

**Российское акционерное общество «Газпром»  
Информационно-рекламный центр газовой промышленности ИРЦ Газпром**

**Н.А.ГАФАРОВ, А.В.МИТРОФАНОВ, А.А.ГОНЧАРОВ,  
А.Я.ТРЕТЬЯК, Б.В.КИЧЕНКО**

**АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ НА  
ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ  
ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ**

**Серия: ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ**

**МОСКВА-2000**

## ВВЕДЕНИЕ

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (Оренбургское НГКМ или ОНГКМ) открыто в 1966 году и находится в разработке с 1971 года. В свое время оно являлось крупнейшим сероводородсодержащим месторождением Европы и бывшего СССР, и поныне продолжает оставаться таковым в Европе и в России.

Характерной особенностью Оренбургского НГКМ является то, что в его газе содержатся так называемые "кислые" коррозионно-агрессивные примеси (сероводород –  $H_2S$  до 5% об., и диоксид углерода –  $CO_2$  до 2% об.), которые растворяясь в воде, присутствующей в системе, создают в оборудовании и трубопроводах коррозионные среды, способствующие повреждению металла. Наличие  $H_2S$  определяет преимущественный тип коррозии – сероводородную коррозию.

Специфическое воздействие сероводородной коррозии на металл заключается в разнообразии форм ее проявления: общего (равномерного и/или неравномерного) и локального (язвенного и/или питтингового) повреждения поверхности, а также двух типов внутреннего растрескивания – водородно-индуцированного растрескивания (ВИР) и сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН). Кроме того, отличительной особенностью сероводородсодержащей продукции является исключительная токсичность  $H_2S$ , которая диктует повышенные требования безопасности при эксплуатации контактирующего с ней оборудования.

С момента начала эксплуатации ОНГКМ выполняло роль своеобразного полигона, на котором добывался и накапливался ценный опыт разработки отечественных месторождений подобного типа. Данный опыт учитывался при обустройстве Астраханского ГKM, Карачаганакского НГKM, и в перспективе будет учитываться при разработке других.

К настоящему моменту ОНГКМ находится в эксплуатации более 25 лет. Со временем условия эксплуатации на месторождении существенно менялись по сравнению с начальными, изменялись коррозионные свойства добываемых и транспортируемых сред, что определенным образом сказывалось и продолжает сказываться на работоспособности оборудования и трубопроводов.

В связи с этим важность ОНГКМ, как полигона для накопления опыта эксплуатации сероводородсодержащего газоконденсатного месторождения на разных стадиях разработки, сохраняется до сих пор.

Ввиду упомянутой особенности ОНГКМ уже на стадии его проектирования и обустройства предполагалось, что добываемые и транспортируемые среды могут вызвать серьезные коррозионные проблемы. По этой причине обустройство месторождения велось с учетом зарубежного опыта обустройства месторождений подобного типа с использованием импортного оборудования и трубопроводов, изготовленных из материалов, обладающих повышенной устойчивостью к сульфидному коррозионному растрескиванию (СКР), как часто упрощенно называют СКРН, а также различных противокоррозионных мероприятий, в частности, осушки газа до относительной влажности 60...75%, применения ингибиторов коррозии, очистки газа от кислых примесей.

В то же время на различных участках сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции предпринимались отдельные попытки применения трубопроводов, оборудования и противокоррозионных средств (ингибиторов коррозии) отечественного производства.

Таким образом, изучение опыта эксплуатации ОНГКМ представляет интерес прежде всего с точки зрения оценки причин и масштабов проблем, вызываемых сероводородной коррозией. С другой стороны, так как хорошо известно, что проблемы эксплуатационной надежности оборудования и трубопроводов часто связаны не только с коррозией, но также с качеством их проектирования, строительства и эксплуатации, ОНГКМ важно также и с точки зрения оценки влияния на надежность указанных факторов.

Представляется весьма интересным и полезным выяснить, какие факторы оказывают на работоспособность оборудования и трубопроводов объектов ОНГКМ преобладающее влияние и, в частности, какое место среди проблем снижения уровня надежности, создаваемых различными факторами, занимают проблемы коррозии.

Естественно, что с самого начала эксплуатации ОНГКМ на нем велись работы по коррозионному контролю и диагностированию технического состояния технологического оборудования и трубопроводов. Тем не менее на различных его объектах в процессе эксплуатации неоднократно имели место повреждения трубопроводов и оборудования различного характера, сопровождавшиеся утечками продукции в окружающую среду, в некоторых случаях взрывами и пожарами. Эти повреждения (аварии) во многих случаях не только наносили значительный материальный ущерб предприятию, но также определенный экологический ущерб.

В настоящем обзоре дано краткое описание случаев повреждений оборудования и трубопроводов на объектах ОНГКМ в последовательности "скважина" – "трубопровод товарного газа", т.е. по технологической цепочке от объектов добычи сырья до объектов подачи готовой продукции потребителю. При этом хронологическая последовательность случаев повреждений оборудования и трубопроводов не соблюдена. В связи с разным объемом имеющейся по отдельным случаям разрушений информации полнота описания их в настоящем обзоре также различна.

Некоторые из них описаны в работах [1-5,10], а также вместе с другими, не описанными ранее, рассмотрены ниже.

## **ОПИСАНИЕ И КРАТКИЙ АНАЛИЗ ОТДЕЛЬНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ**

### **Случай 1. Разрушения насосно-компрессорных труб (НКТ) добывающих скважин ПО "ОГД".**

В 1973-74 гг. в ПО "Оренбургаздобыча" на ОНГКМ отмечались многочисленные случаи разрушений насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин диаметром D 114 мм из стали марки 18Х1Г1МФ поставки Сумгаитского трубопрокатного завода. Разрушению подвергались как резьбовые соединения НКТ, так и сами трубы.

Для установления причин аварий производилась проверка соответствия химического состава, механических свойств и размеров резьбовых соединений данных НКТ техническим условиям ТУ-14-3-61-72 и ГОСТ 633-63.

Исследовалась структура стали 18Х1Г1МФ, ее склонность к коррозионному растрескиванию в подкисленной среде влажного сероводорода в сравнении с металлом труб из импортной стали С-75.

На основании анализа полученных данных были сделаны следующие выводы:

1. Отечественная сталь 18Х1Г1МФ обладает более высокими прочностными характеристиками ( $\sigma_b = 840...890$  МПа,  $\sigma_T = 630...680$  МПа), чем импортная С-75 ( $\sigma_b = 630...650$  МПа,  $\sigma_T = 480...520$  МПа), но имеет по сравнению с ней меньшую пластичность ( $\delta$  для стали 18Х1Г1МФ –16...20%, для стали С-75 – 24...28%).

2. Склонность стали 18Х1Г1МФ к коррозионному растрескиванию в 2...3 раза выше, чем у стали С-75.

3. В связи с тем, что сталь 18Х1Г1МФ имеет более высокий, чем сталь С-75, предел текучести, а толщина стенок изготовленных из нее НКТ не уменьшена, то относительный уровень напряжений в отечественных трубах ниже на 23...25%.

4. При указанных условиях сталь 18Х1Г1МФ по устойчивости к коррозионному растрескиванию лишь незначительно уступает стали С-75 и может быть применена в подобных условиях.

На скважинах №565 и №566 в 1974 году, через несколько суток после ввода их в эксплуатацию, произошли разрушения трубных соединений НКТ.

Исследование причин разрушений НКТ показал, что:

1. Химический состав и механические свойства металла насосно-компрессорных труб D 114 мм, изготовленных из стали марки 18Х1Г1МФ, соответствовали ТУ-14-3-61-72.

2. Геометрические параметры резьбовых соединений насосно-компрессорных труб из стали 18Х1Г1МФ поставки Сумгаитского трубопрокатного завода не отвечали требованиям ГОСТ 633-63. Наличие обнаруженных дефектов резьбы приводило к повышению растягивающих напряжений в резьбовых соединениях в 1,5...2 раза.

3. Разрушение насосно-компрессорных труб произошло в результате СКРН, вызванного совместным воздействием коррозионных сред и повышенных напряжений в резьбовых соединениях из-за нарушения их геометрических параметров.

В тот же период отмечено разрушение ряда НКТ скважины №234.

Трещины в НКТ возникли на расстоянии 400...600 мм от соединительных муфт и начинались с острых вмятин, образованных при захвате труб цепным ключом.

Для установления причин разрушения труб производились исследования химического состава и механических свойств их металла, а также металла трубы из данной партии труб, не бывшей в эксплуатации.

Проведенными исследованиями установлено, что металл поврежденных НКТ обладал несколько завышенными по сравнению с рекомендуемыми для применения в H<sub>2</sub>S-средах значениями пределов прочности и текучести при пониженной пластичности ( $\sigma_b = 839...895$  МПа,  $\sigma_T = 653...683$  МПа,  $\delta = 16,0...16,4\%$ ).

Таким образом, причиной коррозионного растрескивания металла НКТ послужили пониженная пластичность металла и наличие острых вмятин на наружной поверхности стенки труб, образованных цепным ключом при сборке труб, в условиях воздействия коррозионной среды.

На основании результатов исследований сделаны следующие выводы:

1. Сталь марки 18Х1Г1МФ во влажных сероводородсодержащих средах по сравнению со сталью С-75 обладает более высокой склонностью к коррозионному растрескиванию.

2. Насосно-компрессорные трубы из стали марки 18Х1Г1МФ поставки Сумгаитского трубопрокатного завода могут быть применены на промыслах Оренбургского НГКМ при условии:

а) снижения допускаемых напряжений по сравнению с трубами из стали С-75 на 20...25%;

б) установления тщательного контроля за качеством резьбы поставляемых труб;

в) применения инструмента для сборки трубных соединений, обеспечивающего исключение возможности образования на трубах острых вмятин – концентраторов напряжений;

г) склонность стали 18Х1Г1МФ к коррозионному растрескиванию во влажных сероводородсодержащих средах может быть значительно понижена путем проведения специальной термообработки, обеспечивающей получение структуры металла, аналогичной структуре металла труб из стали С-75.

## **Случай 2. Разрушения корпусов и крышек задвижек фонтанных арматур скважин ПО "ОГД".**

В мае 1979 года на скважинах №686, №592Д и дважды на скважине №683 ПО "Оренбурггаздобыча" (впоследствии ПО "ОГД" переименовывалось в Оренбургское газопромысловое управление – ОГПУ, а затем в Производственное газопромысловое управление – ПГПУ предприятия "Оренбурггазпром") произошли разрушения корпусов задвижек Ду 3", Ру 210 кгс/см<sup>2</sup> фонтанных арматур, изготовленных их стали "Уранус 50/2".

Задвижки были поставлены по контракту №5092/94689 (транспортный №453614) фирмой "Хюбнер-Вамаг" (Австрия) в 4-м квартале 1978 года.

С момента начала эксплуатации до разрушения задвижки проработали на скважине №686 792 часа, на скважине №683 – 312 часов. В период, предшествовавший разрушению, рабочие параметры среды имели следующие значения: давление – 14,5 МПа (145 кгс/см<sup>2</sup>), температура – +10°C. Добываемый природный газ содержал 4,5% H<sub>2</sub>S и 1,5% CO<sub>2</sub>.

В соответствии с заводским аттестатом задвижки предназначались для установки на фонтанную арматуру газовых скважин со следующими параметрами рабочей среды: давление – 21 МПа (210 кгс/см<sup>2</sup>), температура – от +40°C до – 40°C, содержание H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> соответственно до 6% об. и 5% об.

С целью установления причин разрушения корпусов задвижек на действующих скважинах и проверки качества задвижек, еще не бывших в эксплуатации, был произведен внешний осмотр корпусов задвижек, исследован химический состав, механические и магнитные свойства металла корпусов задвижек, а также проведены его металлографические исследования. Отбор проб для химического анализа производили путем сверления темплетов, вырезанных вдоль вертикальной оси корпуса или крышки задвижки и поверхности фланцев. Пробы отбирали из четырех разных мест и усредняли. Механические испытания проводили в соответствии с общепринятыми методиками.

Образцы для испытания металла на растяжение, ударную вязкость, твердость и для металлографических исследований отбирали в верхней, средней и нижней части корпусов и крышек задвижек от темплетов толщиной 15 мм, вырезанных через все вертикальное сечение корпуса или крышки задвижки.

При визуально-измерительном контроле корпусов задвижек было установлено, что:

- корпус задвижки 3" №266352/1030 (скважина №686) разрушен на 2 части в результате развития усадочных трещин;
- в корпусе задвижки на скважине №683 (с теми же номерами), возникла сквозная трещина длиной 320 мм вдоль образующей, параллельной оси штока;
- разрушения обоих корпусов задвижек носило хрупкий межкристаллитный характер с крупнозернистым "нафталинным" изломом.

Итогом комплексных исследований явились следующие выводы:

1. Разрушение корпусов задвижек произошло вследствие развития усадочных трещин, образовавшихся в процессе кристаллизации отливки в форме.
2. Возникновение трещин в отливке вызвано повышенным содержанием хрома (26,6%) в жидком расплаве (при максимально допусаемом 23%), и низкой скоростью кристаллизации.
3. Развитию трещин способствовало сильное охрупчивание металла (относительное удлинение – $\delta$ = 6,4%, ударная вязкость –  $a_n = 3,5$  кг м/см<sup>2</sup> при минимально допустимых по техническим условиям – 20% и 6,8 кг м/см<sup>2</sup> соответственно), вызванное нарушением технологии литья и термической обработки отливок, что привело к "сигматизации" (образованию  $\sigma$ -фазы) сплава и повышению его склонности к хрупкому разрушению и

коррозионному растрескиванию под напряжением в среде, содержащей влажный сероводород.

В связи с тем, что материал корпуса задвижки не соответствовал техническим условиям по всем контролируемым показателям качества (тогда как в сертификате были указаны его удовлетворительные параметры), было сделано предположение, что вся партия задвижек, поставленная фирмой "Хюбнер - Вамаг", изготовлена из некачественного материала и принято решение о ее контрольной проверке.

Такая проверка металла корпусов и крышек задвижек, предназначенных для оснащения фонтанных арматур скважин, но не бывших в эксплуатации, была проведена.

Ее результаты оказались следующими:

Из 20-ти корпусов задвижек, не бывших в эксплуатации и подвергавшихся контролю разрушающими методами, металл только 4-х соответствовал техническим условиям. Остальные 16 задвижек были забракованы в связи с тем, что металл их корпусов не соответствовал требованиям ТУ по одной или нескольким из следующих контролируемых характеристик:

– в некоторых плавках имелось повышенное содержание хрома, на 1...5% превышавшее норму (достигавшее 28% при допустимом по ТУ – в пределах 20...23%);

– металл большинства корпусов задвижек содержал значительное количество хрупких структурных составляющих ( $\sigma$ -фазу,  $\delta$ -эвтектоид и карбиды), что способствовало его охрупчиванию: относительное удлинение в итоге составило  $\delta = 6,1...19\%$ , а ударная вязкость –  $a_n = 3,5...6,5$  кг м/см<sup>2</sup> при минимально допускаемых по ТУ – 20% и 6,8 кг м/см<sup>2</sup> соответственно);

– металл отдельных корпусов задвижек имел низкое содержание ферритной составляющей (8...10%), в результате чего пределы прочности и текучести были понижены на 10...17 кг/мм<sup>2</sup> против норм, регламентируемых ТУ:  $\sigma_b = 43...56$  кг/мм<sup>2</sup> и  $\sigma_{02} = 31...40$  кг/мм<sup>2</sup> в действительности против  $\sigma_b = 61$  кг/мм<sup>2</sup> и  $\sigma_{02} = 41,8$  кг/мм<sup>2</sup>, требуемых по ТУ.

