторские работы по созданию движущегося очага горения: «сухого», «влажного» и «сверхвлажного», разрабатываемые как в СССР (БОКСЕРМАН А.А. ВНИИнефть, г. Москва), так и за рубежом. С другой стороны, в это же время в Татарстане сложилась мощная группа исследователей – геологов (ТРОЕПОЛЬСКИЙ В.И.), конструкторов-технологов (ТАЛАНТОВ А.В., КЛЕЕВ А.М., СМЕРКОВИЧ Е.С. (фото), химиков (АЙГИСТОВА С.Х., ВИГДЕРГАУЗ М.С.), которая поддерживалась как руководством Татнефти (БУЛГАКОВ Р.Т.), ТатНИПИнефть (ГЛУМОВ И.Ф., ФАТКУЛЛИН А.Х.), так и руководством республики (КНЯЗЕВ С.Л., ХАММАДЕЕВ Ф.М.). К этому времени был разработан и успешно испытан на Сугушлинском и Мордово-Кармальском месторождениях ПБ термогазовый генератор конструкции Казанского отдела ТатНИПИнефть, а также начаты работы по созданию твердотопливных нагревателей, которые испытывались на опытных полигонах в НГДУ «Бавлынефть» и «Нурлатнефть» (с участием ХИСАМУТДИНОВА Н.И. и ПАНАРИНА А.Т.) Были впервые проведены розжиги пластов и получены продукты внутрипластового крекинга ПБ, схожие по составу с продукцией НПЗ (каталитический, окислительный и термический виды крекинга, а также риформинг).

В 1991 г. по заданию Совета Министров Татарстана «Технико-экономическое обоснование создания оборудования и технологий добычи и переработки природных битумов Татарии» были получены результаты, которые показали, что рентабельное развитие битумного производства возможно в комплексе «Добыча + переработка». К сожалению, эти работы не получили дальнейшего развития, как и вся программа разработки ВВН и ПБ./1/. ►

Перед запуском термогазового генератора, 1976г.

В начале этого века проблема разработки ВВН и ПБ в республике получила второе дыхание во многом благодаря руководству республики и деятельному участию МУСЛИМОВА Р.Х, в 2006г. была опубликована республиканская целевая программа «Освоение природных битумов в республике ТАТАРСТАН на период до 2020 года».

В настоящее время центрами по разработке битумных программ являются ОАО «Татнефть», РНТЦ Урало-Поволжья ОАО ВНИИнефть, АН РТ и др. В частности, в ОАО «НИИнефтепромхим» организовалась инициативная группа, в которой реанимированы работы (А.В.ТАЛАНОВА, А.М.КЛЕЕВА, Е.С.СМЕРКОВИЧА) по разработке технических средств как для воздействия на залежи ВВН и ПБ, так и для внутрискважинного синтеза реагентов для разработки этих месторождений. Авторы статьи разработали новую технологию для добычи высоковязких нефтей и природных битумов. Технология заключается в воздействии на пласт высокотемпературными дымовыми газами. При реализации этого способа на забой скважины помещается специальное устройство – твердотопливный нагреватель (конструкция описана в ж. «Экспозиция» №17, 2007г, с.14), который в свою очередь представляет собой специальную ёмкость, наполненную твёрдым топливом и запальным механизмом. За счет того что горячий теплоноситель не транспортируется с поверхности, а генерация тепловой энергии происходит непосредственно на забое скважины, мы можем значительно уменьшить потери тепла при прогреве околоскважинной зоны пласта. В сущности, процесс заключается в том, чтобы добиться необходимого режима, при котором высоковязкая нефть (битум) значительно повысит свою подвижность (расплавится, превращаясь в жидкую массу), в результате чего ее можно будет добывать стандартным способом. Твердотопливный нагреватель может обеспечить на забое как температуру от 120 до 1200 ^{0}С, так и повышенное давление от 30 до 400 атм. Заложенные в конструкцию характеристики позволяют, при необходимости, использовать твердотопливный нагреватель, как с целью пргрева околоскважинной зоны пласта, так и для инициирования очага внутрипластового горения и получения продуктов внутрипластового крекинга ПБ.

Применение твердотопливного нагревателят положительно сказывается на интенсификации процесса добычи, повышении коэффициента извлечения углеводородов и в конечном итоге ведет к повышению рентабельности добычи ВВН и ПБ. ■

МАРГУЛИС Б.Я., ШАГЕЕВ А.Ф., ШАГЕЕВ М.А., ЛУКЯНОВ О.В., РОМАНОВ Г.В., ЛЕБЕДЕВ Н.А.
«ОАО НИИнефтепромхим»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Экономическая оценка освоения месторождений природных битумов и высоковязких нефтей республики Татарстан: Аппарат Президента Республики Татарстан, РНТЦ ВНИИнефть, ОЭНГДУ «Татнефтебитум», Р.Х. МУСЛИМОВ, З.А. ЯНГУРАЗОВА, Ю.В. РАКУТИН, Р.М. АБДУЛХИРОВ, Ю.В. ВОЛКОВ, Е.А. ГОРШЕНИНА.

Рабочий момент спуска термогазового генератора, 1976г.

КЛИМОВСКИЙ ЗАВОД МОНЕТНЫХ ЗАГОТОВОК

ОСНОВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ: РАЗРАБОТКА, ШТАМПОВКА, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА МОНЕТНЫХ ЗАГОТОВОК РОССИИ И ИНОСТРАННЫХ ГОСУДАРСТВ

ФТОРОПЛАСТОВАЯ ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННАЯ ТРУБКА

Диаметр от 7,3 мм до 14,8 мм
Температура эксплуатации от 200 °С до 250 °С

ПАКЕТ РОТОРА ДЛЯ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

96; 103; 117; 130 габарит

ЛИСТ СТАТОРА И РОТОРА ИЗ ДИНАМНОЙ СТАЛИ 2215П ЛИСТ РОТОРА ИЗ МЕДИ М1

96; 103; 117; 130 габарит

МЕДНЫЙ ПРОФИЛЬ МЕДЬ М1

142181, Московская обл., Г. Климовск, ул. Заводская, 2, а/я 9.
Наши телефоны: +7 (495) 517-93-45; +7 (495) 996-66-50
Наши факсы: +7 (495) 996-72-15; +7 (495) 996-55-50
E-mail: info@klmz.ru; kzmz@mail.ru

ООО «КАМЫШИНСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД»

НЕФТЕНАЛИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1. Нижний слив ж/д вагонов УСН-150, УСН-175

с пружинным компенсатором, с паровой рубашкой, гидрорециркуляцией. Шарниры двухрядные, замена манжет без разборки шарниров, прижим захватов независимый.

2. Верхний налив (слив) ж/д вагонов УНЖ6-100

с автоматическим и ручным прекращением налива, с цельной или телескопической опускной трубой, с герметизированным наливом и отводом паров, опорный шарнир спаренный.

3. Налив в автоцистерны АСН-100

4. Счетно-дозирующий комплекс СДК

5. Налив (слив) в речные и морские танкеры СР-250 R 8.6; 12; 15 м

В четырехрядных шарнирах замена манжет производится без демонтажа изделия и без разборки шарниров.

403888, Волгоградская обл., г.Камышин-18,
Нефтебаза т/ф (844-57) 9-20-60, 9-61-32 www.koz.ru

ГИДРОКОМ

PREMIER manuli DISTRIBUTOR

БУРОВЫЕ РУКАВА

собственного производства 50 и 76 мм с фитингами NKT 60x2.5 и BSPT 4" по ГОСТ 286018-90 длиной от 1м до 36м

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РУКАВА

с фитингами, в том числе морозостойкие (до -55°С)

ОБОРУДОВАНИЕ

и комплектующие для производства РВД

Россия, 193149, Санкт-Петербург.
Октябрьская наб, д.31
(812) 334-33-73 (многоканальный)
Моб. +7 901-301-3353, +7 901-300-5605
+7 901-301-3356
info@hydrocom.spb.ru
www.hydrocom.spb.ru

ПКНМ

ЗАО «ПЕРМСКАЯ КОМПАНИЯ НЕФТЯНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ»

Пермская компания нефтяного машиностроения (ПКНМ) – специализированное предприятие по производству штанговых глубинных насосов для откачивания жидкости из нефтяных скважин. Изготавливает ШГН условных диаметров от 27 до 95 мм включительно и всех групп посадок (fit) – от 1 до 5, так же производит: НКТ, УБТС, ВБТ, высокоточные и коррозионностойкие трубы для корпусов ПЭН, ПЭД, корпусы и гильзы газосепараторов, диспергаторов и гидрозащиты, передельные трубы из хромоникелевых сплавов.

Продукция соответствует требованиям стандарта API spec. 11 AX и отечественных нормативных документов. Выпускается по ТУ 3665-204-07500243-99.

Способы обработки обеспечивают взаимозаменяемость всех деталей и узлов, прямолинейность канала цилиндра не менее 0,08 мм на погонный метр и плунжера – 0,05 мм по всей длине. Этим достигается высокая плавность, равномерность хода плунжера и исключается заклинивание при правильной эксплуатации.

Цилиндры насосов упрочняются азотированием. Плунжеры хромируются, азотируются или напыляются твердым сплавом. Пары «седло-шар» могут быть из нержавеющих сталей либо из стеллита или твердого сплава.

Разработан и внедрен новый процесс ионно-вакуумного азотирования цилиндров. Опытная партия СШН в условиях Пермского региона «Лукойл-Пермь» показала наработку более 1500 суток.

На предприятии действует комплексная система управления качеством работ, созданная на базе международных стандартов серии ISO 9001. Большое внимание уделяется контрольному инструменту. Созданы уникальные приборы и методики для проверки непрямолинейности и герметичности.

Важнейшая задача ПКНМ – удовлетворение запросов и перспективных ожиданий потребителей.

Основа успешной работы компании – её инженерный коллектив. Специалисты ПКНМ хранят и творчески развивают 265-летний опыт и традиции ведущего в своей отрасли оборонного предприятия артиллерийского профиля.

ПКНМ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВЕСЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦИКЛ:

- Разработка
- Конструирование
- Изготовление
- Поставка СШН (скважные штанговые насосы)
- Сервисное обслуживание и инженерно-техническое сопровождение при ремонте.

Наличие собственного торгового дома (официальное название ЗАО «Торговый дом ПКНМ») позволяет осуществлять поставки во все регионы России и ближнего зарубежья (Беларусь, Литва, Казахстан, Таджикистан, Украина, Азербайджан). География поставок постоянно расширяется.

614070, г. Пермь,
ул. Техническая, д.5
т. (342) 265-15-22, 265-06-70
ф. (342) 263-11-52

pknm @rambler.ru
pknm @mail.ru
www.pknm.ru

МАНОМЕТРЫ

ТЕХНИЧЕСКИЕ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ
ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ
АММИАЧНЫЕ
КИСЛОТОУСТОЙЧИВЫЕ
ВИБРОУСТОЙЧИВЫЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ

ЗАО «ПО «ФизТех»
634012, Томск, пр.Кирова, 58, стр70
www.fiztech.ru; office@fiztech.ru
г.Томск: +7 (3822) 52-22-22 ,52-22-30

ФизТех

Региональные дилеры и представители

Звонок по России бесплатный
8-800-100-6266

г.Владивосток: +7 (4232) 333-523, 491-559
г.Екатеринбург: +7 (343) 383-48-41, 216-61-34
г.Казань: +7 (843) 277-94-59, 278-50-77
г.Красноярск: +7 (3912) 36-58-36, 36-58-35
г.Новосибирск: +7 (383) 333-37-81, 330-65-43
г.Пермь: +7 (342) 260-35-07, 248-45-41
г.Ростов-на-Дону: +7 (863) 245-49-49, 245-47-74
г.Самара: +7 (846) 224-55-89, 245-72-26
г.Челябинск: +7 (351) 233-37-41, 239-81-24
г.Тюмень: +7 (3452) 43-37-19

ОПЫТ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПОМОЩЬЮ СИНУСОИДАЛЬНОГО ВИБРОВИСКОЗИМЕТРА SV-10 A&D COMPANY, LTD (ЯПОНИЯ)

В этой статье мы рассмотрим примеры измерения вязкости четырех образцов нефтепродуктов с помощью синусоидального вибровискозиметра SV-10 производства A&D Company.

- Гидравлическое масло стандартного типа
- Масло для дизельных двигателей
- Трансмиссионное масло для АКП
- Масло для бензиновых двигателей

Это новейшая запатентованная разработка японских инженеров. Синусоидальный вибровискозиметр SV-10 производства A&D Company, Ltd, измеряет вязкость посредством камертонной вибрации сенсорных пластин с частотой колебания 30Гц, погруженных в образец. Ввиду низкой частоты колебания и минимального смещения пластин (менее 1 мм), состав образца не нарушается, в отличие от ротационного вискозиметра. Из-за небольшого размера сенсорных пластин и минимальной теплоотдачи вязкость образца измеряется без температурных потерь и прибор воспроизводит точную зависимость между изменением вязкости и температуры образца в режиме реального времени. Прибор может измерить вязкость в пределах от 0.3mPa•s до 10000mPa•s (10Pa•s) без замены пластин в процессе измерения, что позволяет непрерывно измерять вязкость в широком диапазоне.

О методе

Измерение вязкости четырех образцов, как показано на рис. 1, было выполнено посредством подключения SV-10 к персональному компьютеру через интерфейс RS232C.

Процедура измерения вязкости была следующая: предварительно подготовлена стеклянная мензурка 200 мл, образец масла в закрытом резервуаре был перемешан несколько раз достаточно медленно, после чего 150 мл образца перелили в подготовленную мензурку, а затем измерения вязкости были выполнены на горячей мешалке в соответствии со следующими пунктами:

1. Отрегулирована глубина погружения сенсорных пластин в мензурку до рисок на пластинах.
2. Образец помещен на горячую мешалку, которая, вращаясь, перемешивала образец медленно, во избежание появления ряби на поверхности.
3. Измерение вязкости было произведено при комнатной температуре в течение 5 минут.
4. Нагреватель горячей мешалки был включен, и измерение продолжалось, пока образец не достиг температуры около 110°C.

Затем нагреватель мешалки был выключен, и образец оставлен остывать до комнатной температуры порядка 30°C, при этом процесс измерения не прерывался.

Этим способом (нагревания и охлаждения) были проведены измерения всех четырех образцов масел. Скорость мешалки в процессе измерений не изменялась. Данные о вязкости и температуре образца в процессе измерения передавались в режиме реального времени на компьютер через RS232C. Интервал измерений пять секунд.

О результатах

Таблица 1 показывает вязкость ►

Вискозиметр SV

Революция вискозиметрии
Новейшая запатентованная разработка японских инженеров.

Рис. 1

Результаты измерений вязкости на SV-10, mPa*s	40 °C			100 °C		
	Нагревание	Охлаждение	Среднее	Нагревание	Охлаждение	Среднее
1. Гидравлическое масло	39,2	38,5	38,9	5,56	5,8	5,68
2. Масло для дизельных двигателей	85,1	83,2	84,2	9,32	9,37	9,35
3. Трансмиссионное масло	21,3	21,3	21,3	5,11	5,34	5,23
4. Масло для бензиновых двигателей	49,5	48,8	49,2	8,11	8,17	8,14

Таблица 1

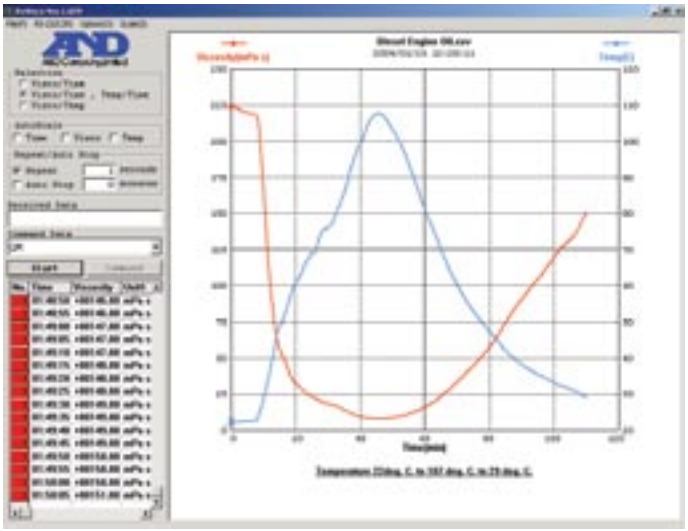


График 1а

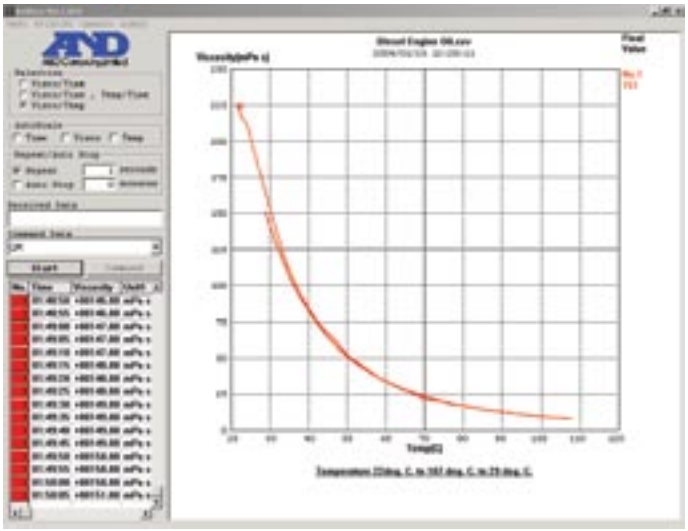


График 1б

четырех образцов, измеренную с помощью SV-10 при 40°C и 100°C в режимах нагревания и охлаждения. Синусоидальный вибровискозиметр SV-10 согласно своему принципу измерения выдает показания динамической относительной вязкости образца. Поэтому абсолютная вязкость образца может быть получена по формуле путем деления показаний вязкости из Таблицы 1 на удельную массу образца. Дополнительно кинетическая вязкость может быть получена делением абсолютной вязкости, которая вычислена выше, на плотность вещества (здесь – то же самое, что и удельная масса).

На графике 1 Вы можете увидеть изменения температуры и вязкости при непрерывном измерении. Графики были получены с помощью программного обеспечения WinCT-Viscosity, которое входит в стандартный комплект поставки.

График 1 а, б показывает зависимость вязкости и температуры гидравлического масла. График 1а слева показывает: по горизонтальной оси – время, по левой вертикальной оси – вязкость, по правой вертикальной оси – температуру. Синяя кривая показывает процесс изменения по температуре; красная кривая, которая находится в обратной пропорции к температурной кривой, показывает вязкость. График 1б справа показывает зависимость вязкости от температуры. Как Вы видите из графиков, нелинейная обратная зависимость между вязкостью и температурой может быть наглядно продемонстрирована на дисплее компьютера. Также на этих графиках Вы можете наблюдать превосходную повторяемость результатов в процессе нагревания и охлаждения образцов.

