

## Аварийность на объектах магистрального трубопроводного транспорта за 8 мес. 2009 г.

**05.01.09** Авария на магистральном газопроводе Уренгой – Новопсков, Петровского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Саратов».

Газопровод  $D_y$  1420 мм построен и введён в эксплуатацию в 1982 г. Проект выполнен организацией «Союзгазпроект» (г. Киев) в 1981 г., строительные-монтажные, изоляционные работы выполнены трестом «Укртрубопроводстрой» (Спецуправление № 14) в 1982 г.

В 1999 г. проводилась внутритрубная дефектоскопия (ВТД). Исполнитель работ – ИТЦ «Орггаздефектоскопия» ДОО «Оргэнергогаз». На участке МГ Уренгой – Новопсков от КЗОУ до крана Б2-У (охранный) дефектов не выявлено.

В соответствии с Техническим отчётом по электрометрическому обследованию газопровода Уренгой – Новопсков, 2646–2735-й км, выпущенным ОАО «ВНИПИгаздобыча» в 2006 г., участки высокой коррозионной опасности на газопроводе отсутствуют. Есть зоны повышенной и умеренной коррозионной опасности. Установлена периодичность проведения ВТД – 1 раз в 10 лет.

В течение 2005–2006 гг., согласно указанному Техническому отчёту и плану-графику проведения шурфовок, на данном участке проводилась шурфовка, которая подтвердила удовлетворительное состояние участка МГ.

Текущий ремонт и ППР выполнялись согласно утверждённым планам и графикам.

Транспортировка газа по МГ Уренгой – Новопсков осуществляется в соответствии с технологическим режимом, задаваемым Центральным производственно-диспетчерским департаментом ОАО «Газпром».

Оперативное управление режимом работы газопровода ведёт производственно-диспетчерская служба (ПДС) ООО «Газпром трансгаз Саратов».

Авария произошла в режиме штатной эксплуатации магистрального газопровода. 5 января 2009 г. в 18 ч 42 мин (время московское) визуально замечено возгорание газа на МГ Уренгой – Новопсков, а на КС-25 Петровского ЛПУМГ зафиксировано падение давления.

Для отключения повреждённого участка и локализации места аварии в 18 ч 50 мин дистанционно закрыты краны Б2-У, А-2У и П-1 на 2733-м км; 7, 7А, 8 и 8А на КС-2. В 18 ч 55 мин выяснилось, что кран Б2-У не закрылся (по причине повреждения потоком газа кабеля телеуправления), линейный кран 30Н2 на 2765-м км закрыт. В период с 18 ч 50 мин до 19 ч 30 мин, согласно объяснению диспетчера ПДС, о происшедшей аварии извещены соответствующие службы и государственные органы, диспетчерские службы которых находились в рабочем режиме.



В 19 ч на место разрушения газопровода прибыли аварийные бригады ЛЭС Петровского ЛПУ МГ.

В 23 ч 20 мин давление на аварийном участке упало до 0, а в 23 ч 30 мин на месте аварии начаты подготовительные работы (расстановка техники, организация освещения и др.).

Все работы по ликвидации аварии были закончены 07.01.09 в 14 ч 15 мин.

Пострадавших нет, перебой в подаче газа потребителям не допущен.

Действия персонала и ответственных лиц Петровского ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Саратов» соответствовали плану ликвидации аварии, а также сложившейся обстановке. Факторы, которые привели к аварийной ситуации – грубое нарушение требований нормативных документов по сборке и сварке стыка при строительстве газопровода.

**Техническая причина аварии** – разрушение сварного кольцевого ручного неповоротного стыка между 3-х град. гнутыми кривыми, изготовленными из труб диаметром 1420×16,5 мм, марка стали X-70, производства Харьызского трубного завода, в результате развития трещины от «7 до 3 ч» (условный циферблат, по направлению хода газа) с максимальным раскрытием 90 мм на позиции «11 ч». Линия разрушения в основном проходит по оси сварного шва, разрушение хрупкое, поверхность трещины кристаллическая, перпендикулярная поверхности трубы. Очаг разрушения хрупкий, находится на оси сварного стыка в районе «11 ч», на место очага разрушения указывает схождение шевронного узора.

