

## МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИВАРНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Гумеров А.К., Шмаков А.К., Хайрутдинов Ф.Ш.

*В статье приводятся результаты обследования аварийной катушки, вырезанной из места разрушения магистрального нефтепровода. Установлено, что приварные элементы могут стимулировать разрушение трубы по механизмам водородной коррозии и усталости. Ускоряющими разрушение факторами являются: концентрация напряжений вдоль углового сварного шва, доступность грунтовой воды из-за отсутствия изоляции на месте приварки элемента, наличие отрицательного электрического потенциала от системы электрохимической защиты, циклический характер рабочего давления.*

Весной 2006 года произошла авария на одном из магистральных нефтепроводов большого диаметра, в результате чего нанесён определённый ущерб экологии в виде загрязнения поверхности грунта и попадания нефти в реку. Как принято в таких случаях, назначена техническая экспертиза, перед которой поставлен ряд вопросов, в том числе:

- Каковы причины разрушения магистрального нефтепровода?
- Что необходимо предпринять для исключения аналогичных аварий?

Размеры труб на месте аварии  $\varnothing 1220 \times 14,8$  мм (по непосредственным измерениям). Срок эксплуатации трубопровода 30 лет.

В 2003 году на участке, включающем место аварии, был выполнен капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб. При этом использованы прямошовные трубы, изготовленные в ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» по ТУ 14-3-1698-2000 из стали марки 17Г1С-У. Класс прочности К52. Заводское испытательное давление 8,33 МПа. Трубы имеют заводское изоляционное покрытие, состоящее из эпоксидной грунтовки, адгезива, полиэтилена толщиной 3 мм. Для изолирования стыков применена специальная термоусаживающая пленка. При сдаче в эксплуатацию участок, где выполнен капитальный ремонт, испытан под заводским давлением.

На месте аварии глубина залегания нефтепровода по верхней образующей составляет 1 м. Защита от почвенной коррозии двухуровневая: пассивная (изоляционное покрытие) и активная (электрохимическая защита). С момента

замены участка потенциал “труба-земля” поддерживался в пределах от минус 1,4 В до минус 1,9 В, что соответствует существующим нормам.

Нефтепровод на участке, включающем место аварии, аттестован в соответствии с РД 153-39.4Р-119-03 [1] и допущен к эксплуатации до 2010 года. По результатам аттестации максимальное допустимое давление установлено 5,55 МПа. Фактическое давление на месте аварии составило 4,96 МПа. При этом номинальное окружное напряжение в стенке трубы на месте аварии составило 200 МПа. За 26 последних месяцев произошло 108 перепадов рабочего давления, приведённых к 2,0 МПа (в среднем один перепад давления в неделю). Некоторые перепады давления достигали 4,0 МПа.

В 2004 году (т.е. после капитального ремонта) нефтепровод обследовался внутритрубным магнитным дефектоскопом MFL, который зарегистрировал на участке, включающем место аварии, два вантуза на расстоянии 1,5 м друг от друга. На месте установки вантузов дефекты труб не обнаружены.

Авария произошла на одном из этих вантузных узлов. При этом произошёл разрыв трубопровода с последующим отрывом патрубка. В результате разрыва образовалась трещина длиной 1430 мм с максимальным раскрытием 350 мм. Очаг развития трещины находился на продольном участке углового сварного шва, которым был приварен усиливающий воротник вантуза к трубопроводу (рисунки 1 и 2).

Указанные два вантуза были установлены в 2004 году и использованы для закачки нефти при опорожнении параллельного участка другого магистрального нефтепровода, который проходит в общем техническом коридоре. Эти вантуза планировалось ликвидировать в сентябре 2006 года.

Исследование аварийной катушки (рисунок 1) включало: внешний осмотра и визуально-измерительный контроль; анализ изломов; химический анализ металла трубы, патрубка, воротника и сварного шва; определение механических свойств основного металла трубы; металлографический анализ металла трубы и сварного шва; замеры твердости сварных швов.

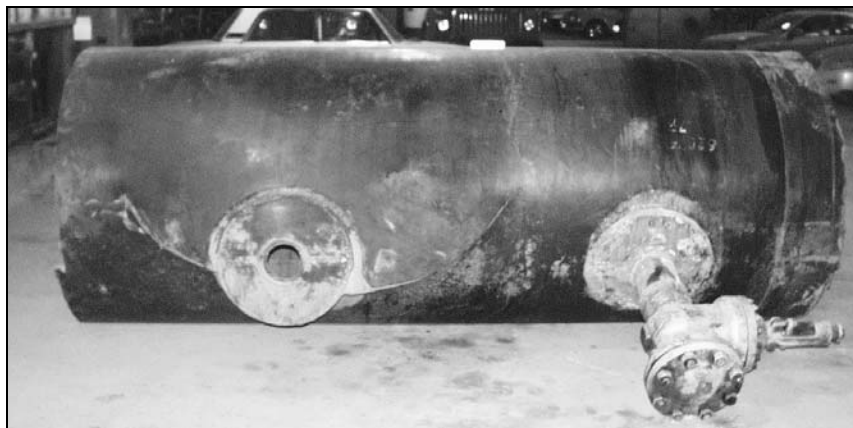


Рисунок 1. Внешний вид разрушенного участка трубы (аварийной катушки)



Рисунок 2. Вид трещины изнутри трубы

Исследования привели к следующим результатам.