Таким же образом были получены аналогичные графики процесса измерения вязкости масла для дизельных двигателей, трансмиссионного масла и масла для бензиновых двигателей.

Заключение

- Вязкость четырех типичных масел была успешно измерена с помощью вискозиметра SV-10.
- Факты, что зависимость между вязкостью и температурой каждого образца является обратной нелинейной в процессах нагревания и охлаждения и что в течение процесса измерения данные показывают превосходную повторяемость, были подтверждены. ■

«Эй энд Ди РУС A&D Company», Ltd 2007

Синусоидальный вибровискозиметр SV-10 производства A&D Company, Ltd **измеряет вязкость посредством камертонной вибрации сенсорных пластин с частотой колебания 30 Гц, погруженных в образец.**

Модель	SV-10	SV-100
Метод измерения	Синусоидальный вибровискозиметр, использующий метод камертонной вибрации	
Частота вибрации	30 Гц	
Диапазон измерения	0,3 – 10 000 mPa·c	1 – 100 Pa·c
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вязкости	Не более +-3%	Не более +-5%
Сходимость, не более	1%	1%
Минимальный размер образца, мл	10	10
Единицы измерения	mPa·c, Pa·c, cP, P	Pa·c, P
Рабочий диапазон температур	10-40°C	
Дисплей температуры С	0 -160	
Дисплей	Вакуум–флуоресцентный (VFD)	
Интерфейс	RS-232C	
ПО (в комплекте)	WinCT - Viscosity	

Спецификация

В современных отраслях нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей промышленности задача точного измерения уровня приобрела особую актуальность при решении вопросов обеспечения эффективного контроля и управления технологическими процессами. Метрологические параметры, функциональные возможности и эксплуатационные характеристики измерителей уровня стали в значительной мере определять качество систем автоматизации производства. Растет спрос и на приборы, позволяющие измерять не только уровень продукта, но и уровень раздела двух сред. В целом же, по некоторым оценкам, в общем объеме измерительных операций в нефтепереработке, нефтехимии и газовой промышленности на сегодняшний день измерение уровня составляет до 20%.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ УРОВНЯ

В последние годы разработано и применяется множество различных видов приборов, в которых реализованы как контактный, так и бесконтактный методы измерения уровня на основе различных физических принципов. При этом, несмотря на прогресс бесконтактных измерителей [1], уровнемеры контактного типа и, в частности, емкостные находят широкое применение в отраслях нефтегазового комплекса.

Многолетняя практика массового промышленного применения емкостных измерителей уровня показывает, что эти сравнительно недорогие приборы, отличающиеся простотой монтажа и надежностью измерений, устойчиво функционируют в агрессивных и неагрессивных средах и при наличии избыточного давления в зоне контроля, снабжая достоверной измерительной информацией разнообразные системы управления производственными циклами. Емкостные приборы позволяют успешно решать измерительные задачи и в проблемных случаях, когда, например, малые размеры резервуара, наличие внутренних конструктивных элементов, мешалок и т.п. препятствуют применению бесконтактных радиолокационных измерителей.

Принцип работы уровнемера емкостного типа основан на использовании различия электрических свойств жидкости и газового пространства над ней

Рис. 1 Измеритель уровня МПУ-100

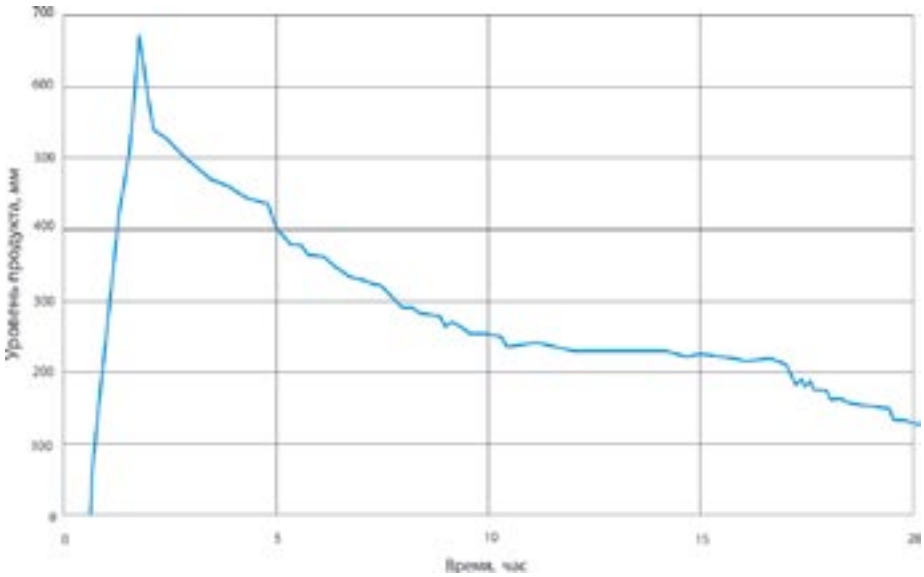


Рис. 2 Временная диаграмма измерения уровня сжиженного газа в резервуаре (цикл одного измерения 20 сек.)

Принцип работы уровнемера емкостного типа основан на использовании различия электрических свойств жидкости и газового пространства над ней. В качестве главного электрического свойства здесь рассматривается диэлектрическая проницаемость ε контактирующих сред. Электрическая емкость чувствительного элемента (ЧЭ), погруженного в контролируемый продукт, изменяется в зависимости от положения его уровня. Все подобные ЧЭ выполняются в виде протяженного измерительного конденсатора (той или иной формы), состоящего из двух электродов-обкладок. С изменением уровня жидкость заполняет пространство между обкладками. Зависимость между уровнем жидкости и емкостью ЧЭ практически пропорциональная.

Специалистам хорошо известно, что главным препятствием на пути повышения точности емкостных измерителей является зависимость величины ε от химического состава жидкости, давления и температуры. Невозможность уточнения текущего значения ε и соответствующей коррекции результатов измерений приводит к существенным погрешностям в определении уровня.

Разработка емкостного прибора, инвариантного к изменению ε контролируемого продукта, стала возможной при использовании нового технического решения в конструкции самого ЧЭ. Таким решением стала пространственная сегментация измерительного электрода ЧЭ, реализованная в измерителе уровня типа МПУ-100. ЧЭ прибора МПУ-100 конструктивно состоит из двух электродов (рис.1), изолированных трубами из стеклопластика. Один из электродов – измерительный, выполнен в виде набора отдельных ламелей (обкладок) равномерно размещенных по всей длине ЧЭ, другой электрод – общий (противоэлектрод), имеет целостную конструкцию. ►

ООО «ЭнергоБурСервис»

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

- Для насосов УНБ-600, УНБТ-950
- Вертлюгов УВ-250, УВ-320
- Лебедки ЛБУ-1200(К)
- Роторы Р-700, Р-500
- Талевая система УКБ , УТБК
- Пневмооборудование, подшипники

620098, г. Екатеринбург,
ул. Индустрии, 123, оф. 106
т. (343) 373-48-53, 354-27-76
т./ф: (343) 373-48-54.
e-mail: bures@e-sky.ru
www.energobur.rosfirm.ru

boltnn.ru

Нижегородский центр крепежа

603014, РОССИЯ, г. Нижний Новгород, пл. Кольцова, д.1
тел.: (831) 270-08-28; 270-21-70; 270-09-18
www.boltnn.ru; nck@boltnn.ru

Комплексные поставки высокопрочного (кл. пр. 8.8; 10.9; 12.9) и нержавеющего (А2 и А4) крепежа

в регионы России для предприятий нефтехимии, машиностроения, строительства и т.д.
Высокопрочный и нержавеющий крепеж незаменим в ответственных конструкциях и в механизмах, требующих защиты от активного воздействия среды.
В ассортименте компании более 3000 наименований крепежных изделий.
Сертифицировано. Соответствие стандартам DIN и ГОСТ.
Гибкая система скидок. Консультации специалистов.

прибор периодически автоматически калибруется, отслеживая изменения диэлектрической проницаемости

Управление работой прибора полностью автоматизировано и осуществляется микропроцессорным модулем, который выполняет последовательный опрос отдельных ламелей. Поскольку эквивалентное сопротивление контролируемой жидкости имеет не только емкостную, но и активную составляющие, то в процессе измерения определяется не просто емкость, а импеданс (полное сопротивление) продукта. По сравнению результатов измерений по паре ламелей (находящейся в газовой среде и погруженной в жидкость), прибор периодически автоматически калибруется, отслеживая изменения диэлектрической проницаемости. Влияние распределения электрического поля на краях ламелей на точность измерений устраняется специальным алгоритмом. Наряду с этим сами ламели являются реперными участками ЧЭ с заранее известной привязкой к уровню, что дополнительно способствует повышению точности измерений. Вычисленные значения уровня преобразуются в цифровой электрический сигнал, который по линии связи RS-485 передается на внешние устройства.

Помимо основной функции измерения уровня, прибор МПУ-100 обеспечивает измерение температуры продукта, благодаря группе цифровых датчиков температуры, установленных по всей длине ЧЭ

Помимо основной функции измерения уровня, прибор МПУ-100 обеспечивает измерение температуры продукта, благодаря группе цифровых датчиков температуры, установленных по всей длине ЧЭ. Немаловажно и то, что пространственная сегментация ЧЭ позволила реализовать в приборе еще одну дополнительную функцию – возможность измерения уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей. Измеритель МПУ-100 способен определять границу между подтоварной водой и контролируемым продуктом.

Основной областью применения прибора МПУ-100 являются горизонтальные резервуары со светлыми нефтепродуктами, химическими или технологическими жидкостями. Сюда относятся и резервуары автозаправочных станций, и резервуары-сепараторы для машинных масел и бензина. Погрешность измерения уровня составляет ± 5 мм. При этом ЧЭ прибора изготавливается с длиной, соответствующей поперечным размерам резервуара (максимальная длина 4 метра).

Измеритель уровня МПУ-100 прошел успешную эксплуатацию также и на автомобильной газозаправочной станции предприятия «Рязаньнефтепродукт», где длительное время использовался для измерения уровня сжиженного газа. На рис.2 в качестве примера приведена временная диаграмма процессов загрузки-выгрузки резервуара со сжиженным газом, построенная по результатам измерений МПУ-100.

Прибор МПУ-100 является сертифицированным взрывобезопасным оборудованием с видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и «искробезопасная цепь». Его монтаж на резервуаре достаточно прост и выполняется в соответствии с обычными правилами монтажа взрывобезопасного электрооборудования (рис.3).

Монтаж на резервуаре достаточно прост и выполняется в соответствии с обычными правилами монтажа взрывобезопасного электрооборудования

Рис.3 Монтаж прибора МПУ-100 на резервуаре со сжиженным газом

Для выполнения одноточечных измерений прибор МПУ-100 может комплектоваться универсальным вторичным преобразователем УВП-01, обеспечивающим индикацию измерительной информации и ведение архивов. Разработано и программное обеспечение, позволяющее подключать к персональному компьютеру группу измерителей МПУ-100 и интегрировать их в систему АСУТП.

В настоящее время измерители уровня типа МПУ-100 успешно эксплуатируются на объектах компаний «Сургутнефтегаз» и «Томскнефть», надежно выполняя измерительные функции и обеспечивая автоматизацию технологических процессов. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. АТАЯНЦ Б.А., МИРОШИН С.В., НАГОРНЫЙ Д.Я. Современные радиолокационные приборы для измерения уровня нефти и нефтепродуктов. Экспозиция. Нефть, газ. 2007, № 11(31), стр. 46-47.

НАГОРНЫЙ Д.Я., начальник отдела;
РЫНИН В.П., ведущий инженер, к.т.н.;
ОГНЕВ Р.Е., ведущий инженер;
ООО «Предприятие «КОНТАКТ-1»

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА

Группой мониторинга технологических процессов выполнены исследования по разработке технологии очистки нефти от H_2S.

В объем исследований были включены три этапа работ.

1. Подбор наиболее эффективных растворителей H_2S (абсорбентов)

На этом этапе работ определена эффективность растворения H_2S в 33 различных абсорбентах, (см. табл. 1), в лабораторных условиях.

Обобщение результатов лабораторных исследований показало, что наиболее эффективными являются абсорбенты четырех марок :

- общеизвестный моноэтаноламин (МЭА);
- ПСВ 3401 А фирмы ЗАО «Опытный завод нефтехим» г. Уфа;
- НСМ-2 ЗАО «Спецгазавтоматика» г. Казань;
- GasTreat К-131М фирмы «Champion Technologies», которые были рекомендованы к промысловым испытаниям.

№№ п.п.	Наименование растворителя H2S	Содержание H2S в пробе нефти, ppm		Абсорбционная емкость H2S, кг/т
		исходное	после обработки абсорбентом	
1	2	3	4	5
1	**Моноэтаноламин**	134,6 202 206,4 173	76,6 49,9 111 112,4	120 300 190 120
2	**Na2CO3**	202	160,7	80
3	**Сульфачек**	202	118,4	170
4	**ПАК**	202	148,8	110
5	**ПСВ 3401 А**	134,4 171, 0 135,4 134,6	42,7 41 7 48 58,7	180 260 250 150
6	**ПСВ 3401Б**	135,4 134,6	56,2 28	160 210
7	**ЛПЭ-32**	1344 162,3	908 126,2	90 70
8	**Сонпар-5401**	217,7	207,3	20
9	**Сонпар -5402**	217,7	172,7	90
10	**Сонпар-5403**	217,7	186	60
11	**Сондем 4401 - 131**	174,5	133,5	80
1	**2**	3	4	5
12	**Сондем 4403 -183**	174,5	99	150
13	**Сонцид-8102**	174, 5 172,4	38, 7 37,6	270 270
14	**Сонцид -8103**	122,6	89,9	0,07
15	**Сонцид - 8104**	122,6	100,3	40
16	**Сонкор 9011**	122,6	199,1	150
17	**9510**	122,6	222,8	200
18	**9601**	122,6	191,5	140
19	**Gas Treat 120**	177,4	87,1	180
20	**GasTreat К-131**	177,4	64,4	0,23
21	**GasTreat 157**	122,6	105,1	0,04
22	**«Альтосан»**	122,6	182,1	-0,12
23	**НСМ-1 марка А**	224,3	95	260
24	**НСМ-1 марка Б**	224,3	138,8	170
25	**НСМ-2**	224,3	65,8	320
26	**НТН 50А**	329,9	163,6	330
27	**НТН 50Б**	329,9	194,9	270
28	**НТН 50С**	329,9	173,9	310
29	**СНПХ № 1**	257	192,5	130
30	**СНПХ № 2**	257	208,8	0,1
31	**СНПХ № 3**	257	204,5	110
32	**СНПХ № 4**	257	145,8	220
33	**СНПХ № 5**	257	99,2	320

Таб. 1. Лабораторные исследование процесса очистки нефти от H2S абсорбционным методом (Расход абсорбента 500 г/т нефти)

2. Проведение промысловых испытаний

Промысловые испытания выбранных абсорбентов были проведены на Гремихинском месторождении, нефть которого отличается высоким содержанием H_2S – 155,6-269,3 ppm и периодический – более 300 ppm.

По результатам промысловых испытаний абсорбент марки ПСВ 3401 А оказался наиболее эффективным (удельный расход 450 г/т, абсорбционная емкость 385 кг/т), и рекомендован к внедрению.

3. Разработка технологии очистки нефти от H_2S

Практика эксплуатации нефтяных месторождений ОАО «Удмуртнефть», нефть которых отличается значительным содержанием H_2S, теоретический анализ, лабораторные и промысловые исследования ведения процессов сепарации и абсорбции H_2S совместно с нефтяным газом, позволили рекомендовать к реализации ряд мероприятий, направленных на снижение H_2S в товарной нефти. При этом выявлено, что технология снижения содержания H_2S в нефти должна включать три основных этапа:

- подавление сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), что возможно решением комплексной задачи, включающей мероприятия по применению в системе поддержания пластового давления (ППД) обеззараживающей воду установки, например, типа УОЭ-Э-А150 фирмы «Эйкос» [1] и обработки водо- и нефтеносных пластов соответствующими бактерицидами;
- организация процесса высокоэффективной сепарации газа, например, в оросительных сепараторах [2], что приведет к выносу из объема нефти нерастворенного H_2S;
- глубокая очистка нефти от H_2S абсорбционным методом [3].

Разработанная и планируемая к внедрению технологическая схема очистки нефти от H_2S, включающая указанные направления ведения технологического процесса в условиях эксплуатации УПН Гремихинского нефтяного месторождения, показана на рис. 1.

Согласно рис. 1, нефть после электродегидратора 1 поступает в оросительный сепаратор 2, где протекает 1-я ступень очистки нефти от H_2S. Затем нефть самотеком перетекает в РВС 3 товарного парка и насосом 4 откачивается через системы глубокой очистки нефти от H_2S в абсорбере 5 и УПН «Ижевск» 6 на головную насосную станцию АК «Транснефть».

Абсорбент подается в объем неочищенной от H_2S нефти из емкости 8 через мерник расхода 9 на прием насоса 4 или в нефтепровод после электродегидратора.

Отсепарированный совместно с H_2S газ сбрасывается в атмосферу через свечу рассеивания 7. ►

Анализ рис. 1 показывает, что основным оборудованием рекомендуемой схемы являются оросительный сепаратор ШВ поз.2 и абсорбер H_2S поз.5.

Высокая эффективность процесса сепарации газа, являющаяся аксиомой эффективности процесса очистки нефти от H_2S, доказана результатами эксплуатации оросительного сепаратора типа ШВ, который был внедрен в 1997 году на Лиственской ДНС НГДУ «Воткинс» [2]. При этом до внедрения оросительного сепаратора ШВ содержание газа в нефти на выкиде концевой сепарационной установки (КСУ) классического исполнения составляло 1,3 м³/т, а после внедрения уменьшилось до 0,3 м³/т, что явилось здесь одной из главных причин снижения содержания воды в предварительно обезвоженной нефти с 42 % до 10 %.

Общий вид оросительного сепаратора ШВ показан на рис.2, принцип работы которого заключается в следующем:

Водонефтяная эмульсия (ВНЭ) подается в сепаратор через ороситель 4, где дробится на мелкие капли. Образовавшие капли ВНЭ при падении вниз встречаются с отбойными решетками и при ударе раскрывают свою поверхность, т.е. вновь дополнительно подвергаются дроблению. В результате создается большая поверхность испарения, что является необходимым условием как сепарации нефтяного газа, так и очистки нефти от H_2S.

Разгазированная ВНЭ выводится из сепаратора в систему дальнейшей обработки.