**Организационные причины аварии** – грубые нарушения требований действующих нормативных документов по сборке и сварке стыка:

- ❖ наличие недопустимых, согласно табл. 4 СТО Газпром 2-2.4-083–2006, дефектов в корневом и заполняющих слоях шва. На «11 ч» (по условному циферблату по направлению хода газа) на разрушенном участке сварного шва визуально обнаружена выходящая на внутреннюю поверхность шва канальная пора диаметром 8 мм, глубиной 14 мм, возникшая, предположительно, из-за присутствия в сварном шве чужеродного предмета (остатка электрода);

- ❖ недопустимое отклонение от перпендикулярности торцов труб (косина реза) – 100 мм (п. 11.2.3.1а, СТО Газпром 2-2.3-137–2007);

- ❖ подварочный слой корневого слоя выполнен с нарушениями п. 9.3.6 СТО Газпром 2-2.2-136–2007, ширина подварочного слоя 20–27 мм;

- ❖ отступление от проектных решений при выполнении строительно-монтажных работ строительной организацией;

- ❖ неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации МГ Уренгой – Новопсков.

Из исполнительной документации по газопроводу Уренгой – Новопсков установлено, что сварку дефектного стыка выполняли сварщики треста «Укртрубопроводстрой» Спецуправления № 14. Непосредственных исполнителей установить не представляется возможным из-за отсутствия жур-

нала сварки на аварийный участок. Заключение по неразрушающему контролю сварных соединений имеются, но выделить из них заключение на конкретный стык невозможно по причине отсутствия привязки указанных заключений к пикетажу.

Экономический ущерб от аварии, согласно расчёту экономического ущерба по ликвидации аварии, составил 6 136 386,5 руб.

**09.05.09** Авария на магистральном нефтепроводе Куйбышев–Лисичанск.

Эксплуатация и технологический процесс перекачки нефти на участке НПС «Суходольная» – ПСП 915 осуществляется филиалом ОАО «Приволжск-нефтепровод» Волгоградского районного нефтепроводного управления (ВРНУ) с районным диспетчерским пунктом в г. Волгограде.

Нефтепровод построен по проекту, разработанному проектным институтом «Южгипротрубопровод» (г. Киев). Генеральный строительный подрядчик – ПО «Южгазпромстрой», трест № 8.

Строительство участка 881-й км осуществлялось в 1977 г. Земляные, строительно-монтажные и изоляционные работы производило СУ № 6 ПО «Южгазпромстрой». Гидравлические испытания построенного нефтепровода проводило это же СУ 3 июля 1977 г. давлением, кг/см<sup>2</sup>: на прочность в нижней точке – 69, в верхней точке – 66, в течение 24 ч; на герметичность – 55 кг/см<sup>2</sup>.

Магистральный нефтепровод введён в эксплуатацию в 1977 г. Разрушение трубопровода ( $D_y$  1200) случилось на 881-м км в Чертковском р-не Ростовской обл.

Конструкция нефтепровода в месте разрушения: двухшовная труба диаметром 1220 мм, толщиной стенки 12 мм, изготовлена по ТУ 14-3-109-73 из стали 17Г1С на Харцызском трубном заводе. Изоляция плёночная марки «ЛИАМ», 2 слоя. Выполнен 100 %-ный контроль сварных швов. Глубина заложения – 1,2 м от верхней образующей.

По проекту рабочее давление в нефтепроводе составляет 5,29 МПа. Формуляр подтверждения величины разрешённого рабочего давления на участке 846,381–914, 126-й км МН Куйбышев–Лисичанск оформлен 08.12.08.

