

ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ для повышения безопасности и эффективности эксплуатации РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ



Д.В. РЫГАЕВ,
руководитель
проектов
ООО «АМВИТ
ТРЕЙД»



В.В. ПОЛИКАРПОВ,
руководитель
направления
ООО «Сервисная
Компания ИНТРА»



А.С. ВИШНЯКОВ,
руководитель
филиала
ООО «Сервисная
компания ИНТРА»
в г. Самаре



В.В. ЛАЗАРЕВ,
заместитель
директора,
главный инженер
ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»



Ф.М. ЮСУПОВ,
заведующий
лабораторией
Института общей
и неорганической
химии АН РУз,
д.т.н., проф.



Т.Н. КРАСНОВА,
начальник отдела
геометрических СИ
ФБУ «Красноярский
ЦСМ»



Р.А. ПОЛОСИН,
руководитель
направления
«Струйная
и вакуумная
очистка»,
ООО «Керхер»



А.К. СПИРИХИН,
продакт-
менеджер по РВС
ГК «Миррико»



П.В. СИТНИКОВ,
менеджер
по развитию
бизнеса
ООО «Флоттвег
Москва»



А.В. ЛАПТЕВ,
инженер
по продажам
ООО «Флоттвег
Москва»

Л юбопытен тот факт, что история создания и развития резервуарного оборудования неразрывно связана с нашей страной. В XVII в. с увеличением добычи нефти в Баку начали возникать первые резервуары для хранения нефти. Все было организовано предельно просто: нефть хранилась в ямах, устроенных в глинистых почвах. Для хранения нефти также использовались объемные деревянные и металлические бочки, производство которых было налажено в Царицыне, Уфе, Саратове, Ярославле, Рыбинске. Ограниченная вместимость бочек стала главной причиной поиска других решений и отправной точкой для развития резервуаростроения. Первый стальной клепаный резервуар был построен в России спустя почти столетие –

в 1878 г. по проекту гениального русского инженера В.Г. Шухова. Его стальной резервуар в форме цилиндра стал настоящей революцией в области всего нефтескладского дела и прообразом современного РВС. В 1935 г. опять же в России впервые был сооружен металлический сварной резервуар. В наши дни хранение нефти и газа – одна из важнейших составляющих нефтегазового бизнеса. Резервуары и резервуарные парки обеспечивают нормальную работу нефтепромыслов, надежное функционирование и гибкую технологическую связь нефтяных комплексов и являются одними из основных технологических сооружений нефтеперекачивающих станций магистральных нефте- и продуктопроводов, центральных товарных парков нефтяных промыслов, сырьевых и товарных парков нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз. Конечно же, современные резервуары для хранения нефти и газа разительно отличаются от своих предков. Современные нефтехранилища изобилуют огромным количеством вариаций. Строятся надземные, наземные, полуподземные, подземные и подводные резервуарные парки. Создаются резервуары специальных конструкций: горизонтальные, вертикальные, каплевидные, сферические, прямоугольные, одностенные и двустенные, выполненные из металла или синтетических материалов. И уже появляются их цифровые двойники.

Однако не стоит игнорировать тот факт, что хранение нефти и газа сопряжено с рядом очень серьезных рисков, порой связанных с опасностью для жизни человека. И, к сожалению, есть основания полагать, что на сегодняшний день вопрос обеспечения надежности и безопасности резервуарных конструкций остается открытым, несмотря на их модернизацию и постоянное усовершенствование. Именно о сложностях, возникающих при эксплуатации резервуарного оборудования, и пойдет речь. Важно обозначить и прокомментировать проблему, гораздо важнее найти выход. Поэтому мы предоставляем слово прежде всего тем, кто уже сегодня готов предложить эффективные решения самых злободневных проблем.

? На эксплуатационную надежность резервуаров влияют прежде всего дефекты, возникающие уже на этапе изготовления: непровары, микротрещины, нарушение геометрии сварного шва и т.д., а также при транспортировании и монтаже: локальные вмятины, некачественная подготовка основания, угловатость сварных швов, дефекты сварки и пр. В процессе эксплуатации резервуаров, работающих в сложно-деформированном состоянии, обусловленном действием гидростатической, ветровой и снеговой нагрузки, температурных напряжений, происходит нарушение их

геометрической формы, возникают коррозионные повреждения и т.д.

Интересуют технологии, позволяющие избежать возможных дефектов и увеличить срок службы резервуарного оборудования.

Д.В. РЫГАЕВ, руководитель проектов ООО «АМВИТ ТРЕЙД»:

– Действительно, остаточные напряжения в конструкции резервуара и нарушения технологии сварки могут привести к увеличению скорости коррозии и на локальных участках вызвать критические изменения в виде ее очагов, способных в короткое время привести к сквозной коррозии и серьезной аварийной ситуации (рис. 1). В нашей практике встречались случаи, когда относительно новые резервуары, находящиеся в эксплуатации менее пяти лет, уже имели сквозные очаги коррозии из-за существенных нарушений технологии монтажных работ. В этом случае для нахождения правильного решения по технологии защиты от коррозии необходимы следующие обязательные операции.



Рис. 1. Основные причины разрушения резервуаров

■ Тщательное обследование емкости специальными приборами (дефектоскопия) и выявление наиболее уязвимых участков с очагами коррозии и сварных швов с отклонениями от требуемых норм.

■ Определение возможности применения тех или иных защитных материалов в зависимости от параметров среды и структуры и состава стали, в том числе с учетом повреждений от коррозии и нарушений технологии при монтаже резервуаров.

По результатам обследования делается вывод о том, подлежит ли данный объект восстановлению с использованием технологии нанесения специальных ЛКМ с высокими эксплуатационными свойствами.

В большинстве случаев это возможно. При этом поверхность резервуара под покраску подготавливают до степени Sa 2,5 по ISO 8501-1, сварные швы шлифуют до придания им необходимой проектной геометрии. Локальные повреждения ремонтируют или перекрывают специальной прочной барьерной шпатлевкой. Далее наносится ЛКМ, подобранный специально под те или иные условия эксплуатации (подробнее см. в статье Р.В. Метелицы «Проверен временем», стр. 58).

? В последнее время темпы выхода резервуарных емкостей из строя значительно опережают темпы их ремонта. Дефекты резервуаров, возникающие в процессе длительной эксплуатации, – это, как правило, следствие коррозионного износа металла днища, стенок и кровли, неравномерной осадки искусственного основания и т.д. Интересуют новые эффективные, возможно, комплексные ремонтные технологии.