Газ, выделенный из ВНЭ, перед удалением из сепаратора поступает в каплеотделитель 2 сепаратора ШВ, где подвергается высокоэффективной осушке в слое подвижных насадок 3.

Расчет оросительного сепаратора заключается в определении свободной поверхности ВНЭ. При этом исходными моментами являются создание исходного эквивалентного диаметра образовавшихся капель в оросителе 4 и время их падения до зеркала ВНЭ в сепараторе.

Данный сепаратор по эффективности работы соответствует мировым стандартам [3], прошел экспертизу промышленной безопасности и имеет разрешение Ростехнадзора на изготовление и применение. В настоящее время второй экземпляр сепаратора изготовлен и подготовлен к монтажу на площадке Гремихинской УПН.

Основным оборудованием, с точки зрения ведения технологического процесса очистки нефти от H_2S, является абсорбер ШВ поз.5.

Устройство абсорбера ШВ показано на рис. 3.

Абсорбер ШВ включает корпус 1, состоящий из конической и цилиндрической частей, горловины 2, где размещаются элементы с подвижной насадкой (ПН) 3. С целью предотвращения провала элементов ПН и выноса их из корпуса потоком нефти, абсорбер снабжен опорной и ограничительной решетками 4 и 5 соответственно.

В качестве элементов ПН наиболее приемлемыми являются кольца Рашига, изготовленные из стальных труб, которые насыпаются навалом в горловину 2 смесителя.

Принцип работы абсорбера ШВ состоит в том, что потоки нефти и абсорбента поступают под опорную решетку 4 и в дальнейшем подвергают псевдоожижению элементы подвижной насадки 3. В результате происходит полное перемешивание нефти с абсорбентом, и H_2S растворяется в последнем, т.е. нефть подвергается очистке. При этом, так как после абсорбера товарная нефть и растворенный в абсорбенте H_2S поступают в систему АК «Транснефть» единым потоком, в абсорбере необходимо осуществлять процесс хемосорбции. Если же будет осуществляться процесс физической абсорбции, растворенный в абсорбенте H_2S с понижением давления в системе транспорта нефти будет десорбироваться, и первоначальный эффект очистки нефти в конечном итоге резко снизится, что было обнаружено при проведении промысловых испытаний с абсорбентами марок МЭА и НСМ-2.

При работе абсорбера выявлено четыре гидродинамических режима, которые наглядно иллюстрируются на графике зависимости гидравлического сопротивления от величины приведенной скорости нефти в его горловине, см. рис. 4.

1 – статического состояния ПН. В этом режиме прослушивание работы абсорбера не выявляет звук контакта элементов насадки о стенку корпуса. Это означает, что элементы ПН, изготовленные из металлической трубы, находятся в неподвижном состоянии. Гидравлическое сопротивление абсорбера возрастает пропорционально росту скорости нефти в горловине до 0, 8 м/с.

2 – начала псевдоожижения ПН. При прослушивании работы абсорбера слышен шелест ее элементов, усиливающийся по мере увеличения скорости нефти с 0,8 до 1,8 м/ с. Это означает, что потенциальная энергия элементов ПН начинает преобразовываться в кинетическую под действием энергии движения потока нефти. Элементы ПН начинают псевдоожижаться. При этом прозоры между ними увеличиваются, скорость движения в прозорах насадки несколько снижается и рост гидравлического сопротивления приостанавливается.

3 – развитого взвешивания ПН. Элементы ПН пульсируют в межрешеточном пространстве, интенсивно перемешивая нефть с растворителем сероводорода. Гидравлическое сопротивление вновь возрастает пропорционально росту скорости нефти до 3,5 м/с.

4 – псевдоожижения ПН в цилиндрической части абсорбера. При увеличении скорости потока нефти элементы ПН выносятся из горловины в расширенную цилиндрическую часть корпуса. При этом статическая высота их ►

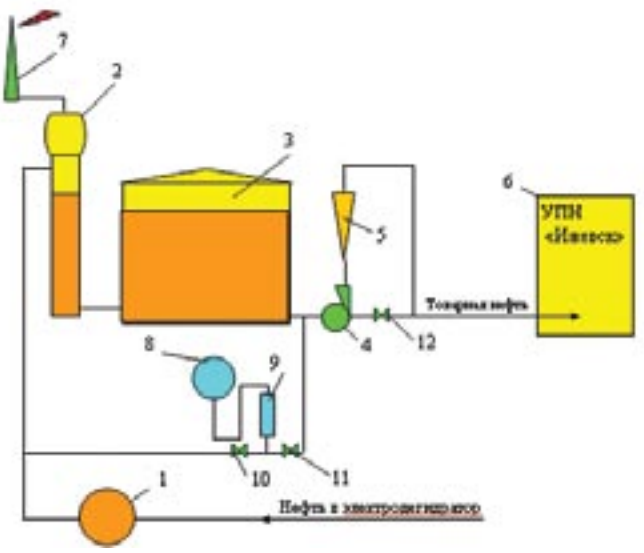


Рис.1. Принципиальная технологическая схема очистки нефти от H2S методом абсорбции

1 – электродегидратор;
2 – оросительный сепаратор ШВ;
3 – РВС парка товарной нефти;
4 – насос откачки товарной нефти;
5 – абсорбер (смеситель) ШВ;
6 – УПН «Ижевск;
7 – свеча рассеивания;
8 – емкость хранения абсорбента;
9 – мерник расхода абсорбента;
10,11 и 12 – запорная арматура.

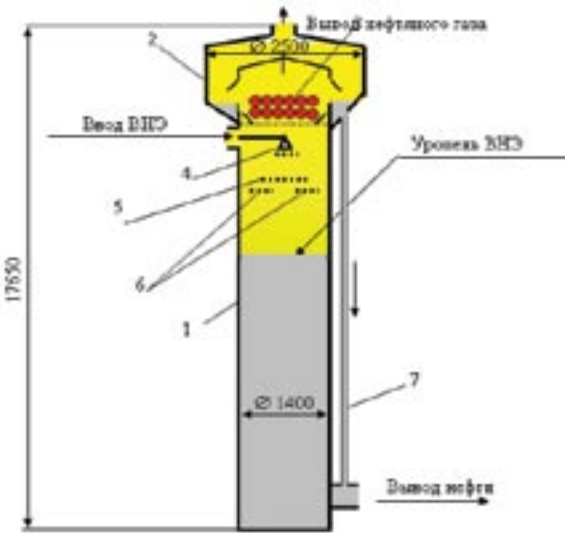


Рис.2. Сепаратор газа ШВ

1 – корпус;
2 – каплеуловитель;
3 – подвижная насадка;
4 – ороситель;
5 – отбойная решетка 1-го яруса;
6 – отбойная решетка 2-го яруса;
7 – труба слива уловленной капельной жидкости.

максимально снижается и рост гидравлического сопротивления идет с меньшей интенсивностью.

В принципе возможно достижение 5-го режима работы – режима захлебывания, который был описан в [6]. В этом режиме элементы ПН потоком нефти прижимаются к ограничительной решетке и гидравлическое сопротивление абсорбера будет повышаться с ростом скорости нефти по тем же законам, что и в первом режиме. Но эту особенность работы в промысловых условия изучить не удалось по техническим причинам.

Основными оптимальными конструктивными параметрами абсорбера, разработанными для выполнения промысловых испытаний оказались :

- статическая высота ПН -300-500 мм ;
- эквивалентный диаметр элемента ПН
- Ø 0,1 диаметра горловины
- масса элемента ПН 36-38 г, которые позволили эксплуатировать абсорбер со скоростью нефти в горловине 2,5-3 м/с. При этом гидравлическое сопротивление абсорбера оказалось равным 0,1-0,12 МПа;

Эффективность очистки нефти от H_2S непосредственно в абсорбере при выше принятых параметрах оказалась, как видно из табл. 2, особенно высокой при применении растворителя марки НСМ-2 (содержание H_2S на приеме в абсорбер 228,1- 310,4 ppm, а на выкиде 3,3 - 21,2 ppm). Этот эффект превышает даже абсорбционную способность общепризнанного МЭА. Но, к сожалению, в растворителе марки НСМ-2 протекает процесс физической абсорбции, и растворенный в нем H_2S с понижением давления на УПН «Ижевск», расположенной на расстоянии 32 км от Гремихинской УПН, десорбирует.

Поэтому можно заключить, что растворитель марки НСМ-2 является более эффективным абсорбентом, чем даже МЭА, и может широко применяться для очистки газов от H_2S не только на промыслах нефти, но и в других отраслях промышленности, если технологии будут оснащены системами регенерации (десорбции) насыщенного абсорбента от H_2S.

Учитывая то, что содержание H_2S в нефти Мишкинского, Киенгопского, Ельниковского и Чутырского месторождений не превышает 70 ppm, а в нефти Гремихинского месторождения 196,8 ppm, в настоящее время выдано задание на проектирование схем очистки нефти от H_2S без использования оросительного сепаратора ШВ, а на площадке Гремихинской УПН идет монтаж схемы с его использованием.

При этом обобщение результатов промысловых испытаний позволили рекомендовать для промышленного использования растворитель H_2S марки ПСВ 3401 А изготовителя ЗАО «Опытный завод нефтехим» г. Уфа, как наиболее эффективного среди прошедших промысловые испытания. ■

В. Х. ШАЙМАРДАНОВ, академик, д.т.н., заслуженный изобретатель РФ, руководитель группы мониторинга ТП, ОАО «Удмуртнефть», Е. П. МАСЛЕННИКОВ, заместитель генерального директора по производству ОАО «Удмуртнефть»

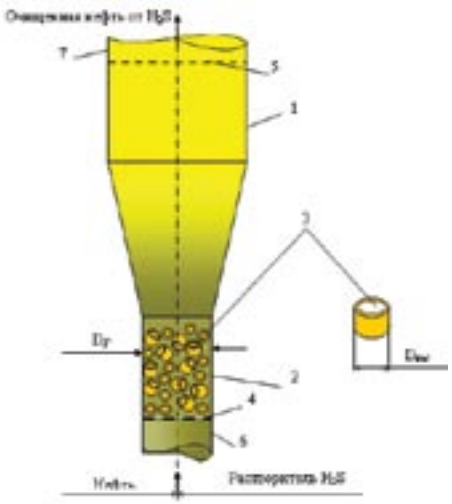


Рис. 3. Абсорбер H_2S с подвижной насадкой ШВ

1 – корпус;
2 – горловина;
3 – подвижная насадка;
4 – решетка опорная;
5 – решетка ограничительная;
6 – патрубок приема нефти на очистку;
4 – патрубок вывода очищенной нефти;

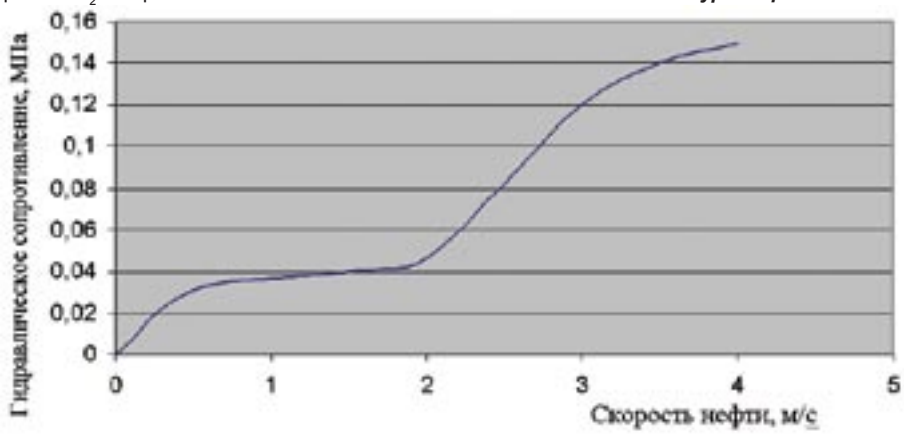


Рис. 4. Зависимость гидравлического сопротивления абсорбера ШВ от скорости нефти в его горловине.

№№ п.п.	Объем обработанной нефти, т/сут	Давление в абсорбере, МПа		Расход растворителя H_2S, кг/сут	Содержание H_2S в абсорбере, ppm	
		прием	выкид		прием	выкид
Очистка нефти растворителем H_2S – МЭА						
1.	1824	0,28	0,27	912	165,4	69,9
2.	1800	0,27	0,26	900	160	66,7
3.	1814	0,35	0,33	907	174	82,3
4.	1830	0,3	0,28	915	176,8	79,6
5.	1820	0,3	0,28	910	142,4	68,2
6.	1786	0,3	0,28	893	157,8	71,5
7	1828	0,28	0,26	914	134,4	61,5
Очистка нефти растворителем H_2S – ПСВ 3401 А						
1.	1944	0,35	0,34	875	198,5	129,5
2.	1960	0,3	0,29	882	251,5	142,8
3.	1942	0,3	0,29	874	243,8	134,9
4.	1936	0,3	0,28	871	233	120,8
5.	1973	0,28	0,29	888	221,7	113,6
6.	1978	0,29	0,28	890	218,7	93,2
7.	1982	0,24	0,23	892	234	123,95
Очистка нефти растворителем H_2S – НСМ-2						
1.	1876	0,28	0,27	925	245,1	8,6
2.	1905	0,27	0,26	939	228,1	7,2
3.	1866	0,35	0,34	920	249,5	5,4
4.	1917	0,3	0,29	945	292,2	21,2
5.	1921	0,3	0,29	947	262	3,3
6.	1947	0,3	0,29	960	256,4	3,9
7.	1894	0,28	0,27	934	310,4	12,8
Очистка нефти растворителем H_2S – Gas Treat K – 137 M						
1	1986	0,3	0,28	943	352,6	343,1
2	1928	0,3	0,29	967,6	72	11,7
3	927	0,28	0,27	672,4	259,2	82,1
4	2382	0,29	0,28	889,7	272,6	99,3
5	1875	0,28	0,27	1990,8	253	57,3
6	1770	0,27	0,26	2685,5	336,4	57,4

Джон Крейн – Искра

Компания «Джон Крейн – Искра» предлагает комплексные работы «под ключ» по реконструкции компрессоров с переводом с устаревших систем торцевых масляных уплотнений на сухие (СГУ). Весь комплекс работ подразумевает изготовление уплотнений, изготовление панелей управления, доработку уплотнительных камер компрессора, доработку вала под посадку патрона уплотнения, доработку систем САУ и маслообеспечения, выпуск и корректировку всей необходимой технической документации с последующим согласованием в органах ФС по экологическому, технологическому и атомному надзору. Все поставляемое нами оборудование сертифицировано и имеет соответствующие российские разрешения на применение.

Межремонтный ресурс СГУ «Джон Крейн» типа T28AT составляет 5 лет.

На все оборудование, предлагаемое нашей компанией, устанавливается стандартный гарантийный срок эксплуатации.

Компании, с которыми тесно сотрудничает ООО «Джон Крейн – Искра», – это лидеры российского топливно-энергетического комплекса, в их числе ОАО «Газпром», ОАО «Пермнефтеоргсинтез», ОАО «СлавНефть» – «Ярославнефтеоргсинтез» , ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», ОАО «АКРОН», ОАО «Мозырский НПЗ» и др. В настоящее время на предприятиях России и стран СНГ эксплуатируется порядка 400 уплотнений «Джон Крейн». За время своего существования (год основания 2003) ООО «Джон Крейн – Искра» добилось положительных результатов среди своих заказчиков, продемонстрировав высокую компетентность в вопросах по применению уплотнений марки «Джон Крейн» в составе компрессорного оборудования, а также в проведении сервисных и ремонтных работ. Также широко развиты партнерские отношения с лидирующими научными институтами, такими как ОАО НПО «Искра», ОАО «Компрессорный комплекс», ЗАО «НИИтурбокомпрессор», ЗАО НПФ «Невинтермаш», что позволяет проводить широкий спектр работ по реконструкции и ремонту компрессорного оборудования.

Сегодня применение СГУ для герметизации газов в центробежных компрессорах является стандартным решением. В настоящее время в России и странах СНГ эксплуатируется порядка 400 СГУ «Джон Крейн», порядка 200 из них эксплуатируются на объектах ОАО «ГАЗПРОМ».

Московское представительство ф. «Джон Крейн»

Индекс 121019,
Адрес г. Москва, Б. Афанасьевский пер. Д.41а
Телефоны (495) 970-12-75/12-76/12-77
Факс (495) 970-12-78
Сайт www.johncrane.com
e-mail cranerus@co.ru

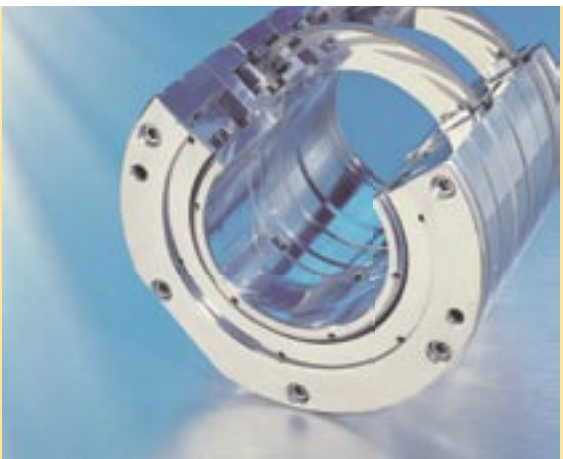
КОНСТРУКЦИЯ СУХОГО ГАЗОВОГО УПЛОТНЕНИЯ

Рабочей частью уплотнительной ступени СГУ является пара уплотнительных колец: торец и седло. Торец подвижен в осевом направлении, закреплен внутри корпуса от поворота фиксатором из нержавеющей стали и нагружен в осевом направлении набором пружин. Торец прижимается к седлу, закрепленному с помощью роторной втулки на валу компрессора. Седло в осевом направлении неподвижно, на его рабочей поверхности выполняются динамические пазы одностороннего или реверсивного направления глубиной в несколько микрон.

У подвижного кольца газового затвора поверхность контакта разделена на две зоны. Зона, расположенная ближе к оси, – плоская, а остальная периферийная часть имеет спиральные канавки, выполненные методом химического травления.

При вращении седла газ захватывается канавками и нагнетается к внутреннему диаметру канавки. В этом месте поток газа встречается с уплотнительной перегородкой, которая создает сопротивление потоку, что приводит к увеличению давления. Вследствие этого происходит отжатие торца, он всплывает на газовом слое. Устанавливается уплотнительный зазор в несколько микрон (около 5мкм), через который дросселируется малое количество рабочего газа. Зазор между радиальными торцами устанавливается тогда, когда закрывающие силы гидростатического давления и усилие пружины равняются открывающим усилиям, создаваемым в газовой пленке.

