

РАССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИНЫ АВАРИИ НА ГАЗОПРОВОДЕ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ОАО "Техдиагностика", Госгортехнадзор России,
Оренбургский округ Госгортехнадзора России

Авария, вызванная самопроизвольным разрушением трубы с выбросом газа в атмосферу и возгоранием его, произошла на газопроводе высокого давления $D 720 \times 10$ мм «ГРС-1 — Сакмарская ТЭЦ» на окраине Оренбурга в январе 1997 г. Данный газопровод протяженностью 9,7 км, предназначенный для транспортирования очищенного природного газа, сооружен из труб, изготовленных Челябинским трубным заводом по проекту ГИПРОНИИГАЗа (г. Саратов), и пущен в эксплуатацию в 1987 г. Материал труб — сталь ВстЗсп4 по ТУ 14-3-1160—83. Владелец газопровода — трест «Оренбургмежрайгаз» АОТ «Оренбургоблгаз».

Расчетное (проектное) давление в трубопроводе 1,2 МПа (12 кгс/см^2). Перед вводом в эксплуатацию он был проверен на прочность путем пневмоиспытания при давлении испытательной среды 1,5 МПа (15 кгс/см^2). До аварии, происшедшей 15 января 1997 г., по данным организации-владельца, других аварийных ситуаций на газопроводе не отмечалось. Авария произошла на отметке трассы ПК 8 + 59,7, т.е. в 859,7 м от начала трубопровода.

По результатам аварии проведено расследование причин ее возникновения. Диагностические работы на поврежденном участке трубопровода по заданию Оренбургского округа Госгортехнадзора России выполнены ОАО «Техдиагностика».

При ремонте поврежденная труба была удалена из трубопровода, и для проведения исследований из нее вырезана «катушка» (рис.1), включавшая место разрушения, длиной 3,4 м. Разрушенный участок трубы исследовался с учетом требований соответствующих ГОСТов и НТД по специально разработанной программе, включавшей такие виды контроля, как визуально-оптический и измерительный; ультразвуковая толщинометрия; 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.

При визуально-оптическом и измерительном контроле установлено, что повреждение трубы представляет собой разрыв металла приблизительно Л-образной (или П-образной) формы, с основанием, располагающимся под углом $\sim 20^\circ$ почти параллельно оси трубопровода. Под воздействием внутреннего давления участок поверхности трубы, ограниченный линией разрыва, разогнут вдоль нее примерно на 90° до положения, близкого перпендикулярному к образующей (рис.1). Общая протяженность линии разрыва составляет ~ 2700 мм. Длина проекции линии зарождения разрыва, т.е. исходной трещины, очевидно ставшей причиной аварии, на продольную ось трубы ~ 950 мм.

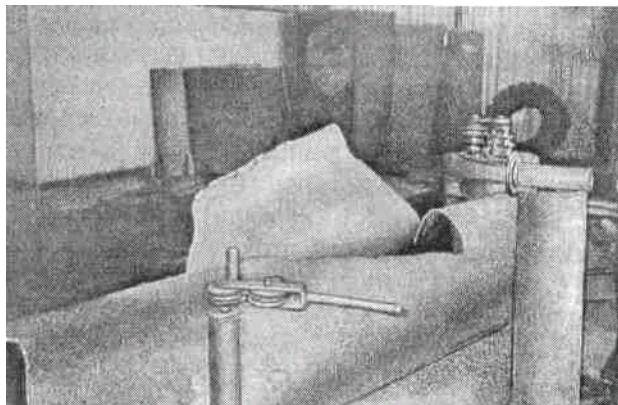


Рис.1. Внешний вид «катушки», вырезанной из газопровода «ГРС-1 — Сакмарская ТЭЦ» после аварии

На линии разрыва металла выявлены три характерные зоны:

- зона 1 — первичная продольная трещина длиной ~1000 мм без явных признаков пластической деформации, проходящая под углом ~30° к оси трубопровода по участку имевшихся на поверхности трубы механических повреждений (ряд задиrow и одна вмятина);
- зоны 2 и 3 — участки долома, проходящие под углом 40-50° к площади поперечного сечения трубы и направленные в одну сторону относительно первичной трещины.