В.В. ПОЛИКАРПОВ, руководитель направления ООО «Сервисная Компания ИНТРА»:

– Композитные комплексы, разработанные «Сервисной Компанией ИНТРА», предназначены для решения широкого спектра ремонтных задач. INTRA KPM-C™ и INTRA KPM-U™ – это уникальная линейка композитных материалов из стекловолокна двунаправленного плетения, предназначенных для ремонта и восстановления несущей способности резервуаров, ослабленных механическим или коррозионным воздействием. Система обеспечивает соблюдение правильных пропорций волокна и смолы, что имеет решающее значение для достижения безотказной производительной работы. Благодаря применению этого прочного материала сокращается время ремонта и уменьшаются затраты на восстановление резервуарного оборудования. К несомненным достоинствам применения композитных материалов компании ИНТРА можно отнести следующее: быстрое нанесение и отверждение; отсутствие необходимости огневых работ; возможность нанесения на геометрию любой сложности (рис. 2); работу при высоких температурах рабочей среды (до



Рис. 2. Пример нанесения композитных материалов

250 °С); стойкость к химически агрессивным средам; отсутствие ограничений по рабочему давлению; уникальные характеристики по твердости и прочности на изгиб/растяжение/сдвиг; полный комплекс проектных заводских расчетов, консультации и техническая поддержка для безопасного и успешного ремонта.

Д.В. РЫГАЕВ, руководитель проектов ООО «АМВИТ ТРЕЙД»:

– Наиболее эффективный способ решения данной проблемы – это строгое выполнение плановых обследований и соблюдение всех сроков ППР (планово-предупредительных ремонтов). Время и энтропия не могут не сказаться на состоянии даже самого качественного резервуара (рис. 3), и для его долгой и безаварийной работы мы должны минимизировать скорость коррозии с помощью специальных антикоррозийных составов, которые подбираются в каждом случае в зависимости от условий эксплуатации, степени коррозионной активности среды, износа и повреждений. Правильно подобранная система по-



Рис. 3. Стресс-коррозионная трещина в околошовной зоне, ориентированная поперек оси стыкового кольцевого шва

крытый – очень важное условие решения данной проблемы. При своевременном и точном выполнении ремонтных работ практически исключаются аварийные ситуации и, что важно, увеличиваются межремонтные интервалы, когда при плановых обследованиях не обнаруживаются какие-либо значительные отклонения от нормативных параметров стенки и несущих конструкций резервуаров.

Периодичность проведения технической диагностики вертикальных стальных резервуаров

Срок эксплуатации	Частичная техническая диагностика	Полная техническая диагностика
До 20 лет	Один раз в пять лет после строительства, последней диагностики или ремонта	Один раз в 10 лет после последнего ремонта или через пять лет после частичной технической диагностики
Более 20 лет	Один раз в четыре года после последней диагностики или ремонта	Один раз в восемь лет после последнего ремонта или через четыре года после частичной технической диагностики

? Малоизученной остается проблема оценки надежности нефтяных резервуаров на разных стадиях их жизненного цикла. Интересуют методики и технологии, позволяющие обеспечить эффективное диагностирование резервуаров, дать максимально точную оценку надежности резервуарных конструкций, с достаточной степенью точности выявить и оценить способы обеспечения надежности резервуаров на разных стадиях их жизненного цикла.

Д.В. РЫГАЕВ, руководитель проектов ООО «АМВИТ ТРЕЙД»:

– На самом деле в настоящее время, конечно, существуют и успешно применяются технологии обследования резервуаров, позволяющие с высокой степенью точности определить те или иные отклонения от требуемых параметров. Известны как стандартные методы, включающие в себя применение ультразвуковых толщиномеров, магнитных толщиномеров, электроискровых дефектоскопов и рентген-аппаратов, так и инновационные системы акустической эмиссии, магнитные диагностические комплексы, ультразвуковые измерительные установки с технологией фазированных апертурных решеток «ФАР» (рис. 4). Данные технологии позволяют выявить наличие дефектов в металле стенки резервуара благодаря применению многоканальных систем, обеспечивающих одновременную регистрацию и обработку параметров и их форм. Это дает возможность определять дополнительные участки аномалий, которые необходимо проана-

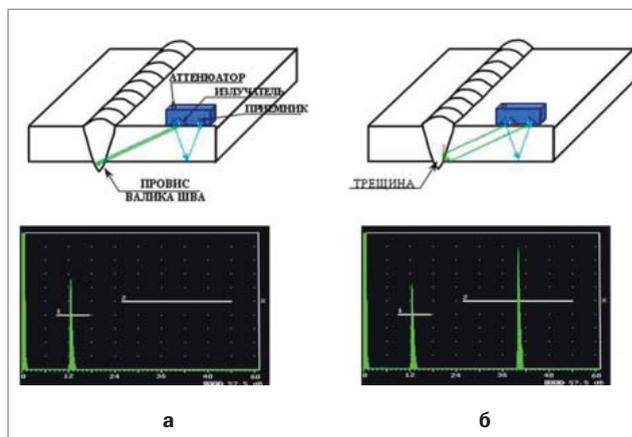


Рис. 4. Схема контроля сварного соединения с применением функции АРУ и вид А-сканов, полученных УЗ-дефектоскопом Masterscan 380 (Sonatest)

лизировать на следующем этапе другими физическими методами для уточнения координат, оценки размеров дефектов и т.д.

? Резервуарный парк – один из самых дорогостоящих объектов. Для того чтобы оптимально спланировать расходы на данные конструкции, необходимо правильно и грамотно подойти к целому ряду моментов. Интересует резервуарное оборудование, позволяющее уменьшить расходы, связанные с его установкой и эксплуатацией, сократить площадь резервуарного парка при одинаковом общем объеме хранимого продукта, время возведения объекта и т.д.