В итоге было сделано заключение, что фирма "Хюбнер-Вамаг", применив для изготовления корпусов и крышек задвижек опытную марку стали ("Уранус 50/2-5115"), не отработала технологию производства отливок и их термической обработки, в то время как контроль качества литья практически отсутствовал, что подтверждено несоответствием характеристик металла данным сертификатов.

Было признано, что фонтанные арматуры, поставленные фирмой "Хюбнер-Вамаг" по контракту №5092/83878 (транспортный №453614), не могут быть использованы при эксплуатации газовых скважин на ОНГКМ ввиду низкого качества отливок корпусов и крышек задвижек, а также некоторых покупных деталей (в частности, крестовин, случаи разрушения которых также имели место), в связи с чем они были забракованы.

### **Случай 3. Разрушения спецфланцев (адаптеров) типа ВО - 2 фонтанных арматур скважин ПО "ОГД".**

В 1979 году на объектах ПО "Оренбурггаздобыча" были зарегистрированы случаи разрушения спецфланцев (ВО-2) фонтанных арматур, изготовленных фирмой "ФМС" из стали 3122 ("Уранус-50"). Спецфланцы (или адаптеры), как и рассмотренные в предыдущем случае задвижки, предназначались для эксплуатации в условиях Оренбургского НГКМ при следующих рабочих условиях: давлении 21 МПа (210 кгс/см<sup>2</sup>); температуре от +40°С до – 40°С; содержании H<sub>2</sub>S до 6% об.; содержании CO<sub>2</sub> – до 5% об.

В моменты разрушения фланцев скважины эксплуатировались без нарушений регламентируемого режима. Для установления причин разрушения были проведены исследования структур и механических свойств двух разрушенных фланцев.

При визуальном осмотре темплетов, вырезанных из корпуса одного из спецфланцев были обнаружены трещины, развившиеся от начала внутренней резьбы корпуса в сторону фланца для присоединения задвижки. Поверхности трещин имели крупнокристаллическую структуру.

Исследования структуры и механических свойств металла спецфланцев ВО-2 позволили заключить, что:

1. Металл спецфланцев не отвечал требованиям технических условий к механическим свойствам, а именно:

– у спецфланца №1 отмечены пониженные величины относительных удлинения и сужения (соответственно 11 и 15% при минимально допускаемых 18 и 35%);

– у спецфланца №2 отмечены пониженные величины прочности (предел прочности 62,2 кгс/мм<sup>2</sup> при минимально допускаемом 70 кг/мм<sup>2</sup>) и относительного сужения (27,2% при минимально допускаемом 35%).

2. Металл спецфланцев имел аустенитно-ферритную структуру с содержанием ферритной составляющей 50...60% (против 30...40% согласно требованиям ТУ) по границам зерен и всему ферритному полю, большим количеством вторичного аустенита, наличием карбидов и  $\sigma$ -фазы.

3. Разрушение спецфланцев произошло вследствие СКРН в результате несоответствия металла техническим условиям по структуре и механическим свойствам. (Металл находился в охрупченном состоянии в связи с повышенным содержанием феррита и наличием в структуре карбидов и  $\sigma$ -фазы).

#### **Случай 4. Разрушение адаптера фонтанной арматуры скважины №178 УРиОИМ.**

Разрушение адаптера фонтанной арматуры скважины №178 Управления по разработке и освоению новых месторождений (УРиОИМ) предприятия "Оренбурггазпром" произошло в октябре 1995 года. Адаптер был изготовлен в 1993 году из стальной поковки (материал поковки – хромо-никелевый сплав AISI 414 ASTM A 276) на Венгерско-Российском предприятии по производству нефтегазового оборудования СП "ДКГ – ИСТ" и рассчитан на работу при давлении до 35 МПа и температуре от – 42°С до +120°С в среде природного газа с содержанием H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> до 6%. На скважине №178 УРиОИМ адаптер был установлен в ноябре 1994 года.

После разрушения адаптера были проведены исследования свойств его материала и характера разрушения. В частности, были проведены визуально-оптический контроль, цветная дефектоскопия, анализ химического состава, механические испытания и металлографические исследования материала адаптера.

При визуальном контроле и цветной дефектоскопии на наружной поверхности адаптера (между верхней и нижней частями) на диаметре 244 мм были обнаружены 2 раскрытые трещины: одна длиной 85 мм по дуге, другая – длиной 240 мм по дуге. Смещение между трещинами составляло около 8 мм. Трещины имели вид прерывистой ломанной линии.

На внутренней поверхности адаптера, контактирующей с верхней частью подвески НКТ, была обнаружена раскрытая трещина длиной около 130 мм, проходящая по дуге радиусного перехода с выходом на торец нижнего фланца.

Вмятин, забоин и других механических повреждений в отверстиях под шпильки, на привалочных и посадочных поверхностях обнаружено не было.

На внутренней торцевой поверхности адаптера (месте соприкосновения подвески НКТ и адаптера) и ближайшей к ней цилиндрической поверхности обнаружены незначительные коррозионные поражения в виде отдельных язв диаметром до 1 мм и глубиной от 0,15 до 0,3 мм.

Фрактография изломов и исследование микроструктуры металла показали, что разрушение носило хрупкий межзеренный характер. Было установлено, что хрупкому разрушению способствовали выделения карбидных частиц по границам первичных аустенитных зерен.

По результатам проведенных исследований были сделаны следующие выводы:

1. Очаг зарождения трещины, приведшей к разрушению адаптера фонтанной арматуры скважины №178, находился на внутренней поверхности адаптера в месте перехода торцевой (месте соприкосновения подвески НКТ) к цилиндрической части. Характер разрушения – хрупкий, по границам зерен.

2. Подрастание и лавинообразное развитие трещины носило хрупкий характер без явных признаков пластической деформации.

3. По химическому составу металл адаптера соответствовал требованиям стандарта ASTM A 276 к стали AISI 414 и ТУ завода-изготовителя.

4. По механическим свойствам металл адаптера не соответствовал требованиям стандарта ASTM A 276 к стали AISI 414 и ТУ завода-изготовителя в части пластических характеристик ( $\delta < 20\%$ ) и значений ударной вязкости ( $KCV < 3,5 \text{ кг м/см}^2$  при  $t = -42^\circ\text{C}$ ).

5. Анализ микроструктуры металла адаптера выявил наличие карбидных частиц по границам первичных аустенитных зерен, что подтверждает низкие пластические свойства материала и механизм межзеренного хрупкого разрушения.

6. Причиной разрушения адаптера явилось нарушение поставщиком поковки технических требований по механическим свойствам.

### **Случай 5. Разрушения адаптеров фонтанных арматур скважин ПГПУ.**

В августе 1998 года на 2-х скважинах, эксплуатировавшихся в Производственном газопромысловом управлении (ПГПУ) предприятия "Оренбурггазпром" – скважине № 326 УКПГ-15 и скважине № 636 цеха по добыче газа и нефти – произошли повреждения спецфланцев (адаптеров) фонтанных арматур.

Скважина №326 находилась в эксплуатации с июня 1982 года. Фонтанная арматура 4"×3", установленная на скважине, производства австрийской фирмы "Хюбнер - Вамаг" ("Hubner - Vamag") была поставлена по контракту в 1979 году.

Скважина № 636 находилась в эксплуатации с января 1978 года. Фонтанная арматура 4" × 4", установленная на скважине № 636, производства французской фирмы "ФМЦ ЭРОП" ("FMC EROP"), поставлена по контракту в 1977 году.

Поврежденные спецфланцы размером 6" × 4" обеих фирм были изготовлены из стали марки 3122 (типа "Уранус-50" ("Uranus-50") – 06X18H8M3Д2Л.

В обоих случаях повреждения представляли собой трещины в диаметральной плоскости по всей длине противоположных образующих, развивавшиеся от внутренней поверхности адаптеров к наружной. В случае адаптера скважины №636 кроме двух диаметрально противоположных трещин имелась еще одна на неполную длину (высоту) адаптера в плоскости почти перпендикулярной к первой.



В адаптере скважины №326 трещины вышли на наружную поверхность. В адаптере скважины №636 непосредственного выхода трещин на поверхность не было, хотя остаточная толщина стенок в месте наличия основных трещин была очень незначительной.

После почти одновременного обнаружения двух подобных повреждений адаптеров возникло предположение и опасение того, что и в других подобных адаптерах, изготовленных литьем из материала "Уранус-50" (установленных на скважинах Оренбургского НГКМ в количестве около 250 штук), после многолетней эксплуатации могут иметься опасные дефекты (типа трещин), способные явиться причиной аварий и выброса в атмосферу токсичного газа.

Тревога о возможных повреждениях других адаптеров, изготовленных из материала "Уранус - 50" усиливалась также тем обстоятельством, что повреждения изделий из этого материала (адаптеров скважин фирмы "FMC" и задвижек фонтанных арматур фирмы "Hubner - Vamag") уже отмечались на ОНГКМ ранее – в 1979 и 1984 гг.

Для осуществления контроля состояния адаптеров, установленных на скважинах, апробировались разные методы: визуальный, цветной, ультразвуковой, вихретоковый, "магнитной памяти" металла. При выборе метода контроля возникли определенные проблемы, обусловленные структурой и свойствами материала, сложной формой изделия и др. причинами. В качестве основного был выбран ультразвуковой, так как другие оказались неэффективными.

При лабораторных исследованиях было установлено, что развитие трещин в адаптерах происходило от внутренней к наружной поверхности. Изломы являлись прямыми, т.е. ориентированными строго по диаметральной (радиальной) плоскости. В адаптере фирмы "FMC", в частности, они имели в основном грубодендритную структуру и межкристаллитный, многоочаговый, хрупкий характер разрушения. Причем в наружном поверхностном слое толщиной порядка 3...5 мм металл имел мелкозернистую структуру, а глубже, вплоть до внутренней поверхности – крупнозернистую, с столбчатыми или равноосными дендритами. Поверхностный мелкозернистый слой был достаточно вязким, т.е. не способствующим хрупкому разрушению, что обнаружилось при разделении адаптера по образовавшимся трещинам на две части в цеховых условиях. Сложная структура металла адаптера приводила к сильному затуханию ультразвукового сигнала.

Металл адаптера № 326 (фирмы "Hubner - Vamag") был несколько более "чистым" (однородным), чем металл адаптера скважины № 636 (фирмы "FMC"), ввиду чего не вызывал столь значительного, как в первом случае, затухания ультразвукового сигнала. В остальном проблемы контроля были аналогичными.

В итоге УЗК, выполненного на 252-х скважинах ПГПУ, в 249 случаях неоднородностей металла адаптеров, вызывающих отражение или ослабление ультразвуковых волн, достаточных для регистрации их при выполнении контроля с заданной чувствительностью, обнаружено не было. Только в 3-х случаях, конкретно на адаптерах скважин №222 УКПГ-7, №581 УКПГ-9, а также №637 УКПГ-10 (все адаптеры фирмы "FMC") обнаружены участки неоднородности металла, вызывающие ослабление ультразвуковых волн.

В первом случае это участок размером 38 × 18 на глубине 28 мм, во втором – участок размером 30 × 15 на глубине 28...29 мм, в третьем – участок размером 50 × 30 на глубине 28 мм. Эти аномалии, однако, соответствуют не радиальным трещинам в стенке адаптеров, а, по-видимому, наличию некоторых включений или расслоений параллельных внутренней и наружной поверхностям стенки.

Помимо указанных аномалий на наружной поверхности адаптера скважины № 561 УКПГ-9 (также производства фирмы "FMC") при визуальном контроле обнаружена раковина размером 18 × 9 и глубиной 5 мм.

Других дефектов или аномалий на проконтролированных адаптерах не выявлено, их состояние признано удовлетворительным.

Таким образом, в результате правильно выбранного метода неразрушающего контроля (ультразвукового) и его оперативной реализации в полевых условиях удалось оценить реальное техническое состояние большого количества адаптеров на фонтанных арматурах скважин ПГПУ предприятия "Оренбурггазпром" и снять тревогу по поводу их предполагаемого аварийного состояния.

Более подробная информация о вышеупомянутых случаях разрушений адаптеров приведена в работе [4].

### **Случай 6. Разрушение трубопровода обвязки скважины ПО "ОГД".**

Разрушение трубопровода  $D = 114$  мм обвязки одной из скважин УКПГ-6 ПО "ОГД" на ОНГКМ, изготовленного из трубы французского производства было отмечено в 1974 году. Трубопровод эксплуатировался в условиях постоянного контакта с  $H_2S$ -содержащей газожидкостной средой.

В данном случае разрушение (повреждение) произошло рядом с сварным соединением в районе фланца, где образовалась сквозная трещина. Для установления причины разрушения были выполнены необходимые проверки и исследования.

При визуально-измерительном контроле и магнитной дефектоскопии сварного соединения были установлены размеры и расположение трещины, находящейся на расстоянии 15...23 мм от оси сварного шва.

Структура металла фланца в зоне образования и развития трещины состояла из грубопластинчатого перлита.

При электронно-фрактографических исследованиях было установлено, что металл фланца имел очень сильную загрязненность неметаллическими включениями, по которым распространялось разрушение, имевшее преимущественно хрупкий характер. Признаков водородной хрупкости или сульфидного коррозионного растрескивания обнаружено не было.

На основании проведенных исследований причинами, повлиявшими на возникновение данного повреждения, признаны следующие:

- наличие в металле фланца большого количества неметаллических включений типа оксисульфидов;
- наличие в корне сварного шва непроваров глубиной до 2 мм общей протяженностью около 50 мм;
- отсутствие термообработки сварного соединения, что способствовало возникновению в околошовной зоне структуры троостита (не обладающей достаточной стойкостью к СКР во влажной  $H_2S$ -содержащей среде), и высокого уровня остаточных напряжений.

Сделано предположение, что основной причиной образования трещин явилась сильная загрязненность металла фланца неметаллическими включениями типа оксисульфидов, а возникновению трещин способствовали повышенные остаточные напряжения в зоне термического влияния, наличие которых связано с тем, что сварное соединение не подвергалось термической обработке. Газопровод эксплуатировался в условиях транспорта  $H_2S$ -содержащего газа.

### **Случай 7. Разрушение стыкового сварного соединения шлейфа скважины №167 ПО "ОГД".**

Разрушение стыкового сварного соединения шлейфа скважины №167 ПО "Оренбурггаздобыча" имело место в 1974 году.