Место аварии – балка, поросшая кустарником; грунт – чернозём сельскохозяйственного назначения. Расстояние от места разрушения трубопровода до с. Журавка – 12 км, до х. Нагибин – 4,5 км, до а/д «Москва-Ростов» – 0,5 км.

До возникновения аварии на участке НПС «Суходольная» – ПСП 915-й км нефтепровода проводились обследования внутритручными инспекционными приборами ОАО ЦТД «Диаскан» (в скобках указана дата обследования):

«Ультраскан WM» (05.08.06); «Магнескан MFL» (05.08.06); «Ультраскан CDL» (17.03.07); «Ультраскан CDS» (24.06.08).



При внутритрубной диагностике прибором MFL 05.08.06 обнаружен дефект «потеря металла», зарегистрированный как дефект глубиной 0,9 мм (длина 57 мм, ширина 211 мм).

Комплексное обследование нефтепровода на участке НПС «Суходольная» – ПСП 915-й км с целью определить его коррозионное состояние и состояние противокоррозионной защиты проводили: в 1999 г. ОАО «Гипротрубопровод», г. Москва и в 2007 г. ООО «Институт ВНИИСТ», г. Москва. Дефекты на участке аварии не обнаружены.

9 мая 2009 г. в 8 ч 22 мин 11 с на выходе НПС «Суходольная» МН Куйбышев–Лисичанск снизилось давление на 34 кгс/см<sup>2</sup> (с 52,4 до 18,0 кгс/см<sup>2</sup>).

В 8 ч 22 мин 33 с произошла остановка НПС «Суходольная» МН Куйбышев–Лисичанск по минимальному давлению на входе (уставка 6,8 кгс/см<sup>2</sup>/15 с);

Диспетчер РДП сразу же сообщил руководству ВРНУ ОАО «ПМН» о снижении давления на технологическом участке «Красный Яр – 915-й км – Лисичанск, Родионовская» МН Куйбышев–Лисичанск и об остановке НПС «Суходольная».

В 8 ч 25 мин диспетчер РДП ВРНУ ОАО «ПМН», по согласованию со старшим диспетчером ТДП ОАО «ПМН», принял решение остановить перекачку на технологическом участке «Красный Яр – 915-й км – Лисичанск, Родионовская» МН Куйбышев–Лисичанск.

Диспетчер, сообщив руководству Волгоградского РНУ ОАО «ПМН» об остановке перекачки, направил патрульные группы ЛЭС и мобильные группы СБ ЛПДС «Андреяновская» на обследование МН с целью выяснить причины снижения давления.

Далее, в 8 ч 51 м диспетчер РДП ВРНУ в соответствии со схемой оповестил должностных лиц: начальника ВРНУ, и.о. главного инженера ВРНУ, старшего диспетчера, начальника ЛПДС «Андреяновская», начальника НПС «Суходольная» и получил команду от начальника ВРНУ о сборе аварийных бригад УАВР, УУД, УОН согласно Плану ликвидации аварий.

09.05.09 в 9 ч 15 мин начальник НПС «Суходольная» прибыл на место аварии и сообщил диспетчеру РДП о выходе и возгорании нефти на 881-м км МН Куйбышев–Лисичанск.

В 8 ч 46 мин от оперативного дежурного ГУВД Ростовской обл. передана информация дежурному Главного Управления МЧС России по Ростовской обл. о взрыве нефтепровода Самара–Лисичанск с последующим возгоранием нефти (рис. 1, а–д).

С 8 ч 40 мин до 11 ч 15 мин к месту аварии прибыли отделения 146-ПЧ 31 ОФПС по Ростовской области (С. Алексеево–Лазовское в 8 ч 40 мин), 80-ПЧ 31 ОФПС по РО (г. Чертково в 9 ч 20 мин), 62-ПЧ 19 ОФПС по РО (г. Чертково в 10 ч 30 мин) и 58-ПЧ ФПС по РО (г. Чертково в 11 ч 15 мин). По прибытии отделения пожарных частей приступали к локализации пожара.

