



Информация об авариях, происшедших на нефтехимических и нефтеперерабатывающих объектах за 8 мес. 2009 г.

**ООО «Славянский битумный завод»,
г. Славянск-на-Кубани, Краснодарский край
(Северо-Кавказское управление Ростехнадзора)**

05.01.09

Авария, сопровождавшаяся групповым несчастным случаем, в резервуарном парке установки по переработке углеводородного сырья МБУ-2. Установка предназначена для первичной переработки нефти. Сырьё – малосернистая нефть. Производительность по нефти – 60 м³/сут. Продукт переработки – бензиновая фракция (некондиционный мазут). Сырая нефть поступает на переработку в автоцистернах. Для хранения нефти и нефтепродуктов имеется 23 металлических горизонтальных резервуара объёмом 60 м³ каждый. Контроль температуры нефтепродуктов в

резервуарах (технологией предусмотрен нагрев) осуществляется манометрическими термометрами ТПГ-100М.

Технологическое оборудование в день аварии работало в штатном режиме. Согласно опросу очевидцев, было отмечено «парение» из-под крышки люка резервуара с мазутом, и операторы для выяснения причины «парения» побежали к резервуару, возле которого находились 10 рабочих. Через некоторое время произошёл взрыв паров нефтепродуктов (рис. 1). В результате пострадали 10 человек, двое из них со смертельным исходом.

Расследование показало, что **техническая причина аварии** – перегрев некондиционного мазута в резервуаре с последующим выделением лёгких углеводородов и образованием взрывоопасной газовой среды в каре резервуарного парка. К этому привело отсутствие постоянного контроля температуры мазута в резервуаре при его нагреве паром и взрывобезопасности газовой среды в резервуарном парке. Кроме того, комиссия по расследованию происшествия установила, что значительное число пострадавших при аварии обусловлено неправильными действиями производственного персонала при локализации аварийной ситуации: операторы и слесари не подготовлены к действиям при авариях и не обеспечены спецодеждой.



Рис. 1. Резервуарный парк нефтепродуктов после аварии



Винновыми (ответственными за допущенную аварию) признаны должностные лица ООО «Славянский битумный завод»: директор и главный инженер. За нарушение требований промышленной безопасности по ст. 9.1. ч. 1 Кодекса об административных правонарушениях Российской Федерации они привлечены к административной ответственности. Решением Славянского городского суда эксплуатация установки по переработке углеводородного сырья прекращена на 90 суток.

ОАО «Уралоргсинтез», г. Чайковский Пермского края

(Западно-Уральское управление Ростехнадзора)

11.01.09 Авария на реакторном блоке цеха дегидрирования изобутана на наружной отметке 26.000 м.

Цех дегидрирования введён в эксплуатацию в 1984 г. Реакторный блок цеха выполнен по проекту ОАО «Гипрокаучук». Настоящим проектом предусматривался односторонний ввод сырья в реактор. При эксплуатации реактора с односторонним вводом сырья происходит интенсивное коксообразование в его застойных зонах. В то же время отсутствует возможность регулировать равномерность распределения сырья по сечению реактора с «кипящим» слоем катализатора. Поэтому было принято решение заменить распределитель сырья с одним вводом на распределитель сырья с 4 вводами. Проект был выполнен проектно-конструкторским отделом ОАО «Уралоргсинтез» с учётом положительного опыта эксплуатации узлов ввода сырья в реактор на аналогичных блоках дегидрирования предприятий городов Тольятти и Волжского. Проект был реализован в 2008 г.

По новому проекту вход сырья в реактор осуществляется с четырех диаметрально противоположных сторон, на вертикальных участках которых врезано по одному сильфонному компенсатору.

11 января 2009 г. на наружной установке цеха дегидрирования изобутана произошла разгерметизация углового компенсатора с последующим возгоранием продукта (изобутана). Аппаратчик и сменный мастер предприятия увидели на трубопроводе ввода сырья в реактор вспышку и сообщили о случившемся диспетчеру и аварийным службам предприятия. Загорание было ликвидировано производственным персоналом в течение 20 мин путём подачи азота во внутреннюю полость трубопровода.