После появления утечки газа в стыке №16 на шлейфе скважины №167 "катушка" с дефектом была вырезана из трубопровода и на ней выполнены соответствующие исследования, в частности исследование качества сварочных работ.

При исследовании дефектного стыка установлено следующее:

1. В процессе эксплуатации шлейфа в стыке №16 образовалась сквозная трещина длиной около 40 мм.

2. По всему периметру кольцевого шва имелось "вытекание" металла внутрь трубы через зазор в корне шва.

3. Сварной шов стыка №16 на шлейфе скважины №167 выполнен с грубыми нарушениями инструкции ВСН 2-10-70, а именно:

а) имелось смещение кромок до 6 мм, непровар глубиной до 3 мм, цепочки пор и шлаковых включений;

б) термообработка не производилась, в результате чего твердость металла шва достигала 240 НВ.

4. Инициаторами возникновения трещины явились непровар в корне шва глубиной до 3 мм и повышенные напряжения, вызванные наличием смещения кромок шва и непроваром.

5. Возникновению и распространению трещины способствовала коррозионная среда, однако, не исключено, что при таких дефектах шва (непровар, смещение кромок, повышенная твердость металла и нестабильная структура) его разрушение могло произойти и при отсутствии воздействия коррозионной среды.

### **Случай 8. Разрушение сепаратора С-201 УКПГ-2 ПО "ОГД".**

Очень серьезная авария сепаратора С-201 УКПГ-2 на Оренбургском НГКМ произошла 1 марта 1974 года. В результате аварии сепаратор, выполненный из двухслойной стали (биметалла) 09Г2С + Х17Н13М2Т с толщиной стенки 60 мм, был полностью разрушен, а его взрыв принес большие убытки.

На основании выполненных после аварии исследований высказано предположение, что:

1. Авария сепаратора С-201 была вызвана хрупким развитием горячей трещины площадью 700 мм<sup>2</sup> (22×32 мм), возникшей при изготовлении сосуда, в стыке кольцевого и продольного сварных швов.

2. Развитие трещины таких размеров стало возможным из-за наличия в металле продольного сварного шва, начало которого совпало с фронтом распространения трещины, хрупкой мартенситной структуры, образовавшейся из-за глубокого (до 15 мм) проплавления несущего слоя биметалла и сильного перемешивания аустенитной стали Х17Н13М2Т и неаустенитной 09Г2С.

3. После того, как трещина достигла длины 750 мм и глубины 60 мм, т.е. очевидно превысила размеры критического дефекта для сосуда из стали 09Г2С, при давлении 9,0...10,0 МПа и температуре около 0°С произошло разрушение всего верхнего корпуса сепаратора.

Разрушившийся сосуд работал с жидкими и газообразными  $H_2S$ -содержащими средами, а жидкая коррозионно-активная среда могла иметь контакт с не коррозионно-стойким материалом через неплотность в сварном шве плакирующего слоя.

Подобная авария биметаллического сосуда, работающего под давлением, с очень тяжелыми последствиями (многочисленными человеческими жертвами) произошла на том же УКПГ в 1972 году. К сожалению авторам настоящего обзора не удалось лотыскать информацию о результатах расследования причин этой аварии.

### **Случай 9. Разрушение трубопровода газа дегазации на КНГКМ.**

Разрушение трубопровода  $D 168 \times 12$  мм газа разгазирования на Карачаганакском НГКМ прямого отношения к описываемым случаям повреждения оборудования и трубопроводов на объектах добычи и транспорта продукции Оренбургского ГКМ в настоящее время не имеет, но рассмотрено здесь как представляющее интерес из-за определенного сходства условий эксплуатации промышленных трубопроводов на Оренбургском и Карачаганакском месторождениях, а также ввиду того, что в момент происшествия (в 1989 г.) Карачаганакское НГКМ входило в состав предприятия "Оренбурггазпром" и эксплуатировалось преимущественно специалистами из Оренбурга.

Разрушение участка трубы  $D 168 \times 12$  мм произошло в зоне приварки штуцера  $d 60 \times 14$  мм.

В момент, предшествующий разрушению, трубопровод находился под давлением 3,5 МПа ( $\sim 35$  кг/см<sup>2</sup>), при отсутствии движения среды. Температура стенки трубы соответствовала температуре окружающей среды и составляла  $-25 \dots -27^\circ C$ .

Зарождение и докритический рост трещин происходили на границе сплавления кольцевого шва штуцера и основного металла трубы от непровара и трещин.

После достижения критической длины трещины ( $L = 40 \dots 42$  мм) началось лавинообразное разгерметизирование в обе стороны от штуцера, о чем свидетельствовало наличие шевронного излома. Остановка трещин произошла на основном металле трубы в результате их неоднократного разветвления.

Трещины в шве образовались из-за нарушения технологии подготовки изделий под сварку и возникновения высоких термических напряжений в металле шва при сварке и термической обработке. Штуцер приваривался к трубе угловым швом с разделкой кромки огневой резкой, в то время как рассверловку штуцера и трубы требовалось выполнять после его приварки с одновременным сверлением отверстия в трубе и удалением возможных непроваров в корне шва.

Все соединения выполнены с нарушением геометрических размеров швов и непроварами: в отдельных соединениях обнаружены трещины глубиной до 3 мм.

Характерные дефекты сварных швов (трещины и непровары) свидетельствовали о том, что их контроль неразрушающими методами не проводился.

Предусмотренная технологическим процессом местная термическая обработка сварного соединения "патрубок-труба" (путем нагрева пламенем газовой горелки) естественно приводила к возникновению в металле шва напряжений близких к пределу текучести металла.

На основании проведенных исследований о причинах, способствовавших разгерметизированию, сделаны следующие выводы:

1. Разрушение трубопровода газа разгазирования произошло в результате развития недопустимых дефектов в сварном соединении "штуцер-труба" (трещины, непровар,

высокие остаточные напряжения) по механизму коррозионного растрескивания под напряжением.

2. Образование и наличие дефектов сварного соединения вызвано:

– нарушением проектного конструктивного исполнения сварного соединения "штуцер – труба" и технологии изготовления штуцера и отверстия в трубе;

– нарушением технологии сварки соединения (применение повышенной погонной энергии сварки – "перегрев" и несоблюдение конструктивных элементов шва);

– несовершенством технологического процесса термической обработки сварных соединений (местный нагрев газовой горелкой); применение этого способа привело к образованию холодных трещин на границе сплавления;

– тем, что металл трубы D 168×12 мм по характеристикам прочности и пластичности  $\sigma_b$ ,  $\sigma_{02}$ ,  $\delta$  и  $\Psi$  соответствовал требованиям, предъявляемым к металлу газопроводов, транспортирующих сероводород содержащий природный газ при давлениях до 100 МПа, но имел недопустимо низкую ударную вязкость при минимальной эксплуатационной температуре  $-40^\circ\text{C}$  –  $KCV (-40^\circ\text{C}) = 3 \text{ Дж/см}^2$  ( $\sim 0,3 \text{ кг м/см}^2$ ), в то время как минимально допустимая по нормам СНиП 2.05.06-85 величина вязкости должна составлять  $-24,5 \text{ Дж/см}^2$  ( $\sim 2,5 \text{ кг м/см}^2$ ).

#### **Случай 10. Разрушение соединительного газопровода УКПГ-2 – ОГПЗ Управления по эксплуатации соединительных газоконденсатопроводов (УЭСГ).**

Разрушение на соединительном газопроводе неочищенного газа D 720×18 мм УКПГ-2 – ОГПЗ УЭСГ произошло в 1974 году. По кольцевому сварному монтажному шву вдоль оси шва образовалась сквозная трещина длиной  $\approx 650$  мм.

Проведенные исследования показали, что разрушение трубопровода произошло по следующим причинам:

– сварной шов имел недопустимые инструкцией по производству сварочных работ (ВСН 2-10-70), а именно:

а) поры и шлаковые включения размером до 6,0 мм;

б) местные непровары глубиной до 4,0 мм (инструкцией ВСН 2-10-70 допускается не более 1,0 мм);

в) сплошной непровар в корне шва на участке длиной 300 мм глубиной 5...7 мм.

– химический состав металла шва не соответствовал установленным нормам – вместо электродов типа Э-50А-Ф сварка производилась электродами типа ЭХМ-Ф;

#### **Случай 11. Разрушение соединительного газопровода УКПГ-9 – ОГПЗ УЭСГ.**

Разрушение трубы D 720×22 мм тупикового участка газопровода неочищенного газа УКПГ-9 – ОГПЗ УЭСГ на длине около 9 м произошло в октябре 1980 года. Поврежденной оказалась труба французской поставки (фирма "Валлурек").

Тупиковый участок газопровода в течение 4-х лет эксплуатации был отключен от основного трубопровода краном, но вследствие пропуска крана, находился под внутренним статическим давлением кислого газа (6,6 МПа) и подвергся коррозионному воздействию.

Для выяснения причин повреждения трубопровода был произведен внешний осмотр зоны разрушения, вырезаны образцы металла, проведены испытания механических свойств, химический анализ и металлографические исследования основного металла труб и их сварных соединений.

На основании результатов исследований сделаны следующие выводы и предложения.

1. Разрушение тупикового участка газопровода неочищенного газа УКПГ-9 – ОГПЗ произошло вследствие водородного и коррозионного растрескивания под напряжением основного металла в зоне термического влияния заводского продольного шва.

2. Разрушению предшествовало образование большого количества трещин, вызванных ВИР, часть из которых вышла на внутреннюю поверхность трубы.

3. Возникновению водородного и коррозионного растрескивания под напряжением способствовали:

- сильная загрязненность металла неметаллическими включениями;
- значительная химическая неоднородность металла;
- наличие дефектов прокатки;
- проведенная на Орско-Халиловском металлургическом комбинате дополнительная термообработка труб, снизившая их стойкость против водородного растрескивания;
- повышенная влажность среды, отсутствие ингибирования и движения среды.

4. Поврежденный участок газопровода эксплуатировался в специфических условиях, в связи с чем произошедшее разрушение трубы не дает оснований полагать, что в ближайшее время возможны подобные разрушения других трубопроводов.

5. При исследовании металла образцов трубы D 720×22 мм, вырезанных из других участков газопроводов, признаков значительных коррозионных повреждений не обнаружено.

6. В целях предотвращения аварийных ситуаций на других трубопроводах неочищенного H<sub>2</sub>S-содержащего газа необходимо усилить контроль за ингибированием трубопроводов и влажностью газа и произвести выборочное освидетельствование трубопроводов.

#### **Случай 12. Разрушение корпуса крана Ду 700 на соединительном газопроводе УКПГ-6(2) – ОГПЗ УЭСГ.**

Разрушение корпуса крана Ду 700 фирмы "Грове", установленного на 2-й нитке соединительного газопровода УКПГ-6 - ОГПЗ, произошло в 1984 году. Как и все другие соединительные газопроводы Ду 700 на ОГКМ, данный газопровод эксплуатировался в условиях транспорта H<sub>2</sub>S-содержащего газа под давлением порядка 6,5 МПа.

К сожалению по результатам исследования данного разрушения нет достаточно подробной информации. Известно лишь, что разрушение в данном случае было обусловлено металлургическими дефектами металла крана, которые проявили себя (развились) в условиях воздействия влажной сероводородсодержащей среды.

При металлографических исследованиях в очаге разрушения и прилегающих к нему зонах было обнаружено большое количество неметаллических включений, пор и трещиноподобных дефектов, которые при соответствующих условиях способствуют проявлению водородно-индуцированного (ВИР) и сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН).

Проведенные после разрушения корпуса крана механические испытания показали, что пластические свойства материала крана не удовлетворяют требованиям технических условий (ТУ). Особенно это относится к величине ударной вязкости.

Сделан вывод, что основными причинами разрушения крана в данном случае явились исходные дефекты в его материале, отклонение механических свойств материала от нормы

(требований ТУ) и воздействие коррозионной H<sub>2</sub>S-содержащей среды при рабочих параметрах.

### **Случай 13. Разрушения сварных соединений на газопроводе УКПГ-16 – ОГПЗ УЭСГ.**

Разрушения сварных соединений на вновь построенном участке газопровода неочищенного H<sub>2</sub>S-содержащего природного газа произошли на территории ОГПЗ после пуска его в эксплуатацию в 1989 году.

Газопровод смонтирован из труб диаметром 530×22 мм, изготовленных фирмой "Маннесманн" (ФРГ) по ТУ-21/76 МВ.

Материал труб – низколегированная спокойная сталь марки МВ54.

Трубы предназначались для сооружения обвязочных технологических трубопроводов и компрессорных станций для работы в обычных и северных климатических условиях при давлении 5,5...7,5 МПа.

Использование труб для условий сероводородсодержащих сред было согласовано с институтом "ВНИИГаз". Для установления причин разрушения поперечных монтажных швов исследовали металл двух "вырезов": №1 – монтажный шов, выполненный СМУ-2 на территории ОГПЗ, с трещиной по оси шва длиной 250 мм; №2 – монтажный шов, выполненный ОНХМ, без трещин.

В программу исследований было включено выполнение следующих работ:

- исследование состава, структуры и механических свойств сварных соединений;
- исследование коррозионной стойкости основного металла труб и металла сварных соединений по методикам МСКР 01-85 (Т-IF-20).

В результате проведенных исследований установлено:

1. Основной металл труб по химическому составу и механическим свойствам соответствовал требованиям ТУ 21/76 МВ и требованиям, предъявляемым к сталям средней прочности, предназначенным для эксплуатации в сероводородсодержащих средах (обладает повышенной стойкостью к СКРН).

2. Металл сварного соединения вырезки №1 по химическому составу и механическим свойствам, за исключением корневого шва, отвечал требованиям инструкции ВСН 2-61-75 по производству сварочных работ.

3. Механические свойства корневого шва вырезки №1 не испытывались из-за отсутствия образцов, но результаты металлографического анализа признаны явно неудовлетворительными.

4. Зарождение трещины в вырезке №1 происходило в результате образования и последующего слияния подсолидусных горячих трещин в корневом шве. Трещины образовались в связи с созданием внутренних напряжений, превышающих предел текучести металла. Их слиянию способствовало наличие непровара в корне шва.

5. Образованию в корне шва растягивающих напряжений, превышающих предел текучести металла, способствовало отсутствие предварительного подогрева кромок перед сваркой и, предположительно, неудовлетворительная технология отпуска сварных соединений.

#### **Случай 14. Дефекты стыковых сварных швов 1-й нитки конденсатопровода УКПГ-16 – ОГПЗ УЭСГ.**

Конденсатопровод УКПГ-16 – ОГПЗ УЭСГ построен в 1984 году из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметром  $377 \times 15,5$  мм.

Данный трубопровод непосредственно не подвергся разрушению, но был предрасположен к нему из-за многочисленных дефектов сварных швов: при его вскрытии для ремонта изоляции большинство из 100 сварных стыков, проверенных ультразвуком, и 5 стыков, проконтролированных с помощью радиографии, были забракованы ввиду наличия внутренних дефектов.