В.В. ЛАЗАРЕВ, заместитель директора, главный инженер ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»:

– Наша компания с 1993 года занимается оснащением резервуарных парков АЗС, АГЗС, МТАЗС, нефтебаз, промышленных предприятий, в которых присутствуют резервуары практически любых типов. Мы поставляем системы измерительные «СТРУНА+»® для мониторинга резервуаров с различными нефтепродуктами и жидкостями. Уменьшить расходы, связанные с установкой необходимого измерительного оборудования, и расходы на эксплуатацию, по нашему мнению, можно за счет применения интегрированных решений, позволяющих охватить весь перечень задач по контролю технологических параметров хранения жидкостей в резервуарах, задач коммерческого учета хранения, задач ПАЗ и управления исполнительными механизмами. Единый подход, единый интерфейс связи с датчиками, унифицированные кабели подключения к датчикам, магистральный способ подключения датчиков на одну линию для минимизации кабельных линий (например датчиков загазованности), единое программное обеспечение верхнего уровня с обязательным наличием ОРС сечения для связи с общезаводскими

SCADA-системами, встроенной базы данных с записью трендов параметров позволяют значительно сократить время внедрения, упростить подключения и сократить средства, необходимые для дополнительных доработок ПО и согласующих интерфейсов при применении разнородных датчиков и систем на объекте. Поддержка измерительными датчиками РГС, РВС, РВСп, резервуаров для СУГ, контроль давления, прецизионное многоточечное измерение плотности продукта (включая СУГ), контроль межстенного пространства двустенных резервуаров, подтоварной воды, загазованности оптическими датчиками, учет по массе хранения вкупе с зарегистрированными методиками выполнения измерений массы нефтепродуктов и СУГ дают заказчику возможность даже при разнородном характере резервуаров на объекте решить практически любую задачу по мониторингу резервуарного парка, сократив затраты на проектирование и интеграцию.

? Резервуарный парк считается зоной повышенной пожароопасности. Пожаро- и взрывоопасные свойства нефтепродуктов характеризуются температурами вспышки, самовоспламенения паров в воздухе, температурными и концентрационными пределами воспламенения (взрываемости) паров в воздухе. Переполнение резервуара при наливе, перегрев емкостей в жаркое время года и другие факторы могут привести к негативным последствиям. Интересуют новые технологии, позволяющие предупреждать возникновение аварийных ситуаций: системы контроля и сигнализации предельных уровней налива, блокировки электронасосных агрегатов, контроля довзрывных концентраций паров нефтепродуктов и сигнализации об их возникновении.

В.В. ПОЛИКАРПОВ, руководитель направления ООО «Сервисная Компания ИНТРА»:

– Тепловизионный контроль, применяемый «Сервисной Компанией ИНТРА», позволяет выявлять нагретые поверхности, анализировать их состояние и тенденции к самовоспламенению (рис. 5). Отличительной особенностью решения является возможность значительно более раннего предупреждения о возгорании по сравнению со стандартными средствами пожарного оповещения.

В функционал системы входят непрерывный температурный мониторинг и незамедлительное оповещение по заранее предустановленным тревожным событиям. К ее особенностям можно отнести следующие характеристики: высокая температурная чувствительность – от 0,03 °С, индивидуально настраиваемые зоны контроля, взрывозащищенное исполнение, высокое разрешение и поворотное исполнение.

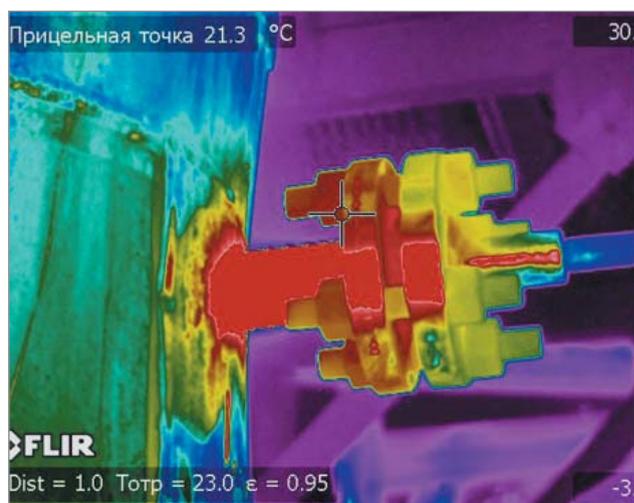


Рис. 5. Проведение тепловизионного обследования

? Недостатком резервуаров с плавающей крышей является вероятность ее заклинивания вследствие неравномерности снежного покрова. Интересна информация о способах и опыте решения данной проблемы. Также интересуют усовершенствованные плавающие крыши (понтон) для резервуаров, оборудованные специальными устройствами для контроля переполнения резервуаров, пожаротушения и т.д.; новые эффективные решения сдерживания испарения паров нефтепродуктов при хранении их в резервуарах, позволяющие свести к минимуму потери в резервуаре, сделать конструкцию более экономичной.

Ф.М. ЮСУПОВ, заведующий лабораторией Института общей и неорганической химии АН РУз, доктор технических наук, профессор:

– В Институте общей и неорганической химии Академии наук Узбекистана впервые были сконструированы новые, не имеющие аналогов в мире плавающие понтон, обладающие значительными

преимуществами в сравнении с ранее использовавшимися конструкциями, и разработана технология их изготовления. Существующие понтоны железно-поплавковых конструкций имеют следующие недостатки: коррозионная неустойчивость; потопляемость; большая масса (20–32 т); склонность к заклиниванию.

Понтон новой конструкции (рис. 6) предназначен для устранения потерь легких углеводородов из-за испарения нефтепродуктов и газоконденсата при их приеме, отпуске, хранении, а также для тушения внезапного пожара в резервуарах. Заполняется такой понтон специальным противопожарным взрывобезопасным раствором и инертным газом. Полиэтиленерефталатовый понтон, изготовленный из стойкого к газоконденсату материала специальной конструкции (полусферический, сомкнутый с 4-угольными крылышками, с конусом), находится на плаву, на уровне 4-угольных крылышек, в зеркальной поверхности жидких углеводородов. Поверхность каждого элемента плавающего понтона – 225 см².

Его преимущества заключаются в том, что он покрывает жидкий газоконденсат в резервуаре на 98 %, практически не оставляет свободной поверхности испарения углеводородов; кроме того, предусмотрено техническое решение по огнетушению в каждом отдельном элементе понтона, основанное на принципе реагирования на очаги огня.

Разработанный элемент понтона состоит из 12 деталей. Они отдельно и в составе сборки испытаны на механическую прочность, герметичность и пожаротушение после выдержки понтона в нефтепродуктах в течение пяти лет; в Институте энергетики и автоматики АН РУз, лаборатории Главного управления пожарной безопасности МВД РУз проведены их испытания под давлением 3 атмосферы при различных температурах.