Комиссия определила **технические причины аварии:**

разрушение углового сильфонного компенсатора трубопровода ввода сырья в реактор произошло вследствие высокотемпературной газовой коррозии, приведшей к снижению прочности элементов компенсатора (результат конструктивной недоработки проекта 4-стороннего ввода сырья в реактор). При расстановке компенсаторов 4-стороннего ввода сырья не учтена возможность попадания пылевидного катализатора обратным ходом из реактора в трубопроводы ввода сырья во время его загрузки. Катализатор, попав во внутреннее пространство сильфона (под его защитную гильзу), оставался там даже при высоких скоростях газо-

вого потока и служил инициатором коксообразования, что в дальнейшем привело к снижению компенсирующей способности сильфонных элементов компенсатора, и он стал работать на излом.

ОАО «Уфимский НПЗ», г. Уфа

(Приуральское управление Ростехнадзора)

19.02.09 Авария в помещении компрессорной установки каталитического риформинга Л 35-5. Здание компрессорной установки имеет размеры, м: высота 8,6, длина 61, ширина 15. В помещении установлено 6 компрессоров. Для контроля дозврывоопасных концентраций в помещении компрессорной размещены сигнализаторы.

Установка работала в нормальном технологическом режиме. Параметры ведения технологического процесса соответствовали регламентным. Замечаний о работе оборудования, приборов контроля и автоматизации не было. В районе компрессора ПК-5, предназначенного для циркуляции водородсодержащего газа, произошёл взрыв, сопровождавшийся частичным разрушением здания компрессорной с последующим пожаром (рис. 2, а–г). Машинист компрессорной незадолго до взрыва покинул помещение. В результате аварии персонал не пострадал.

Комиссия установила причину аварии с учётом анализа результатов исследований и испытаний образцов компрессора, проведённых экспертными организациями ГУП «БашНИИнефтемаш» и ООО «ДиаМех».

Техническая причина разрушения компрессора – несоответствие материального исполнения корпуса цилиндра компрессора, изготовленного ОАО «Пензкомпрессормаш». Вместо высокопрочного чугуна с шаровидным графитом марки ВЧ 45-5, указанного в Технических условиях на поставку циркуляционного газового компрессора 5Г 110/30-60, был применён серый чугун марки Сч10, что привело к снижению прочностных характеристик корпуса цилиндра.

ООО «Ставролен», Ставропольский край, г. Будённовск

(Средне-Кавказское управление Ростехнадзора)

07.03.09 Авария в отделении компрессии цеха № 2 подразделения пирогаза, получения бензола и производства этилена. В цехе осуществляется компримирование и разделение пирогаза с выделением этилена, пропилена, фракций продукта пиролиза; на установке «Пиротол» получают бензол.

Этиленовый компрессор с приводом от паровой турбины, работающей на паре высокого давления (110 ати (11 МПа)) при температуре 520 °С предназначен для компримирования этилена с последующей его транспортировкой в цех производства этилена, а также для обеспечения холодом от –56 до –100 °С на изотермах холодильного цикла.

На момент аварии производство этилена находилось в стадии пуска.





Рис 2. Последствия аварии в ОАО «Уфимский НПЗ»: а – общий вид компрессорной; б – вид здания компрессорной с восточной стороны; в – общий вид разрушенного цилиндра; г – фрагмент оторванной части корпуса цилиндра



В первых числах марта при стабильном технологическом режиме увеличилась вибрация ротора турбины этиленового компрессора, в связи с чем была произведена замена паровой турбины. В день возникновения аварии (7 марта) велись работы по сборке и подсоединению паро- и маслопроводов. Когда работы по сборке были закончены, персонал приступил к заполнению маслосистемы и поднятию давления в коллекторе масла стола управления. При выполнении указанной операции дважды устраняли пропуск масла во фланцевом соединении линии подачи масла от гидравлического выключателя к столу управления. После устранения пропусков отклонений в работе маслосистемы не было. Персонал приступил к прогреву турбины и пуску её в работу. После запуска программы системы автоматического управления и регулирования турбины неоднократно отмечались вибрация на переднем конце ротора и срабатывание сигнализации. После устранения возможных причин усиления вибрации (стабилизация технологических параметров пара высокого давления), при очередной попытке запустить турбину произошла разгерметизация системы маслопровода турбокомпрессора с последующим возгоранием масла.