В 10 ч 40 мин 09.05.09 силами ФПС Ростовской области пожар локализован; в 13 ч 40 мин – ликвидирован.

В результате выхода нефти загрязнён участок земли площадью 9,6 га.



в



г







**Рис. 1. Место выхода и возгорания нефти на 881-м км магистрального нефтепровода Куйбышев–Лисичанск (а); задвижка № 12 (б и в); корпус задвижки (г); вырванный из корпуса задвижки бурт (д)**

На момент разрушения трубопровода рабочее давление на выходе с НПС «Суходольная» (845-й км МН Куйбышев–Лисичанск) составляло, кг/см<sup>2</sup>, 52,4, давление на ближайшей по ходу нефти задвижке № 93 (875-й км) – 46,74, на задвижке № 94 (889-й км) – 47,09.

В результате аварии произошёл выход нефти в объёме 241,1 м<sup>3</sup>.

При обследовании места аварии установлено, что нефтепровод разрушился по верхней образующей трубы с возникновением продольного разрыва длиной 2,4 м. В зоне разрушения труба деформирована с раскрытием краёв на максимальную ширину 210 мм. Зона разрушения расположена вблизи продольного заводского шва. Минимальное расстояние от шва – 100 мм. На расстоянии 80 мм от края разрушения на продольном заводском шве находился приваренный ручной дуговой сваркой болт М-12, к которому подключался дренажный кабель станции катодной защиты № 43.

При визуальном осмотре разрушенного участка трубопровода установлено, что зона разрушения распространяется по участку коррозионного повреждения в виде ручья шириной до 50 мм вдоль образующей, на расстоянии 80 мм от приваренного болта (протяжённость 1,2 м, в направлении против хода нефти). Ниже зоны разрушения имеется локальный участок коррозионного повреждения со сквозным дефектом. В продол-



жении зоны разрушения обнаружен ещё один участок коррозионного повреждения типа ручья протяжённостью 950 мм. Локальные участки коррозионного повреждения обнаружены и на значительном удалении от зоны разрушения. На всех участках имеется антикоррозионное покрытие, однако в зонах коррозионных повреждений нарушена его адгезия с телом трубы.

Станция катодной защиты № 43, расположенная в 50 м от зоны разрушения нефтепровода, сгорела при пожаре, возникшем после разрушения трубопровода в тот же день (09.05.09).

Комиссия в составе госинспектора МОН за ОМТТ Нижне-Донского управления Ростехнадзора, начальника ОГЭ ОАО «ПМН», ведущего инженера ОГЭ ОАО «ПМН» и ведущего инженера ОГЭ ВРНУ 13.05.09 проверила схему фактического подключения дренажных кабелей СКЗ № 43 на 881-м км МН Куйбышев–Лисичанск, сравнив со схемой подключения, указанной в паспорте СКЗ. По результатам проверки установлено, что станция катодной защиты № 43 на 881-м км МН Куйбышев–Лисичанск была подключена к трубопроводу в обратной полярности: «плюсовая» клемма СКЗ – к трубопроводу, «минусовая» – к анодному заземлению.

В этот же день были демонтированы 3 анодных заземлителя СКЗ № 43, на которых при осмотре обнаружены следы анодного растворения, что свидетельствует о работе их в штатном режиме в течение определённого периода времени после монтажа в октябре 2006 г.

Из объяснений должностных лиц следует, что нарушение полярности подключения СКЗ № 43 на 881-м км МН Куйбышев–Лисичанск произошло в сентябре 2008 г. при производстве работ по замене СКЗ персоналом УРНЭО БПО ВРНУ и группой по эксплуатации ВЛ и ЭХЗ, входившей в состав линейной эксплуатационной службы ЛПДС «Андреяновская».

Целостность трубопровода восстановлена путём замены участка трубопровода длиной 28 м (сталь 17Г1С-У, диаметр 1220×12, и сталь К52, диаметр 1220×14, обе стали производства Челябинского трубопрокатного завода). Пуск нефтепровода Куйбышев–Лисичанск состоялся 11.05.09 в 21 ч.