Опасным фактором функционирования понтонов в среде нефтепродуктов в контакте с их паровоз-



Рис. 6 Расположение плавающих понтонов для уменьшения потерь легких углеводородов и нефтепродуктов на зеркальной площади внутри резервуаров в разрезе

душными смесями является угроза появления искры из-за пирофорных отложений внутри резервуаров. Пирофорные отложения – сернистые соединения металлов, образующиеся при сильной сероводородной коррозии металлических поверхностей, особенно на внутренних поверхностях резервуаров хранения сернистых и высокосернистых газоконденсатов. В 2000 году из-за пирофорных отложений в промыслах Кокдумалак возник пожар. С целью предотвращения испарения нефтепродуктов в резервуарах хранения, а также пирофорных отложений возникла необходимость изменения конструкции защитных понтонов из металла. Для этого рекомендуются разработанные нами плавающие понтоны.

Новая конструкция плавающего понтона была многократно испытана в специальной лаборатории Института энергетики и автоматики Академии наук Узбекистана.

За разработку «Модернизированный плавающий понтон для локализации потерь легких углеводородов из-за испарения нефтепродуктов и тушения внезапного пожара в резервуарах их хранения» со стороны Кабинета министров Республики Узбекистан разработчики были удостоены почетной грамоты «Лучший инновационный проект в сфере промышленности» (подробнее см. в статье Ф.М. Юсупова «Технологическая безопасность объектов топливно-энергетического комплекса», стр. 42).

В.В. ЛАЗАРЕВ, заместитель директора, главный инженер ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»:

– Для предотвращения перелива нефтепродуктов в резервуарах РВС, РГС, а также с понтонами, с плавающей крышей, в «НТФ НОВИНТЕХ» разработаны сигнализаторы предельных уровней (СПУ), которые обеспечивают выполнение функции противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) в соответствии с последними требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывоопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 № 96. Отличительной особенностью этих сигнализаторов является не только формирование двух уровней контроля продукта в резервуаре (предупредительного и аварийного), но и самодиагностика исправного состояния с формированием сигнала «НОРМА» по отдельному проводу. Кроме того, запатентовано решение для резервуаров с понтонами, при котором срабатывание датчика предельных уровней (ДПУ) происходит не только от касания самого датчика понтоном, но и в случае, если понтон заклинило и нефтепродукт поднялся до критического порогового уровня. Существуют и дублированные варианты датчиков ДПУ, описание которых размещено на нашем сайте струна.рф.

? Подтверждение соответствия резервуаров метрологическим требованиям контролируется особенно жестко на объектах, которые работают с обширными резервуарными парками и оперируют такими опасными средами, как нефть и нефтепродукты. Интересна информация о новшествах в области метрологического обеспечения эксплуатации резервуаров, позволяющих осуществить сверхточные и сверхбыстрые измерения.

Д.В. РЫГАЕВ, руководитель проектов ООО «АМВИТ ТРЕЙД»:

– Как уже говорилось выше, появились инновационные методы контроля, которые позволяют проводить исследования даже без нарушения целостности защитных покрытий резервуаров, что значительно сокращает издержки на проведение плановых исследований, а также увеличивает точность обследования с составлением детальной карты коррозионных и усталостных трещин, каверн, язв, питтинговых дефектов со стороны гидрофобного слоя. Эти методы сочетают в себе технологии акустической эмиссии, УЗК и магнитного контроля.

Т.Н. КРАСНОВА, начальник отдела геометрических СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ»:

– Одно из самых важных направлений работы отдела геометрических измерений ФБУ «Красноярский ЦСМ» – поверка и калибровка стальных горизонтальных и вертикальных резервуаров, а также определение вместимости технологических нефтепродуктопроводов.

Для осуществления учетных и торговых операций с нефтью и нефтепродуктами, их хранения и взаимных расчетов между поставщиками и потребителями резервуары должны быть поверены. Геометрический метод определения интервальных вместимостей резервуаров как при поверке, так и при калибровке основан на выполнении измерений с применением геодезических приборов: электронного роботизированного тахеометра, оптического и лазерного нивелиров, лазерного дальномера (рис. 7). Опыт работы сотрудников отдела в этом направлении исчисляется с 2011 года.

Предприятия Красноярского края, занимающиеся добычей, переработкой и хранением нефтепродуктов, а также нефтепроводные компании особенно заинтересованы в применении инновационных технологий высокоточных измерений. В последние годы в отделе успешно освоен инновационный метод фазового лазерного сканирования, который позволяет выполнять цифровое 3D-моделирование резервуаров. Лазерный сканер Imager 5010 является новейшей разработкой в сфере развития фазовых лазерных измерений. При увеличенном диапазоне измерения дальностей (минимальных – от 0,3 метра, максимальных – до 187

метров) и скорости измерения до 1 миллиона точек в секунду прибор обеспечивает высочайшую точность результатов измерений, т.е. фактически решает все технические задачи градуировки.

Метод позволяет выполнять измерения резервуаров любых размеров с точностью проливного метода, а по скорости выполнения во много раз превосходит его. Кроме того, работы можно выполнять в труднодоступных для автотранспорта местах, на месте ведения добычи полезных ископаемых, что актуально для сибирской глубинки, где доставка людей и оборудования осуществляется только вертолетами.

По результатам измерений как вертикальных, так и горизонтальных резервуаров выполняется 3D-моделирование, при этом сканирование возможно не только снаружи, но и изнутри, включая все внутренние детали. При этом сканер может выполнять измерения в перевернутом состоянии с закреплением на горловине резервуара. Создание цифровых моделей резервуаров, представленных в виде набора (облака) точек с пространственными координатами, позволяет методом наложения моделей получать оценку динамики изменений формы резервуаров.

Резервуары как средства измерения должны сохранять свои метрологические характеристики, находясь не только в освобожденном, но и в заполненном нефтепродуктами состоянии на любой рабочий уровень. Если это условие не выполняется, можно говорить о неисправности днища, когда возникают так называемые «хлопуны», а также о несоответствии установленным требованиям состояния фундамента. Поэтому применение высокоточных методов измерений требует, в свою очередь, высокотехнологичных методов строительства и технического обслуживания резервуаров в процессе эксплуатации. Технология 3D-моделирования обеспечивает диагностирование



Рис. 7. Измерения в Эвенкийском районе Красноярского края

текущего состояния и мониторинг изменений с любой периодичностью.