Техническая причина аварии – разгерметизация фланцевого соединения на линии подачи масла в систему регулирования турбины из-за высокого уровня вибрации ротора турбины и неравномерной обтяжки крепежа фланцевого соединения маслосистемы.

Организационная причина аварии – неудовлетворительная организация ремонтных работ и неэффективность производственного контроля.

Норильская нефтебаза ЗАО «Таймырская топливная компания», г. Норильск

(Енисейское управление Ростехнадзора)

20.05.09

Норильская нефтебаза, введённая в эксплуатацию в 1960 г., предназначена для бесперебойного снабжения нефтепродуктами промышленных предприятий Муниципального образования г. Норильска, а также других потребителей.

Нефтебаза осуществляет приём, хранение и отпуск нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, керосин, растворители, масла). Общий объём хранения 25 тыс. м³.

Для хранения нефтепродуктов предусмотрены вертикальные стальные резервуары. В резервуарном парке светлых нефтепродуктов находится 16 резервуаров, в парке тёмных нефтепродуктов – 51 резервуар. Нефтепродукты отпускают в автоцистерны через 5 стояков автоналивной станции с помощью автоматизированной системы налива АСН-5.

Для перекачки светлых нефтепродуктов из резервуаров используют группу из 8 технологических трубопроводов (инв. № 585).

Авария произошла на технологическом трубопроводе № 5 указанной группы. При обходе и осмотре резервуаров, технологических трубопро-

водов, арматуры, насосного оборудования с целью выявить утечки и другие неисправности оператор в районе группы технологических трубопроводов увидела на снегу жёлтое пятно, цвет и запах которого позволили предположить, что это разлившееся дизельное топливо, о чём она и сообщила вышестоящему руководству. Прибыв на место, руководители и специалисты нефтебазы обнаружили истечение нефтепродукта из-под снега возле группы технологических нефтепродуктов, напротив АЗС «Западная» (рис. 3). Было дано задание закрыть всю запорную арматуру парка светлых нефтепродуктов и на АСН-5. Специалисты нефтебазы определили место разгерметизации трубопровода. Масса истёкшего нефтепродукта составила 48,189 т. Работы по локализации аварии и сбору разлитого нефтепродукта провела специализированная организация Заполярный филиал ЗАО «Промышленная безопасность».

В ходе расследования аварии установлено, что экспертная организация ЗАО «Метролог» в 2007 г. провела экспертизу промышленной безопасности, в результате которой на трубопроводе № 5 выявлены дефекты, не требующие его вывода из эксплуатации: допущена его эксплуатация с установленными параметрами до 2011 г.



Рис. 3. Место истечения продукта из технологического трубопровода на Норильской нефтебазе (ЗАО «Таймырская топливная компания»)



Технологический трубопровод № 5 смонтирован из стальных труб диаметром 150 мм. Сборка выполнена с помощью сварных и фланцевых соединений. На участке, где произошла разгерметизация, подвижные опоры приварены непосредственно к трубе. Этот участок состоит из двух сварных труб, оканчивающихся фланцевыми соединениями. При разгерметизации, происшедшей по сварному шву, раскрытие сварного соединения составило половину диаметра трубы. Проектная документация и паспорта на трубопроводы отсутствуют. Не ведётся исполнительная и рабочая документация, связанная с эксплуатацией трубопроводов.

Технические причины аварии: наличие в сварном шве недопустимого дефекта сварки – непровара корня шва, создавшего дополнительные нерасчётные напряжения при работе сварного соединения. Также установлено, что разрушение указанного соединения связано с длительной эксплуатацией трубопровода при значительных знакопеременных температурах и использование при монтаже трубопровода в качестве основного и присадочного материалов стали и электродов, рассчитанных на работу при отрицательных температурах не ниже -30°C .

Организационные причины, косвенно приведшие к аварии:

✧ неудовлетворительная организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте Норильская нефтебаза ЗАО «ТТК»;

✧ неудовлетворительная организация эксплуатации (технического обслуживания и ремонта) технологического трубопровода.