Во время ликвидации аварии люди и техника не пострадали.

Действия персонала ВРНУ при локализации и ликвидации аварии соответствовали утверждённому плану ликвидации аварийных разливов нефти.

**Причина разрушения трубопровода** – коррозионное повреждение стенки трубопровода глубиной до 10 мм, ориентированное вдоль образующей трубы, вследствие проникновения коррозионной среды в металл трубы при интенсивном протекании электрохимической коррозии.

Комиссия по расследованию сделала вывод, что к аварии привели:

✧ недостатки в организации работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту систем ЭХЗ руководством и ИТР филиала



ОАО «Приволжскнефтепровод» ВРНУ и отсутствие контроля со стороны отдела главного энергетика и службы энергонадзора ОАО «Приволжскнефтепровод»;

✧ слабая организация и осуществление производственного контроля в ВРНУ (Комиссией производственного контроля ВРНУ не проверялись средства ЭХЗ линейной части МН).

Полный ущерб от аварии составил 29 929 328,78 руб.

**16.01.09** Авария на магистральном аммиакопроводе Тольятти–Одесса. Магистральный аммиакопровод предназначен для транспортировки жидкого аммиака из ОАО «Тольяттиазот» на Одесский припортовый завод. Общая его протяжённость по Российской части – 1396 км. Конструктивное исполнение – подземный трубопровод; диаметр, толщина стенки: 355,6×7,92 мм. Введён в эксплуатацию в 1981 г. Мощность – 2,12 млн. т в год.

Генеральный проектировщик – Государственный научно-исследовательский и проектный институт азотной промышленности и продуктов органического синтеза (ГИАП) г. Москва. Характеристики объекта соответствуют проектным требованиям.

Филиал «Приволжское управление» (ФПУ), являющийся структурным подразделением ОАО «Трансаммиак», обеспечивает транспортировку жидкого аммиака в пределах Самарской обл. Общая протяжённость аммиакопровода, эксплуатируемого филиалом «Приволжское управление», составляет 357 км, по территории Самарской обл. – 351 км. Филиал имеет два эксплуатационных участка: участок № 1 – с 0-го до 192-го км, и участок № 2 – со 192-го до 357-го км.

Утечка аммиака произошла на 271-м км.

16 января 2009 г. перекачка аммиака по магистральному аммиакопроводу из ОАО «Тольяттиазот» на Одесский припортовый завод (Украина) не велась. Аммиакопровод был остановлен в 17 ч 30 мин 15.01.09 по телефоннограмме № 2 от 15.01.09 УГП «Укрхимтрансаммиак» (г. Киев) в связи с отсутствием сбыта продукции.

После остановки давление в трубопроводе на линейном участке № 2 (271-й км) составляло 69,2 кгс/см<sup>2</sup>.

В 2 ч 12 мин 16.01.09 на дисплее «Plant Scape» системы телеконтроля и управления магистральным аммиакопроводом центрального пульта управления г. Тольятти появился сигнал: «давление аммиака на 1Ц1 – 14,8962 кгс/см<sup>2</sup>». Начальник смены принял этот сигнал и с помощью системы контроля (на дисплее) осмотрел линейные участки № 1 и 2, выяснив при этом, что давление на этих участках, от НС-1 до главного поста секционирования 2ЦЗ включительно, упало до 15,783 кгс/см<sup>2</sup>.

В 2 ч 51 мин участок трубопровода с предполагаемым местом утечки отсечён кранами на сателлитных постах секционирования 2А3 (264-й км) и 2Б3 (272-й км). Локализация утечки аммиака заняла 39 мин.



В 5 ч 5 мин., по указанию первого заместителя генерального директора ОАО «Трансаммиак», начальнику филиала «Приволжское управление» дана команда направить всех линейных обходчиков филиала на обследование трассы линейных участков № 1 и 2 магистрального аммиакопровода.