В целях уточнения результатов ультразвукового и радиографического контролей, а также выявления возможных нарушений технологии сварки был выполнен металлографический анализ сварных соединений труб (стыки №61 и №67).

При макро- и микроанализе образцов металла сварных соединений №61 и №67 установлено следующее.

1. Сварные швы односторонние со скосом кромок выполнены ручной дуговой сваркой.
  2. Корневые швы выполнены с глубоким проплавлением кромок (до 3 мм), широкой зоной термического влияния (3...4 мм), и имели ширину 4...10 мм при нормальной  $6 \pm 1$  мм; вероятнее всего сварка производилась электродом диаметром 4 мм.
  3. На отдельных участках корневых швов имелись усадочные трещины, поры глубиной до 6 мм, подрезы и утяжины.
  4. Заполняющий шов выполнен за один проход.
  5. Между корневым и заполняющими швами обнаружены сплошные цепочки шлаковых включений длиной до 200...250 мм на глубине 2...5 мм. Внутри заполняющего шва имелись отдельные компактные шлаковые включения, преимущественно допустимых размеров.
  6. Облицовочный слой выполнен за 1...3 прохода. Ширина облицовочного слоя 20...25 мм при высоте усиления 2...3 мм.
  7. Смещение оси облицовочного слоя относительно оси корневого шва достигало 3 мм.
  8. Максимальное смещение кромок швов достигало 3 мм.
  9. Микроструктура металла швов крупнозернистая феррито-перлитной структуры с ферритной сеткой по границам бывших аустенитных зерен, внутри зерна имелся (присутствовал) игольчатый феррит ("видманштетт"), что свидетельствовало о выполнении сварки с недопустимо высокой погонной энергией.
  10. Аналогичная структура имела место на участках перегрева в зоне термического влияния.
  11. Основной металл у зоны термического влияния имел полосчатую феррито-перлитную структуру с отсутствием признаков термической обработки сварного соединения.
- Наличие выявленных дефектов швов, а также неудовлетворительной структуры металла швов и зоны термического влияния свидетельствовали о нарушениях технологического процесса сварочных работ, а именно о том, что:
- сварка производилась с недопустимо высокой погонной энергией;
  - корневой шов был заварен электродом диаметром 4 мм;
  - заполняющий шов был выполнен за один проход без предварительного удаления шлака с корневого шва;



– термическая обработка стыков не производилась.

По итогам исследований были разработаны и осуществлены профилактические мероприятия, направленные на повышение эксплуатационной надежности трубопровода.

### **Случай 15. Разрушение сварного соединения боковой крышки 8-дюймового шарового крана "Гrove В-5" на байпасе газопровода УКПГ-9 – ОГПЗ УЭСГ.**

Это разрушение произошло в 1977 году на 8-дюймовом шаровом кране, установленном на байпасной линии газопровода УКПГ-9 – ОГПЗ УЭСГ через 10 суток после ввода в эксплуатацию.

На основании результатов проведенных исследований причины данного разрушения сделаны следующие выводы:

1. По химическому составу металл боковой крышки крана и металл сварных швов соответствует сертификату и обладает достаточной пластичностью при низкой твердости.

2. Сварное соединение выполнено с нарушением установленных чертежами геометрических размеров.

3. Остаточные растягивающие напряжения в подварочном шве при отпуске сняты неполностью. В связи с наличием концентратора напряжений – резкого перехода от металла подварочного шва к основному металлу, суммарные растягивающие напряжения при рабочем режиме крана в месте возникновения трещины достигали 170 МПа, т.е. составляли 0,6 от предела текучести металла боковой крышки крана.

4. Разрушение сварного соединения произошло вследствие СКРН под воздействием сероводородсодержащей среды и наличия высоких локальных растягивающих напряжений в зоне сплавления внутреннего подварочного шва с основным металлом, возникших из-за нарушения формы и размеров шва, а также неэффективности высокого отпуска.

### **Случай 16. Разрушения крепежных винтов шаровых кранов на трубопроводах ОНГКМ.**

Такие разрушения имели место на нескольких трубопроводах ОНГКМ в 1974-77 гг. Для выяснения причин разрушения винтов проводились исследования химического состава, механических свойств и структуры их материала.

Винты находились под воздействием коррозионной среды и разрушение имело хрупкий характер.

На основании результатов исследований сделаны выводы, что разрушение винтов происходило из-за того, что:

– материал винтов, обладая низкой коррозионной стойкостью и отпускной хрупкостью, не был предназначен для работы во влажных  $H_2S$ -содержащих средах;

– защита винтов от коррозионной среды, например, цинкованием нецелесообразна, ввиду того, что при электролитическом цинковании возможно разрушение металла из-за отпускной хрупкости;

– для предотвращения подобных происшествий рекомендовано исключить попадание сероводородсодержащей среды на винты или заменить их на винты из коррозионно-стойкого материала, например стали марки 2Х13, 3Х13 или 1Х17Н2.

### **Случай 17. Разрушения штоков задвижек на трубопроводах ОНГКМ.**

Разрушение ряда штоков задвижек диаметром  $D = 100$  мм на трубопроводах имело место на ОНГКМ в 1973 г. и в последующие годы.

Для установления причин разрушения штоков проводились исследования химического состава, механических свойств металла штоков, металлографические исследования и магнитная дефектоскопия их хвостовиков, исследования химического состава металла гнезд и колец задвижек, а также расчеты штока задвижки на прочность.

Металлографические исследования и исследования твердости металла штоков показали, что структура металла в поперечном сечении штока неоднородна: сердцевина штока имела структуру зернистого перлита с включениями сфероидизированных карбидов; поверхностный слой металла стержня имеет бейнитную структуру с более мелкими зернистыми включениями карбидов, чем в сердцевине штока.

При исследовании микроструктуры металла штоков на образцах, вырезанных в зоне разрушения, признаков коррозионного растрескивания и общей коррозии не было обнаружено.

Седла имели следы значительной общей коррозии, глубина разрушения достигала 0,5 мм.

В результате анализа данных комплексных исследований сделано предположение, что разрушение штоков задвижек происходило при нагрузках, вызывающих напряжения, равные минимальному значению предела прочности, а при определенных условиях может происходить даже при отсутствии их коррозионных повреждений и наличии примерно десятикратного запаса прочности, определенного для нормальных условий работы. Последнее возможно при условии заклинивания задвижки из-за коррозионного повреждения зеркала или гнезда задвижки, что, очевидно, и имело место в рассматриваемом случае.

Поскольку гнезда задвижек изготовлены из стали аналогичной стали X13, не являющейся достаточно коррозионно-стойкой во влажных сероводородсодержащих средах, рекомендовано провести натурные испытания по замене материала гнезд на другую марку высокохромистой или хромоникелевой коррозионно-стойкой стали.

### **Случай 18. Разрушение газопровода "Покровка – ОГПЗ".**

Случай разрушения газопровода "Покровка – ОГПЗ"  $D 530 \times 7$  мм произошел в 1989 году. Разрушение началось в основном металле в нижней части трубы и развивалось в обе стороны от места зарождения на длине  $L = 8670$  мм. Максимальное раскрытие трещины 990 мм.

Газопровод рассчитан на рабочее давление до 2,0 МПа ( $20 \text{ кг/см}^2$ ) и сооружен из труб  $D 530 \times 7$  мм. Трубы изготовлены в 1979 году по заказу №52 – 08/91801-176 в/о "Промсырьеимпорт" (Москва) национальным предприятием "Хомутов" (Чехословакия) по контракту №21/970052-8.

Для исследования металла трубы были представлены образцы, вырезанные из трубы в зоне ее разрушения и образец из новой трубы, не бывшей в эксплуатации.

В процессе исследований установлено:

1. На образцах металла, взятых из поврежденной трубы, обнаружены признаки водородного и коррозионного растрескивания под напряжением.

2. На образцах металла обнаружены недопустимые коррозионные повреждения:

– с внутренней стороны стенки трубы – локальная коррозия глубиной до 2 мм и шириной 10...25 мм по винтовой линии с шагом 65 мм, соответствующим шагу поперечной прокатки;

– с наружной стороны – язвенная почвенная коррозия глубиной до 2,5 мм на площади 70 см<sup>2</sup>.

3. Специфический характер местной коррозии на внутренней поверхности трубы объясняется наличием технологического дефекта металла труб – "неоднородностью пластической деформации при поперечном прокате" и, как следствие, высокой скоростью коррозии (в застойных местах трубопровода).

4. На трех образцах характер разрушения вязкий, что свидетельствует о разрушении металла под напряжением, превышающим его предел текучести.

5. Предположительно разрушение происходило следующим образом:

В результате коррозионного процесса на трубопроводе появился дефект ("свищ").

После воспламенения газа участок трубопровода значительных размеров сильно разогрелся. На трубе образовалась "выпучина", которая разрушилась вследствие ползучести металла с переходом в лавинообразное разрушение трубы.

### **Случай 19. Разрушение трубного колена конденсатопровода на ОГПЗ.**

Конденсатопровод, случай разрушения трубного колена на котором имел место на Оренбургском газоперерабатывающем заводе (ОГПЗ) в 1991 году, смонтирован из труб D 114 × 3,5 мм с коленами 90° тех же размеров. Материал трубных колен – импортная сталь типа стали 20. Рабочее давление в трубопроводе в период разрушения составляло 2,5 МПа, испытательное давление равнялось 3,5 МПа.

По сертификатным данным предел прочности металла колена ( $\sigma_b$ ) был равен 475 МПа, предел текучести ( $\sigma_T$ ) – 265 МПа, относительное удлинение  $-\delta = 27,3\%$ .

После длительной эксплуатации разрыв колена конденсатопровода произошел по его внутренней образующей в результате образования и развития трещины. При разрушении колена трещина достигла длины ~120 мм при раскрытии 18 мм.

Остановка трещины на одном ее конце произошла в основном металле колена, на другом – на поперечном монтажном шве.

При металлографических исследованиях была определена микроструктура металла колена в зоне его разрушения – феррито-перлитная полосчатая.

По результатам исследования данного случая разрушения сделаны следующие выводы.

1. Разрушение трубного колена конденсатопровода произошло в результате образования на его внутренней поверхности исходной трещины (вязкого кристаллического излома) длиной ~60 мм, приведшей к утонению стенки примерно до 30% от исходной толщины. Развитие образовавшейся трещины происходило от внутренней поверхности стенки трубы.

2. В обе стороны от места зарождения трещина распространялась лавинообразно по механизму хрупкого разрушения.

3. Развитие трещины до критических размеров произошло в результате перегрузки колена внутренним давлением.

4. Наиболее вероятной причиной образования сквозной исходной трещины длиной ~60 мм является "размораживание" колена, которая после подачи давления в трубопровод рабочей среды под давлением получила быстрое развитие с одновременным раскрытием.

## **Случай 20. Разрушения корпусов 6-дюймовых шаровых кранов фирмы "Со - Дю - Тарн" на трубопроводах ОГПЗ.**

В 1979 году на Оренбургском ГПЗ имели случаи разрушения корпусов шаровых кранов 6" французской фирмы "Со-Дю-Тарн". Для установления причин возникновения трещин в корпусах кранов проводились необходимые исследования химического состава и структуры металла корпусов. Исследованиями было установлено, что в месте установки резинового уплотнения между крышкой и корпусом крана в корпусе имелась кольцевая наплавка (наплавленный металл имел структуру мартенсита). В зоне термического влияния у границы сплавления металл корпуса крана также имел структуру мартенсита. По мере удаления от наплавленного металла – троостит, а затем феррит + перлит.

Исходя из результатов химического состава наплавленного металла сделано предположение, что наплавка производилась хромистыми электродами ферритного класса для придания антикоррозионных свойств металлу корпуса крана в зоне уплотнения и расположения винтов (концентраторов напряжения). Вследствие перемешивания в процессе сварки наплавленного металла с основным металлом корпуса крана, содержание хрома в наплавленном слое уменьшилось до 8,5%. Такого содержания хрома недостаточно для получения коррозионно-стойкой ферритной структуры.

В результате в наплавленном слое был получен металл с мартенситной структурой, не обладающий повышенной коррозионной стойкостью и склонный к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением, что в итоге приводило к образованию трещин в корпусе кранов и нарушению их герметичности.

## **Случай 21. Разрушения крепежных винтов шаровых кранов 6" и 8" фирмы "Со - Дю - Тарн" на трубопроводах ОГПЗ и УКПГ.**

Шаровые краны французской фирмы "Со-Дю-Тарн" 6" и 8" на давление до 6,5 МПа установлены на технологических газо- и конденсатопроводах Оренбургского ГПЗ, а также на установках комплексной подготовки газа (УКПГ).

При эксплуатации таких кранов имели место случаи разрушения крепежных винтов, соединяющих корпус с переходником. Для установления причин разрушения исследовались химический состав, условия эксплуатации, механические свойства, структура металла винтов, а также характер их разрушения.

В результате проведенных исследований было установлено, что:

1. Разрушение крепежных винтов шаровых кранов фирмы "Со-Дю-Тарн" 6" и 8" вследствие СКРН происходило лишь в тех случаях, когда материалом винтов являлась высокопрочная низколегированная сталь А320 gr L-7, и они подвергались воздействию влажной H<sub>2</sub>S-содержащей среды.

2. Разрушение винтов в кранах 6" происходило под воздействием коррозионной среды из-за нарушения герметичности последних ввиду образования трещин в корпусе под воздействием СКРН, что приводило к возникновению направленного на крепежные винты пропуска (потока) H<sub>2</sub>S-содержащего газа.

3. Разрушение крепежных винтов в кранах 8" происходило под воздействием направленной на них струи влажного кислого газа, возникавшей при нарушении герметичности кранов за счет нарушения уплотнения резиновых прокладок вследствие износа, попадания на них металлической стружки и появления задиров.

4. Металл разрушенных крепежных винтов по химическому составу соответствовал сертификату на винты из стали А320 gr L-7, но имел повышенные прочностные характеристики ( $\sigma_b = 144,5 \text{ кг/мм}^2$  и  $\sigma_T = 112,5 \text{ кг/мм}^2$ ) при пониженной пластичности ( $\delta =$

6,7...9,9%), тогда как по сертификату должен был иметь -  $\sigma_b > 88 \text{ кг/мм}^2$ ,  $\sigma_T > 74 \text{ кг/мм}^2$ ,  $\delta > > 16\%$ .

5. Металл запасных винтов, поставленных фирмой, имел пониженное содержание углерода, кремния, марганца, не был легирован хромом; обладал относительно низкой прочностью ( $\sigma_b = 55,5 \text{ кг/мм}^2$ ) и высокой пластичностью ( $\delta = 24\%$ ). Марка металла не была установлена.

Таким образом, можно утверждать, что в данном случае, как и в большинстве других, имевших место на объектах ОНГКМ, разрушения крепежных винтов было вызвано воздействием  $\text{H}_2\text{S}$ -содержащего газа, но обусловлено неправильным выбором материала винтов, не пригодного для эксплуатации в таких средах, а также ненадежной конструкцией и материальным исполнением изделия (шаровых кранов).