В изломе металла вдоль всей продольной (предположительно исходной, первоначальной) трещины (зона 1) выявлены:

- окисленная поверхность шириной от 7,7 до 8,3 мм, т.е. примерно 90% толщины стенки трубы;
- поверхность долома шириной 0,9-1,5 мм по всей длине продольной трещины (измерения проводились при помощи 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 15 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 причина их образования — 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 поверхности вырезанной «катушки» по сетке 200x200 мм, практически все полученные значения толщин стенок трубы составили 9,2-9,4 мм (среднее 9,3 мм). Минимальная толщина стенки, зафиксированная в центре одной из вмятин с задиrom, равнялась 7,6 мм. Из полученных при УЗТ величин без всякого 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.

В результате металлографических исследований выявлено, что основной металл трубы представлен ферритно-перлитной структурой, ориентированной в направлении прокатки. По толщине стенки трубы отмечена значительная неоднородность данной структуры по величине

не зерна, которая при соответствующих условиях может способствовать трещинообразованию.

Другими исследованиями установлено, что по химическому составу и механическим свойствам металл разрушенного участка газопровода соответствует требованиям ГОСТ 380—88 для стали Ст3сп и ГОСТ 14637—89, а также данным, представленным в сертификатах па трубы $D 720 \times 10$ мм из марки стали Вст3сп4 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 обнаружено. На основании вышеизложенного наиболее вероятно, что первоначальная продольная трещина зародилась из-за имевшихся на поверхности трубы механических задиров, а ее разрастание до критических размеров происходило в процессе эксплуатации газопровода. Предполагалось, что раскрытие достигшей критических размеров продольной трещины и разрушение газопровода, приведшее к аварии, могли произойти в момент повышения в нем рабочего давления до величины, несколько превышавшей расчетную (проектную).

В связи с этим в процессе проводившихся исследований, кроме выявления непосредственных причин разрушения, интерес вызывал вопрос, при каком рабочем давлении могло произойти разрушение трубопровода с имевшимся в нем дефектом — трещиной определенных размеров.

Для ответа на данный вопрос была использована методика ANSI/ASME "критерий В31G", широко применяемая для подобных целей за рубежом. Отличительная особенность применения критерия В31G в нашем случае — использование его при наличии в стенке трубы дефекта типа трещины, в то время как обычно он применяется при расчетах, когда дефекты — коррозионные язвы (каверны).

Расчет величины разрушающего давления (МПа), т.е. давления, предположительно воздействовавшего на трубопровод в момент его разрушения, выполнялся следующим образом:

$$G_{\text{разр}} = 1,1G_{\text{т}}' \frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0)M^{-1}},$$

где $G_{\text{т}}' = G_{\text{т min}}$ — минимальный (нормативный) предел текучести материала трубы, МПа. Для стали Ст3сп $G_{\text{т min}} = 250$ МПа; A — площадь проекции дефекта (каверны) в продольном сечении стенки трубы, мм². В нашем случае приближенную форму дефекта в продольном сечении выражаем прямоугольником, т.е. $A = Ld$, где L — длина дефекта (каверны) вдоль оси трубы, мм; d — средняя глубина дефекта (каверны) мм; $A_0 = Lt$ — площадь поверхности, соответствующая произведению длины дефекта (каверны) вдоль оси трубы на номинальную толщину стенки t , мм²; M — фактор (коэффициент) Фолиаса, характеризующий форму дефекта, — функция L , D и t , который в свою очередь определяется по формуле

$$M = 1 + \left(\frac{0,8L^2}{Dt} \right)^{0,5},$$

где D — наружный диаметр трубы, мм.

В связи с тем, что остаточная толщина стенки трубы в пределах длины исходной трещины колебалась от 0,9 до 1,5 мм, то для расчета используем усредненную остаточную толщину стенки, т.е. 1,2 мм. Тогда средняя глубина дефекта (трещины) $d = 9,3 - 1,2 = 8,1$ мм.

Таким образом, расчет $G_{\text{разр}}$ выполним при следующих исходных данных: $D = 720$ мм, $t = 9,3$ мм, $L = 950$ мм и $d = 8,1$ мм.