Этот принцип был применен в широком ряде турбооборудования при давлениях вплоть до 400 бар через одну уплотнительную ступень.



«Джон Крейн – Искра»

Индекс 614038,
Адрес г.Пермь, ул. Академика Веденеева, д. 28
Телефоны (342) 262-71-74/71-75
Факс (342) 262-70-67
Сайт www.johncraneiskra.ru
e-mail info@johncraneiskra.ru

Приводятся данные по кинетике термокрекинга гудрона в условиях одновременного частичного окисления крекируемого сырья кислородом воздуха. Найдено, что кислород является эффективным инициатором термокрекинга гудрона. При Т = 440°С скорость инициированного процесса практически вдвое превышает скорость термокрекинга в отсутствии инициатора, при этом глубина отбора светлых фракций составила не менее 40%.

О НОВОМ ПОДХОДЕ К УГЛУБЛЕНИЮ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

Нет нужды обосновывать необходимость углубления переработки сырой нефти. В России этот показатель не превышает в среднем 65%. Внедрение зарубежных технологий переработки мазута и гудрона в моторные дистилляты и сырье для нефтехимии требует привлечения больших финансовых средств. Поэтому является актуальным поиск новых и эффективных процессов нефтепереработки. Пристальное внимание в последние годы уделяется, например, процессам озонолиза сырой нефти [1,2], катализу изомеризации алканов т.н. суперкислотами[1] [3] и др. Рассматривается интенсификация целевых процессов и путем применения физических методов. В последнее время для этих целей предложено применять явление кавитации [4-6], в том числе и в водонефтяных эмульсиях[2] [7]. Еще ранее предлагалось использовать ионизирующее излучение, в том числе мощные пучки ускоренных электронов [8-14]. Актуальным представляется разработка новой технологии переработки прямогонного мазута и гудрона, позволяющей получить дополнительно из мазута более 60%, а из гудрона до 40% моторных дистиллятов, т.е. углубить переработку сырой нефти на ≈ 20%. Такого прироста выхода моторных топлив, как показано ниже, можно достичь химическим инициированием термокрекинга.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Принципиальным недостатком практически вытесненного на сегодня процесса термического крекинга (ТК), существующего лишь в виде его разновидности (висбрекинг), является медленность генерации радикалов. Причина очевидна – слишком высока энергия связи С-С (≈ 300÷400 кДж/моль) в молекулах перерабатываемых углеводородов (УВ). Для обеспечения приемлемой скорости данный процесс приходится проводить при слишком высоких температурах. При этом утрачивается контроль над протеканием вторичных реакций. Их осуществление на фоне относительно медленного распада связей С-С происходит столь быстро, что преобладающими в итоге оказываются процессы, ведущие к газообразованию, уносящие значительное количество водорода, что вместе с т.н. процессами уплотнения заканчивается коксованием крекируемых УВ. Именно с целью перехода в режим управляемого ТК и стали предлагаться различные обходные пути, позволяющие осуществлять генерацию первичных радикалов уже при невысоких температурах. Одним из первых было предложено использовать для этих целей ионизирующее излучение (т.н. радиационно-термический крекинг (РТК) [8-14]). Основываясь на этих результатах, а также исследованиях по применению озона и озонидов для инициирования ТК, можно ожидать, что аналогичного результата можно достичь путем сопряжения процессов неглубокого окисления кислородом воздуха мазута или гудрона и собственно крекинга УВ.

В соответствии с выводами теории окисления органических соединений [15], контакт горячих тяжелых нефтяных остатков с кислородом воздуха в начальный период процесса (≤ 1 % масс. конвертируемого углеводорода) должен приводить в основном к образованию промежуточных гидропероксидов (ROOH)):

$$1.\ RH + O_2 + RH \xrightarrow{t} 2R^{*} + H_2O_2$$
$$2.\ R^{*} + O_2 \Rightarrow RO_2^{*}$$
$$3.\ RO_2^{*} + RH \xrightarrow{t} ROOH + R^{*}$$

Неустойчивые при высоких температурах эти соединения (энергия связи ~ 150 кДж/моль [16]) распадаются далее на два активных радикала – RO* и OH*, что резко увеличивает их скорость наработки, см. реакцию (3). Одновременно с этим возникающие в системе радикалы могут инициировать цепной процесс термокрекинга УВ (механизм Райса-Герцфельда [17-19]).

$$4.\ RO^{*} + RH \Rightarrow ROH + R^{*} \quad \text{быстро}$$
$$5.\ OH^{*} + RH \Rightarrow H_2O + R^{*} \quad \text{быстро}$$
$$6.\ R^{*} \xrightarrow{t} R'^{*} + R''H \text{ и т.д.} \quad \text{медленно}$$

Здесь RH – молекула исходного УВ, R* – первичный радикал, возникающий на стадии зарождения цепей (1), R*' – вторичный радикал, а R''H – молекула продукта. При этом в силу невысокой прочности связи О-О в промежуточных ROOH осуществление ТК с высокой скоростью может происходить при температурах заметно более низких в сравнении с таковым в отсутствии инициатора. Одновременно достигается и возможность более гибкого управления процесса (энергия активации инициированного процесса меньше аналогичной величины в отсутствии инициатора). Все это позволяет отобрать большее количество дистиллятов до начала коксообразования. Попутно отметим, что наряду с описываемым активирующим действием кислорода (генерация радикалов), частичное окисление УВ сопровождается выделением достаточно большого количества тепла, что служит дополнительным средством инициирования процесса ТК. Тепловой эффект рассматриваемого процесса по нашим оценкам может составить ~ 150 кДж/моль O_2[3] . В целях поиска оптимальных условий сопряжения процессов окисления и термокрекинга тяжелых УВ необходимы данные о динамике процесса окисления. В литературе отсутствуют данные о динамике окисления кислородом воздуха смесей тяжелых УВ. В первом приближении можно считать, что скорость поглощения O_2 лимитируется скоростью реакции (3). (Реакция (2) очень быстрая). Энергия активации лимитирующей стадии (5-7 ккал•моль$^{-1}$) [15]. Ее предэкспонент в случае окисления УВ, для которых характерна атака кислородом, например, вторичной связи С-Н, ≈ 10^5 л•моль$^{-1}$•с$^{-1}$ [15]. Таким образом, константа скорости этого процесса при Т ~ 700К составит ≈ 10^3 л•моль$^{-1}$•с$^{-1}$, а характерное время поглощения кислорода ≤ 10^{-3} с ([RH] ≈ 3 моль/л), т.е. время химической реакции оказывается существенно короче времени всплывания пузырьков. Эти оценки нашли подтверждение и в наших предварительных экспериментах по изучению температурной зависимости скорости поглощения кислорода вакуумным газойлем[4]. ►

[1] В расщеплении нефтепродуктов участвуют «магические» или суперкислоты, например, смесь фторсульфоновой кислоты с пентафторидом сурьмы. Эти кислоты легко инициируют превращения алканов (изомеризация, крекинг), протекающие с разрывом связей С-Н, С-С, уже при температурах 30 / 80°С, что обусловлено, по-видимому, эффективной протонизацией молекул углеводородов.

[2] В присутствии ПАВ образуются стабильные «мыльные пузыри» с водой. Стенки этих пузырей включают молекулы ПАВ. Для инициирования трансформацию тяжелых в легкие молекулы используется энергия ультразвука.

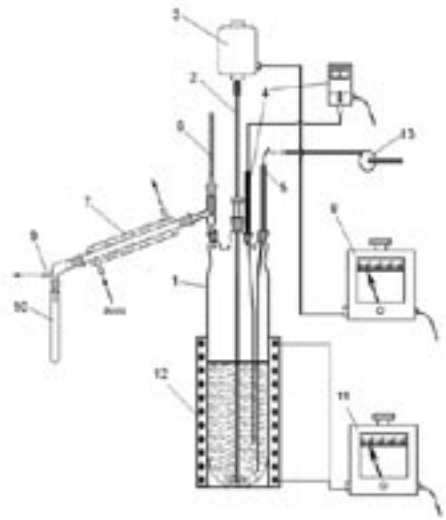


Рис. №1. Установка проведения термокрекинга гудрона

Опыт № 1			
Гудрон, загрузка, мл		249	
Количество воздуха, л/мин		1	
Время, минуты	Выход, % об.	Скорость отбора светлых фракций, (мл/(мл*мин))*100	Температура отбора светлых фракций, ^{0}C
0	0	0	90
2	2	1	130
4	7,6	2,8	230
6	18,5	5,4	295
8	28,9	5,2	290
10	35,3	3,2	300
Опыт № 2			
Гудрон, загрузка, мл		253	
Количество воздуха, л/мин		0,8	
Время, минуты	Выход, % об.	Скорость отбора светлых фракций, (мл/(мл*мин))*100	Температура отбора светлых фракций, ^{0}C
0	0	0	140
3	5,9	2	258
5	11,9	3	300
7	19,8	4	310
10	29,6	3,3	335
12	35,6	3	340
Опыт № 3			
Гудрон, загрузка, мл		251	
Количество воздуха, л/мин		0,5	
Время, минуты	Выход, % об.	Скорость отбора светлых фракций, (мл/(мл*мин))*100	Температура отбора светлых фракций, ^{0}C
0	0	0	85
5	8	1,6	250
7	14,3	3,2	276
9	19,1	2,4	307
11	31,1	1,2	335
Опыт № 4			
Гудрон, загрузка, мл		251	
Контрольный эксперимент (без воздуха)			
Время, минуты	Выход, % об.	Скорость отбора светлых фракций, (мл/(мл*мин))*100	Температура отбора светлых фракций, ^{0}C
0	0	0	86
3	4,4	1,5	170
6	10	1,9	220
9	18,1	2,7	282
12	30,1	4	283
15	34,1	1,3	285

Таб. 1.

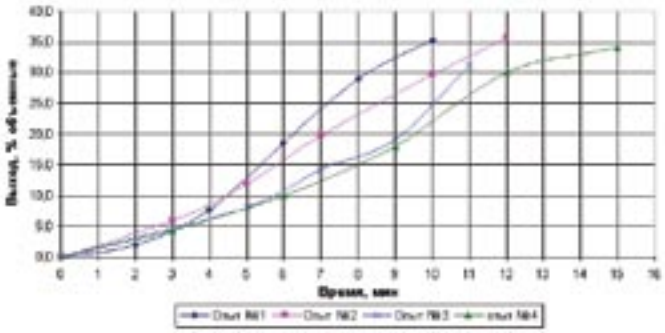
МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Детально изучив в предварительных экспериментах инициирующее действие кислорода воздуха, мы пришли к выводу, что оптимальным способом его подачи в реактор (см. рисунок №1), является барботирование его через разогретое до 430-450^{0}C исходное сырье (мазут, гудрон). При этом исходная смесь загружается в 4-х горлый вытянутый реактор 1, подогреваемый электропечью (кварцевый стакан 12, обмотанный нихромовой проволокой). Концы нихромой проволоки подсоединены к латеру 11 с целью регулирования температуры. Смесь перемешивается в течение всего процесса с помощью мешалки 2, которая приводится в действие посредством электромотора 3. Интенсивность перемешивания регулируется с помощью латера 8. Отбор образующихся в процессе светлых фракций производится через прямой холодильник в цилиндрический мерник 10, а газовой фракции – через отвод 9 в ловушку с дизельной фракцией и далее выбрасывается в атмосферу. Температура паров фиксируется посредством установленного сверху отбора термометра 6, температура куба – с помощью термопары 4, зафиксированной в одном из горл. Капилляр 5, необходимый для ввода инициатора фиксируется в последнем горле реактора и представляет собой полую медную трубку, погруженную в реакционную смесь. В случае проведения классического процесса (без инициатора), вместо капилляра 5 в горле реактора фиксируется, стеклянная пробка. Если процесс проводится с вводом воздуха, то к капилляру подсоединяется насос 13. К концу капилляра присоединяется барботирующее устройство, выполненное из пористого материала (на схеме не показано). В качестве сырья использовался гудрон Московского нефтеперерабатывающего завода. ►

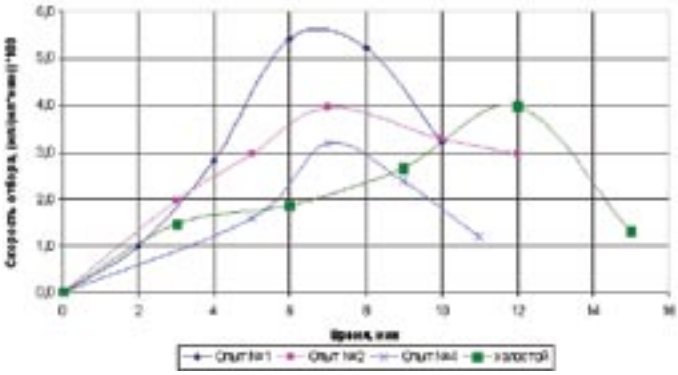
[3] Его величина представляет собой разницу между теплотой разрыва связи С-Н (≤ 350÷400 кДж/моль) в молекуле исходного УВ и энергиями вновь образуемых связей О-О (~ 150 кДж/моль) и ОН (~ 350÷400 кДж/моль) в молекуле ROOH. В связи с рассматриваемым сопряженным процессом важным представляется и глубина связывания кислорода.

[4] Изучение динамики окисления вакуумного газойля проводили в режиме барботажа, пропуская предварительно очищенный и подогретый воздух из компрессора через реактор колонного типа (h = 40 см, $Ø_{вн}$ = 3 см), обогреваемый регулируемой электропечью. Диагностика основывалась на детектировании в проточном режиме остаточной концентрации в воздухе кислорода, используя для этих целей газоанализатор (ПЭ 2100). С целью оценки влияния массообмена процесс окисления УВ изучался и в режиме одиночного следования пузырьков воздуха ультра-малых размеров (диаметр несколько сотен мкм). Их введение в описанный выше реактор колонного типа производилось с помощью стеклянного капилляра; расход воздуха в серии этих экспериментов не превышал ≈ 0.2 л/мин. Эти опыты показали, что содержание кислорода в отходящем газе снижается по мере роста температуры. При Т ≈ 300°C кислород в этих опытах не детектировался, свидетельствуя о полном поглощении в массе УВ и о том, что динамику процесса окисления определяет химическая реакция.

[5] На графике 2 приводятся значения нормированных (на единичный объем крекируемого гудрона) скоростей отбора светлых фракций.



Граф. 1 Зависимость объемного выхода светлых фракций от времени протекания реакции



Граф. 2 Зависимость скорости отбора светлых фракций от времени

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Задачей описываемых экспериментов было в условиях максимально близких температур сравнить динамику выделения легких моторных фракций (Ткип ≤ 350^{0}С) из гудрона в условиях барботажа воздухом и в его отсутствии. Ниже в таблице №1 и на графике №1, №2[5] приводятся результаты такого сравнения, демонстрирующие существенные различия в кинетике инициированного термокрекинга гудрона в сравнении с неинициированным процессом. Полученные данные с очевидностью свидетельствуют о том, что процесс термокрекинга гудрона в обоих случаях (инициированный и неинициированный процесс) характеризует стадия относительно медленного протекания процесса (период индукции). По ее завершении скорость процесса термокрекинга резко нарастает. При этом в случае инициированного процесса (количество связанного крекируемым материалом кислорода ≈ 1% масс.) скорость целевого процесса увеличивается в 1,5-2 раза. Важно отметить, что такая скорость процесса устанавливается при вдвое меньшем времени, (см. график 2). Оба эти факта (большее максимальное значение скорости процесса ТК и сокращение промежутка времени ее установления) косвенно свидетельствуют о возникновении в системе дополнительного источника радикалов. Этот дополнительный источник радикалов, естественно, можно связать с участием молекулярного кислорода в реакции 1. Полученные данные позволяют сделать вывод о том, что кислород воздуха при определенных условиях действительно может выступать в качестве достаточно эффективного инициатора термокрекинга гудрона, позволяющем осуществить более глубокий отбор легких моторных фракций. ■

ГАЛИЕВ Р.Г, доктор технических наук, действительный член РАЕН;

ЛУГАНСКИЙ А.И, Всероссийский научно-исследовательский институт по Переработке Нефти.
ТРЕТЬЯКОВ В.Ф, доктор химических наук, профессор;
МОРОЗ И.В, Институт нефтехимического синтеза.
ЕРМАКОВ А.Н, доктор химических наук, профессор. Институт энергетических проблем химической физики.

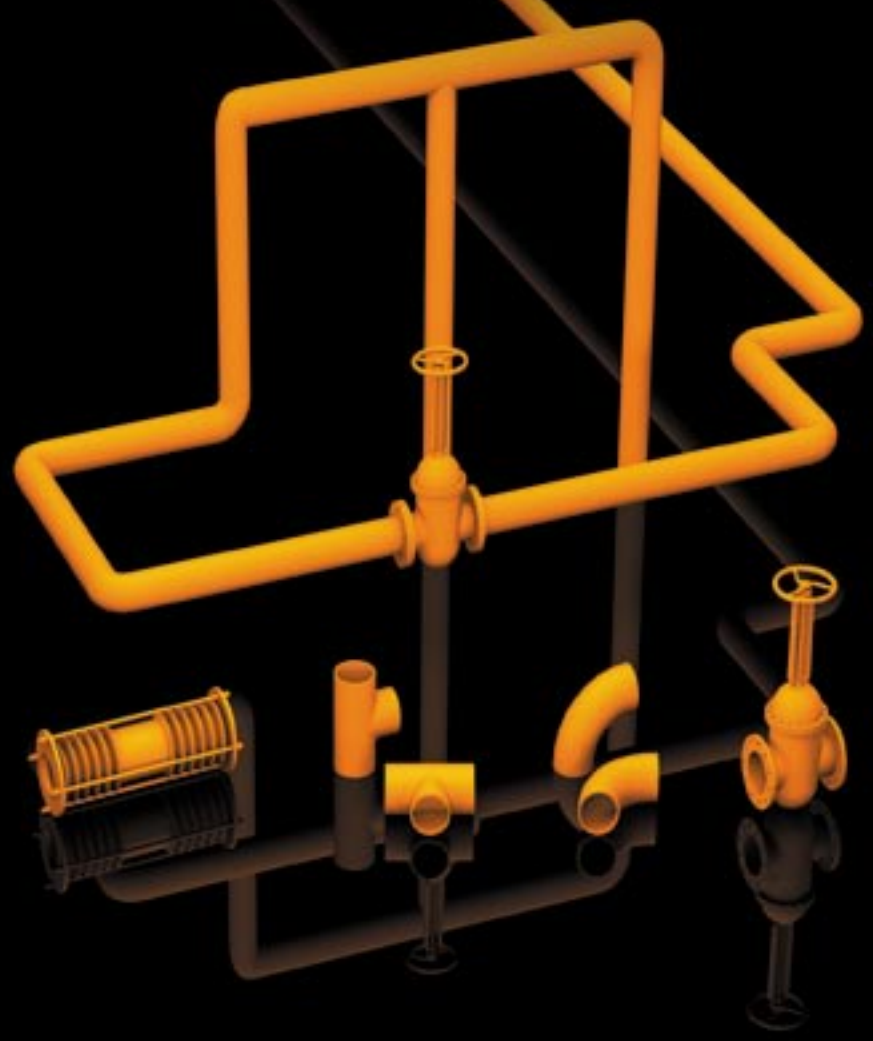
Российская академия наук, Москва

ЭКСПОЗИЦИЯ

ТРУБОПРОВОД

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №22Т ОКТЯБРЬ 2007

Информационная поддержка производителей и поставщиков трубопроводной арматуры, трубной продукции, различных видов изоляционных и антикоррозионных материалов. Техническая информация о всех материалах, необходимых для бесперебойного функционирования всей трубопроводной системы.