Презентация метода сканирования и 3D-моделирования с успехом прошла в крупнейшем предприятии Красноярского края АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» на примере стального вертикального цилиндрического резервуара РВС-50000. Особенности и преимущества работы с 3D-моделью продемонстрированы специалистам, эксплуатирующим резервуар. Информация о презентации и ее результатах освещена в средствах массовой информации и представлена заинтересованным предприятиям нефтяной отрасли Красноярского края.

В.В. ЛАЗАРЕВ, заместитель директора, главный инженер ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»:

– Хотелось бы рассказать о новациях в области метрологического обеспечения и эксплуатации резервуаров, позволяющих осуществить сверхточные и сверхбыстрые измерения.

Название нашей фирмы является сокращением от «Научно-техническая фирма «Новые информационные технологии». Нами подано более 20 патентов на изобретения, оснащено более 15000 АЗС, АГЗС, нефтебаз и промышленных объектов. В настоящее время для измерения уровня продукта в резервуарах наиболее распространены методы измерения, представленные на **рис. 8**.

Системы измерительные «СТРУНА+»[®] позволяют на основе наиболее прецизионного магнитострикционного метода измерения уровня нефтепродуктов и перемещения поплавков плотности проводить мониторинг резервуарного парка с РГС, РВС и резервуаров СУГ, а также с высокой точностью измерять все необходимые для коммерческого учета нефтепродуктов параметры.

Принцип распределения, обработки и сбора информации от датчиков обеспечивает увеличение количества измерительных каналов до 64 без по-

тери производительности (по всем каналам данные обновляются в течение нескольких секунд). К одному цифровому измерительному каналу на расстояние до 1200 метров могут быть подключены следующие датчики:

- один первичный преобразователь параметров (ППП) (уровень, плотность, температура, уровень подтоварной воды, объем, масса);
- одновременно ППП и ДД1 (давление в резервуаре СУГ или в межстенном пространстве);
- одновременно ППП и ДУТ (уровень тосола в расширительном бачке);
- до 9 шт. датчиков давления ДД1 (давление в резервуаре и трубопроводах на АГЗС);
- до 5 шт. датчиков загазованности оптических (ДЗО) (контроль загазованности рабочей зоны парами нефтепродуктов, СУГ, метаном).

Для коммерческого учета нефтепродуктов, СУГ и других жидкостей наиболее важным и сложным с точки зрения метрологии является измерение плотности жидкости. В мировой практике для РВС наиболее распространены гидростатический метод измерения массы продукта, который имеет существенный недостаток в виде «мертвой зоны» при учете нефтепродуктов на малых уровнях взлива.

Фирмой «НТФ НОВИНТЕХ» одной из первых в России, да и в мире, удалось разработать и освоить в производстве линейку из уникальных запатентованных плотномеров с высокими метрологическими характеристиками для реализации измерения массы нефтепродуктов и СУГ.

«Поверхностный» плотномер датчиков системы «СТРУНА+»[®], погрешность которого составляет $\pm 1,5 \text{ кг/м}^3$, является бюджетным вариантом для резервуаров РГС. «Погружной» плотномер датчиков системы «СТРУНА+»[®] имеет погрешность $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$ во всем диапазоне температуры эксплуатации, применяется как на РГС, так и на РВС. Учет по массе СУГ с наиболее низкой погрешностью измерения плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$, измерением давления, учетом массы паровой фазы реализован в системах измерительных «СТРУНА+»[®] с плотномерами СУГ и не имеет аналогов по точности при коммерческом учете в резервуарах с СУГ.

Для АЗС, АГЗС (резервуары РГС) каждый ППП может иметь от 1 до 3 погружных плотномеров или от 1 до 5 погружных плотномеров для нефтебаз (резервуары РВС). Датчики нефтебаз секционные, с длиной секций до 4,5 м, могут монтироваться на резервуары с высотой взлива до 18 м, а также в перфорированные направляющие резервуаров с понтонами.

В системах коммерческого учета с гидростатическим методом измерения массы нефтепродукта и радарным измерением уровня нефтепродуктов существует непреодолимая проблема с неприемлемой погрешностью измерения массы и уровня на малых

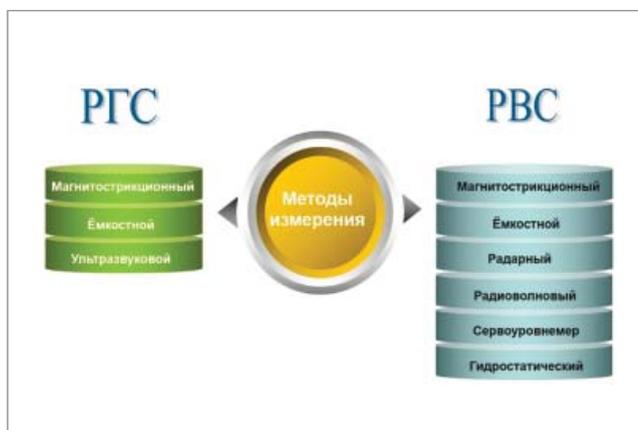


Рис. 8. Основные методы измерения уровня в РГС и РВС

высотах взлива нефтепродуктов (от 1,5 до 4 м и ниже), то есть вести правильный коммерческий учет при опустошении РВС невозможно.

Этих недостатков удалось избежать в отечественных системах измерительных «СТРУНА+»®. На основании результатов анализа измеряемых параметров в резервуарах по многим объектам в течение длительного времени эксплуатации можно сделать следующие выводы.

Все измеряемые параметры соответствуют заявленным в описании типа средства измерений метрологическим характеристикам.

Датчики температуры с погрешностью измерения $\pm 0,5$ °С, размещенные в ППП через каждые 80 см по высоте взлива топлива, позволяют рассчитывать среднюю температуру топлива с большой точностью. Датчики плотности, установленные по всему столбу нефтепродукта в количестве от 3 до 5, дают возможность с высокой точностью учитывать возможные расслоения нефтепродукта по высоте наполнения и математическими методами аппроксимирования проводить высокоточный расчет массы хранимого в резервуаре нефтепродукта или других жидкостей.

Датчики загазованности оптические (ДЗО) имеют возможность магистрального монтажа до 5 ДЗО на один канал системы «СТРУНА+»® на расстояние до 1200 м. Для поверки ДЗО легко извлекаются из конвертора интерфейсов без демонтажа кабельных соединений, обладают степенью защиты IP66, допускающей временное затопление ДЗО, не выходят из строя при предельных концентрациях загазованности объекта, не требуют прокладки кабеля в бронерукаве, запатентованы, срок службы – 20 лет. Инновационным решением является и то, что ДЗО имеют маркировку взрывозащиты типа «искробезопасная электрическая цепь», а не «взрывонепроницаемая оболочка», как большинство стационарных оптических датчиков загазованности паров нефтепродуктов и СУГ, что является более экономичным и безопасным решением.