Суммарный материальный ущерб от аварии составил 3 млн. 257 тыс. руб.

В ходе расследования аварии разработаны мероприятия для устранения её причин, которые выполняются в соответствии с установленными сроками.

Информация о причинах и обстоятельствах аварии доведена до сведения работников всех структурных подразделений ЗАО «Таймырская топливная компания».

Ялуторовская нефтебаза ОАО «Газпромнефть-Тюмень»

Тюменская обл., г. Ялуторовск

(Северо-Уральское управление Ростехнадзора)

28.05.09

Авария с групповым несчастным случаем на Ялуторовской нефтебазе в резервуарном парке светлых нефтепродуктов на вертикальном стальном цилиндрическом резервуаре РВС-200, предназначенном для хранения бензина, при выполнении работ по откачке «мёртвого» остатка.

Для выполнения работ по «зачистке» резервуара необходимо было освободить его от нефтепродукта. В утреннюю смену из резервуара РВС-200 откачивали «мёртвый» остаток бензина в автомобиль ЗИЛ КО-520 (объём авто-

цистерны 5 м³), не предназначенный для перевозки взрывопожароопасных жидкостей.

Перед началом работ у внутреннего края обвалования резервуарного парка, в 18 м от резервуара, установили пожарный автомобиль с развёрнутым шлангом и пеногенератором, в 6,5 м – автомобиль ЗИЛ КО-520. Перед проведением работ были проведены замеры газовоздушной среды, результаты которых занесли в наряд-допуск. За 1,5 ч откачали 9 м³ бензина (автомобиль сделал 2 рейса). После второго рейса во время откачки оставшегося в резервуаре бензина произошёл взрыв паров нефтепродуктов, при котором были травмированы два человека из числа обслуживающего персонала нефтебазы.

На основании изучения технической документации, осмотра места аварии, опроса очевидцев комиссия определила **технические и организационные причины аварии**:

- ✧ работы по откачке «мёртвого» остатка проводились через люк-лаз резервуара с использованием не взрывозащищённого оборудования и без заземления наконечника рукава;
- ✧ не был определён порядок освобождения резервуара от «мёртвого» остатка;
- ✧ специалисты нефтебазы не обеспечили работу технологического оборудования в соответствии с установленными требованиями нормативных документов.

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», г. Кстово

(Волжско-Окское управление Ростехнадзора)

29.05.09

Авария в открытой насосной установке атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ-5). Центробежный насос Н-2, расположенный на бетонной площадке открытой насосной, предназначен для откачки отбензиненной нефти из колонны К-1.

29 мая 2009 г. установка АВТ-5 находилась в нормальном технологическом режиме, с загрузкой 560 м³/ч, соответствующей проектной. Центробежный насос Н-2 работал.

В 11 ч 31 мин находившийся в открытой насосной оператор услышал посторонний стук в районе расположения насоса Н-2. Подойдя к нему, он обнаружил сильную вибрацию агрегата и остановил его от кнопки по месту. В момент останова электродвигателя (снижения оборотов) произошло воспламенение насоса (рис. 4). Установка АВТ-5 была аварийно остановлена.

Технологический процесс на установке АВТ-5 осуществлялся в соответствии с технологическим регламентом, инструкцией по эксплуатации и контролировался технологическим персоналом посредством электронной распределённой системы управления (Simatik S-7). Отклонения параметров от технологического режима не было.