КОЛЕНО ШАРНИРНОЕ

ДЛЯ ВРЕМЕННЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

	11093.21.00.000А-01 для нефтепроводов с рабочим давлением 35 Мпа	11093.21.00.000А-02 для нефтепроводов с рабочим давлением 70 Мпа
Рабочее давление, Мпа	35	70
Диаметр условного прохода, мм	50	
Масса, кг, не более	21,2	25
Диаметр шарика в шарнире, мм	7,000	
Количество шариков в одной дорожке, шт	33	
Межосевое расстояние угловых элементов, не менее	179	
Габаритные размеры :		
Длина, мм, не более	330	330
Ширина, мм, не более	168	168
Высота, мм, не более	318	336
Тип резьбы	специальная трапецеидальная 100х12,7	
Климатические условия	-50°С до +50°С	

	11093.21.00.000А-03 для нефтепроводов с рабочим давлением 35 Мпа	11093.21.00.000А-04 для нефтепроводов с рабочим давлением 70 Мпа
Рабочее давление, Мпа	35	70
Диаметр условного прохода, мм	50	
Масса, кг, не более	15,1	19
Диаметр шарика в шарнире, мм	7,000	
Количество шариков в одной дорожке, шт	33	
Габаритные размеры :		
Длина, мм, не более	347	347
Ширина, мм, не более	168	168
Высота, мм, не более	303	336
Тип резьбы	специальная трапецеидальная 100х12,7	
Климатические условия	-50°С до +50°С	

БРС.00.00

БЫСТРО-РАЗЪЕМНОЕ СОЕДИНЕНИЕ

Рабочее давление, Мпа	70
Диаметр условного прохода, мм	50
Масса, кг, не более	5,7
Габаритные размеры :	
Длина, мм, не более	130
Ширина, мм, не более	168
Высота, мм, не более	150
Присоединение к трубопроводу	Резьба НКТ 60х2,54 ГОСТ 633-80
Тип резьбы	специальная трапецеидальная 100х12,7

- Трубы манифольдные
- Запасные части на УЭЦН
- Колено шарнирное с двумя накидными гайками
- Краны шаровые

612960, Россия, Кировская область, г. Вятские Поляны, ул. Ленина, 135
тел. (83334) 6-21-11, 7-43-20, тел./факс: (83334) 7-43-20, 6-18-32
www.molot.biz, e-mail: molot@molot.biz

АРКОР
российская арматурная корпорация
(495) 730-5757
www.arkor.ru
shop@arkor.ru

АРМАТУРНЫЙ МЕГАПОЛИС

Надёжная арматура собственного производства

Строгий контроль качества продукции

Широкий ассортимент продукции прямо со склада

10 500 наименований

Полная комплектация от ведущих заводов России и СНГ

Послепродажное обслуживание

Оперативная отгрузка во все регионы РФ

Разработан портативный электромагнитно-акустический (ЭМА) толщиномер ЭМАТ-100, который успешно используется для контроля толщины при наличии одностороннего доступа на различных предприятиях нефтяной и газовой промышленности.

ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНО-АКУСТИЧЕСКИХ ТОЛЩИНОМЕРОВ ЭМАТ-100 НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Несмотря на небольшие габариты и вес, прибор обладает всеми преимуществами бесконтактных приборов [2,5].

ЭМАТ-100 позволяет решать ряд задач неразрушающего контроля, которые ранее являлись проблематичными. К таким задачам в первую очередь относится возможность работы по грубым, необработанным и корродированным поверхностям, допускается шероховатость поверхности Rz 160, а также работа на криволинейных поверхностях, допустимый радиус кривизны – 10 мм. Другим достоинством разработанного прибора является возможность осуществлять контроль при наличии значительной величины (до 1-го мм) рабочего зазора. Это позволяет, в частности, измерять толщину стенки нефте- и газопро-водов без снятия изоляции.

Внешний вид прибора приведен на рис.1.

Прибор снабжен двумя сменными ЭМА-преобразователями, один для контроля в динамическом режиме, второй – для контроля в статическом. Под статическим режимом понимается режим измерения толщины изделия в одной точке. Датчик для динамического режима контроля снабжен специальными роликами, которые позволяют перемещать его по поверхности контролируемого изделия, осуществляя непрерывный контроль толщины. На передней панели прибора располагается жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) и пленочная клавиатура. На ЖКИ отображается информация о текущем значении толщины и режимах работы прибора. Пленочная клавиатура предназначена для включения (выключения) прибора, калибровки по конкретному материалу, управлению режимами его работы.

Основные технические характеристики прибора:

Диапазон измеряемых толщин изделий (по стали), мм – 3… 50,0

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности $\delta_{осн}$, мм $\delta_{осн} = \delta(0,1 + 0,001T)$, где T – показания толщиномера

Минимальный радиус кривизны контролируемой поверхности, не менее, мм – 10

Время непрерывной работы толщиномера от двух батарей без замены или перезарядки при нормальных условиях и периодичности измерений 1 с, не менее, ч – 8

Габаритные размеры, мм:

электронного измерительного блока – 195x100x45;

статического измерительного преобразователя – 75x37x37;

динамического измерительного преобразователя – 60x80x55

Масса, кг:

электронно-измерительного блока – 0,6;

статического преобразователя – 0,4;

динамического преобразователя – 0,8

Прибор имеет дополнительные возможности, расширяющие сферу его применения. Так, например, при массовом контроле или при непрерывном поточном контроле в динамическом режиме бывает важно знать не само значение толщины, а укладывается ли это значение в нужный диапазон. Для этого специальным образом программируется процессор прибора, и на ЖКИ появляются только знаки индикации, указывающие на выход значения толщины за пределы допуска. Наличие встроенной памяти позволяет ►

Рис. 1. Внешний вид толщиномера ЭМАТ-100

Рис. 2 Контроль диаметра. Поверхность сильно корродирована

увеличить скорость работы, т.к. не требуется вручную записывать результаты, значения заносятся в память, а при анализе осуществляется просмотр данных [6].

С помощью клавиатуры можно устанавливать скорость контроля, что при измерениях в динамическом режиме определяет его локальность. Прибор предназначен для работы на изделиях, изготовленных из различных материалов. В основном это магнитные стали и алюминиевые сплавы. Но возможности прибора этим не ограничиваются, так при хорошем качестве обработки поверхности он может работать и на нержавеющих сталях. Так как скорость распространения ультразвуковых колебаний (УЗК) в различных материалах различна, прибор легко калибруется на образце из контролируемого материала.

Прибор может работать как в заводских, так и в полевых условиях, снабжен автономным источником питания. Габариты и вес прибора позволяют осуществлять контроль в ручном варианте. Толщиномер может работать на сильно корродированных и необработанных поверхностях. На рисунке 2 прибор показан в работе, при контроле диаметра шпильки, поверхность которой сильно корродирована. Измерения контактными приборами на такой поверхности невозможны.

Прибор ЭМАТ-100 был опробован при измерении толщины стенки различных агрегатов на Астраханском ГПЗ (газоперерабатывающем заводе) [3]. Были проведены сравнительные замеры с у.з. толщиномером фирмы «Краут-Кремер» на агрегате воздушного охлаждения установки У120, первая нитка, в контрольных точках. Измерялась толщина стенки труб, диапазон толщин от 4 до 8 мм. Такие измерения систематически проводятся службами дефектоскопии АГПЗ. При наличии большого количества контрольных точек (как правило, на одном сосуде или установке перерабатывающего предприятия – более 100) и повышенной температуре, обеспечение надежного (а значит, и достоверных результатов) акустического контакта является трудоемкой задачей. Многие зоны контроля расположены на большой высоте, в труднодоступных местах, что затрудняет подготовку поверхности. В таких условиях работа с прибором ЭМАТ-100 становится «отдыхом» по сравнению с работой традиционными техническими средствами.

Весьма эффективным оказалось применение прибора ЭМАТ-100 при диагностировании фонтанных арматур в ООО «Ноябрьскгазодобыча». Произведены измерения толщины стенок всех узлов фонтанной арматуры типа АФК-3 и АФК-6 (различных модификаций). В процессе измерений подготовка поверхности не производилась, что весьма важно для обеспечения безопасности в условиях работающего «куста».

Толщиномер также хорошо себя зарекомендовал при контроле толщины стенки нефтегазопроводов. Он использовался на контроле участка газопровода диаметром 1220 мм «Ухта-Торжок-2» (г. Ухта, республика Коми, Севергазпром) для контроля толщины стенки труб. Контроль производился без снятия изоляции, подготовки поверхности и контактной жидкости не требуется, что значительно увеличивает производительность контроля без потери качества.

Прибор ЭМАТ-100 опробован на следующих компрессорных станциях:

1. ООО «Волготрансгаз»:
- Ворсменская ГКС Приокского ЛПУ МГ (газопровод «Горький-Центр»);
- КЦ Прогресс Волжского ЛПУ МГ (газопровод «Ямбург-Зап. граница»).
2. Компрессорная станция в г. Невинномыске (Ставропольский край), объединения Югтрансгаз.

Возможные применения прибора на компрессорных станциях:

- контроль толщины стенки корпуса запорной арматуры;
- контроль длины шпилек разъемных соединений [4].

Рисунок 3 демонстрирует возможность нестандартного использования прибора. Показан контроль шпильки, длина которой известна и по показаниям прибора, которые линейно связаны со скоростью распространения ультразвуковых колебаний [1], можно судить о степени затяжки шпильки [1].

Опыт практической эксплуатации толщиномеров ЭМАТ-100 показал возможность реализации основного преимущества ЭМА-приборов – бесконтактности, во многих случаях высокопроизводительный контроль толщины является единственно возможным только с их использованием. ■

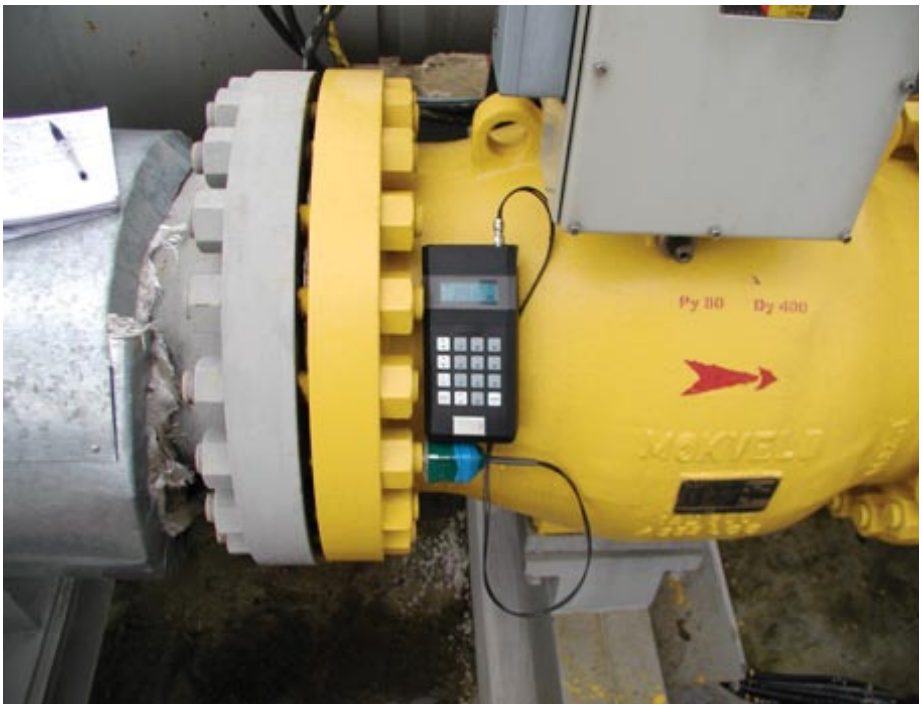


Рис.3. Контроль степени затяжки шпильки агрегата MOKVELD прибором ЭМАТ-100

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник: / Под редакцией В.В. КЛЮЕВА. М.: Машиностроение, 1995.
2. СУЧКОВ Г.М. О главном преимуществе ЭМА-способа. Дефектоскопия, 2000, №10, с.67-70.
3. БЕРДНИКОВ В.М., ЛЕЩЕНКО Н.Г., МУЖИЦКИЙ В.Ф., РЕМЕЗОВ В.Б., ТРЕТЬЯК Б.И. Опыт опробования электромагнитно-акустических толщиномеров ЭМАТ-100 на предприятиях МПС и нефтегазовой промышленности. Дефектоскопия, 2003, №11, с 20-24.
4. МУЖИЦКИЙ В. Ф., РЕМЕЗОВ В. Б., ДЕТКОВ А. Ю. «Использование приборов техни-ческой диагностики для комплексного обследования трубопроводов и оборудо-вания КС». Доклад на 23-ем Тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов КС» Светлогорск, 6-11 сентября 2004г.
5. ДЕТКОВ А. Ю., МУЖИЦКИЙ В. Ф., РЕМЕЗОВ В. Б. Бесконтактный портативный элек-тромагнитно-акустический толщиномер ЭМАТ-100. Трёхмерное представление акустических полей однофазного излучателя. Дефектоскопия, №6, 2005г, стр.38-46.
6. МУЖИЦКИЙ В.Ф., РЕМЕЗОВ В.Б., ДЕТКОВ А.Ю. Использование приборов технической диагностики для неразрушающего контроля нефтегазопромыслового оборудова-ния. Материалы 3-ей международной научно-технической конференции «Новые материалы, неразрушающий контроль и наукоёмкие технологии в машинострое-нии», г. Тюмень, 6-9 декабря 2005-го года, стр. 301.
7. МУЖИЦКИЙ В.Ф., РЕМЕЗОВ В.Б., ДЕТКОВ А.Ю. . Новые разработки электромагнитно-акустических (ЭМА) толщиномеров. Сравнительные характеристики и опыт экс-плуатации. Материалы 3-ей Российской научно-технической конференции «Раз-рушение», контроль и диагностика материалов и конструкций» г. Екатеринбург, 24-26 апреля 2007-го года, тезисы №224.

МУЖИЦКИЙ Владимир Федорович
зам. директора «ЗАО «НИИИН МНПО «Спектр», лауреат Государственной премии РФ, профессор, доктор технических наук, Академик АЭН РФ.
ДЕТКОВ А.Ю., РЕМЕЗОВ В.Б.
ЗАО «НИИИН МНПО «СПЕКТР», «ДИ ГАЗ», МОСКВА. РОССИЯ.

Председатель Совета директоров – Юрий ШАМКОВ

ОАО «Барнаульский завод Асбестовых Технических Изделий» является одним из ведущих в России и СНГ производителем асбестовых и безасбестовых фрикционных изделий (тормозных накладок, колодок и колец сцепления), а также ряда уплотнительных, теплоизоляционных и прокладочных изделий и материалов.

РЕШЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ ЗАДАЧ

Постоянными клиентами Барнаульского завода АТИ являются автозаводы МАЗ, БелАЗ, металлургические, химические и нефтеперерабатывающие комбинаты, судостроительные верфи, электростанции, нефтегазодобывающие компании, предприятия ЖКХ и т.д. На предприятии налажены деловые контакты как со странами СНГ, так и с другими странами европейского и азиатско-тихоокеанского региона.

25 декабря 2003 года Барнаульский завод АТИ успешно прошел сертификационный аудит на соответствие системы менеджмента качества требованиям ГОСТ РФ ИСО 9001-2000. Сертификат «ТЮФ СЕРТ» – это пропуск на международный рынок, гарантия устойчивости предприятия, документальное подтверждение стабильности качества продукции и высокого уровня конкурентоспособности.

Динамика выпуска продукции АТИ в отрасли и общая тенденция развития российской экономики не дают основания предполагать существенного роста потребления асботехнической продукции. Напротив, антиасбестовая компания делает возможным снижение потребления асботехнических изделий. В последнее время наблюдается все больший спрос потребителя на безасбестовую продукцию. Поэтому одной из задач, стоящих перед ОАО «БзАТИ», является, с одной стороны, дальнейшая реабилитация асботехнической продукции, с другой – развитие исследований и производства безасбестовой продукции в целях удовлетворения разнообразных требований конечного потребителя.

Новыми технологиями завод занимается уже четвертый год и сегодня успешно комплектует безасбестовыми тормозными накладками автоконвейеры МАЗа, БелАЗа.

Наличие современных технологий, высококвалифицированных кадров позволяют решать сложные технические задачи и развивать новые направления производства. На заводе сформировалась прочная команда профессионалов, совместными усилиями которых разрабатывается концепция работы предприятия. Именно эта напряженная работа позволяет не только увеличивать объемы производства и поддерживать качество продукции, но и обеспечивает быстроту и адекватность реакции производства на запросы потребителей. А это, в свою очередь, способствует укреплению позиций предприятия на рынке.

В условиях современного рынка, когда разнообразие выбора усложняет принятие решений, информация о продукции столь же важна, сколько и сама продукция, поэтому возрастает необходимость разъяснения, обмена опытом, личных контактов с большим числом заинтересованных лиц. Лучшим местом, где можно осуществить это, является выставка, эффект от которой намного выше, чем от любых других средств коммуникации. Своеобразным подтверждением общественного признания результатов работы коллектива служат дипломы российских и международных промышленных выставок и ярмарок в 1999-2006 годах: «Лучший алтайский товар года» в 1999-2006 гг, Международного выставочного центра «Интерсиб» 1999-2005 гг, Иркутского международного выставочного комплекса, Ижевского экспоцентра, Кузбасской ярмарки, Казанской ярмарки, Тюменской ярмарки и т.д.

На базе Научно-технического центра ОАО «Барнаульский завод АТИ» в 2005 году основано ООО Производственно-коммерческая фирма «Безасбестовые Технические Изделия». Имеет собственную производственную базу, новейшие технологии обработки первичного сырья и производства продукции.