Один из линейных обходчиков в 8 ч обнаружил облако аммиака на 271-м км магистрального аммиакопровода, а в 8 ч 30 мин на место утечки прибыло звено разведки во главе с начальником линейного участка № 2 (командир звена разведки) (рис. 2, а–д).

В 8 ч 55 мин на место утечки из филиала «Приволжское управление» выехало спасательное звено нештатного аварийно-спасательного формирования филиала (НАСФ) во главе с командиром газоспасательного пункта. В 9 ч 20 мин по системе оповещения П-160 передано сообщение об аварии в ГУ МЧС России по Самарской области, в 9 ч 26 мин – в Самарский территориальный отдел по надзору за объектами магистрального трубопроводного транспорта;

В 10 ч 50 мин из ФПУ на место утечки выехало аварийно-восстановительное звено НАСФ филиала с техникой 1-го этапа во главе с мастером; в 12 ч 25 мин – ремонтная бригада с техникой 2-го этапа во главе с главным механиком филиала. В 13 ч 20 мин для общего руководства и координации работ на место аварии прибыли главный инженер ОАО «Трансаммиак» и заместитель начальника филиала по производству ФПУ, назначенный (приказ от 16.01.09) ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии на 271-м км.

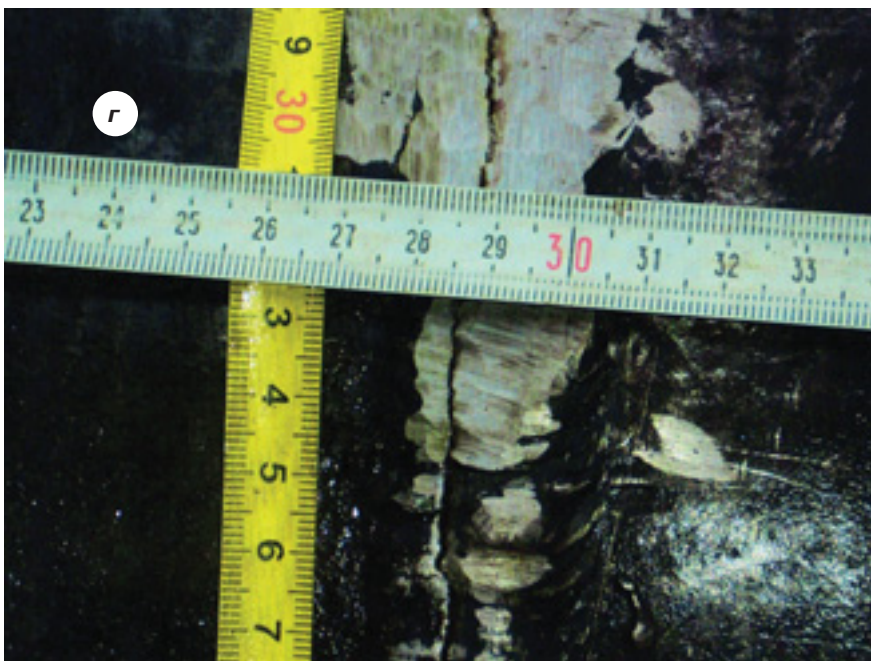
В 14 ч 40 мин аварийно-техническое звено 1-го этапа прибыло на место аварии и с 15 ч 10 мин приступило к работе по локализации и ликвидации аварии.

При осмотре места аварии – линейного участка № 2 магистрального аммиакопровода Тольятти–Одесса, на 271-м км, находящемся между сателлитными постами секционирования 2А3 и 2Б3, наблюдалось облако газообразного аммиака.