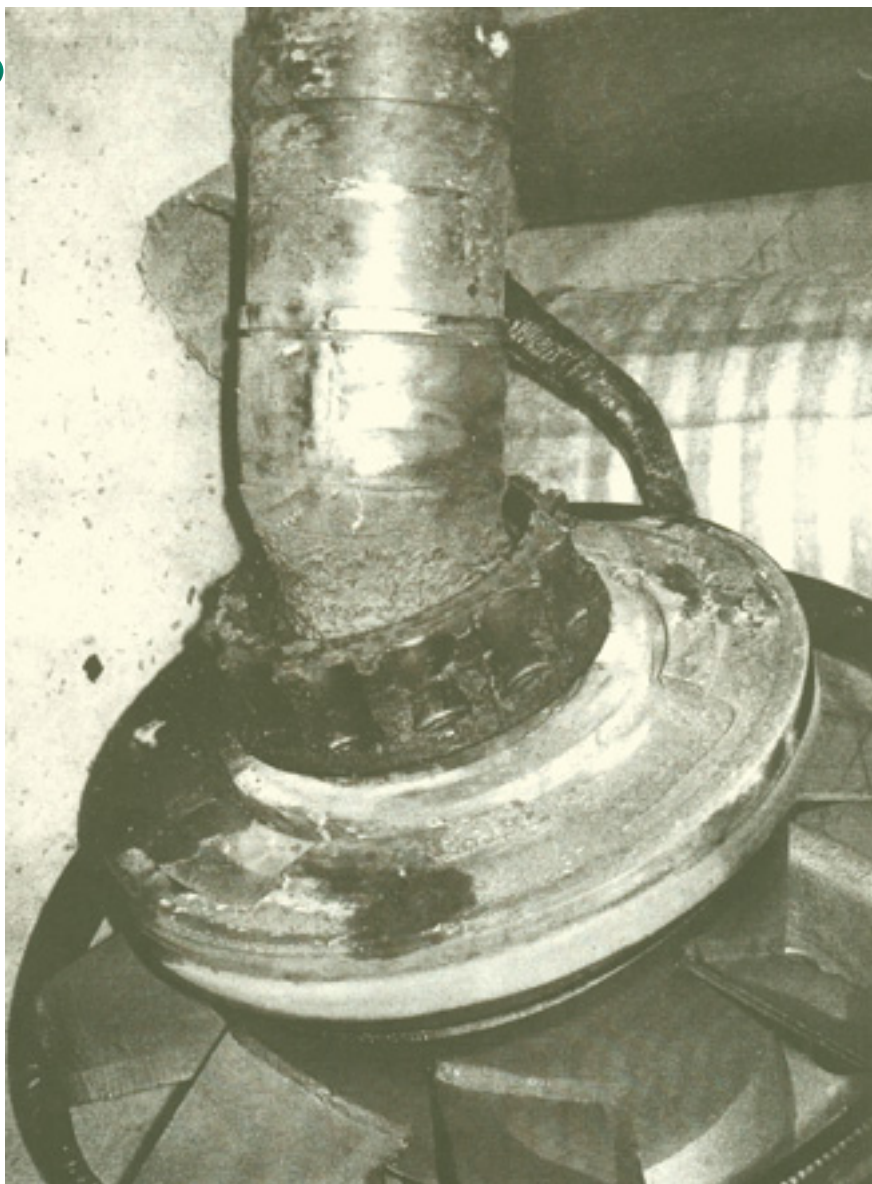


Рис. 4. Передний подшипниковый узел ротора электродвигателя на аварийном насосе (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)

Должностные лица и обслуживающий технологический персонал установки АВТ-5 действовали в условиях аварийной ситуации в полном соответствии с ПЛАС: своевременно вызвали аварийные службы, организовали взаимодействие для локализации аварии.

Трубопроводы насоса Н-2 отключили с помощью запорной арматуры. Горение остаточного нефтепродукта, истекающего из приёмного трубопровода, контролировалось боевыми расчётами пожарной службы. Проводилась локализация зоны горения с одновременным охлаждением находящегося рядом насосного оборудования, электродвигателей, трубопроводов, металлических конструкций.

На основании изучения технической документации, осмотра места аварии, опроса очевидцев и должностных лиц комиссия сделала следующие выводы:

Техническая причина выхода из строя электродвигателя насоса – наличие скрытого дефекта переднего подшипника качения электродвигателя, приведшего к его заклиниванию и нагреву с последующей деформацией вала ротора электродвигателя. Причина загорания – разгерметизация торцевого уплотнения насоса с последующим истечением нефтепродукта вследствие повышенной вибрации агрегата, вызванной деформацией вала насоса и вала ротора электродвигателя.

Организационные причины:

- ✧ не обеспечена должная организация входного контроля подшипников;
- ✧ недостаточен контроль обслуживающего персонала за техническим состоянием работающего насосного оборудования (не приняты своевременные меры к остановке электродвигателя Н-2).