## **Случай 22. Разрушение трубопровода регенерированного очищенного газа на ОГПЗ.**

Очень серьезная авария, по масштабам и последствиям превосходящая даже аварию на сепараторе С-201 УКПГ-2 в 1974 году, произошла на ОГПЗ в апреле 1987 года. Разрушению в данном случае подвергся трубопровод регенерированного очищенного газа 500.ОР.04.760.02.00.

Этот трубопровод был смонтирован в 1985 году при реконструкции завода для переработки газа и конденсата Карачаганакского НГКМ в соответствии с проектом, выполненным институтом ЮжНИИГипрогаз, из труб фирмы "Сумитомо Металл Индастриз Лимитед" (Япония) диаметром  $530 \times 12 \text{ мм}$  по ТУ 20-28-40-48-79-УР и предназначался для транспорта регенерированного очищенного газа. То есть трубы вышеупомянутого газопровода для эксплуатации в сероводородсодержащих средах не предназначались.

С начала ввода в эксплуатацию и в момент, предшествующий разрушению, трубопровод находился в резерве: с обеих концов был перекрыт ("отглушен") задвижками от действующего оборудования. Тем не менее в результате пропуска задвижки со стороны трубопровода неочищенного газа в него проник и находился под рабочим давлением до 5,7 МПа ( $57 \text{ кгс/см}^2$ ) сероводородсодержащий газ.

Разрушение трубопровода произошло в результате развития процессов внутреннего водородно-индуцированного растрескивания (ВИР) с образованием расслоений площадью до  $0,8 \text{ м}^2$  и последующим сульфидным коррозионным растрескиванием под напряжением внутреннего, а затем и наружного слоев (образовавшихся в результате расслоения) стенки трубы. В изломе стенки трубы были обнаружены расслоения, образовавшиеся в результате внутреннего водородно-индуцированного растрескивания, по оси трубы – трещины во внутреннем слое стенки, вызванные СКРН.

При разрушении трубопровода в двух местах было повреждено (сбито) 5 колонн эстакады межцеховых коммуникаций и произошло возгорание газа. Газо- и конденсаторопроводы эстакады межцеховых коммуникаций разрушились из-за просадки после сноса колонн с одновременным нагревом в очаге горения газа.

После аварии металл разрушенного трубопровода был подвергнут различным исследованиям и испытаниям.

При визуально-оптическом контроле было установлено, что металл трубопровода на различных участках вне основных зон разрушения, имел трещины, вызванные внутренним водородно-индуцированным растрескиванием.

При испытаниях было установлено, что по механическим свойствам металл трубы соответствовал требованиям ТУ 20-28-40-48-79-УР.

В соответствии с программой были проведены необходимые коррозионные испытания. При испытании образцов металла труб по ТУ 20-28-40-43-79-УР (не бывших в эксплуатации) на внутреннее водородно-индуцированное растрескивание по методике НАИК Т1-F-20 в искусственной морской воде, насыщенной H<sub>2</sub>S при атмосферном давлении, за время опытов, продолжавшихся 96 часов, в образцах образовались трещины, характерные для водородно-индуцированного растрескивания. Исходя из опыта эксплуатации Оренбургского ГКМ констатировано, что дефекты, приведшие к разрушению трубопровода регенерированного газа, даже в трубах стойких к воздействию СКР при отсутствии ингибирования и наличии свободной влаги (воды) могут возникнуть в течение 6...8 месяцев. С учетом того, что металл разрушенного трубопровода не предназначался и был непригодным для эксплуатации в сероводородсодержащих средах предполагалось, что образование таких дефектов могло произойти в нем и за более короткое время, например, за 2...3 месяца.

По результатам проведенных исследований сделаны следующие выводы и приняты следующие решения.

1. Трубопровод регенерированного очищенного газа 500-ОР-04-760-02-00 был разрушен в результате внутреннего водородного и сульфидно-коррозионного растрескивания под напряжением в результате одновременного воздействия на металл трубы рабочих (или близких к ним напряжений) и влажной сероводородсодержащей среды.

2. Разрушение трубопровода регенерированного очищенного газа, находившегося в резерве, стало возможным из-за того, что несмотря на некоррозионностойкое исполнение и отсутствие каких-либо мер противокоррозионной защиты, в соответствии с проектом он был отделен ("отглушен") от трубопровода неочищенного H<sub>2</sub>S-содержащего газа только одной задвижкой, гарантировать герметичность которой было неправомерно.

3. Объекты, на которых возможен контакт сероводородсодержащих сред с некоррозионностойкими материалами, подвергнуть неразрушающему ультразвуковому контролю или решить вопрос о необходимости их замены на коррозионностойкие.

4. Недействующие аппараты и трубопроводы законсервировать, обеспечив их надежную защиту от сероводородсодержащих сред.

### **Случай 23. Разрушение корпуса задвижки диаметром 12" на линии Р-74-109-2-С-1 установки 2У-370 цеха № 3 ОГПЗ.**

Разрушение корпуса задвижки 12" на линии Р-74-109-2-С-1 установки 2У-370 цеха №3 ОГПЗ в результате развития сквозной магистральной трещины по образующей его цилиндрической поверхности произошло в декабре 1993 года при рабочем давлении в трубопроводе.

Трещина имела максимальное раскрытие до 3 мм у фланца крышки и общую длину около 400 мм.

По данным маркировки упомянутая задвижка диаметром 12" серии Sie 600 RTI №29177 была изготовлена фирмой CRANE S.A. в 1977 г. Корпус задвижки отлит из стали А-352 LCB по стандарту ASTM. Согласно паспортным данным фирмы CRANE S.A. на задвижки этой серии, корпуса задвижек диаметром 12" подвергались гидравлическим испытаниям на давление ~14,5 МПа (145 кгс/см<sup>2</sup>). В соответствии со стандартом NACE MR-01-75 отливки из стали А-352 LCB по стандарту ASTM относятся к стойким к сульфидному растрескиванию под напряжением при условии выполнения их термообработки и при твердости по Роквеллу не выше 22 HRC.

Данные о термообработке отливки корпуса задвижки отсутствовали.

В 1992 году после длительной эксплуатации в среде богатого амина (с содержанием сероводорода до 23%) задвижка была установлена на линии осушенного товарного газа Р-74-

109-2-С01 установки 2У-370 цеха №3 на рабочее давление 5,6 МПа (56 кг/см<sup>2</sup>) при рабочей температуре до 30°С.

Для установления причин разрушения корпуса задвижки были проведены:

- исследования по определению химического состава металла корпуса задвижки;
- испытания по определению механических свойств металла корпуса задвижки на соответствие техническим требованиям;
- металлографические и фраттографические исследования металла корпуса задвижки и поверхностей его разрушения.

Было установлено, что структура металла корпуса задвижки была феррито-перлитной с крупными равноосными зернами и включениями карбидов внутри ферритных зерен. Металл находился в отожженном состоянии.

На основании комплекса проведенных исследований о предполагаемых причинах разрушения задвижки были сделаны следующие выводы.

1. По химическому составу металл отливки корпуса задвижки соответствовал материалу А-352 LCB по стандарту ASTM.

2. Металл отливки корпуса задвижки в зоне его разрушения находился в охрупченном состоянии: ударная вязкость при пониженной температуре KCV (– 40) = 12 Дж/см<sup>2</sup>, относительное удлинение –  $\delta = 23,8\%$  при минимально допускаемых для стали А-352 LCB по стандарту ASTM 18 Дж/см<sup>2</sup> и 24% соответственно. Охрупчивание металла отливки в зоне ее разрушения было вызвано наличием в этой зоне усадочных межкристаллитных несплошностей и водородной хрупкости. По остальным характеристикам механических свойств – прочности, твердости и относительному сужению – металл отвечал требованиям стандартов ASTM и NACE MR-01-75 к отливкам, предназначенным для эксплуатации в средах с высоким содержанием сероводорода.

3. Разрушение корпуса задвижки произошло в результате быстрого развития трещин, образовавшихся в металле стенки корпуса в зоне расположения усадочных несплошностей, под воздействием напряжений, превышающих предел текучести металла.

4. Наличие высоких напряжений в металле корпуса задвижки в момент, предшествующий ее разрушению, подтверждается тем, что в зоне зарождения и нестабильного роста трещин преобладал вязкий характер разрушения.

5. Характер излома корпуса задвижки был смешанным в зонах зарождения и докритического роста трещины, и хрупкий с шевронным узором в зоне лавинообразного разрушения.

6. Переходу разрушения в лавинообразное способствовало охрупчивание металла, вызванное его пониженной ударной вязкостью.

В итоге признано, что наиболее вероятной причиной разрушения задвижки в данном случае являлось размораживание ее корпуса.

#### **Случай 24. Повреждение трубопровода очищенного газа ОГПЗ – ГПУ-1.**

Данное повреждение трубопровода очищенного газа ОГПЗ – ГПУ-1 (то же, что УКПГ-2) отмечено в 1974 году: в результате на газопроводе имела место утечка газа.

Для установления причин возникновения утечки были выполнены исследования макро- и микроструктуры металла трубы в месте нахождения дефекта.

Образцы для исследований вырезались вдоль и поперек направления прокатки.

Было признано, что дефект являлся металлургическим и мог классифицироваться как расслоение по закату, образовавшемуся в процессе прошивки и прокатки трубы.

По поводу наиболее вероятной причины возникновения повреждения сделано предположение, что оно произошло в результате роста металлургического дефекта (расширения несплошностей), распространившегося по всей толщине стенки трубы при эксплуатации газопровода под воздействием давления газа и напряжений, создававшихся малоцикловыми нагрузками.

### **Случай 25. Повреждение сварного шва на газопроводе товарного газа ОГПЗ.**

При проведении 22 апреля 1997 г. ультразвукового контроля газопровода товарного газа D 1020 x 16,0/21,5 мм на Оренбургском ГПЗ по стандартной методике согласно РДИ 38.18.002-83 в сварном шве №7 были зафиксированы внутренние дефекты условной протяженностью 140 мм на глубине 14 мм, которые потенциально в недалеком будущем могли явиться причиной аварии. Исследование макроструктуры сварного шва в месте обнаруженной аномалии показало наличие трещиноподобного дефекта, выходящего на внутреннюю поверхность трубопровода, глубиной до 3-х мм.

Проведенное ультразвуковое исследование образца сварного шва, вырезанного из дефектного участка трубы, оказалось некорректным ввиду сложности интерпретации фактических размеров и ориентации трещиноподобных дефектов из-за значительного затухания ультразвука в металле трубы с толщиной стенки 21,5 мм.

Для получения достоверных данных при контроле дефектов в подобных сварных соединениях была предпринята разработка соответствующей технологической карты и технологии контроля с учетом коэффициента затухания звуковой волны в металле трубопровода, которая позволила бы устранить выявившиеся недостатки. Однако и при реализации усовершенствованной методики контроля возникли определенные трудности: часть зоны сварного шва оставалась недоступной для УЗК.

В этой связи для более достоверного выявления наличия, степени опасности и причин возникновения дефектов в других сварных соединениях трубопровода было принято решение:

1. Провести дублирующий ультразвуковой контроль сварных соединений трубопровода товарного газа по предложенной методике.
2. Провести радиографический контроль тех же сварных соединений.
3. Окончательное решение о качестве сварки проконтролированных сварных соединений принять по обобщенным результатам контроля обоими методами с учетом геометрических размеров выполненных швов.

Принятые и своевременно реализованные на практике мероприятия по обеспечению достоверного контроля качества сварных соединений на газопроводе Ду 1000 товарного газа ОГПЗ позволили выявить и устранить ряд имевшихся дефектов, и, таким образом, обеспечить более безопасную и надежную его эксплуатацию.

### **Случай 26. Разрушение теплообменника ТКВ 500 - 42/42 на Оренбургском гелиевом заводе (ОГЗ).**

Лавинообразное разрушение корпуса теплообменника, находившегося под действием внутреннего давления, произошло 18 ноября 1987 года при остановке технологической линии на Оренбургском гелиевом заводе. В момент, предшествующий разрушению, движения рабочей среды в межтрубном пространстве аппарата не было, однако в корпусе сохранялось рабочее давление (вероятнее всего жидкой фракции). Теплообменник, о



разрушении которого идет речь, представлял собой горизонтальный цилиндрический аппарат с двумя неподвижными трубными решетками, сферическими днищами и компенсатором на трубной части. Он был рассчитан на эксплуатацию с некоррозионной средой под давлением в корпусе 3 МПа (30 кгс/см<sup>2</sup>), в трубной части – 3,8 МПа (38 кг/см<sup>2</sup>) при температуре – 18°С.

Корпус, днища и трубные решетки аппарата были изготовлены из стали 09Г2С. Размеры теплообменника: длина (между трубными решетками) 5000 мм; диаметр – 1200 мм; толщина стенки корпуса – 20 мм.

В соответствии с технологической схемой обвязки теплообменник эксплуатировался при температуре минус 36°С.

Места зарождения трещин и направление развития разрушения определялись по характеру изломов при визуальном-измерительном контроле.

Зарождение и докритический рост трещины, вызвавшей разрушение корпуса теплообменника, произошли на оси кольцевого шва обечайки в зоне приварки штуцера входа этановой фракции.

Трещина развивалась на части корпуса, вдоль оси шва в двух направлениях. При распространении трещины по одному из этих направлений произошло разветвление ее еще в трех направлениях (вдоль шва и в обе стороны поперек оси шва по основному металлу), и развитие лавинообразного разрушения.

На кольцевом сварном шве штуцера разрушение развивалось от поперечной трещины шва в трех направлениях. Излом в зоне зарождения трещины имел вязкий характер без видимых дефектов шва.

На корпусе также обнаружена трещина длиной ~150 мм и глубиной до 90% от толщины стенки, располагавшаяся поперек оси кольцевого шва.

В целях уточнения параметров докритической трещины, определения инициаторов ее возникновения и установления факторов, способствовавших развитию лавинообразного характера разрушения корпуса аппарата были проведены химические, механические и металлографические испытания.

На основании результатов проведенных исследований по поводу вероятных причин разрушения теплообменника ТКВ-500-42/42 сделаны следующие выводы.

1. Зарождение и докритический рост трещины, вызвавшей разрушение корпуса теплообменника, произошли на оси кольцевого шва обечайки в зоне приварки штуцера входа этановой фракции.

2. Трещина развивалась вдоль оси кольцевого шва, и при достижении ею критической длины (≈200 мм) произошел переход разрушения в лавинообразное с разветвлением трещины по трем направлениям: вдоль шва и в обе стороны поперек оси шва по основному металлу.

3. Химический состав основного металла деталей корпуса теплообменника соответствовал составу стали 09Г2С по ГОСТ 19282-73, в пробе, взятой из обечайки, отмечено повышенное содержание серы (на 0,006%).

4. Химический состав металла шва обечайки не соответствовал марочному составу стали 09Г2С по ГОСТ 19282-73. В пробе №14 содержание марганца было выше нормы на 0,03%, фосфора – на 0,007%. Металл шва был легирован никелем до 0,72% при максимальном содержании Ni в основном металле 0,3%. В пробе №13 содержание фосфора было выше нормы на 0,006%, содержание никеля составляло 0,59%.