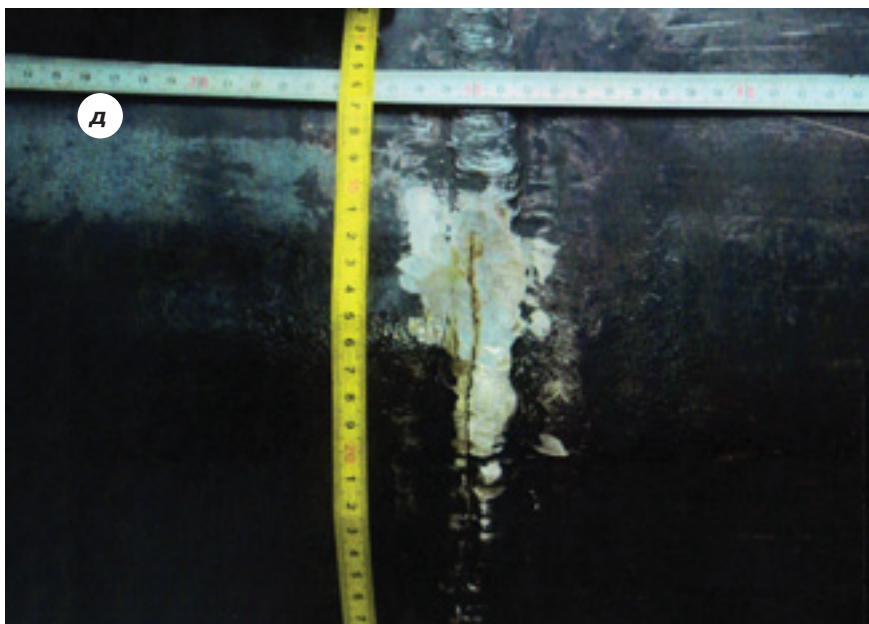
Объём утечки аммиака составил около 6,5 м<sup>3</sup>. Пострадавших нет.

По результатам вскрытия и осмотра места утечки установлено, что в монтажном сварном шве состыкованных труб образовалась сквозная трещина (видимая протяжённость 190 мм, наибольшая ширина около 1 мм) по сечению трубопровода между 2 и 4 часами по ходу продукта. Визуально определено, что часть сварного шва по наружному поворотному радиусу трубопровода имеет ширину до 35 мм, что является результатом увеличения суммарного угла и стыкового зазора кромок при монтаже сварного соединения.









**Рис. 2. Последствия аварии на магистральном аммиакопроводе:** *а* – место утечки аммиака до начала работ; *б* – состояние трубопровода в месте утечки после раскопки и снятия изоляции; *в* – состояние трубопровода в месте утечки после раскопки; *г* и *д* – вид сварного шва в месте утечки

Аварийный участок трубопровода отремонтирован путём установки и приварки разрезной муфты.

Время проведения ремонтно-восстановительных работ – 74 ч 50 мин (с 15 ч 10 мин 16.01.09 до 18 ч 19.01.09).

Нарушений требований законодательства, норм технологического режима и правил в области промышленной безопасности обслуживающим персоналом и должностными лицами ОАО «Трансаммиак» не допущено. Производственный контроль осуществлялся в соответствии с утверждённым положением и графиком комплексных проверок.

Диагностика трубопровода на данном участке проводилась в соответствии с графиком в 2000 г. фирмой «Диатех» (г. Москва), имеющей лицензию, с использованием метода фоновонного излучения (взамен внутритрубной диагностики) из-за запрета Одесского припортового завода (Украина) ввиду ухудшения качественных показателей жидкого аммиака вследствие прохождения диагностических приборов.



Комиссия считает, что **причина аварии** – нарушение технологии подготовки сварного стыка, указанной в спецификации № 19-801 фирмы «Антропоз» (Франция), являющейся приложением к контракту № 46-08/66164-422 от 16.10.75 на строительство магистрального аммиакопровода Тольятти–Одесса.

Вероятная причина проявления дефекта сварного шва – возникновение напряжения металла в области шва вследствие изменения температуры трубопровода при плановой остановке перекачки, а также изменения величины рабочего давления в трубопроводе.

Экономический ущерб от аварии — 1 350 247,88 руб.