**ООО «Ланта-Петролеум», Ленинградская обл.,
Гатчинский р-н, д. Зайцево
(Северо-Западное управление)**

30.06.09 Нефтебаза ООО «Ланта Петролеум» предназначена для приёма, хранения и отгрузки светлых нефтепродуктов: бензина автомобильного и дизельного топлива. Приём нефтепродуктов осуществляется железнодорожным транспортом, отпуск – в автомобильный транспорт и железнодорожные цистерны.

Зона автомобильного отпуска нефтепродуктов расположена на 4-х отдельных островках, объединённых в станцию налива автоцистерн с единым дистанционным управлением из операторской. На каждом островке установлены по 2 стояка налива типа АСН-5М «Дельта», обеспечивающих налив как одиночных автоцистерн, так и автопоездов.

Авария произошла на станции налива нефтепродуктов в автоцистерны. Сливщик-разливщик вместе с водителем автоцистерны перед наливом топлива в автоцистерну поднялись на неё и осмотрели отсеки (секции) на предмет отсутствия в них нефтепродуктов. Необходимо было заправить 6



отсеков автоцистерны с прицепом. До момента аварии 3 секции были наполнены бензином, и водитель, закрыв крышки заливных горловин, проехал вперед для заправки в прицепе дизельным топливом секций 4, 5 и 6. Налив секции 4 производился в штатном режиме. Было заправлено около 5 м³ дизтоплива в 4-ю секцию, когда в ней произошёл взрыв. Дизельное топливо разлилось и загорелось. В этот момент на станции налива управлялись нефтепродуктами ещё два бензовоза. Водители бензовозов sprыгнули с автоцистерн и покинули место аварии. Обслуживающий персонал остановил налив нефтепродуктов, перекрыл задвижки на технологической площадке и приступил к тушению пожара до приезда пожарных расчётов. Пожар был ликвидирован в течение 1 ч.

В ходе расследования выявлено:

✧ на прицепе автоцистерны, со слов водителя, под переходным трапом, находились металлические предметы: колючая проволока (посторонний предмет), лопата (штатное место крепления не предусмотрено);

✧ одежда и обувь водителя не соответствовала требованиям к средствам индивидуальной защиты, заявленным в личной карточке водителя и в сертификате соответствия. На водителе был трикотажный джемпер «поло» и сандалии из кожаного заменителя, застёгивающиеся на металлические пряжки, с 4 металлическими заклёпками и подошвой из синтетического материала.

В результате расследования с учётом проведённой экспертизы установлена причина взрыва смеси паров топлива с воздухом в процессе налива секции 4 прицепа автоцистерны. Взрыв произошёл в результате появления источника зажигания (искры), обусловленного ударом незакреплённых металлических предметов о корпус цистерны в результате вибрации, возникающей в процессе заполнения, или ударом металлических частей обуви водителя и разрядом статического электричества на предметах, способных к электризации (трикотажный джемпер, сандалии с синтетической подошвой).

ОАО «Саратовский НПЗ», г. Саратов

(Средне-Волжское управление)

23.07.09 Авария на комбинированной установке ЭЛОУ-АВТ-6, предназначенной для обессоливания и обезвоживания сырой нефти, атмосферной перегонки обессоленной нефти, вакуумной перегонки мазута, стабилизации бензина в целях получения сырья для других установок.

Место аварии – трансферный трубопровод подачи подогретой нефти из печи нагрева в колонну предварительного испарения К-1.

Согласно технологическому регламенту, на установке ЭЛОУ-АВТ-6 перерабатывается нефть, поступающая в резервуары РВСПк-1,2 товарно-резервуарного парка ОАО «Саратовский НПЗ» по магистральному трубопроводу от АК «Транснефть».

До момента происшествия установка ЭЛОУ-АВТ-6 находилась в нормальном технологическом режиме, с производительностью по нефти 17 800 т/сутки (расход 742 т/ч). На установке перерабатывалась нефть Urals по ГОСТ Р 51858-2002, поступающая на Саратовский нефтеперерабатывающий завод по магистральному нефтепроводу «Красноармейск – Саратовский НПЗ», с добавкой лёгких нефтей Саратовской и Ново-Сергеевской, подкачиваемых из резервуаров № 6 и 31.