1. Определяем фактор Фолиаса:

$$M = \left(1 + \frac{0,8 \cdot 950^2}{720 \cdot 9,3} \right)^{0,5} = 10,432.$$

2. Находим разрушающее напряжение в трубопроводе, МПа:

$$G_{\text{разр}} = 1,1 \cdot 250 \cdot \left(\frac{1 - \frac{950 \cdot 8,1}{950 \cdot 9,3}}{1 - \frac{950 \cdot 8,1}{950 \cdot 9,3} \cdot 10,432^{-1}} \right) = 38,7,$$

а затем разрушающее давление $P_{\text{разр}}$, МПа:

$$P_{\text{разр}} = \frac{G_{\text{разр}} \cdot 2t}{D_{\text{ср}}} = \frac{38,7 \cdot 2 \cdot 9,3}{710} = 1,014.$$

Вышеприведенный расчет выполнен на основе первоначального варианта критерия В31G. В то же время известно, что формулы так называемого «критерия В31G» постоянно модернизируются, благодаря чему расчетные данные постепенно приближаются к реальным, полученным экспериментально, т.е. погрешности расчетов уменьшаются.

В одной из последних модификаций критерия В31G, описанной в работе Coulson K.E.W, Worthingham R.G. Standard damage-assessment approach is overly conservative // Oil and Gas Journal. — 1990. — Vol.88. — No. 15. — P. 54-59, $G_{\text{разр}}$ определяется как $G_{\text{т min}} + 70,3$ МПа, а коэффициент Фолиаса вычисляется по формуле

$$M_{\text{т}} = 0,032(L^2/Dt) + 3,3.$$

Выполним расчет по модифицированным формулам «критерия В31G»

$$M_{\text{т}} = 0,032(950^2/720 \cdot 9,3) + 3,3 = 7,61;$$

$$G_{\text{т min}} + 70,3 = 250 + 70,3 = 320,3.$$

Находим разрушающее напряжение в трубопроводе, МПа:

$$G_{\text{разр}} = 320,3 \cdot \left(\frac{1 - \frac{950 \cdot 8,1}{950 \cdot 9,3}}{1 - \frac{950 \cdot 8,1}{950 \cdot 9,3} \cdot 7,61^{-1}} \right) = 46,67.$$

Определяем разрушающее давление в трубопроводе, МПа:

$$P_{\text{разр1}} = \frac{G_{\text{разр1}} \cdot 2t}{D_{\text{ср}}} = \frac{46,67 \cdot 2 \cdot 9,3}{710} = 1,223.$$

Таким образом, из выполненного расчета следует, что при наличии имевшегося в теле трубы дефекта разрушение трубопровода могло произойти уже при давлении 1,0-1,2 МПа. С учетом некоторого консерватизма критерия В31G, о чем упоминается в ряде работ, можно было предполагать, что в действительности разрушение трубопровода произошло при давлении несколько более высоком, чем расчетное.

Данное предположение впоследствии подтвердилось информацией, представленной трестом «Оренбургмежрайгаз», согласно которой в период, непосредственно предшествовавший аварии, давление в газопроводе достигало 1,5 МПа и даже несколько превышало его (что зафиксировано приборами).

Для сравнения представляется интересным найти величину разрушающего давления в трубопроводе для случая, когда на его поверхности имелись бы только обнаруженные задиры и вмятины, но отсутствовала трещина. Очевидно, что сами имевшиеся на поверхности трубы вмятины какого-либо существенного влияния на снижение несущей способности трубопровода оказать не могли. Более серьезную опасность с точки зрения нарушения целостности трубопровода могли представлять группы имевшихся задириков в случае сочетания их определенной длины, глубины и ориентации. Известно, что заDIR, как и любое другое повреждение, способствующее уменьшению толщины стенки трубы, тем более опасен, чем больше его глубина и протяженность в направлении вдоль оси трубопровода.