5. Механические свойства металла элементов корпуса теплообменника соответствовали требованиям ГОСТ 19282-73 для стали 09Г2С.

6. Температура перехода материала дна в хрупкое состояние T<sub>50</sub> – по данным сериальных испытаний составила минус 20°C. Для материала обечайки от 0 до – 20°C. При температуре – 40°C вязкая составляющая в изломе отсутствовала.

7. Механические свойства металла сварных соединений отвечали требованиям, предъявляемым ОСТ 16-291-71 к качеству сварных соединений сосудов и аппаратов.

8. В зоне зарождения и докритического роста трещины, вызвавшей лавинообразное разрушение теплообменника, обнаружены следующие недопустимые дефекты кольцевого шва:

– на отдельных участках кольцевой шов имел ширину от 43 до 50 мм, тогда как согласно ГОСТ 8713-79 для соединений, выполненных автоматической сваркой под слоем флюса, типа С 19 и металла толщиной 20...22 мм ширина его должна находиться в пределах 32 +/- 4 мм, т.е. ширина шва была превышена на 7...14 мм;

– непровар в корне шва глубиной 1..3 мм на длине 205 мм, тогда как согласно ОСТ 26-291-71 (п.3.11.5б), непровары (несплавления), располагающиеся в сечении сварного соединения, не допускаются;

– пленочные шлаковые включения между корневым и первым заполняющим швом размером до 5 × 10 мм и глубиной до 1,5 мм, тогда как согласно ОСТ 16-291-71 (п.3.11.5д), единичные шлаковые включения допускаются глубиной до 2 мм и длиной до 4 мм;

– горячие трещины площадью до 12 мм<sup>2</sup>, тогда как согласно ОСТ 160791-71 (п.3.11.5а), трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, в том числе микротрещины, выявляемые при микроисследовании, не допускаются.

9. Инициатором разрушения являлся непровар в корне шва.

10. Развитию разрушения способствовало наличие дефектов шва, перечисленных в п.8, и низкотемпературное охрупчивание материала обечайки при температуре минус 36°C.

11. В целях повышения эксплуатационной надежности сосудов, работающих под давлением при отрицательных температурах, выбор материалов для работы в таких условиях должен производиться с учетом их хладостойкости. Существующая методика определения порога хладноломкости (T<sub>50</sub>) несовершенна, а значения ударной вязкости, полученные при испытаниях, не могут служить критерием оценки хладостойкости.

В связи со сделанными в данном случае выводами было рекомендовано проведение работ по установлению более надежных критериев оценки хладостойкости сталей, и разработке дополнительных требований к материалам и сварным соединениям сосудов, работающих под давлением при отрицательных температурах.

### **Случай 27. Разрушение сварного соединения трубной решетки с обечайкой теплообменника Т - 203 ОГЗ.**

Повреждение сварного соединения трубной решетки с обечайкой в теплообменнике Т-203 на Оренбургском гелиевом заводе произошло в 1990 году в момент проведения гидравлического испытания на давление 1,25 Р<sub>раб</sub>. При величине давления близкой к испытательной в сварном шве, соединяющем верхнюю трубную решетку с конической обечайкой образовались трещины, выходящие на обечайку. Участок обечайки с трещинами был вырезан и передан для проведения исследований в институт электросварки им. акад. Е.О.Патона.

При визуально-измерительном контроле оставшейся части обечайки и трубной решетки установлено следующее. На внутренней стороне кольцевого сварного соединения обечайки с трубной решеткой имелись трещины по границе сплавления металла шва с основным металлом обечайки. Протяженность трещин достигала 80% общей длины шва.

Трубная решетка имела остаточный прогиб величиной до 20 мм в сторону трубного пучка. Прогиб был вызван наличием повышенного давления со стороны межтрубного пространства, недостаточной прочностью решетки, и образовался в процессе эксплуатации и гидравлических испытаний. Других поверхностных дефектов сварного соединения не обнаружено.

Учитывая, что по заключению института им. акад. Е.О.Патона металл сварного шва и обечайки соответствовали техническим требованиям, в процессе проводившихся исследований были выполнены только металлографические исследования макрошлифов сварного соединения и электронно-фрактографические исследования поверхностей его разрушения.

На основании проведенных исследований и заключения института электросварки Е.О.Патона по поводу данного разрушения были сделаны следующие выводы.

1. Авария теплообменника Т-203 произошла в результате зарождения и развития трещин в сварном соединении верхней трубной решетки с конической обечайкой.

2. Трещины зарождались в зоне сплавления шва с основным металлом обечайки с ее внутренней стороны.

3. Развитие трещин происходило скачкообразно в моменты приложения пиковых нагрузок, вызывающих напряжения, превышающие предел прочности металла, при гидравлических испытаниях теплообменника.

4. На момент начала гидравлического испытания, предшествовавшего аварии теплообменника, в сварном соединении уже имелись трещины докритического размера, возникшие, вероятнее всего, во время первого гидравлического испытания на заводе-изготовителе.

### **Случай 28. Разрушение обводного трубопровода на головной компрессорной станции ОГЗ.**

Разрушение участка байпасной линии с отсекающим краном №3 между линиями нагнетания и всаса компрессора ГПА-10 дожимной компрессорной установки №2 цеха №4 I-й очереди Оренбургского гелиевого завода произошло 28 декабря 1996 года. Монтаж обвязки производился ОМУС-3 треста "Оренбургнефтехиммонтаж" по проекту института ЮжНИИгипрогаз. Дата окончания монтажа – 07.12.79 г. Рабочие параметры участка трубопровода: температура +100°С; давление 3,7 МПа (37 кгс/см<sup>2</sup>); транспортируемая среда – очищенный природный газ.

Основные характеристики трубопровода: диаметр 325 мм; толщина стенки 10 мм; материал (по проекту) – сталь 10 по ГОСТ 8732-70; материал (по исполнительной документации) – сталь 20 по ГОСТ 8732-70.

Разрушение трубопровода (байпасной линии) произошло при пуске компрессора.

В процессе разрушения байпасная линия разрушилась на отдельные фрагменты неправильной формы с линейными размерами от 180 до 1300 мм. По результатам ультразвуковой толщинометрии 18-ти фрагментов разрушившегося байпаса толщина стенки трубы составляла 8,8...11,1 мм. При измерениях твердости зафиксированы значения 206...215 НВ.

Для определения очага разрушения фрагменты (участки) были обмеряны, промаркированы, и из них составлена схема разрушения в соответствии с линиями разрыва.

На всех представленных фрагментах был изучен характер изломов и определены направления распространения разрушений. Анализ направлений распространения трещин позволил предположить, что очаг разрушения находился в сварном шве приварки байпасной

линии к крану №3. Из этого шва были отобраны темплеты для исследования причин зарождения и развития разрушения.

Было определено, что началом разрушения явился участок сварного шва длиной ~50 мм, от которого пошло лавинообразное развитие магистральных трещин с многочисленными разветвлениями и изменениями направлений. При исследовании рельефа излома в характере растрескивания по сварному шву наблюдались три зоны:

- зона 1 – первоначальная трещина длиной до 45 мм и глубиной до 7 мм с очагами разрушения в дефектах сварки (подрез, несплавления);
- зона 2 – дальнейшее развитие трещин во время эксплуатации;
- зона 3 – долом с гладким срезом.

Микроструктурный анализ показал, что начальная трещина развивалась по линии сплавления в корневом шве.

При анализе химического состава было установлено, что металл байпасной линии соответствовал стали марки Сталь 75 по ГОСТ 14959-79, на основании чего было сделано предположение, что для монтажа байпаса был использован участок трубы из обсадной или технической колонны марки "Л", применяемой при обустройстве скважин.

После обобщения всех полученных данных схема развития аварии представлялась следующей:

- 1) образование первичной трещины в процессе сварки при монтаже байпасной линии;
- 2) подрастание трещины до критических размеров в результате воздействия значительных эксплуатационных циклических нагрузок при пусках и работе ГПА;
- 3) раскрытие трещины при пуске ГПА 28 декабря 1996 года с дальнейшим "взрывным" (хрупким, лавинообразным) разрушением трубы.

В результате проведенных исследований сделаны выводы, что:

1. По механическим свойствам и химическому составу металл трубы байпасной линии не соответствовал требованиям проектной, нормативной и исполнительной документации.
2. Разрушение байпасной линии (D 325 × 10 мм) вызвано дефектами (подрезом и несплавлением) в сварном шве приварки ее к юбке крана №3, а "взрывной" характер разрушения трубы обусловлен неправильным выбором материала трубы – высокоуглеродистой стали.

### **Случай 29. Разрушение патрубка люка-лаза на ректификационной колонне К-4/2 установки У-21 отделения 430 ОГЗ.**

Разрушение патрубка люка-лаза с образованием ряда сквозных трещин на ректификационной колонне К-4/2 установки У-21 отделения 430 Оренбургского гелиевого завода произошло в апреле 1999 года.

Ректификационная колонна с клапанными тарелками К -4/2 (зав. № 3440-6, рег. № 46-4-4-12018) установки № 21 отделения 430 гелиевого завода предприятия "Оренбурггазпром" изготовлена на предприятии п/я В-2964 г Сумы в 1985 году. Установлена и эксплуатируется на Оренбургском гелиевом заводе с 1988 года.

Согласно сведениям из паспорта колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой около 22,6 м. Верхняя часть колонны изготовлена из обечаек диаметром 1800 мм с толщиной стенок 26 мм, нижняя – из обечаек диаметром 2200 мм с толщиной стенок 32 мм. Колонна оснащена люками-лазами диаметром 500 мм в верхней и нижней частях.

Емкость колонны  $50 \text{ м}^3$ , рабочее давление  $P_{\text{раб.}} = 42 \text{ кгс/см}^2$ , рабочая температура траб. – от  $-35^\circ\text{C}$  до  $+36^\circ\text{C}$ .

Материал корпуса колонны, в том числе патрубка одного из люков-лазов – сталь 09Г2С-15 по ГОСТ 5520-79 (согласно паспорту сосуда). Материал патрубка второго люка-лаза – сталь 09Г2С-6.

Рабочая среда – углеводороды (взрыво- и огнеопасная, некоррозионная).

В процессе эксплуатации колонны разрушившийся люк-лаз дважды – 03.04.1991 года и 09.04.1999 года – подвергался ремонту. При этом в обоих случаях ремонтировался сварной шов вварки люка-лаза в обечайку.

Для определения (расследования) причин разрушения патрубка были выполнены визуально-измерительный контроль, измерения некоторых механических и химических характеристик металла патрубка штуцера, анализ химического состава металла, металлографические исследования.

Было установлено, что разрушение штуцера люка-лаза Ду 500 ректификационной колонны К-4/2 произошло в наиболее слабом месте колонны, зародившись на сварном шве вварки патрубка штуцера люка-лаза в обечайку корпуса. В результате на штуцере возникло четыре трещины: "трещина 1", образовавшаяся в зоне верхней образующей патрубка преимущественно вдоль образующей в положении примерно между цифрами "12" и "1" на циферблате часов; "трещина 2", протянувшаяся по окружности (периметру) патрубка в положении примерно от "8,5" до "12" на циферблате часов; "трещина 3", развившаяся по образующейся патрубка в районе цифры "9" на циферблате, и "трещина 4", прошедшая вдоль образующей патрубка штуцера в районе между цифрами "5" и "6" на циферблате.

Кроме того, было проведено выяснение режима работы колонны в момент аварии, в частности температурного режима, которое показало, что режим работы колонны в момент предшествовавший разрушению штуцера и в момент его существенно нарушался как по абсолютной величине, так и по регламентированной скорости изменения температуры.

На основании результатов проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Материал штуцера люка-лаза и обечайки корпуса колонны в месте вварки штуцера удовлетворяют требованиям ГОСТ 5520-79 и ГОСТ 19282-73 в отношении возможности его использования при рабочих температурах не ниже  $-40^\circ\text{C}$ .

2. Разрушение (растрескивание) материала патрубка штуцера люка-лаза и обечайки корпуса в месте вварки патрубка в обечайку колонны К-4/2 произошло в результате нарушения норм технологического режима – снижения температуры продукта на входе в колонну ниже  $-40^\circ\text{C}$  и превышении нормы ТУ 196-2422.00.000 (раздел 5, п.15.16) в части возможной скорости изменения (понижения и повышения) температуры.

### **Случай 30. Разрушение сварных соединений на газопроводе "Оренбург – Заинск".**

Магистральный газопровод "Оренбург – Заинск" ( $D = 1020 \text{ мм}$ ,  $P = 5,6 \text{ МПа}$ ) , сооруженный для транспортировки газа Оренбургского ГКМ на Заинскую ГРЭС, введен в эксплуатацию в 1971 году. Его общая протяженность 508 км, из них 343 км проходят по территории Оренбургской области.

Рельеф местности, по которой проходит трасса газопровода – холмистый, пересеченный балками и оврагами.

На всем протяжении газопровод выполнен в одну нитку, подземно. Он сооружен из труб  $1020 \times 16 \text{ мм}$  производства Швеции на участках I–II категории протяженностью более 16,5 км, и труб  $1020 \times 14 \text{ мм}$  производства ФРГ и Франции – на участках III–IV категории.

Трубы изготовлены из малоуглеродистой низколегированной стали с пределом прочности не ниже 520 МПа, пределом текучести не ниже 300 МПа и ударной вязкостью 5 кг м/см<sup>2</sup> при температуре –40°С. Содержание углерода в стали 0,18...0,20%. Углеродный эквивалент не выше 0,45. Трубы выполнены из нормализованного листа.

Практически с самого начала эксплуатации газопровода на нем начали проявляться многочисленные коррозионные повреждения в виде растрескивания (свищей) сварных швов на кольцевых стыках труб или в непосредственной близости от них на продольных швах. Естественно, что возникновение повреждений сопровождалось утечками газа в атмосферу.

Выборочные данные по количеству коррозионных повреждений на газопроводе "Оренбург - Заинск" в отдельные годы его эксплуатации приведены в таблице 1.

Таблица 1

Количество свищей, зарегистрированное на газопроводе "Оренбург – Заинск" в процессе его эксплуатации

Год эксплуатации	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1985
Количество свищей	21	37	80	54	22	33	2	10	1

Из данных, приведенных в таблице 1, следует, что количество повреждений в течение первых 6-ти лет эксплуатации было весьма значительным. Причем в первые три года оно непрерывно возрастало, следующие три года несколько снизилось, но все же находилось на недопустимо высоком уровне, затем в течение трех последующих лет снизилось до минимума и держалось на таком уровне до последнего времени. В последние годы опять начали поступать сведения об одиночных коррозионных повреждениях газопровода, причина возникновения которых требует выяснения.

подавляющее большинство повреждений на газопроводе имело вид нераскрывшихся трещин различной длины (от 20 до 150 мм) на продольных заводских сварных швах в непосредственной близости от кольцевых монтажных швов или на кольцевых швах. Имели место и более крупные повреждения (разрывы).