Нефть Urals на установку ЭЛОУ-АВТ-6 подавали через узел учёта и резервуар РВСПк № 2 (ёмкость 50 тыс. м³), расположенный на базе нефти ОАО «Саратовский НПЗ». В связи с тем, что другой резервуар РВСПк № 1 (ёмкость 50 тыс. м³) 25.06.09 был выведен в ремонт (по причине обнаружения трещины в сварном шве), подача нефти на установку ЭЛОУ-АВТ-6 осуществлялась практически в режиме протока через резервуар РВСПк № 2, в условиях, не обеспечивающих надёжный отстой воды, поступающей с исходной нефтью (при содержании воды более 1 %) на НПЗ.

За день до происшествия в адрес ОАО «Саратовский НПЗ» поступило письмо из филиала АК «Транснефть» о том, что планируется провести размыв донных отложений в собственном нефтяном резервуаре АК «Транснефть» РВСПк № 1 ППС «Красноармейск» с последующей закачкой промывной нефти в магистральный нефтепровод «Красноармейск – Саратовский НПЗ». В связи с тем, что после размыва донных отложений, как правило, происходит небольшое изменение качества нефти (увеличение содержания тяжёлых фракций, плотности, и др.), эксплуатационный персонал НПЗ должен знать о причинах возможного изменения качества поступающего сырья. Обычно размыв донных отложений в резервуарах АК «Транснефть» приводит к изменению качества нефти, но в пределах, допустимых государственным стандартом. В информационном сообщении от филиала АК «Транснефть» было указано, что ухудшения качества нефти не ожидается.

В день происшествия на Саратовском НПЗ зафиксировано существенное изменение плотности нефти, поступающей на установку ЭЛОУ-АВТ-6 (с 859 до 868 кг/м³), что было зафиксировано прибором и отражено на мониторах пульта управления установки.

Оперативный персонал принял заранее предусмотренные меры для сохранения качества нефти на входе в установку: была включена подача в сырьевую нефть лёгкой нефти «саратовских месторождений» из резервуара № 26. Товарные операторы базы нефтей проверили наличие свободной воды в резервуаре РВСПк № 2 (методом дренирования продукта со дна резервуара); свободная вода в резервуаре не обнаружена.

В дальнейшем плотность нефти на входе в установку ЭЛОУ-АВТ-6 перестала возрастать и стала возвращаться к исходному уровню. Эксплуатация установки ЭЛОУ-АВТ-6 продолжалась в соответствии с нормами технологического режима.



В это же время приборы зафиксировали неуклонный рост давления в колонне предварительного испарения (колонна отгона бензина) от начального $3,7 \text{ кг/см}^2$ до верхней границы нормы технологического регламента $5,0 \text{ кг/см}^2$ (0,5 МПа).

Оценив рост давления в колонне К-1, обусловленный попаданием в неё воды, начальник смены распорядился принять меры к предупреждению дальнейшего роста давления в колонне (прекратить подачу промывочной воды в электродегидраторы, снизить производительность установки, ограничить подачу нефти на установку ЭЛОУ-АВТ-6 и др.). Несмотря на принятые меры, давление верха колонны К-1 продолжало расти, в связи с чем было решено снизить давление в системе путём сброса парогазовой фазы из ёмкости в факельную линию.

Во время открытия задвижки для сброса парогазовой фазы старший оператор установки увидел, что «газит» задвижка на трансферной линии подачи отбензиненной нефти в колонну К-1, о чём немедленно, по рации, доложил начальнику установки. Несмотря на меры, принятые для регламентной остановки процесса, произошло загорание на трансферной линии подачи отбензиненной нефти в колонну из-за пропуска фланцевого соединения на задвижке (рис 5, а–в).

Оперативный персонал установки ЭЛОУ-АВТ-6 незамедлительно приступил к локализации аварийной ситуации и аварийной остановке производства.

В зоне горения частично повреждены ограждающие конструкции площадок, повреждены электрические кабели, светильники, коммуникации КИПиА.

Пострадавших нет.

Комиссия определила сценарий развития аварийной ситуации.