Основной деятельностью ООО ПКФ «БаТИ» является разработка и производство широкого ассортимента безасбестовых уплотнительных материалов: набивок сальниковых графитовых, углеродных, фторопластовых, арамидных и комбинированных, а также уплотнительных лент из экспандированного PTFE (политетрафторэтилена).

До недавнего времени для уплотнения фланцевых соединений использовались уплотнительные материалы, изготовленные на основе асбеста, а также металлические или спирально-навитые прокладки. Но многолетний опыт эксплуатации этих уплотнителей показал, что они имеют ряд недостатков и не могут обеспечить надежную герметизацию в условиях циклических нагрузок.

Уплотнительные материалы ООО ПКФ «БаТИ» в несколько раз превосходят асбестосодержащие уплотнительные материалы по герметичности, надежности, долговечности, а соответственно, и экономичности, учитывая потери рабочих сред при их вытекании, а также суммарные затраты на ремонт и эксплуатационное обслуживание оборудования. ►

Подтверждением общественного признания результатов работы коллектива служат дипломы российских и международных промышленных выставок и ярмарок в 1999-2006 годах ...

Уплотнительные материалы ООО ПКФ «БаТИ» обладают следующими неоспоримыми преимуществами по сравнению с другими материалами:

- Выдерживают большие давления до 60 МПа, температуры до +600°С в контакте с воздухом или паром и до +2000°С в инертной атмосфере или вакууме.
- Стойки к термоциклированию.
- Химически инертны в большинстве агрессивных сред.
- Не стареют, не теряют упругих свойств и пластичности со временем (асбестосодержащие материалы с течением времени теряют эластичность, массу и объём, что требует дополнительного обжатия соединения).
- Не изменяют своих свойств в диапазоне температур от -200°С до +600°С.
- Пластичны, но при этом не вытекают в зазор.
- Экологически чисты, не содержат асбеста и других опасных веществ (отсутствие канцерогенов позволяет использовать уплотнения ТРГ в питьевой воде и в технических средах одинаково эффективно, без воздействия как на окружающую среду, так и на человека).
- Непроницаемы для газов и жидкостей.
- Имеют низкий коэффициент трения.
- ТРГ очень эластичен, поэтому практически не оказывает воздействия на соприкасающиеся с ним поверхности (шток задвижек, клапанов, валы насосов).
- Уплотнения из ТРГ многофункциональны, они работают в кислотах, щелочах и прочих агрессивных жидкостях и растворах, органических растворителях, нефти и питьевой воде, следовательно, отпадает необходимость держать на складах уплотнения различного назначения.

Продукция ООО ПКФ «БаТИ» доказала своё преимущество при эксплуатации на многих энергетических, металлургических и нефтегазовых предприятиях России.

ООО ПКФ «БаТИ» предлагает клиентам бесплатные консультации по подбору уплотнительных материалов для конкретного типа оборудования и условий эксплуатации. Специалисты готовы выехать к Вам для демонстрации образцов материалов и обсуждения вопросов, связанных с их применением на Вашем предприятии.

Продукция ООО ПКФ «БаТИ» имеет:

– Сертификат соответствия № РОСС RU.АЮ68.Н00852 от 18.11.2005 г.

– Разрешение на применение № РРС 00-19849 от 03.03.2006 г. Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. ■

656023, г. Барнаул, проспект Космонавтов, 14

приемная: (385-2) 336-884, 341-888
сбыт: (385-2) 336-882, 341-725, 331-481, 341-543
маркетинг: (385-2) 336-469
www.barnaul-ati.ru
priem@barnaul-ati.ru, market@barnaul-ati.ru

До недавнего времени для уплотнения фланцевых соединений использовались уплотнительные материалы, изготовленные на основе асбеста, а также металлические или спирально-навитые прокладки

Продукция ООО ПКФ «БаТИ» доказала своё преимущество при эксплуатации на многих энергетических, металлургических и нефтегазовых предприятиях России

Перед человечеством всегда остро стоит вопрос о том, как избежать разрушения металлов, причиняемых коррозией. Развитие многих производств химии, металлургии, энергетики, нефтяной, газовой и других отраслей тесно связано с необходимостью применения конструкционных материалов и покрытий, обладающих высокой химической устойчивостью. К числу наиболее надежных и универсальных средств защиты металлических изделий от коррозии является эмалирование, сочетающее прочностные свойства металла — стали с высокой химической устойчивостью силикатных эмалей.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ СИЛИКАТНОЭМАЛЕВЫХ ПОКРЫТИЙ

Силикатная эмаль – затвердевшая, преимущественно стеклообразная, из оксидов, неорганическая масса, основой которой является кремнезем. Эта эмаль одним или несколькими слоями наплавляется на металлическое изделие, например, на стальные трубы и фасонные изделия. Когда говорят о качествах и свойствах стекла, нельзя забывать об одном из важнейших его достоинств – способности сохраняться без разрушений в течение многих тысячелетий. Археологические раскопки подтверждают, что наиболее древние стекла и покрытия из них, изготовленные человеком и найденные до настоящего времени, имеют пятитысячелетний возраст. Если же обратиться к тектитам – к их космическим сородичам, образовавшимся в природе без участия человека – то они насчитывают несколько десятков миллионов лет, сохранились в земле, практически без повреждения, по меньшей мере, со времен палеолита, т. е. в течение 25 тыс. лет. Поскольку основой создания силикатных покрытий являются природные силикаты и другие минералы, вопрос о количественных соотношениях элементов в пределах земной коры (толщина коры земли составляет 16 км) представляет практический интерес. Так, известно, что элементы: кремнезем, алюминий, железо, кобальт, никель, натрий, магний, литий, калий и др. – составляют 98 % массы земной коры и являются основой для применения в силикатной промышленности. Имеются неограниченные запасы этих нерудных месторождений.

Производство силикатноэмалевых (стеклоэмалевых) покрытий за рубежом

За рубежом эмалированные трубы и соединительные детали изготавливаются с наружным, внутренним и двухсторонним силикатноэмалевым (стеклоэмалевым) покрытиями в соответствии с требованиями американских и европейских стандартов (API, UCO 2178, DIN и др.).

Наиболее крупными специализированными предприятиями, производящими эмалированные трубы в США, являются фирмы «Пфаудлер», «АО Смиткорпорейшн» и его дочернее предприятие «Глоскаут продактс». Фирма «Пфаудлер» – одна из ведущих компаний США по производству эмалированной аппаратуры и труб. Заводы фирмы размещены также в Англии, Мексике, Австралии, Германии, Швейцарии и Японии.

Одним из крупнейших производителей силикатноэмалевой фритты является фирма «Ферро», которая поставляет фритту практически во все развитые страны Америки и Европы.

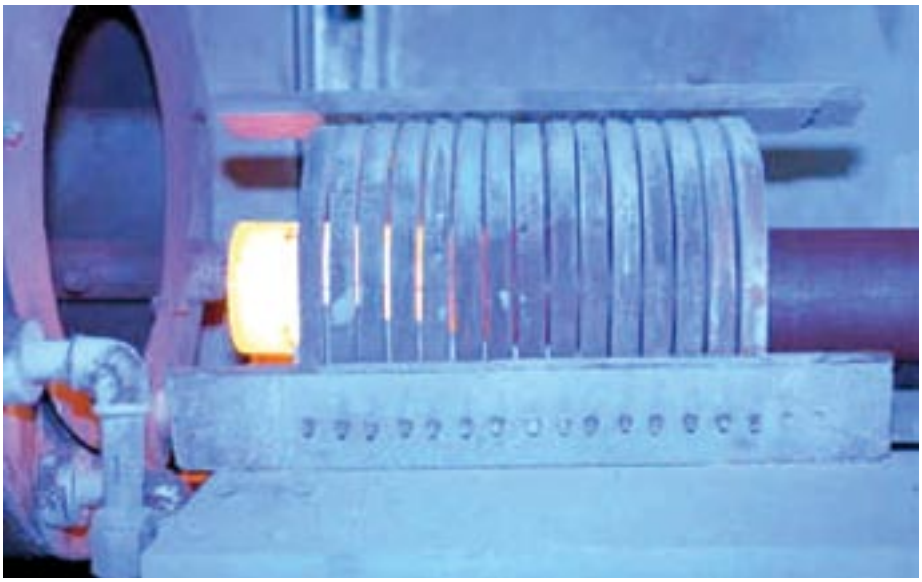
Производство эмалированных труб имеется во Франции, Венгрии, Украине и других странах. В общей структуре производства труб черной металлургией США, например, выпуск эмалированных труб по объему близок (а в отдельные годы и превосходит) к производству труб из нержавеющих сталей.

За рубежом эмалированные трубы с наружным покрытием используются для изготовления теплообменной аппаратуры. Внутреннее силикатноэмалевое покрытие используют для пневмо- и гидротранспорта, транспортирования нефти, различных минеральных кислот, щелочей, горячей воды и пара, а также для высокоагрессивных сред с температурой эксплуатации до 250 °С (в химической, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, энергетической, металлургической и других отраслях промышленности). Двухстороннее покрытие используется для подземных трубопроводных магистралей различного назначения, пароперепускных барботажных труб, труб-дефлегматоров, экономайзеров. Эмалированные трубы широко используются для судовых котлов, высокая эффективность получена при эмалировании труб хвостовых поверхностей котлов, работающих на топливе с большим содержанием серы. В Германии организовано производство эмалированных трубчатых теплообменников высокого давления. В Англии эмалированные трубы применяются для систем подогрева воздуха судовых котлов, транспортировании сернокислых пульп с абразивами.

Данные о производстве эмалированных труб публикуются крайне редко или в общей массе труб с различными покрытиями (эмалированные указываются «в том числе»), что практически не позволяет выделить их отдельно.

Производство силикатноэмалевых (стеклоэмалевых) покрытий в бывшем Союзе и России.

В России эмалированные трубы и соединительные детали изготавливаются с двухсторонним наружным и внутренним ►



силикатноэмалевым покрытием в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, СНиП 2.05.06-85, СНиП Ш-42-80, ВСН 088-88, РД 39-132-94 «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», РД 53-34.0-20.158-2003 «Типовой инструкции по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии», технических условий отечественных заводов-изготовителей трубной эмалированной продукции и с другими документами, утвержденными в установленном порядке.

Силикатные эмали по технике эмалирования различаются на грунтовые, покровные и безгрунтовые. Техника нанесения осуществляется мокрым (шликерным) и пудровым способами. Способы оплавления – печной и индукционный нагрев. Причем индукционное оплавление покрытия является приоритетом бывшего Союза и России. В России эмалированные трубы выпускаются на специализированных участках ряда заводов и в цехах по эмалированию труб. Одним из крупнейших производителей эмалированных труб и соединительных деталей с двухсторонним и внутренним силикатноэмалевым (стеклоэмалевым) покрытием является ЗАО «НЕГАС». Годовое производство эмалированных труб в ЗАО «НЕГАС» составляет 1000 км.

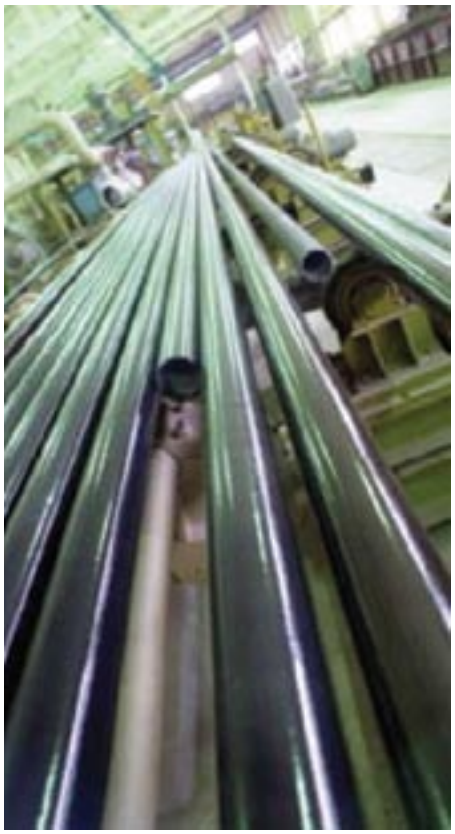
Годовая производительность ООО «Самаранефтепромстрой» составляет 100 км, завода «АКОР» (г. Ульяновск) и «Оренбургкоммунгортепло» (г. Оренбург) – 60 км. В других городах России имеются небольшие участки по производству эмалированных труб.

Для изоляции труб и соединительных деталей используются в основном безгрунтовые силикатноэмалевые покрытия.

Технические характеристики безгрунтового силикатноэмалевого покрытия приведены в табл. 1.

Трубы с двухсторонним силикатноэмалевым покрытием и внутренним силикатноэмалевым покрытием находятся в эксплуатации на действующих теплопроводах и трубопроводах систем горячего водоснабжения в Москве, Пензе, Рязани, Казани, Оренбурге и т.д. Общее количество использованных труб составляет приблизительно 500 км. Трубы с двухсторонним и внутренним антикоррозионным и гладкостным силикатноэмалевым покрытием находятся в эксплуатации на нефтяных, газовых месторождениях и орошаемых сельскохозяйственных площадях на Алтае, в Хакасии, Тамбовской, Пензенской, Ростовской и Саратовской областях, а также в Башкортостане и Татарстане и других регионах России. Основное применение эмалированных труб проводилось на нефтяных промыслах в различных регионах России, СНГ и бывшего Союза. Развитие этого направления произошло в период 70-90 гг. двадцатого столетия и продолжается в настоящее время на ряде нефтяных месторождений, например, в 80-х годах двадцатого столетия в объединении «Мангышлакнефть», где добыча, сбор и транспорт нефти и газа осложнены интенсивным отложением парафина, солей и активным процессом коррозии. Это обусловлено высоким (до 24%) содержанием парафина в добываемой нефти, высоким содержанием (выше 50%) высокоминерализованной воды в продукции скважин, наличием в продукции сероводорода, сульфатвосстанавливающих бактерий, высоким содержанием хлор-иона, высокими температурами закачиваемой воды (до 90°С) и добываемых с нефтью пластовых вод.

В этих условиях межпрофилактический период обработок скважин от парафина составлял 50 суток, скважины прекращали подачу ввиду солеотложений через 140 суток, срок службы трубопроводов не превышал 2-3 лет, частота порывов по причине коррозии или парафиноотложений превышало 2,0 на километр в год. При использовании ингибиторной защиты всех эксплуатирующихся скважин и коммуникаций срок службы трубопроводов не превышал 4–5 лет, частота прорывов не снижалась ниже 1 прорыва на километр в год, а при совместном действии коррозии и абразивного износа эта защита оказалась совершенно неэффективна.



Основное промышленное производство и внедрение эмалированных насосно-компрессорных (НКТ) и нефтепромысловых труб начато в ПО «Мангышлакнефть» с 1977 г. Сравнительный анализ эксплуатации НКТ с однослойным силикатноэмалевым покрытием на скважинах НГДУ «Узеннефть» показал, что на эмалированных НКТ можно не производить депарафинизацию до 120 суток, межочистной период работы скважин возрастает в 2,5 раза. При этом устранение отложений в НКТ приводит к увеличению дебитов скважин. Проведенные лабораторные и промышленные испытания показали, что покрытия на основе эпоксидных материалов подвергаются абразивному и коррозионному износу и теряют защитные свойства. В дальнейшем цех по нанесению эпоксидных покрытий был остановлен и создан цех по эмалированию труб нефтяного сортамента.

Эффект от внедрения эмалированных НКТ ежегодно составляет около 0,5 млн. руб. (сейчас и далее – в ценах 1985 г.), окупаемость вложений – 2,5 года. Основная составляющая экономии обеспечивается за счет возрастания дебитов скважин, обусловленного резким снижением отложений парафина, соли, смол и асфальтенов в НКТ и улучшением гидродинамических характеристик трубопроводов. Прирост среднесуточного дебита на одну скважину составил 1,1 т.

Фактический экономический эффект от внедрения однослойного безгрунтового покрытия НКТ в целях борьбы с коррозией, отложениями парафина, соли, смол и асфальтенов НГДУ «Узеннефть» составил в среднем 4 тыс. руб. на 1 км труб в год.

При многослойных силикатноэмалевых покрытиях резко возрастают энергозатраты на нанесение и обжиг эмали. Однако по сравнению с другими типами антикоррозионных покрытий эмалирование более экономично. Сравнительные энергозатраты при нанесении некоторых антикоррозионных покрытий приводятся ниже. Однако, несмотря на увеличение затрат, экономическая эффективность применения эмалированных труб при переходе на многослойные коррозионностойкие покрытия возрастает за счет увеличения срока службы труб. Гарантированный срок службы НКТ, обсадных, нефтепроводных и водоводов с трехслойным эмалевым покрытием составляет 30 лет. Расчет производился в сравнении: для НКТ с эпоксидным покрытием, для трубопроводов – с ингибиторной защитой. Экономия достигается в результате увеличения срока службы НКТ и обсадных труб в 7,5 раза, трубопроводов в 15 раз.

При этом снижаются эксплуатационные затраты за счет экономии ингибиторов коррозии и парафиноотложений, происходит сокращение числа подземных и капитальных ремонтов скважин, профилактических обработок по устранению (АСПО), уменьшение затрат ►

Основные значения	Показатели
Химическая устойчивость в соответствие с ОСТ 26-01-1255-83, мг/см2 • 10%-й H_2S0_4 • 20,24%-й HCL • 10%-й NaOH	0,2-0,25 0,3-0,4 0,75-0,9
Термостойкость, °С Толщина покрытия, мкм	220-250 350-450
Эксплуатационный температурный интервал, °С Прочность на сжатие, кгс/см$_2$	от -150 до +350 800-1800
Прочность на растяжение, кгс/см$_2$	400-800
Твердость по шкале МООСА (10-алмаз)	5-7
Прочность сцепления, %	91,5-99
Долговечность (в зависимости от транспортируемой среды), годы	46-50

Табл. 1. Технические характеристики безгрунтового силикатноэмалевого покрытия

на ликвидацию порывов труб от коррозии. В среднем экономический эффект на 1 км труб составляет 6,24 тыс. руб/год. Фактическая экономия при этом намного выше, так как в расчет не входит увеличение дебитов скважин, обусловленное устранением АСПО на трубах и улучшением гидродинамических характеристик трубопроводов. На сегодняшний день в России эксплуатируется более 20 тыс. км трубопроводов с силикатноэмалевым покрытием в различных областях промышленности. По результатам проведенных исследований, Госстрой России письмом No Л4-6567/12 от 06.11.2002 г. рекомендовал субъектам Российской Федерации организовать взаимодействие с разработчиками и поставщиками эмалированных труб с целью их использования при ремонте, реконструкции и строительстве трубопроводных систем различного назначения.

Применение внутренних защитных покрытий.