Возникновение столь значительного числа свищей на ранней стадии эксплуатации газопровода было обусловлено специфическими условиями эксплуатации, не характерными для эксплуатации типичных магистральных газопроводов (с момента ввода в эксплуатацию по апрель 1972 г. по газопроводу транспортировался сырой кислый газ, поступающий с ГП-2 Оренбургского НГКМ, с содержанием H<sub>2</sub>S до 2,5% об.), качеством сварочных работ и отсутствием послесварочной термообработки сварных стыков.

Очевидно, что и после апреля 1972 г. в газопровод попадал газ с некоторым (незначительным) содержанием H<sub>2</sub>S.

Признано, что упомянутые повреждения были вызваны сочетанием таких факторов как наличие различных дефектов (непроваров, подрезов и т.д.) сварки, наличием в сварных соединениях высоких остаточных напряжений, неблагоприятным воздействием на металл швов некондиционного кислого газа.

Обследование внутреннего состояния начального участка трубопровода (L = 117,1 км), выполненное с помощью ультразвукового прибора-дефектоскопа "Ультраскан" в 1994 году, показало, что серьезных проблем, вызываемых общей внутренней коррозией, в трубопроводе нет. Тем не менее по результатам дефектоскопии из трубопровода было вырезано несколько "катушек" с наружными дефектами язвенного характера и внутренними расслоениями металла, признанными недопустимыми. Более подробная информация по данному случаю повреждения приведена в работе [5].

### **Случай 31. Разрушения газопровода "Оренбург – Куйбышев".**

На магистральном газопроводе очищенного газа "Оренбург-Куйбышев" в сентябре 1974 года повреждения имели место на 96, 123 и 365 км трассы.

Газопровод "Оренбург-Куйбышев" построен из спиральношовных электросварных труб D 1020×10 мм, изготовленных Волжским трубным заводом из рулонной горячекатаной стали марки 17Г2СФ поставки Липецкого металлургического комбината и электросварных труб с продольным сварным швом D 1020×11 мм и D 1020×14 мм, изготовленных Ново-Московским трубным заводом из листовой горячекатаной стали марки 17Г2СФ.

Газопровод сдан в эксплуатацию в ноябре 1973 года, а в феврале 1974 года производились его дополнительные испытания на прочность и плотность согласно СНиП 111Д-10-72.

После дополнительных испытаний на участке газопровода от 0 до 75 км остановлено рабочее давление 5,2 МПа, на участке от 75 до 381,3 км – 5,0 МПа.

На 96 и 123 км произошло разрушение спиральношовных труб D 1020×10 мм производства Волжского трубного завода, а на 365 км трассы разрушению подвергся монтажный сварной шов на стыке труб D 1020×11 мм того же завода.

На 96 км разрушения газопровода произошли при давлении 4,9 МПа, на 123 км – при давлении 4,85 МПа: на участке длиной 1200 мм по зоне термического влияния заводского спирального сварного шва. Линия разрушения пересекла кольцевой монтажный шов, выполненный автоматической сваркой под слоем флюса, и ответвилась в основной металл. Образовавшиеся трещины имели максимальное раскрытие ~40 мм и остановились в основном металле.

На 123 км трассы разрушение газопровода произошло по зоне термического влияния заводского спирального сварного шва и распространилось по основному металлу трубы, пересекая сварные швы.

На 365 км трассы газопровода разрушение произошло по оси поперечного монтажного сварного шва, выполненного автоматической сваркой под слоем флюса с ручной подваркой с внутренней стороны шва.

Основными причинами разрушений газопровода на 96 и 123 км трассы признаны неудовлетворительные физико-механические характеристики металла труб и сварных соединений, а именно: пониженные против норм прочность и ударная вязкость.

Причинами пониженных механических свойств явились сильное загрязнение металла неметаллическими включениями, повышенные содержания в металле труб углерода, марганца и ванадия, а также отсутствие термообработки сварных соединений.

Причинами разрушения трубопровода на 365 км трассы признано снижение прочности стыкового шва вследствие некачественно выполненной сварки – наличия в шве различных дефектов (непроваров, шлаковых включений, крупнозернистой структуры) и пониженные механические характеристики металла шва (ударная вязкость металла шва по результатам испытаний всех образцов составляла 0,56...2,79 кг м/см<sup>2</sup>, тогда как не должна была быть ниже 3 кг м/см<sup>2</sup>).

### **Случай 32. Разрушение газопровода "Оренбург – Новопсков".**

Разрушение участка труб магистрального газопровода "Оренбург – Новопсков" на длине около 46 метров произошло 11 октября 1975 года на 33 км трассы. В момент аварии давление в газопроводе достигало 5,4 МПа при расходе газа 900000 м<sup>3</sup>/час. На данном участке трубопровод был сооружен из прямошовных труб D 1220×11 мм, изготовленных на

Челябинском трубопрокатном заводе из стали марки 14Г2САФ поставки Орско-Халиловского металлургического комбината.

Участок газопровода был испытан в соответствии с требованиями СНиП III-42-72 на давление 6,05 МПа и принят в эксплуатацию Государственной комиссией 31 июля 1975 года. Установлено рабочее давление 5,5 МПа.

На месте разрушения газопровода образовался котлован, имеющий в плане форму восьмерки с максимальной длиной 250 м, шириной 10 м и глубиной 3 м.

Часть трубопровода длиной около 41 м была развернута в лист и отброшена из образовавшегося котлована на расстоянии около 10 метров от его оси. Вторая, прилегающая к ней часть, длиной около 5 метров была разрушена на 23 куска, и они были отброшены от места аварии по ходу газа на расстояние 15...200 метров.

В момент аварии произошло воспламенение газа. При осмотре места аварии и частей разрушенного участка газопровода установлено, что разрушение началось на участке продольного заводского ремонтного шва и развивалось вдоль него в обе стороны.

Со стороны Оренбурга произошло многократное разветвление первоначально возникшей трещины. Все вновь образовавшиеся трещины остановились на поперечном монтажном шве, в основном металле перед этим швом или за ним.

Со стороны Новопскова разрушение прекратилось на основном металле после разветвления трещины на две и их последующем соединении.

Часть разрушенного трубопровода с очагом разрушения при аварии подверглась воздействию пластической деформации и нагрелась до температуры близкой к температуре плавления. Это исключило возможность исследования свойств заводского продольного ремонтного шва в области очага разрушения.

На основании результатов осмотра места аварии, частей разрушенного участка трубопровода и исследования химического состава, механических свойств и структуры металла сварных соединений были сделаны следующие выводы:

1. Основной металл разрушенной трубы – сталь 14Г2САФ – по химическому составу соответствует ТУ 14-3-109-73 с учетом допускаемых ими отклонений, однако содержит на 0,02% С больше верхнего предела при нормальном углеродном эквиваленте. Механические свойства металла трубы не отвечают требованиям ТУ 14-3-109-73, а именно: ударная вязкость ниже требуемой нормы (при  $t = 0^{\circ}\text{C}$  – 4,05 кг м/см<sup>2</sup> и при  $t = -40^{\circ}\text{C}$  – 3,3 кг м/см<sup>2</sup>, тогда как по ТУ она должна быть не менее 8 и 3,5 кг м/см<sup>2</sup> соответственно).

2. Металл продольных заводских швов по химическому составу соответствует требованиям ТУ 14-3-109-73, а по механическим свойствам (в особенности металл ремонтных швов имеет недопустимо высокое временное сопротивление разрыва (до 750 МПа при максимально допустимом по ТУ – 690 МПа) и низкую пластичность (относительное удлинение для ремонтных швов – 2,9% при минимально допустимом 18%, а ударная вязкость при температуре 0 и  $-40^{\circ}\text{C}$  соответственно 1,45 и 0,69 кг м/см<sup>2</sup> при минимально допустимых значениях 8 и 3,5 кг м/см<sup>2</sup>).

3. Металл поперечного автоматического сварного монтажного шва содержит Сг на 0,18% больше верхнего предела, допускаемого ТУ, и имеет неудовлетворительные характеристики пластичности (ударная вязкость при температуре  $0^{\circ}\text{C}$  – 4,96 кг м/см<sup>2</sup> и при  $-40^{\circ}\text{C}$  – 1,36 кг м/см<sup>2</sup>, тогда как по ТУ должна быть соответственно минимум 8 и 3,5 кг м/см<sup>2</sup>).

4. В связи с повышенной чувствительностью стали 14Г2САФ к перегреву в заводских продольных ремонтных швах и в поперечных автоматических монтажных швах имеются участки металла с крупными ферритными зёрнами, а в зоне термического влияния – участки с мартенситной структурой. (Эти зоны обладают повышенной чувствительностью к коррозионному растрескиванию).



5. В заводских продольных швах имеется большое количество микропор и очень мелких шлаковых включений, величина которых допускается ТУ, но в то же время являющихся источниками зарождения микротрещин.

6. Разрушение газопровода предположительно произошло вследствие наличия в заводском продольном ремонтном шве трещин, возникших при ремонтных сварочных работах на шве или в процессе старения металла шва, обладающего низкими пластическими свойствами и имеющего в зоне термического влияния мартенситную структуру.

7. В связи с тем, что исследования механических свойств металла сварных соединений труб D 1220 мм из стали 14Г2САФ производилось на образцах в какой-то степени деформированных при разрушении трубы, необходимо провести повторные исследования механических свойств заводских продольных ремонтных швов, отобрав эти образцы из труб, не бывших в эксплуатации. В случае подтверждения данных проведенных ранее исследований следует поставить вопрос о необходимости проверки качества эспандированных труб D 1220 мм из стали 14Г2САФ, выпускаемых Челябинским трубопрокатным заводом.

8. При выполнении сварочных работ во время монтажа трубопроводов из стали 14Г2САФ следует исключить применение хромистой сварочной проволоки и не допускать повышенного содержания хрома в металле шва.

9. В связи с наличием в металле продольных заводских швов шлаковых микровключений, выходящих на поверхность швов, необходимо произвести проверку эффективности работы станции катодной защиты, так как при неоптимальной ее работе в данных условиях возможно быстрое развитие питтинговой почвенной коррозии.

Еще одно разрушение магистрального газопровода "Оренбург – Новопсков" отмечено 27 марта 1977 г. на 89 км трассы. В данном случае разрушение произошло по поперечному монтажному сварному шву.

(Материал труб и условия эксплуатации в данном случае были аналогичны вышеописанным).

Разрушение произошло по ремонтному шву на поперечном кольцевом монтажном шве.

Ремонтные работы выполнялись в связи с появлением утечки газа. При осмотре поверхностей разрушения на большей части периметра шва обнаружены большие шлаковые и газовые включения и непровары. Ремонтный шов на всей длине был выполнен с прожогами, непроварами, шлаковыми и газовыми включениями.

На расстоянии 80 мм от кольцевого монтажного шва на продольном заводском шве обнаружена поперечная трещина. Трещина возникла в зоне расточки конца трубы под конус эспандировочного пресса и имела типичный характер для труб 1220×11 мм, изготавливаемых Челябинским трубопрокатным заводом из стали марки 14Г2САФ.

При удалении из газопровода дефектного участка трубы произошло раскрытие зоны резки на 80...100 мм из-за снятия больших растягивающих монтажных напряжений, вызванных просадкой газопровода на участке с "ломаным профилем".

Для уточнения причин возникновения трещин в продольном заводском и кольцевом монтажном швах исследовался химический состав, механические свойства и структура сварных соединений.

По результатам исследований основными причинами аварии признаны:

а) низкое качество поперечного монтажного шва и ремонтного шва, наложенного после появления утечки газа, имеющего непровары, прожоги, газовые и шлаковые включения;

б) наличие больших монтажных напряжений, вызванных неравномерной просадкой газопровода.

### **Случай 33. Разрушение газопровода ГРС-1 – Сакмарская ТЭЦ.**

Авария, вызванная разрушением трубы с выбросом газа в атмосферу и возгоранием его, произошла на газопроводе D720 × 10 мм "ГРС-1 – Сакмарская ТЭЦ" на окраине г.Оренбурга в январе 1997 года.

Данный газопровод протяженностью 9,7 км, предназначенный для транспорта очищенного природного газа, сооружен из труб производства Челябинского трубного завода по проекту института ГИПРОНИИГАЗ, г.Саратов, и пущен в эксплуатацию в 1987 году. Материал труб – сталь ВСт3сп4 по ТУ 14-3-1160-83.

Расчетное (проектное) давление в трубопроводе 1,2 МПа (12 кгс/ см<sup>2</sup>). Перед вводом в эксплуатацию он был проверен на прочность путем пневматического испытания при давлении испытательной среды 1,5 МПа (15 кгс/ см<sup>2</sup>).

До аварии, происшедшей 15 января 1997 года, по данным организации-владельца других аварийных ситуаций на газопроводе не отмечалось.

При ремонте поврежденная труба была удалена из трубопровода, и для проведения исследований из нее была вырезана "катушка", включавшая место разрушения длиной 3,4 м.

Исследования разрушенного участка трубы выполнялись по программе, включавшей комплекс различных видов контроля, в частности:

- визуально-оптический и измерительный контроль участка трубы;
- ультразвуковую толщинометрию участка трубы;
- замер твердости основного металла, металла сварного шва и околошовной зоны;
- ультразвуковой контроль сварных соединений и сплошности основного металла;
- определение химического состава металла;
- механические испытания металла;
- фрактографические исследования поверхностей разрушения;
- металлографические исследования макро- и микрошлифов основного металла.

Исследования проводились с учетом требований соответствующих ГОСТов и НТД.

При визуально-оптическом и измерительном контроле установлено, что повреждение трубы представляет собой разрыв металла приблизительно Л-образной (или П-образной) формы, с основанием, располагающемся почти (под углом ~20°) параллельно оси трубопровода. Под воздействием внутреннего давления участок поверхности трубы, ограниченный линией разрыва, разогнут примерно на 90° до положения, близкого к перпендикулярному к образующей, вдоль ее. Общая длина (протяженность) линии разрыва составляет ~2700 мм. Длина (протяженность) проекции линии зарождения разрыва, т.е. исходной трещины, очевидно, явившейся причиной аварии, на продольную ось трубы – ~950 мм.

На линии разрыва металла выявлены три характерные зоны:

а) зона 1 – первичная продольная трещина длиной ~1000 мм без явных признаков пластической деформации, проходящая под углом ~20° к оси трубопровода по участку имевшихся на поверхности трубы механических повреждений (ряда задигов и одной вмятины);

б) зоны 2 и 3 – участки долома, проходящие под углом 40...50° к поперечному сечению трубы и направленные в одну сторону относительно первичной трещины.

В изломе металла вдоль всей продольной (предположительно исходной, первоначальной) трещины – зона I – выявлены:

– окисленная поверхность шириной от 7,7 до 8,3 мм, т.е. до ~90% толщины стенки трубы;

– поверхность долома шириной 0,9...1,5 мм по всей длине продольной трещины (измерения проводились при помощи измерительной лупы с 10-кратным увеличением со встроенной измерительной шкалой: цена деления 0,05 мм).