Программное обеспечение «АРМ Струна МВИ», разработанное на основе аттестованных методик выполнения измерений массы нефтепродукта и СУГ, а также требований действующих ГОСТ и нормативов, не только позволяет вычислять массу продукта в резервуаре, но и дает оценку погрешности этого измерения. При этом рассчитывается как погрешность массы остатка в резервуаре, так и погрешность массы приема или отпуска из резервуара.

Датчики систем «СТРУНА+»® в процессе эксплуатации не требуют дополнительного обслуживания. Один раз в 4 года проводится периодическая поверка. Поверка по всем измеряемым параметрам (уровень, температура, плотность) и юстировка плотномеров в случае необходимости осуществляется на объекте без демонтажа оборудования.

Системы измерительные «СТРУНА+»® применяются ведущими нефтяными компаниями в России и за рубежом. Конкурентные преимущества данного решения для мониторинга резервуарного парка проявляются не только в более высоких метрологических и эксплуатационных характеристиках по сравнению с импортными аналогами, но и в значительно более выгодных ценах.

? Удивительно, что до сих пор ручная очистка резервуаров от нефтешламов во всем мире остается наиболее распространенным методом, а это огромный риск для здоровья и безопасности людей, производящих работу, риск загрязнения окружающей среды. Чистильщики работают внутри резервуаров, уровень нефтешлама в которых доходит иногда до пяти метров, при этом используются далеко не безопасные методы зачистки резервуаров со взрывоопасной средой. Интересно применение робототехники и другие безопасные эффективные технологии очистки резервуарного оборудования.

Р.А. ПОЛОСИН, руководитель направления «Струйная и вакуумная очистка», ООО «Керхер»:

– Удивительно, что темой роботизации чистки РВС занялись менее 10 лет назад. Отдельные компоненты робота появились на рынке гораздо раньше – похожие платформы использовались в атомной отрасли и для подводных работ. Существовала и технология чистки горячей водой под давлением – тот же Альфред Керхер внедрял это с 50-х годов прошлого века. Причина запаздывания, как и во всех подобных случаях, комплексная.

Во-первых, техническая сложность самой роботизированной платформы: во взрывоопасной зоне невозможно применять привычные двигатели внутреннего сгорания или электромоторы, нужны гидро- и пневмоприводы, удаленные на сотню метров от источников давления.

Во-вторых, нежелание использовать системы очистки, основывающиеся на применении далеко летящего большого потока на низком давлении: это затормозило развитие на десятилетия. Сначала греть воду бассейнами, а потом в том же объеме ее вычерпывать не хотелось никому. Поясню, что высокое давление делает ту же работу, расходуя в пять раз меньше воды, но требует короткой дистанции. Альтернатива размывки горячей водой – греть сам продукт и им размывать. Но это еще дороже: разбавлять горячим товарным топливом слежавшийся шлам эффективно, но очень дорого и очень пожароопасно, нужно работать под азотом.

В-третьих, высокая регламентированность отрасли: получение сертификатов и лицензий – весьма долгое и затратное дело.



Рис. 9. Комплекс зачистки резервуаров от нефтепродуктов KÄRCHER. Моечная установка

С момента появления роботизированных систем доля их применения неуклонно расширяется. За несколько лет от нескольких проданных аппаратов рынок вырос до сотен реализованных решений в год. Перспектива – не только в более быстрой очистке, но и в уходе от серьезного риска: даже в таких благополучных странах, как США и страны Западной Европы, по сотне людей в год гибнут в резервуарах, это много. И заказчики, и исполнители заинтересованы в безопасности, а этого можно достичь, только передав работу машинам, пусть и весьма дорогим.

Для России сложность внедрения имеет две основные причины – продуктовую и финансовую. Первая состоит в том, что с нашей высокой долей мазута и прочих темных нефтепродуктов, а также холодным климатом нужны специальные решения, подходящие для подобных условий. Такое решение предложил «Керхер»: это новая технология, которую в этом году он запускает в России (рис. 9). Цель понятна – научиться справляться с нашими сложностями, после которых остальные регионы уже мало чем удивят. Вторая – в России и СНГ есть доступ к дешевой рабочей силе; дорогие западные решения продаются с темпом 1 комплекс в год. Массовое развитие возможно только через сдачу комплекса в аренду по цене ручной зачистки; западный концерн может себе позволить долгий срок окупаемости, и этот подход сможет открыть дорогу к безопасной работе на большинстве резервуаров (подробнее см. в статье Р.А. Полосина «Революционные инновации в очистке нефтехранилищ», стр. 38).

А.К. СПИРИХИН, продакт-менеджер по РВС ГК «Миррико»:

– Многие компании продолжают использовать ручной метод очистки резервуаров. Происходит это зачастую от непонимания эффективности применения современных технологий, а также от устоявшихся правил, прописанных в договорах и тендерах на данный

вид работ. Замена человека с лопатой на робота кажется дорогостоящей и неконтролируемой процедурой. Все новое воспринимается как риск. Однако, к счастью, есть компании, которые усматривают в инновациях новые возможности. Заказчику предлагается провести ОПИ оборудования, он видит реальные показатели эффективности и не только меняет правила, которыми предписан ручной метод, но и вводит запрет нахождения людей в РВС; ставит обязательным условие переработки извлеченных нефтешламов, т.е. меняет отношение к проблеме. У таких заказчиков в тендерах участвуют компании, которые имеют у себя оборудование и технологии, позволяющие выполнять уже новые современные требования.

ГК «Миррико» несколько лет изучала различные технологии и оборудование на мировом рынке, имеет опыт применения и ручного метода, и механизированного. Свой выбор мы сделали в пользу развития роботизированных технологий, которые развиваем под брендом MARTin (рис. 10). Среди преимуществ: 100%-ная безопасность для персонала и инфраструктуры предприятия; экономичность за счет отсутствия необходимости в дополнительной технике, сокращения объема нефтеотходов, использования минимального объема воды для замыва внутренней поверхности, возможности ее регенерации (очистки и возврата в цикл), низкого энергопотребления. Кроме того, робот более универсален и работает быстрее: ему свойственны короткие сроки монтажа и демонтажа оборудования (4 часа); непрерывность работ; возможность быстрого извлечения нефтешламов любой вязкости из труднодоступных мест; одновременная мойка стен, кровли и днища РВС.