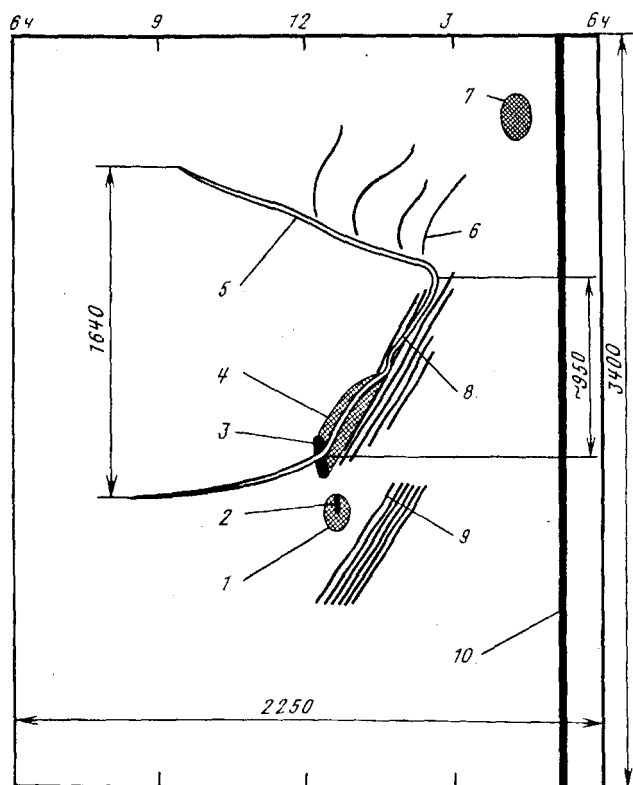


Рис. 2. Развертка «катушки» поврежденной трубы $D = 720$ мм с указанием вида и местоположения дефектов на ее поверхности:

1 — вмятина 130×75 мм глубиной 8,5 мм; 2 — заDIR во вмятине $l = 48$ мм глубиной 2 мм; 3 — заDIR 48×17 мм глубиной 3 мм; 4 — вмятина вдоль линии разрыва $L = 350$ мм; 5 — линия разрыва; 6 — задиры глубиной 0,5 мм; 7 — вмятина 180×130 мм; 8 — задиры глубиной 0,8-1,2 мм вдоль линии разрыва; 9 — задиры $L = 550$ мм глубиной 0,8-1,5 мм; 10 — продольный сварной шов

В нашем случае на поверхности трубы видны три группы задириков (рис. 2), а наиболее опасные из них — задиры, имевшие наибольшую протяженность вдоль оси трубы (~1000 мм), так как одновременно они были и наиболее глубокими (0,8-1,2 мм), а на небольшой длине ($l = 48$ мм), в зоне максимальной вмятины, даже до 3 мм.

Рассчитывать разрушающее давление для трубы с дефектами типа задириков по схеме расчета для трубы, не имеющей никаких дефектов, но с толщиной стенки, равной остаточной толщине стенки под заDIRом поврежденной трубы, некорректно. Таким образом, расчет разрушающего давления для трубы с заDIRами должен быть выполнен при следующих исходных данных: $D = 720$ мм, $t = 9,3$ мм, $L = 950$ мм, $d = 1,0$ мм, $At = 7,61$ и $G_{T \min} + 70,3$ МПа = 320,3 МПа.

Тогда:

$$G_{\text{разр2}} = 320,3 \left(\frac{1 - \frac{950 \cdot 1,0}{950 \cdot 9,3}}{1 - \frac{950 \cdot 1,0}{950 \cdot 9,3} \cdot 7,61^{-1}} \right) = 290.$$

Искомая величина разрушающего давления (в МПа) в трубопроводе:

$$P_{\text{разр2}} = \frac{G_{\text{разр2}} \cdot 2t}{D_{\text{ср}}} = \frac{290 \cdot 2 \cdot 9,3}{710} = 7,6.$$

Последнее — хорошая иллюстрация того, что только лишь задиры, имевшиеся на поверхности трубы, не могли быть причиной ее разрушения.

На основании выполненных диагностических работ и ориентировочных расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Причиной аварии на газопроводе послужила трещина, образовавшаяся в стенке трубы в зоне концентрации напряжений от механических повреждений (задиры и вмятины) 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 ~1,5 МПа, что определено ориентировочным расчетом и подтверждено показаниями приборов.
4. Разрушение газопровода при наличии выявленных задириков и вмятин, но отсутствии трещины в стенке трубы, согласно расчетным данным, могло произойти при рабочем давлении порядка 7,6 МПа.