Отмечено, что изменение направления линии разрыва металла на концах исходной трещины (имеющей окисленную поверхность в разломе) на более крутое относительно оси трубы по сравнению с первоначальным произошло в местах нахождения концентраторов напряжений, а именно: на концах задира-инициатора исходной трещины.

На поверхности исследованного участка (как непосредственно в месте исходной трещины, так и вблизи нее) зафиксированы многочисленные механические повреждения металла в виде групп задиrow (бороздок) и отдельных вмятин.

Размеры задиrow: длина – от 48 до ~1000 мм, глубина – от 0,8 до 3,0 мм. Размеры вмятин: длина – от 130 до 450 мм, ширина – от 75 до 130 мм, глубина – от 5 до 25 мм.

Наиболее протяженные задиры и самая большая вмятина расположены вдоль предполагаемой линии зарождения разрыва.

Характер задиrow и вмятин, а также их расположение на поверхности трубы дают основание утверждать с большой долей вероятности, что причиной их образования является механическое воздействие на трубу, уложенную в землю, ковша экскаватора или другого землеройного механизма.

Каких-либо очагов или зон заметных коррозионных повреждений на наружной и внутренней поверхностях разрушенного участка трубы при визуальном обследовании не зафиксировано.

Измерения длины окружности трубы, проведенные с шагом 50 мм на участке разрыва и вне его, не показали увеличения линейных размеров (т.е. вытяжки металла) трубы в месте разрушения, что свидетельствует о хрупком (непластичном) характере разрушения.

При ультразвуковой толщинометрии УЗТ, проведенной на всей поверхности вырезанной "катушки" по сетке 200 × 200 мм, практически все полученные значения толщин стенок трубы составили 9,2...9,4 мм (среднее значение 9,3 мм). Минимальная толщина стенки, зафиксированная в центре одной из вмятин с задиrow равнялась 7,6 мм.

Из полученных при УЗТ величин без поверочного расчета ясно, что исходя из условий прочности, при такой толщине стенки трубопровод не мог бы разрушиться даже при максимально возможном в нем рабочем давлении.

При ультразвуковом контроле (УЗК) продольного сварного шва на разрушенном участке газопровода дефектов не обнаружено. При УЗК сплошности основного металла разрушенного участка каких-либо неоднородностей, вызывающих отражение или ослабление ультразвуковых волн, достаточных для регистрации их при контроле с заданной чувствительностью, не зафиксировано.

Металлографическими исследованиями показано, что структура основного металла трубы была феррито-перлитной, ориентированной в направлении прокатки. По толщине стенки трубы отмечена значительная неоднородность данной структуры по величине зерна, которая при соответствующих условиях могла способствовать трещинообразованию.

Другими проведенными исследованиями установлено, что по химическому составу и механическим свойствам металл разрушенного участка газопровода соответствовал требованиям для стали марки СтЗсп по ГОСТ 380-88 и ГОСТ 14637-89, а также

сертификатным данным на трубы D 720 × 10 мм из марки стали ВСтЗсп4 по ТУ 14-3-1160-83.

Таким образом, в результате неразрушающего контроля, химического анализа, механических испытаний, металлографических и фрактографических исследований основного металла и продольного шва "катушки" с послеаварийным повреждением, каких-либо существенных отклонений в свойствах материала трубы от нормы, а также каких-либо специфических дефектов (за исключением вышеописанных задиров и вмятин), которые снижали бы конструктивную прочность трубы и способствовали бы ее разрушению при заданных рабочих условиях не было обнаружено.

На основании вышеизложенного было сделано предположение, что зарождение первоначальной продольной трещины произошло за счет имевшихся на поверхности трубы механических задиров, а ее подрастание до критических размеров - в процессе эксплуатации газопровода.

Предполагалось также, что раскрытие достигшей критических размеров продольной трещины и разрушение газопровода, приведшее к аварии, произошло в момент некоторого превышения в нем расчетного (проектного) рабочего давления.

Для проверки этого предположения был выполнен соответствующий расчет по методике ANSI/ASME с использованием так называемого "критерия В31G" [6].

Расчет величины разрушающего давления, т.е. давления, предположительно воздействовавшего на трубопровод в момент его разрушения, выполнялся по формулам из работ [7-9].

Из выполненного расчета следовало, что при наличии имевшегося в теле трубы дефекта разрушение трубопровода могло произойти при давлении порядка 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>).

С учетом некоторого консерватизма критерия В31G, о чем упоминается в ряде работ, в частности в работах [8,9], можно было предполагать, что в действительности разрушение трубопровода произошло при давлении несколько более высоком, чем расчетное.

Данное предположение впоследствии было подтверждено информацией, представленной трестом "Оренбургмежрайгаз", согласно которой в период, непосредственно предшествовавший аварии, давление в газопроводе достигало величины 1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>) или даже несколько превышало его, (что зафиксировано приборами).

Расчетным путем было также показано, что при наличии имевшихся на поверхности трубы дефектов (задиров и вмятин), но отсутствии трещины, разрушение трубопровода могло произойти при величине давления в нем порядка 8,0 МПа (80 кгс/см<sup>2</sup>).

В итоге на основании выполненных диагностических работ и ориентировочных расчетов были сделаны следующие выводы:

1. Причиной аварии на газопроводе послужила трещина, образовавшаяся в стенке трубы в зоне концентрации напряжений от механических повреждений (задиров и вмятин) наружной поверхности.

2. В процессе эксплуатации трещина, преимущественно ориентированная вдоль оси трубопровода, накануне аварии достигла критических размеров – длины около 1000 мм и глубины порядка 8 мм.

3. Разрушение трубопровода произошло во время повышения рабочего давления до величины ~1,5 МПа (15 кгс/см<sup>2</sup>), что определено ориентировочным расчетом и подтверждено показаниями приборов.

4. Разрушение газопровода при наличии выявленных задиров и вмятин, но отсутствии трещины в стенке трубы, согласно расчетным данным могло произойти при рабочем давлении порядка 8,0 МПа (80 кгс/см<sup>2</sup>).

Более подробная информация об этом случае разрушения трубопровода приведена в работе [10].

## ВЫВОДЫ

На всех без исключения промышленных объектах, в том числе на нефтяных и газовых месторождениях, оборудование и трубопроводы с течением времени подвергаются старению, износу, различного рода повреждениям и разрушениям. Эти повреждения бывают как коррозионного, так и некоррозионного характера. Последнее в полной мере относится к Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению (ОНГКМ), находящемуся в эксплуатации около 25 лет.

Несомненно, что ознакомление с повреждениями трубопроводов и оборудования на объектах одного из крупнейших в мире месторождений сероводородсодержащего газа и конденсата за более чем 20-летний период эксплуатации представляет большой интерес для специалистов газовой и нефтяной промышленности. Особый интерес эта тема представляет в связи с распространенным мнением о том, что сероводородная коррозия является основной причиной повреждений стальных изделий и аварий на месторождениях кислых газов и нефтей. В определенной мере об этом можно судить по представленному в настоящем обзоре материалу.

Все приведенные в настоящем обзоре описания являются не описаниями повреждений, выявленных при диагностировании на стадии приемки или в процессе эксплуатации, а описаниями (констатацией) случаев повреждений после того, как они произошли.

В обзоре приведен далеко не полный перечень повреждений металлических изделий на объектах ОНГКМ, однако и из него можно заключить, что имевшие место повреждения достаточно многочисленны и разнообразны. Они отмечены на всем протяжении технологической цепочки добычи, обработки и транспорта продукции – от скважины до подачи газа потребителю.

Это вполне естественно для любого газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения с коррозионно-агрессивной продукцией, тем более для такого крупного как Оренбургское НГКМ.

В обзоре не ставилась цель подробного анализа причин описанных повреждений, но из приведенного материала вытекает, что коррозионный фактор, хотя и играл в проявлении повреждений металла трубопроводов и оборудования на объектах ОНГКМ весьма важную роль, до настоящего времени не являлся решающим (доминирующим).

Более существенными факторами, способствовавшими возникновению повреждений и разрушений металла, были исходное качество применяемых материалов, качество проектирования, качество изготовления изделий, качество сооружения и условия эксплуатации объектов.

Исходя из анализа описанных случаев повреждений металлических изделий на различных объектах добычи и транспорта продукции ОНГКМ, можно заключить, что несмотря на различия условий, в которых они имели место, первопричинами их возникновения, как правило, являлись исходные дефекты в материале, неправильный выбор материала оборудования для заданных условий эксплуатации, ошибки в проектировании, брак в монтажной сварке и/или нарушения технологических режимов работы. Сероводородная коррозия при этом, хотя и играла важную роль в ряде серьезных аварий, но

являлась лишь одним из способствующих разрушениям факторов, в то время как сами разрушения являлись следствием вышеуказанных причин.

Аналогичными причинами были также обусловлены повреждения оборудования и трубопроводов ОНГКМ, не находившихся в непосредственном контакте с сероводородсодержащими средами и, следовательно, не подвергавшихся воздействию сероводородной коррозии, а именно: трубопроводов очищенного и товарного газа; оборудования, работающего в контакте с обессеренными углеводородами и т.п.

На этом основании можно констатировать, что причины, приводящие к возникновению аварий трубопроводов и оборудования на объектах ОНГКМ (объектах предприятия "Оренбурггазпром"), как для условий наличия, так и для условий отсутствия сероводородной коррозии, одни и те же – исходные дефекты в используемом для сооружения различных изделий металле; применение материалов не по назначению; брак в сварке при монтаже; отдельные ошибки при проектировании и сооружении и т.п.

Многолетний опыт эксплуатации ОНГКМ – одного из крупнейших в мире месторождений кислого газа и конденсата – свидетельствует, что такие месторождения можно достаточно успешно (с сравнительно небольшим риском аварий от коррозии и по другим причинам) эксплуатировать при условии четкого соблюдения правил и требований (в первую очередь, общих) по качеству проектирования, сооружения и эксплуатации объектов, нарушение которых приводит к негативным последствиям не только на месторождениях кислого, но и обычного, т.е. не содержащего кислых примесей, газа.

Поскольку полного исключения ошибок проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования достичь невозможно является очевидным, что исключительно важную роль в обеспечении безопасной эксплуатации объектов как с сероводородсодержащей, так и с несероводородсодержащей продукцией играет эффективное техническое диагностирование оборудования и трубопроводов.

Следует отметить, что большинство описанных случаев повреждения оборудования и трубопроводов, в том числе наиболее серьезных, произошли достаточно давно, до начала функционирования на ОНГКМ так называемой "системы интенсивной диагностики". Упомянутая "система" начала создаваться в конце 1980-х, а работать в начале 1990-х годов. Под "системой" подразумевается резкое увеличение на ОНГКМ объемов и качества диагностических работ за счет создания и начала функционирования в 1991 году специализированного диагностического предприятия "Техдиагностика", усиления диагностическими кадрами служб технического надзора в подразделениях предприятия "Оренбурггазпром", оснащения диагностических бригад современным оборудованием и приборами неразрушающего контроля, интенсивного привлечения для участия в диагностических работах ведущих специалистов отечественных исследовательских институтов и зарубежных фирм, пересмотра старых, создания и широкого практического использования новых нормативно-технических документов (НТД) по вопросам диагностирования, ППР и др..

Одним из первых разработанных НТД явились ДТС -1-92 "Дополнительные требования по контролю за состоянием металла технологического оборудования и трубопроводов при эксплуатации предприятий добывающих, перерабатывающих и транспортирующих природный газ и газовый конденсат, содержащих сероводород", утвержденные ГК "Газпром" 03.06.1992 г. Одним из последних – "Положение о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия "Оренбурггазпром", подверженных воздействию сероводородсодержащих сред", утвержденное РАО "Газпром" 30.05.1998 г.

И если в первом документе обобщены сведения и даны рекомендации по диагностированию оборудования, эксплуатирующегося в сероводородсодержащих средах, исходя из относительно ограниченных знаний и опыта начала 1990-х годов, то последний

базируется на обширном опыте и знаниях, полученных в процессе реализации программы "интенсивной диагностики" всего последнего 10-летия.

Постоянный прогресс в области диагностирования оборудования и трубопроводов на ОНГКМ во многих случаях позволяет сейчас своевременно выявлять и устранять дефекты, которые раньше вполне могли привести к серьезным авариям. Можно констатировать, что несмотря на постоянное "старение" металла и металлических конструкций число аварий и степень их серьезности на текущем этапе эксплуатации ОНГКМ ниже, чем на предыдущем. Это дает основание утверждать, что при своевременном создании и четком функционировании "системы интенсивной диагностики" многих повреждений и аварий как описанных, так и не описанных в настоящем обзоре, можно было бы успешно избежать.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гончаров А.А., Митрофанов А.В., Третьяк А.Я., Киченко Б.В. О некоторых повреждениях оборудования и трубопроводов на различных объектах добычи и транспорта продукции Оренбургского ГКМ // НТЖ ВНИИОЭНГа "Защита от коррозии и охрана окружающей среды". – 1996. – №11-12. – С.2-11.

2. Профилактика аварий на Оренбургском газохимическом комплексе / Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Киченко Б.В., Еремин М.Н., Гоголев А.М., Лосева Т.Д. // ЭКиП (Экология и промышленность России). – 1998. – № 9.– С.24-29.

3. Гончаров А.А. Эксплуатационная надежность технологического оборудования и трубопроводов // Газовая промышленность. – 1998. – №7. – С.16-18.

4. Проблемы и особенности дефектоскопии адаптеров фонтанных арматур скважин Оренбургского НГКМ, изготовленных из материала "Уранус-50" / Митрофанов А.В., Филатов И.Ф., Сапун А.А., Киченко Б.В. // Дефектоскопия. – 1999. – №10. – С.48-58.

5. Анализ причин и характера коррозионных повреждений в начальный период эксплуатации магистрального газопровода "Оренбург - Заинск"/ Митрофанов А.В., Гафаров Н.А., Резвых А.И., Полозов В.А., Киченко Б.В.// НТЖ ВНИИОЭНГа "Защита от коррозии и охрана окружающей среды". – 1996.– №10. – С.2-11.

6. ANSI/ASME B31G-1984. Manual For Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. - ASME, New York.

7. Kiefner J.F., Vieth P.H. New method corrects criterion for evaluating corroded pipe // Oil and Gas Journal. - 1990.- Vol.88. No.32. - P.56 - 59.

8. Coulson K.E.W., Worthingham R.G. Standart damage-assessment approach is overly conservative // Oil and Gas Journal. - 1990. Vol.88.- No.15. - P.54 - 59.

9. Hisey D.T., Kiefner J.F. Pressure calculation for corroded pipe developed // Oil and Gas Journal. - 1992.- Vol.90. - No.42. P.84 - 89.

10. Результаты расследования причины аварии на газопроводе высокого давления D 720 мм "ГРС-1 - Сакмарская ТЭЦ" / Митрофанов А.В., Дианов И.Н., Холзаков Н.В., Целоусов А.И., Киченко Б.В. // Безопасность труда в промышленности.–1997.– №10. – С.10-15.