Для предохранения внутренней поверхности труб от коррозии применяют различные виды покрытий: цементно-песчаные, полиэтиленовые, металлические, полимерные, силикатноэмалевые и др.

Экономический эффект от применения различных покрытий определяется не только стоимостью изготовления, но главным образом сроком их службы. Антикоррозионные свойства защитного покрытия, определяющие его срок службы, проявляются при воздействии на него агрессивной среды в процессе эксплуатации.

Основные требования к защитным покрытиям:

- покрытие должно быть сплошным и беспористым;
- обладать химической устойчивостью и долговечностью;
- иметь хорошую адгезию к металлу;
- предотвращать отложения различных продуктов;
- защищать металл от коррозии;
- уменьшать гидравлическое сопротивление при движении продуктов транспортировки.

Цементно-песчаные покрытия на трубопроводах малого диаметра (от 57 до 426 мм) практически не применяются из-за значительного уменьшения площади поперечного сечения трубы. В основном они используются на трубах большого диаметра и, в частности, на водоводах при транспортировке холодной воды.

Проведенные исследования в УралНИТИ бывшего Союза, г. Челябинск, показали, что основным недостатком органических покрытий (полимерных, полиэтиленовых, эпоксидных композиций, лаковых и других) является их проницаемость для агрессивных сред.

После проникновения агрессивной среды через покрытие начинается коррозия металла под покрытием, которая, локализуясь или распространяясь, нарушает контакт покрытия с металлом (адгезию) и приводит к отслоению покрытия металла.

К существующим недостаткам органических внутренних покрытий следует отнести их деструкцию – изменение структуры полимерных материалов с течением времени, что приводит к ухудшению и потере первоначальных технико-эксплуатационных свойств.

Использование труб, например, с внутренним полиэтиленовым покрытием сопряжено с трудностями вследствие их относительно низких механических свойств, в особенности при повышенных температурах эксплуатации. Предел прочности полиэтилена на разрыв понижается в два раза, предел текучести – в три раза, модуль упругости при растяжении – в 2,5 раза.

При этом коэффициент термического расширения (К.Т.Р.) органических покрытий отличен от К.Т.Р. металла, и при незначительных изменениях теплового режима эксплуатации труб органическое покрытие растрескивается и нарушается адгезия металла с покрытиями. К недостаткам следует отнести и низкое сопротивление износу.

Иными словами, органические покрытия – это защитные покрытия относительно кратковременного действия. Из труб с защитными металлическими покрытиями трубной промышленностью выпускаются оцинкованные трубы, получаемые в расплаве цинка с добавкой 0,10–0,12 % алюминия, и алюминированные трубы, получаемые в расплаве алюминия. Проведенные исследования во ВНИТИ (бывшего Союза) г. Днепропетровска показали, что металлические покрытия увеличивают срок службы трубопроводов при перекачке холодной и горячей воды.

Однако при перекачке воды, которая имеет повышенное содержание хлоридов и сульфатов, коррозия таких покрытий протекает очень интенсивно, и их применение в этих условиях оказывается нецелесообразно. На водах горячего водоснабжения в Москве потери покрытия в год при общей толщине 55-80 мкм составляют 25-30 мкм в год, т.е. через два-три года покрытие полностью исчезает. Из рассмотренных видов покрытий внутренние силикатноэмалевые покрытия не имеют негативных явлений, а их применение в промышленных условиях, например, на нефтепроводах, теплопроводах и в сетях горячего водоснабжения позволит:

- увеличить срок службы трубопроводов за счет сокращения отказов трубопроводов от внутренней коррозии;
- снизить затраты на ликвидацию порывов на трубопроводах;
- сократить затраты на профилактические обработки;
- экономить затраты за счет сокращения капитальных ремонтов трубопроводов;
- использовать при транспортировке трубы меньшего диаметра;
- экономить электроэнергию за счет снижения мощности насосных агрегатов.

Ожидаемый технологический эффект от применения труб с внутренним силикатноэмалевым покрытием даст возможность:

- увеличить срок службы трубопроводов;
- полностью устранить прорывы трубопроводов от коррозии.

Кроме того, надо учитывать следующие статьи экономии:

- увеличение объемов продуктов транспортировки за счет устранения коррозионных отложений на внутренней поверхности трубопроводов;
- снижение металлоемкости оборудования;
- снижение энергетических затрат за счет уменьшения гидравлического сопротивления при использовании внутренних силикатноэмалевых покрытий.

Рекомендуем:

1. При создании новых производственных мощностей в различных регионах России с наружной изоляцией и по теплоизоляции трубной продукции с использованием пенополиуретана в полиэтиленовой и оцинкованной стальной оболочках применять в качестве защиты от внутренней коррозии различных трубопроводов, теплопроводов и для сетей горячего теплоснабжения организацию производственных участков по эмалированию внутренней поверхности трубопроводной продукции.
2. Использовать эмалированную трубную продукцию ЗАО «НЕГАС» для строительства и ремонта трубопроводов различного назначения и для обустройства и добычи на нефтяных и газовых месторождениях. ■

Д.М. БУЛАТОВ,
ген. директор, ОАО «Метхимтэкс» (Москва)

СИРОТИНСКИЙ Александр Александрович.

СИРОТИНСКИЙ Александр Александрович. зам. ген. директора по науке вице-президент Академии эмалирования России, академик РФ и Украины, лауреат гос. премии СМ СССР, заслуженный изобретатель РФ, заслуженный работник Минтопэнерго России, научный руководитель работ и автор прогрессивных технологий по изоляции трубной продукции с использованием неорганических покрытий.

CERTA

НАДЕЖНАЯ ТЕРМОСТОЙКАЯ ЗАЩИТА
для ваших материалов

- Термостойкие лаки: КО-08, КО-85, КО-815, КО-075
- Термостойкие эмали «Церта» (до 600 °С) – 10 цветов
- Кузнечные краски: «Церта-Пласт», «Церта-Патина»
- Фасадные эмали: КО-174 «Церта», КО-198 «Церта», органосиликатная композиция 12-03 «Церта»
- Эмали специального назначения: КО-811, КО-811К, КО-84, КО-42
- Износостойкое покрытие для защиты и обеспыливания промышленных полов «ПРОМПОЛ»

ТЕРМОСТОЙКАЯ ЭМАЛЬ CERTA ЦЕРТА до 600°С
CERTA THERMO
ТЕРМОСТОЙКАЯ ЭМАЛЬ ЦЕРТА до 600°С

ЗАО НПП «СПЕКТР»
т/ф: (8352) 74-05-12, 74-05-34, 74-05-65
http://spectr.chb.ru

Christie

Индустриальный инструмент для любых нагрузок в любых условиях

G.B.C.
кромкообрабатывающая техника для труб и листов

Динамометрические ключи с различными приводами

197342, г. Санкт-Петербург,
Белоостровская, 22, оф. 310
т./ф: (812) 499-2721

www.unifos.ru
or@vnifos.ru

ЮНИФОС

Коммерческий директор
МАКАРОВА Ирина Валерьевна

Любой сварочный источник – будь то трансформатор или инверторный выпрямитель – является рабочим инструментом и, как всякий инструмент, должен быть неприхотлив, надежен, и призван удовлетворять поставленным задачам.

«СТРОИТЕЛЬ» ПРОСТО И НАДЕЖНО

Долгое время самым простым и надежным сварочным выпрямителем считался (да и продолжает считаться) «ВД-306» – один из самых ходовых сварочных инструментов. Работающий от сети 380 В, с диапазоном токов до 300 А, аппарат идеально подходил для использования на строительных объектах, в мастерских, на промышленных предприятиях. Главным недостатком этого аппарата был значительный вес.

С развитием инверторных технологий сварочное оборудование на базе сварочных трансформаторов постепенно замещается более высокопроизводительными, компактными инверторными источниками. Преимущества инверторного источника по сравнению с трансформаторным неоспоримы: большая стабильность сварочных характеристик, более высокое качество сварного шва, значительно меньшие масса и габариты, высокий КПД. Именно поэтому доля инверторных сварочных источников постоянно возрастает (за рубежом доля инверторных источников составляет 85 %).

Говоря об инверторных сварочных источниках, следует учитывать еще несколько немаловажных факторов. Обладающий высоким качеством сварки, инверторный сварочный источник является более сложным устройством, соединяющим в себе силовые компоненты со сложной электроникой. Поэтому надежность инверторного источника во многом зависит от качества разработки и культуры производства. В настоящее время сварочные инверторные источники ведущих западных и отечественных фирм обладают надежностью значительно выше отечественных традиционных сварочных выпрямителей. Правда, цена инверторного источника по сравнению с трансформаторным более высока.

Скачок в области силовой электроники и специализированных интегральных схем позволило сделать серьезный шаг к повышению надежности и снижению стоимости инверторных сварочных источников. В настоящее время находят широкое применение силовые транзисторы и выпрямительные диоды с изолированными подложками, что позволяет крепить эти элементы непосредственно на радиаторы (охладители), которые не требуют изоляции от корпуса, что значительно упрощает конструкцию сварочного аппарата.

Создание специализированных микроконтроллеров и управляющих микросхем позволило уменьшить число электронных компонентов и дало возможность разместить электронику на одной печатной плате.

Научно-производственное предприятие «ФЕБ», учитывая многолетний опыт разработки и производства сварочного инверторного оборудования, поставило перед собой задачу по созданию сварочного источника, аналогичного по характеристикам знаменитому «ВД-306» и обладающего надежностью трансформаторного выпрямителя и преимуществами инверторного. Так появилась концепция нового сварочного аппарата – «СТРОИТЕЛЬ-300Р». Сейчас этот источник прошел все стадии конструкторской разработки, ввод его в серийное производство планируется на начало 2008 года. Какими же преимуществами будет обладать новый сварочный источник?

Во главу угла в процессе разработки нового источника были поставлены две задачи: по возможности увеличить надежность аппарата и сделать его более доступным. Соответственно, эти задачи были достигнуты благодаря конструкционным особенностям «СТРОИТЕЛЯ». Конструкция нового источника предусматривает высокий уровень защиты электроники и силовой моточной электрики от воздействия негативных факторов окружающей среды (прежде всего, пыли и влаги). Уровень защиты «СТРОИТЕЛЯ» определяется как IP23. Сварочный источник будет оборудован съемным питающим кабелем, вандалостойкими ручками регулировки. Предусмотренный уровень защиты предполагает использование сварочного инверторного источника без специального навеса, что имеет огромное значение в условиях стройки и ремонта на открытой местности. Размещение электронных компонентов на одной печатной плате, собираемой автоматизированно, существенно увеличит надежность электроники и источника в целом. Защита трансформатора и кабеля высокого напряжения будет обеспечиваться вакуумной пропиткой.

Таким образом, новый инверторный источник «СТРОИТЕЛЬ», разработанный ООО НПП «ФЕБ», будет действительно надежным инструментом, сохраняя при этом все преимущества инверторного выпрямителя. Работая от сети 380В без «нейтрали» с защитным заземлением и поддерживая широкий диапазон сварочных токов (30-300А), обладая при этом небольшой массой (12 кг) и высоким КПД (не менее 90%), он идеально подходит для проведения сварочных работ в «жестких» условиях: в строительстве, при монтаже металлоконструкций, ремонте на открытых площадках и т.д. ■

**г. Санкт-Петербург,
ООО «НПП «ФЭБ», ул. Гжатская, 27
(812) 545-41-82, 545-41-96
www.feb.spb.ru**

Астрон
КОМПАНИЯ

620137, Екатеринбург, Вилонова, 35
(343) 372-96-35, 372-96-36, 269-83-83
(343) 372-96-34, 372-96-37
www.astron.ur.ru
astron@sky.ru

ЭЛЕКТРОДЫ ДЛЯ РУЧНОЙ ДУГОВОЙ СВАРКИ;
ПРОВОЛОКА НА ЕВРОКАССЕТАХ;
АКСЕССУАРЫ.

ООО «КОМПАНИЯ АСТРОН»
авторизованный дилер ООО «Уральский Электродный Завод» г. Екатеринбург,
официальный дистрибьютор ООО «ЭСАБ» г. Москва, ЗАО «Балтийский сталепрокатный завод» г. Санкт-Петербург,
официальный представитель ЗАО «Завод сварочных электродов «СИБЭС» г. Тюмень, Компания «КОРД» г. Москва,
ООО «Промтехкомплект» г. Санкт-Петербург.

пос

ШТОРМ

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ СВАРОЧНЫЕ АППАРАТЫ
ДЛЯ РУЧНОЙ ДУГОВОЙ СВАРКИ
Pico 162
ЛЕГКИЙ, КОМПАКТНЫЙ, НАДЕЖНЫЙ
НЕЗАМЕНИМ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ
СПЕЦПРЕДЛОЖЕНИЕ
22 590 р.
ГАРАНТИЯ 2 ГОДА !!!
А ТАКЖЕ ЛЮБОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СВАРКИ И РЕЗКИ СО СКЛАДА И ПОД ЗАКАЗ

ВЕС – 4 КГ
РАЗМЕР – 335X110X220 ММ

620062, Екатеринбург, пр. Ленина, 85, 330
624093, Свердловская обл.,
г. Верхняя Пышма, ул. Бажова, 28
т./ф. (343) 372-73-50 (многоканальный),
263-77-13, (16), (17)
office@shtorm-its.ru

www.SHTORM-ITS.RU

Цены действительны на момент публикации

УПК

УДМУРТСКАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ

ВСЕГДА
В НАЛИЧИИ НА СКЛАДЕ!

ТРУБА
НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА:

НКТ
ОБСАДНАЯ
БУРИЛЬНАЯ
НЕФТЕПРОВОДНАЯ

426063, Россия, УР, г. Ижевск,
ул. Мельничная, 46
Тел.(3412) 65-82-01, 51-75-57 Факс (3412) 65-82-02
www.udmpk.ru uferov@udmpk.ru

ЭНЕРГЕТИКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №22Э ОКТЯБРЬ 2007

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка организаций, занятых в таких областях, как высоковольтное и низковольтное оборудование, кабельно-проводниковая продукция. Информация о поставщиках и производителях материалов, необходимых для энергетической и нефтяной промышленности.

ВСЁ ПОД КОНТРОЛЕМ

Компания TEV предлагает проектирование и установку систем бесперебойного электроснабжения, в том числе источники бесперебойного питания и дизель-генераторные установки.

MGE Office Protection Systems – новый бренд, родившийся в результате реструктуризации бизнеса компании Schneider Electric.

Однофазные ИБП, сетевые фильтры, кондиционеры и аксессуары – вся продукция MGE Office Protection Systems отвечает европейским стандартам качества. Решения на базе этого оборудования обеспечивают качественное электропитание и гарантируют работоспособность инженерных систем, даже для самых ответственных технологических процессов.

1125362, Москва,
ул. Водников, д. 2, стр. 9/10
тел.: +7 (495) 229-0632
факс: +7 (495) 229-0635
www.tev.ru

420124, г. Казань,
ул. Проточная, д. 8, оф. 413
тел.: +7 (843) 518-8785
факс: +7 (843) 518-8769

Лиц. ГС-1-77-01-26-0-7702150240-009668-3
от 17.04.03 выдан Гос. комитетом РФ по ЖКХ

«ВЭЛАН» ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Открытое акционерное общество «ВЭЛАН» выпускает низковольтную электроаппаратуру во взрывозащищённом исполнении I и II группы с взрывозащитой вида «е» и «d». Изделия ОАО «ВЭЛАН» предназначены для эксплуатации в 1-й и 2-й взрывоопасных зонах.

На сегодняшний день ОАО «ВЭЛАН» выпускает более 15 основных групп электроаппаратуры в различной комплектации:

- Щитки осветительные ЩОВ
- Коробки соединительные КП-6; 12; 24; 48
- Коробки зажимов КЗП, КЗПМ, КЗРП, КЗРВ
- Коробки разветвительные КРС-63, КРН
- Серию кнопочных постов управления КУ-90; ПВК
- Посты сигнализации ПСВ
- Выключатели путевые ВПВ-4М, ВПВ-1А, ВП-1
- Выключатели концевые взрывозащищённые ВКВ и в общепромышленном исполнении ВКО
- Микропереключатели МПВ-1, МПВ-2, МПО-1
- Устройства управления УУКВ-32 (магнитные пускатели)
- Оболочки электротехнических аппаратов ОЭАП, ОЭАМ и ОЭАВ
- Соединители электрические силовые на токи 16, 25, 40, 63, 160А (4 контакта); 250, 400А (1 контакт) в общепромышленном исполнении.
- И ряд другой продукции.

В настоящее время ОАО «ВЭЛАН» освоило ряд новых изделий, который включает в себя следующие позиции:

- Модули коммутации взрывозащищенные МКВ
- Пускатели взрывозащищенные ПВ-63.
- Посты аварийной сигнализации ПАСВ. (ПАСВ1-свето-звуковая, ПАСВ2-световая).
- Посты ПСВМ с запрограммированным повторно-кратковременным режимом работы (сигнал-пауза-сигнал).
- Коробки соединительные КПХХС.
- Коробки соединительные КС. Коробки КС заменяют в эксплуатации коробки КЗН, КЗНА, КЗНС, У614А и У615А.
- Посты аварийной сигнализации ПАСО1
- Посты сигнализации ПСО
- Соединители электрические промышленного назначения на токи 16, 32, 63А (4, 5 контактов).
- Соединители электрические бытовые на 32 А.

В 2007-2008 г. на предприятии планируется освоить новые изделия, в том числе: блоки контактные БКВ-3; микропереключатели СМ111, СМ226; переключатели положений во взрывозащищенном исполнении на базе переключателей фирмы «Кончар» на токи 25А; крановые командоаппараты; элементы кнопочные прямоходовые; контрольно-измерительные приборы во взрывозащищенной оболочке с взрывозащитой вида «d» и «е»; световые табло с предупреждающими надписями и пиктограммами во взрывозащищенной оболочке с взрывозащитой вида «d» и «е».