В резервуарный парк (на базу нефтей) ОАО «Саратовский НПЗ из АК «Транснефть» поступила нефть со сверхнормативным содержанием воды. В связи с тем, что резервуар РВСПк №1 (ёмкость 50 тыс. м^3) был выведен в ремонт, нефть поступала только в один резервуар – РВСПк № 2, который эксплуатировался практически в режиме протока нефти, что не обеспечивало надёжный отстой воды из поступившей нефти. Нефть с высоким содержанием воды поступила в колонну К-1, что привело к довольно резкому росту давления в колонне и технологическом трубопроводе трансферной линии подачи отбензиненной нефти в колонну К-1. Возрастающее давление по величине не превысило предельного расчётного давления для технологической системы (колонна, технологический трубопровод, задвижка, и др.), однако фланцевое соединение крышки и корпуса задвижки, установленной на технологическом трубопроводе трансферной линии подачи отбензиненной нефти в колонну К-1 потеряло герметичность. Небольшое количество нефтепродукта стало поступать наружу. Несмотря на оперативные действия персонала, быстро прекратить нарастание давления в системе не удалось, и выход нефтепродукта из сис-





Рис. 5. Место аварии в ОАО «Саратовский НПЗ»: а – вид на установку ЭЛОУ-АВТ-6 со стороны административного здания цеха № 4; б – применение водяного орошения для охлаждения оборудования в зоне аварии; в – пенная атака на очаг горения

темы стал увеличиваться. В связи с тем, что температура самовоспламенения нефти (по технологическому регламенту, 250 °С) ниже фактической температуры отбензиненной нефти, транспортируемой по трубопроводу (по регламенту до 380 °С), нефтепродукт самовоспламенился. От температурного (огневого) воздействия крепёжные шпильки на фланцевом соединении «крышка-корпус задвижки» удлинились, степень разгерметизации увеличилась, и пожар усилился.

Изучение эксплуатационных документов, паспорта на аварийную задвижку позволило сделать вывод, что это техническое устройство установлено на трубопроводе трансферной линии подачи отбензиненной нефти в колонну во время очередного капитального ремонта установки ЭЛОУ-АВТ-6 взамен ранее стоявшей задвижки (по причине коррозионного износа последней).

В паспорте на задвижку в таблице «Сведения об основных деталях» под № 10 указано: прокладка – СНП тип IV.

При визуальном осмотре и ревизии вскрытой задвижки установлено, что прокладка по месту соединения крышки с корпусом (кольцевая про-

кладка) выполнена из графитового материала и по внешним характеристикам не соответствует характеристикам материала, указанного в паспорте на задвижку. Прокладка хорошо сохранилась и не имеет явных следов температурного воздействия.

Измерительный контроль состояния прокладки, извлечённой из аварийной задвижки, показал, что её толщина вместо регламентированных 3 мм составляет фактически 1,5–1,9 мм. Сопоставление начальной (требуемой) толщины прокладки с фактической толщиной прокладки, извлечённой из аварийной задвижки, позволяет констатировать факт, что она подвергнута сверхнормативному сжатию. Материал прокладки потерял упругость.

После приобретения и установки задвижки на трансферной линии в 2005 г., а также в период капитального ремонта установки в 2007 г. при опрессовывании на прочность и плотность требуемым давлением задвижка выдерживала испытания.

На основании изложенного можно сделать вывод, что прокладка по месту соединения крышки с корпусом потеряла упругие свойства за время эксплуатации, возможно, вследствие обтягивания фланцевого соединения в период ремонтов и пусков установки, без учёта нормативных требований к удельному давлению на фактически стоявший прокладочный материал.

В результате изучения технической документации, опроса очевидцев и должностных лиц, осмотра места аварии, изучения показаний приборов комиссия сделала выводы о причинах аварии.

Технические причины:

- ✧ поступление на Саратовский НПЗ от АК «Транснефть» в качестве сырья нефти со сверхнормативным содержанием воды;
- ✧ отсутствие в работе одного резервуара РВСПК-50000 в составе резервуарного парка базы нефтей;
- ✧ поставка на завод задвижки с прокладочным материалом, не соответствующим указанному в паспорте.

Организационные причины:

- ✧ недостатки в управлении и входном контроле технических устройств на стадии приобретения и комплектации оборудования.