Рис. 10. Роботизированный чистильщик нефтяных резервуаров MARTin (ГК «Миррико»)

А.С. ВИШНЯКОВ, руководитель филиала ООО «Сервисная компания ИНТРА» в г. Самаре:

– Очистка резервуаров бесконтактным способом – это сложный процесс, и чтобы качественно осуществить его и максимально оптимизировать, необходимо строгое соблюдение всех технологических этапов

выполнения работ. Для очистки резервуара следует произвести ряд подготовительных работ: 1. Отбор проб отложений на объекте. 2. Лабораторный анализ отложений. 3. Подбор и разработка технического средства (ТМС). 4. Разработка технологии очистки РВС. 5. Согласование с заказчиком технологии очистки.

По прибытии на объект и выполнении подготовительных работ можно начать очистку резервуара:

1. Произвести откачку технологического остатка товарного нефтепродукта до минимального уровня.

2. Провести дегазацию резервуара до значений ПДВК (предельно-допустимая взрывоопасная концентрация).

3. Произвести откачку из резервуара донных отложений с помощью автомобиля ТКМ-629 (вакуумная установка).

4. Пропарить резервуар в течение 24 часов.

5. Произвести мойку резервуара бесконтактным способом с помощью насоса высокого давления и модульной головки для внутренней очистки РВС.

При бесконтактном способе очистки нефтепродукт разжижается (рис. 11) и смывается с днища струей горячей воды под давлением. Вода установкой высокого давления (рабочее давление 1000 Бар, расход воды (поток) 225 л/мин) подается на модульную головку. Модульная головка опускается в резервуар на трех уровнях: на 2/3, 1/2, 1/3 высоты резервуара через люки на его кровле. Модульная головка закрепляется на водопитающих шлангах высокого давления и опускается на страховочных канатах. Данный вид очистки РВС позволяет улучшить качество очистки поверхности стенок резервуара как от нефтепродукта, так и от пластовой ржавчины, которая образовалась в процессе эксплуатации. Откачка разжиженной подвижной массы производится постоянно в процессе работы модульной головки. Продолжительность разжижения зависит от количества остатка отложений на днище резервуара и от его чистоты. Разжиженная масса (вода+нефтепродукт+ТМС) отка-

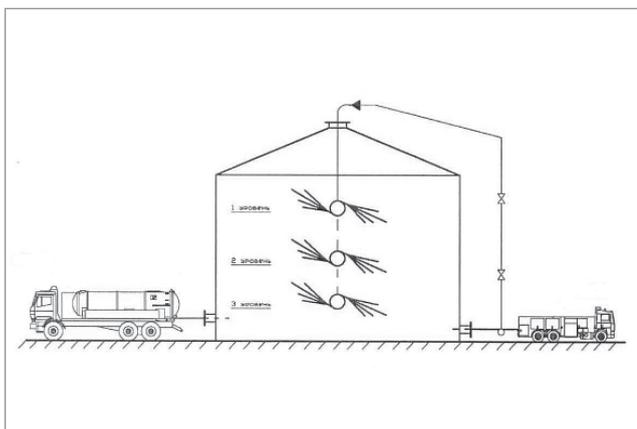


Рис. 11. Схема бесконтактного способа очистки резервуара

чивается в специализированную машину ТКМ-629 с дальнейшей утилизацией на полигоне. Для высококачественной и безопасной очистки нефтяных резервуаров «ООО «Сервисная Компания ИНТРА» осуществляет полный комплекс услуг по очистке резервуарного оборудования, гарантируя при этом самое высокое качество производимых работ. Предлагаемые компанией ТМС состоят из биоразлагаемых компонентов, нетоксичны, взрывопожаробезопасны, после использования могут сливаться в промышленную канализацию. Специализированный комплекс для автоматизированной очистки резервуаров имеет ряд неоспоримых преимуществ: мобильность и энергонезависимость, высокая эффективность и производительность оборудования. Степень очистки поверхности резервуарного оборудования соответствует нормам и требованиям технадзора.

? Безопасность очистки резервуаров – это фундаментальная проблема, включающая последующую транспортировку, обезвреживание и захоронение отходов. Объем нефтеотходов при такой очистке огромен. Но нефтешламы из резервуаров на 60–90 % состоят из углеводородов, и если вернуть их в производство в качестве промпродукта, то объем нефтешлама, подлежащего захоронению, значительно снизится. Особо следует отметить, что переработать «свежий» нефтешлам, извлеченный из резервуара при его очистке, значительно проще, чем пролежавший длительное время в шламо-накопителе. Интересуют эффективные технологии переработки донных нефтешламов после очистки нефтяных резервуаров.

А.К. СПИРИХИН, продакт-менеджер по РВС ГК «Миррико»:

– Технологий по переработке нефтешламов пока не так много, и все они в той или иной степени работают по принципу гравитационного разделения фаз: кто-то применяет Трикантеры®; кто-то – декантеры, вибросепараторы, гравитационные динамические сепараторы; другие используют гидроциклонные группы, есть даже те, кто применяет ультразвук. При этом задача, которая стоит при зачистке резервуара, у всех общая: разделить извлеченный нефтешлам на воду, углеводород и механические примеси. Подбор оборудования – это то, от чего зависит качество и скорость разделения. К слову, оборудование MARTin ГК «Миррико» позволяет разделять нефтешламы со скоростью не менее 40 тонн в час. Разделение проходит ступенчато: сначала отделяются крупные механические примеси, затем мелкодисперсные, и на конечном этапе технология отделяет углеводород от воды. Этапность позволяет нам увеличить производительность каждой единицы оборудования и технологии по разделению в целом. Немаловажный момент – стоимость комплекса

и его эксплуатации (ремонт, обслуживание, запасные части, энергозатраты). Так как мы сами производим и эксплуатируем MARTina, то понимаем, какой именно состав комплекса необходим заказчику под его задачи, и оптимальный набор гарантирует оптимальные цены на услуги.

П.В. СИТНИКОВ, менеджер по развитию бизнеса ООО «Флоттвег Москва»:

– Донные отложения резервуаров – это трудноразрушаемые эмульсии, которые содержат большое количество механических примесей и нефтепродуктов. Технологии и оборудование Flottweg позволяют максимально эффективно решать проблему переработки донных отложений резервуаров.