ОАО «ВЭЛАН» осуществляет отгрузку изделий с приемкой «ПЗ»

Вся продукция сертифицирована и запатентована. Система качества на предприятии соответствует требованиям: ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ИСО 9001: 2000), ГОСТ РВ 15.002-2003

Пускатель электромагнитный ПЭШ, ПЭШ-Р

Модуль коммутации взрывозащищенный МКВ

Пускатель взрывозащищенный ПВ

Коробки зажимов КЗРП

Пост аварийной сигнализации взрывозащищенный ПАСВ1

357910, г. Зеленокумск, Ставропольского края, ул. Семенова,1
т:/ф: (86552) 3-47-30, 3-46-19
www.velan.ru; velan@mail.ru

НЕФТЬ ГАЗ

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

	14 - 16 февраля Нефть. Газ. ВЦ «УралЭкспо»	**Оренбург,** Бурзянцева, 23 (3532) 77-55-98, 77-55-88 www.uralexpo.ru
	14 - 16 февраля Нефть. Газ. Химия. ВП «Экспо-Кама»	Республика Татарстан, **Н. Челны,** Автозаводский пр., 1 (8552) 34-67-53, 35-92-43 www.expokama.ru
	17 - 18 апреля Трубопроводный транспорт-2007 ВК «Евроэкспо»	**Москва,** Красная Пресня, (495) 105-65-61 www.expopipeline.ru
	16 - 18 мая Нефтепереработка. Нефтехимия. ВК «Новое тысячелетие»	Республика Татарстан, **Нижнекамск,** пл. Лемаева, 4а, «Техник» (8552) 72-82-93, 53-73-02 www.nt-expo.ru
	17 мая Сибнефтемаш «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Площадь Европы, 2 Отель «Рэддисон Славянская» (495) 514-58-56, 514-44-68 www.n-g-k.ru
	22 - 25 мая Газ. Нефть. Технологии. ВЦ «БВК»	**Уфа,** Менделеева, 158 (3472) 53-20-30 www.vbkexpo.ru
MIOGE	**26 - 29 июня** MIOGE «ITE»	**Москва,** Красная Пресня (495) 935-73-50 www.mioge.ru
	21 - 23 августа Нефть. Газ. Химия. ВЦ «Софит-Экспо»	**Саратов,** Чернышевского, 60/62 (8452) 20-54-70, 20-58-39 www.expo.sofit.ru
НЕФТЬ ГАЗ	**04 - 06 сентября** Нефть. Газ. Нефтехимия. ВЦ «Казанская ярмарка»	Республика Татарстан, **Казань,** Оренбургский тракт, 8 (843) 570-51-11, 570-51-15 www.oilexpo.ru
	18 - 20 сентября Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы. ВП «ЭРГ»	Республика Татарстан, **Казань,** Спартаковская, 1, «Баскет-холл» (843) 541-34-27, 518-05-04 www.erg-expo.ru
	18 - 21 сентября, Нефть. Газ. ТЭК. «Тюменская ярмарка»	**Тюмень,** ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал (3452) 48-55-56 www.expo72.ru
	26 - 28 сентября Сургутнефтегаз ОВЦ «Югорские контракты»	**Сургут,** ул. Быстринская, д. 18/4 Теннисный Центр (3462) 52-00-40, 32-34-53 www.yugcont.ru
	10 октября Нефтегазовый сервис «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Площадь Европы, 2 Отель «Рэддисон Славянская» (495) 514-58-56, 514-44-68 www.n-g-k.ru
PCVEXPO	**15 - 18 октября** Международный Форум PCVEXPO-2007	**Москва**, Сокольнический вал, пав. 4 (495) 105-34-82 www.pcvexpo.ru
	17 - 19 октября Нефть. Газ. Энерго. Экология. ВК «Новое тысячелетие»	Республика Татарстан, **Альметьевск,** Ленина, 98, ДК «Нефтьче» (8552) 72-82-93, 53-73-02 www.nt-expo.ru
	23 - 26 октября Нефть. Газ. Химия ВЦ «Удмуртия»	**Ижевск,** ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье» (3412) 25-47-33 www.neft.vcudmurtia.ru
	28 - 31 октября Гальперинские чтения ОАО «ЦГЭ»	**Москва,** ул. Народного ополчения (499) 192-65-339 manukov@cge.ru
	13 - 16 ноября НефтеГазСервис. ВЦ «БашЭкспо»	**Уфа,** Менделеева, 146/2 (3472) 56-51-80, 56-51-86 www.bashexpo.ru
	20 - 23 ноября Нефть. Газ. Химия. ВЦ «Пермская ярмарка»	**Пермь,** бульвар Гагарина, 65 (342) 262-58-87 www.fair.perm.ru
	21 - 23 ноября Нефть и Газ ОВЦ «Югорские контракты»	**Нижневартовск** (3462) 52-00-40, 32-34-53 www.yugcont.ru
	27 - 29 ноября GAZ INDUSTRY «Фонд им. В.И. Вернадского»	Республика Татарстан, **Казань,** Оренбургский тракт, 8 (495) 744-17-71 www.gaz-industry.ru
	5 декабря Нефтегазшельф «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Площадь Европы, 2 Отель «Рэддисон Славянская» (495) 514-58-56, 514-44-68 www.n-g-k.ru

В рамках празднования Дня государственности Удмуртии с 23 по 26 октября 2007 года в Ижевске пройдут VI Международные специализированные выставки «Машиностроение. Металлургия. Металлообработка» и «Нефть. Газ. Химия». Организаторы выставок: Правительство Удмуртской Республики, Удмуртская торгово-промышленная палата, Выставочный центр «Удмуртия». Впервые выставки пройдут под патронажем Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.

ИЖЕВСК «УДМУРТИЯ»

Основная цель проведения данных выставок: демонстрация достижений и возможностей предприятий Удмуртской Республики, регионов Российской Федерации и стран зарубежья, чья продукция выпускается для промышленного комплекса и ТЭК. В предстоящих выставках примут участие порядка 150 предприятий регионов России и зарубежья.

В рамках выставок 23 октября пройдет круглый стол на тему: «Производственная кооперация промышленных предприятий – вынужденная мера или современный инструмент предпринимателя», в котором примут участие руководители 18 предприятий Удмуртии и ряда крупных промышленных организаций России (ОАО «АВТОВАЗ» г. Тольятти, ОАО «Северсталь-Авто» г. Череповец, ОАО «Завод малолитражных автомобилей» г. Набережные Челны и многие другие).

24 октября состоится Всероссийская научно-техническая конференция «Высокотехнологичное металлообрабатывающее оборудование для решения инновационных задач машиностроительных предприятий», докладчиками которой выступят члены российской ассоциации производителей станкоинструментальной продукции «Станкоинструмент».

25-26 октября в г. Ижевске пройдет выездное совещание Комитета Государственной Думы Российской Федерации по собственности на тему «Вопросы совершенствования законодательного обеспечения финансового оздоровления и банкротства стратегических предприятий».

Место проведения:
Ижевск,
ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье»
(3412) 25-47-33
www.neft.vcudmurtia.ru

МОСКВА НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ-2007

Конференция «Нефтегазшельф-2007» посвящена поставкам российской промышленной продукции для проектов на шельфе. Участие в конференции примут не только представители властных структур, региональных администраций, но и заказчики: ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», иностранные компании, участвующие в освоении российского шельфа. Особое внимание будет уделено процедуре отбора поставщиков промышленной продукции для нефтегазовых проектов на шельфе.

Проекты на нефтегазовом шельфе – сегодня наиболее приоритетные для Российской Федерации. Актуальность мероприятия связана с началом освоения крупных месторождений в Баренцевом море с участием иностранных компаний.

Москва
т.: (495) 514-44-68, 514-58-56
ф: (495) 788-72-79
info@n-g-k.ru
www.n-g-k.ru

Приглашаем Вас принять участие в научно-практической конференции «Нефтегазовый сервис – ключ к рациональному использованию энергоресурсов», проходящей в рамках II Международной специализированной выставки «НефтеГазСервис-2007» в городе Уфе с 13 по 16 ноября 2007 года.

УФА «БАШЭКСПО»

Целью этих мероприятий является демонстрация возможностей отечественных компаний нефтегазового сервиса и предприятий по производству техники и технологий для этого бизнеса.

Особое внимание будет уделено сервисному оборудованию нефтегазового комплекса, проблемам сертификации и информационного обеспечения рынка сервисных работ в нефтегазовой отрасли.

Программа мероприятий предоставит участникам и гостям широкий спектр возможностей от обмена теоретическими знаниями и практическими навыками до установления конструктивных связей и заключения долгосрочных контрактов с целью взаимовыгодного сотрудничества.

Организаторы
- Правительство Республики Башкортостан
- Торгово-промышленная палата РФ
- Выставочный центр «БашЭКСПО»
- НО «Союзнефтегазсервис»
- Академия наук РБ
- ОАО НПФ «Геофизика»
- ГУП ИПТЭР
- Торгово-промышленная палата РБ

При поддержке
- Минпромэнерго РФ
- Государственной Думы РФ
- Федерального агентства по недропользованию (Роснедра)
- Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
- Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ
- Департамента экономической безопасности аппарата Совета безопасности РФ

При содействии
- Министерства промышленности, инвестиционной и инновационной политики РБ
- Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН
- Института проблем нефти и газа РАН
- Евро-азиатского геофизического общества (ЕАГО)

Тематика конференции
ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
«Нефтегазовый сервис – ключ к рациональному использованию энергоресурсов».
СЕКЦИЯ 1 «Геофизика. Стандартизация, метрология, качество ГИС».
Организатор: ОАО НПФ «Геофизика».
Место проведения: ОАО НПФ «Геофизика», ул. 8 Марта, 12, конференц-зал.

СЕКЦИЯ 2 «Транспорт энергоресурсов».
Организаторы: ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов», Академия наук РБ.
Место проведения: ГУП «ИПТЭР», проспект Октября, 144/3, актовый зал.

СЕКЦИЯ 3 «Рациональное недропользование».
Организатор: НО «Союзнефтегазсервис».
Место проведения: УГНТУ, ул. Космонавтов, 1, конференц-зал.

Уфа,
Менделеева, 146/2
(3472) 56-51-80, 56-51-86
www.bashexpo.ru

КАЗАНЬ «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»

«Казанская ярмарка» демонстрирует последние достижения нефтегазовой отрасли страны. Более 240 участников из 36 городов России, Германии, Австрии, Франции, Швейцарии и еще 24 стран мира. Лидеры мировой и отечественной нефтяной, газовой промышленности. Более 8 тысяч посетителей. Делегации с международного конгресса «CITOGIC».

Конференции с обсуждением вопросов повышения нефтеотдачи пластов и промышленной экологии и безопасности, пресс-конференции с участием первых лиц Республики Татарстан – все это можно было наблюдать в течение трех дней с 4 по 6 сентября в Выставочном центре «Казанская ярмарка» на 14-й международной специализированной выставке «Нефть, газ. Нефтехимия» и 2-й специализированной выставке «Промышленная экология и безопасность».

Узкопрофильная аудитория посетителей-специалистов могла по достоинству оценить последние достижения в области разработки нефтяных и газовых месторождений, освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов. Широкий спектр представленных экспонатов в действительности свидетельствует о научном прорыве страны. И если сегодня, спустя 27 лет после 2-го миллиарда нефти республика празднует добычу 3-х миллиардной тонны нефти, то, по мнению специалистов, при современном технологическом состоянии отрасли добыча 4-х миллиардной тонны может произойти уже через 15 лет.

Узкопрофильная аудитория посетителей-специалистов могла по достоинству оценить **последние достижения в области разработки нефтяных и газовых месторождений.**

Еще большую значимость выставкам придал конкурс на лучший экспонат. Конкурсная комиссия во главе с председателем – Генеральным директором ОАО «Татнефтехиминвест-Холдинг» Рафинатом Саматовичем ЯРУЛЛИНЫМ внимательно рассмотрела все заявки, поданные на участие в конкурсе. В результате многочасовых дебатов и обсуждений комиссия выбрала победителей конкурса.

Обладателями дипломов Гран-при стали:

- ОАО «Органический синтез» (г. Казань) в номинации «Продукция с новыми или улучшенными характеристиками»
- ОАО «Нижнекамскнефтехим» (г. Нижнекамск) в номинации «Энергосберегающие технологии и оборудование»

Обладателями дипломов первой степени стали:

- ЗАО «Грасис» (г. Москва) в номинации «Инновационные экологически безопасные технологии»
- ООО «Таттрансгаз» (г. Казань) в номинации «Энергосберегающие технологии и оборудование»
- Управление «Нефтехимсервис» ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск) в номинации «Повышение нефтеотдачи пластов»
- ЗАО «Научно-инженерный центр «Инкомсистем» (г. Казань) в номинации «Оборудование и технологии безопасного удаления и утилизации отходов нефтегазодобывающих и нефтехимических производств, в том числе с получением вторичных ресурсов или материалов».

Выставки, в целом, создали благоприятные условия для делового общения с коллегами и потенциальными партнерами, участники получали отличную возможность обсудить проблемы отрасли в рамках научной программы выставки. Так, параллельно с выставками прошел 16-й международный конгресс «CITOGIC», участники которого посетили выставки с целью ознакомления с экспозициями и представленными научными достижениями.

Уже сегодня «Казанская ярмарка» начала подготовку к выставкам «Нефть, газ. Нефтехимия», «Промышленная экология и безопасность», которые пройдут в 2008 году.

Будем рады видеть предприятия, специалистов и жителей Татарстана в качестве посетителей и участников наших выставок!

Республика Татарстан,
Казань,
Оренбургский тракт, 8
(843) 570-51-11, 570-51-15
www.oilexpo.ru

МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Нефтегазовый сервис в России
10 октября 2007 г.

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Конференция является удобной площадкой для встреч руководителей геофизических, буровых компаний, фирм занятых ремонтом нефтяных и газовых скважин, иных сервисных структур, работающих на нефтегазовый комплекс. В мероприятии принимают участие не только российские, но и иностранные сервисные компании, которые в неформальной обстановке обсуждают многие актуальные вопросы, возникающие на новом и динамично развивающемся секторе российского рынка.

Оборудование для работы на шельфе
5 декабря 2007 г.

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Проекты на нефтегазовом шельфе – сегодня относят к числу важнейших приоритетов российской экономики. Заказчиками оборудования выступают ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ряд иностранных компаний. Для шельфа требуется различное оборудование, часть из которого относится к уникальному. Опыта в освоении шельфа у российских компаний пока недостаточно, поэтому сложно переоценить опыт фирм Норвегии, Великобритании и других стран, которые выступают на конференции «Нефтегазшельф». На конференции «Нефтегазшельф» российские и иностранные компании рассказывают о предполагаемых заказах на оборудование и услуги, а также о практике работы с подрядчиками.

Снабжение в нефтегазовом комплексе
19 марта 2008 г.

НЕФТЕГАЗСНАБ

Конференция призвана способствовать выработке унифицированных процедур материально-технического обеспечения нефтяных компаний, работающих на территории Российской Федерации. В конференции «Нефтегазснаб» принимают участие руководители служб МТО многих нефтяных компаний, которые имеют возможность непосредственного общения друг с другом и со своими поставщиками. На конференции «Нефтегазснаб» рассматривают вопросы проведения тендеров, единых требований к системе менеджмента качества поставщиков, а также объединения баз данных нефтяных компаний для формирования единого реестра подрядчиков нефтегазового комплекса.

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56
Факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru

WWW.N-G-K.RU

ПОДПИСНОЙ КУПОН
НА ЖУРНАЛ

ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ

ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

423809, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, а/я 6
т./ф. (8552) 38-49-47, 38-51-26, 39-03-38,
www.expoz.ru

ФАМИЛИЯ

ИМЯ

ОТЧЕСТВО

ДОЛЖНОСТЬ

НАЗВАНИЕ И ЮРИДИЧЕСКИЙ СТАТУС КОМПАНИИ

ГОРОД

ОБЛАСТЬ

ИНДЕКС

АДРЕС

КОД ГОРОДА, ФАКС, ТЕЛЕФОН

e-mail

САЙТ

ОСНОВНОЙ ВИД ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ОТМЕТЬТЕ НОМЕРА ЖУРНАЛОВ, КОТОРЫЕ ВЫ ХОТЕЛИ БЫ ПОЛУЧИТЬ

1	2	3	4	5	6

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ

3 номера (полугодовая подписка)	1000 руб.
6 номеров (годовая подписка)	1900 руб.

Группа Компаний

САТОР-РОТАС

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА КЛАССА-А

задвижки клиновые, клапаны обратные поворотные, клапаны предохранительные, переключающие устройства, комплектация

ФЛАНЦЫ
ЗАГЛУШКИ
КРЕПЕЖ

МЕТАЛЛООБРАБОТКА

15 Лет
ТОЛКАЕМ ЖЕЛЕЗО

SATOR
AREPO
TENET
OPERA
ROTAS

Россия, 450027, Республика Башкортостан
г. Уфа, Индустриальное шоссе, 112/1, а/я № 7248
тел./факс: (347) 238-04-96
тел. 274-81-73, 239-48-98, 239-48-99
e-mail: nppsator@mail.ru
www.nppsator.ru

IAGI
International Association of Geosynthetics Installers

IGS
International Geosynthetics Society

www.gidrokor.ru
ГИДРОКОР
ГЕОСИНТЕТИКА И ГИДРОИЗОЛЯЦИЯ

ГЕОМЕМБРАНЫ **SOLMAX**
ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБЪЕКТОВ
ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И
ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ
ГЕОСИНТЕТИКИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, МОНТАЖ

192019, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, УЛ.ХРУСТАЛЬНАЯ,18
ТЕЛ.: (812) 567 56 66; 567 90 12; ФАКС: 567 90 68
E-MAIL: POST@GIDROKOR.RU WWW.GIDROKOR.RU
ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО НА УКРАИНЕ:
ТЕЛ.: (+38044) 543 99 00 E-MAIL: KIEV@GIDROKOR.RU

Поц. Д 547248 рег. № ГС-2-781-02-27-0-7811047901-007820-1 от 27.12.2004

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ВЕРХНЕВОЛЖСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

ВЕЛИКОЛУКСКИЙ ЗАВОД «ТРАНСНЕФТЕМАШ»

Завод «Транснефтемаш» – постоянный участник и дипломант российских и международных выставок.

Основными потребителями выпускаемой заводом продукции являются предприятия АК «Транснефть», ОАО «Газпром», муниципальные предприятия Северо-западного региона России и Псковской области, Национальная компания по транспорту нефти «КазТрансОйл» (республика Казахстан). Многие виды продукции, в том числе мобильные теплоцентрали УВТ-2, УВТ- 4, колодцы КИП, КТ, фильтр-решётки, используются на объектах БТС, ВСТО.

Основные направления деятельности:

- Машины для капитального ремонта нефте- и газопроводов диаметром от 530 до 1220 мм
- Комплекс мобильных прицеп-фургонов различного назначения для ремонтных и аварийных бригад, работающих вахтовым методом
- Теплотехническое оборудование;
- Баки-дозаторы пожарные для хранения и дозирования фторсодержащих пенообразователей
- Герметизаторы «Кайман
- Устройства для холодной врезки УХВ
- Установки устройства дозирования ввода присадки УДВП-100
- Устройства прорезные «Пиранья», «Малютка»;
- Емкости и резервуары подземные и наземные;
- Прочая продукция для ремонта и обслуживания нефтепроводов.

182100 Псковская область, г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2
т./ф. (81153) 9-26-67, 9-26-77
e-mail: info@tnm.nnov.transneft.ru; naumovayuyu@tnm.nnov.transneft.ru

www.tnm.ru