Flottweg SE является ведущим производителем горизонтальных осадительных шнековых центрифуг (декантеров) и лидером в области развития технологий механического разделения. Завод компании расположен в Германии, в городе Фильсбюрг (Бавария). Начиная с 50-х годов по всему миру введено в эксплуатацию более 11 000 центрифуг и комплексных установок, из них более 450 – в России и странах СНГ.

Решение экологических проблем в области переработки и утилизации нефтешламов – это одно из ключевых применений оборудования Flottweg. Для этого была разработана специальная трехфазная центрифуга Tricanter®, позволяющая при переработке нефтесодержащих отходов одновременно получать следующие товары:

1. Товарную нефть 3-й категории и выше.
2. Техническую воду.
3. Кек (для дальнейшей утилизации, захоронения, использования при отсыпке дорог, рекультивации земель и пр.).

В составе установок центрифугу Tricanter® можно применять для очистки извлеченной нефти после комплексного ремонта скважин и устранения разливов

нефти при добыче, для переработки ловушечной нефти, застарелых амбарных нефтешламов в хранилищах, а также для очистки резервуаров от донных отложений (рис. 12).

Комплексные установки на базе Tricanter® являются автономными мобильными цехами, они выполнены в стандартных морских контейнерах 20' и 40' (рис. 13) и способны работать 24 часа в сутки в автоматическом режиме независимо от погодных условий.

В 2017 году Flottweg было получено положительное заключение Государственной экологической экспертизы на применение технологии для переработки нефтесодержащих шламов, буровых шламов, замазученных грунтов и осадков сточных вод канализационных очистных сооружений, что говорит о высшей степени безопасности и эффективности технологий.

Стоит отдельно отметить, что современный программируемый логический контроллер (ПЛК) с оригинальной программой позволяет работать полностью в автоматическом режиме, а специальный алгоритм работы центрифуги обеспечивает поддержку постоянных показателей качества разделения даже при меняющихся показателях входящего продукта. Например, при увеличении количества механических примесей в подаваемом шламе Tricanter® самостоятельно увеличит дифференциальную скорость вращения шнека, чтобы сохранить установленную влажность механических примесей на выходе.

Основным преимуществом нашего оборудования является неизменное качество материалов и сборки. Центрифуги Flottweg заслужено считаются одними из самых надежных в мире.

Но наиболее важным для разделения нефтешламов является запатентованный компанией Flottweg регулируемый диск разделения фаз (импеллер). Данная система позволяет в процессе работы центрифуги очень точно регулировать границу разделения нефти и воды внутри барабана. Это дает возможность



Рис. 12. Общий вид системы очистки резервуаров в Западной Сибири, 2013 год. PVC-20.000 м³



Рис. 13. Трикантерная установка Flottweg в составе системы зачистки резервуаров от донного осадка

получать максимально чистый нефтепродукт и/или воду даже при меняющихся характеристиках продукта на входе, регулировка производится без остановки оборудования.

А.В. ЛАПТЕВ, инженер по продажам ООО «Флоттвег Москау»:

– Немаловажным является тот факт, что ООО «Флоттвег Москау» располагает собственным сервисным центром в г. Химки и имеет авторизованных сервисных инженеров в Москве, Санкт-Петербурге, Омске, Липецке и других городах.

Команда сервисных инженеров с многолетним опытом работы и необходимой квалификацией, прошедших обучение на заводе Flottweg SE в Фильсбурге (Германия), готова выехать к заказчикам в любое время.

Хотелось бы рассказать о наиболее ярком примере успешной реализации проектов компании Flottweg, связанных с решением проблемы переработки донных отложений резервуаров. В 2005 году в компанию Flottweg обратились из Западного Казахстана, г. Узень, с просьбой произвести очистку нефтяных РВС с последующей переработкой извлеченных донных отложений. Проект был реализован совместно с компанией Rohrer, специализирующейся на системах очистки резервуаров.

Установка включала насосы, специальные винтовые мешалки, парогенератор, две реакционные емкости, шкаф управления, контейнер для Tricanter®, кон-

тейнер подготовки исходного продукта и контейнер для приготовления реагентов.

Упрощенная схема очистки выглядела следующим образом. РВС опорожняется до уровня донных отложений. После этого с помощью специальных мешалок, установленных в существующие люки РВС, донные отложения размываются и насосами откачиваются в усредняющую емкость. Для улучшения размыва в РВС добавляют сырую нефть, которая позже будет возвращена после центрифуги вместе со всеми нефтепродуктами. До полного размыва смесь донных отложений с нефтью циркулирует между РВС и усредняющей емкостью. После этого полученная смесь нагревается в теплообменнике и подается на разделение в Tricanter®. Отделенная вода технического качества сбрасывается в канализацию, нефть возвращается заказчику, а механические примеси отправляются на полигон для захоронения или дальнейшей утилизации.

В заключение остается добавить следующее. В этом выпуске «Нефть. Газ. Новации» были рассмотрены далеко не все темы, интересующие специалистов и названные ими в рамках спецпроса, организованного силами редакции журнала. А значит, профессиональная полемика, главной темой которой является хранение нефти и газа, будет иметь продолжение. Мы со своей стороны сделаем все возможное, чтобы донести до наших читателей информацию о наиболее перспективных разработках, инновационных решениях и передовом опыте.

СВЯЗАТЬСЯ С УЧАСТНИКАМИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОЛЕМИКИ ВЫ СМОЖЕТЕ ПО ТЕЛЕФОНАМ:

ООО «АМВИТ ТРЕЙД»	тел. +7 (495) 787-74-26, доб. 170
ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»	тел. +7 (495) 234-88-48
Институт общей и неорганической химии АН РУз	тел.: +99871 262-62-50 (раб.), +99897 760-78-54 (моб.)
ФБУ «Красноярский ЦСМ»	тел. +7 (391) 236-30-80, доб. 739, 228, 227
ООО «Керхер»	тел. +7 (495) 662-19-19, доб. 1469
ГК «Миррико»	тел. +7 (843) 537-23-93
ООО «Флоттвег Москау»	тел. +7 800 500-75-17
ООО «Сервисная Компания ИНТРА»	тел. +7 812 313-50-92
ООО «Сервисная Компания ИНТРА», филиал в г. Самаре	тел. +7 (846) 200-09-93