1. Разрушенный вантузный узел имеет размеры: условный диаметр 150 мм, диаметр патрубка 168 мм, диаметр усиливающего воротника 500 мм, толщина воротника 15,2 мм.

2. Имеются следы коррозии (ржавчины) вантуза до уровня штока задвижки. Это свидетельствует, что в колодцах стояла вода на 45 см выше верхней образующей трубы.

3. Имеются следы удара на фланцевом соединении вантуза с заглушкой. Шток задвижки изогнут. Чугунное крепление штока сломано с искривлением (от ударного изгиба). На внутренней поверхности металлического колодца обнаружены отпечатки от ударов на уровне штока и фланца заглушки. Всё это свидетельствует, что произошёл удар вантуза об стенку металлического колодца,

что в свою очередь произошёл из-за раскрытия трубы при образовании трещины по линии сварки “воротник-труба”.

4. Толщина стенки патрубка вдали от кромки излома находится в диапазоне 7,9 – 8,8 мм. По периметру излома толщина стенки колеблется от 4,2 до 8,8 мм. Плоскость излома патрубка расположена под углом 45° к поверхности. Имеются следы значительной пластической деформации патрубка при разрушении. В процессе разрушения патрубок погнулся. Всё это свидетельствует, что, во-первых, металл патрубка обладал значительным запасом пластичности, во-вторых, отрыв патрубка произошёл от удара вантуза о внутреннюю стенку колодца, что является вторичным по отношению к появлению и раскрытию трещины на основной трубе.

5. Усиливающий воротник приварен к стенке основной трубы угловым сварным швом в несколько проходов (рисунок 3). Угловой шов не является равнокатетным, как того требуют нормативные документы по сварке. Горизонтальный катет (по поверхности трубы) значительно меньше вертикального катета (вертикальный катет равен толщине воротника). Это приводит к увеличению концентрации напряжений вдоль сварного шва. Недопустимые технологические дефекты сварки типа трещин, непроваров, пор, подрезов, несплавлений на сварных соединениях не выявлены.

6. Разрушение началось на продольной части сварного шва “воротник-труба” (рисунки 1 и 4). Причиной появления и развития трещины является концентрация напряжений на переходе от углового сварного шва к основному металлу трубы, усиленная недостаточным размером горизонтального катета.

7. При установке вантуза снята изоляция с основной трубы и не восстановлена после установки вантуза (рисунок 5). Несмотря на отсутствие соответствующей изоляции, визуально не наблюдаются коррозионные дефекты, представляющие опасность для нефтепровода (есть только следы коррозии). Это объясняется тем, что нефтепровод находился под электрохимической защитой.

8. Излом стенки трубы по месту разрушения хрупкий, без видимых следов пластической деформации. В изломе наблюдаются трещины, представляющие собой водородное расслоение металла трубы (рисунок 6).

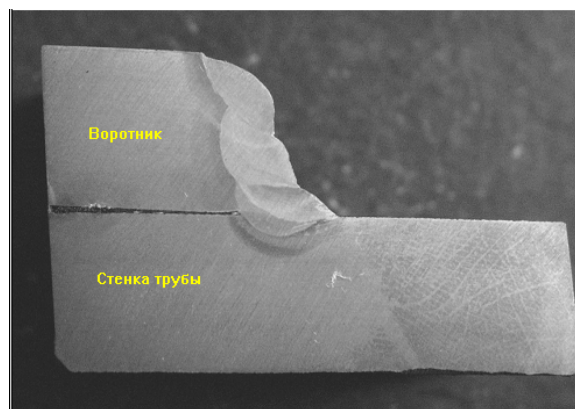


Рисунок 3. Макроструктура углового сварного шва “воротник-труба”

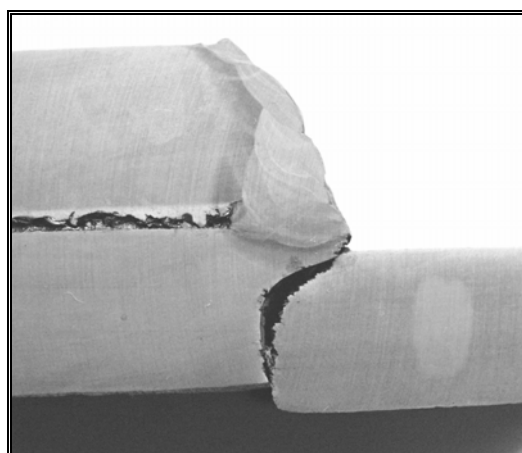


Рисунок 4. Развитие трещины, приведшей к аварии



Рисунок 5. Состояние изоляционного покрытия на вантузном узле

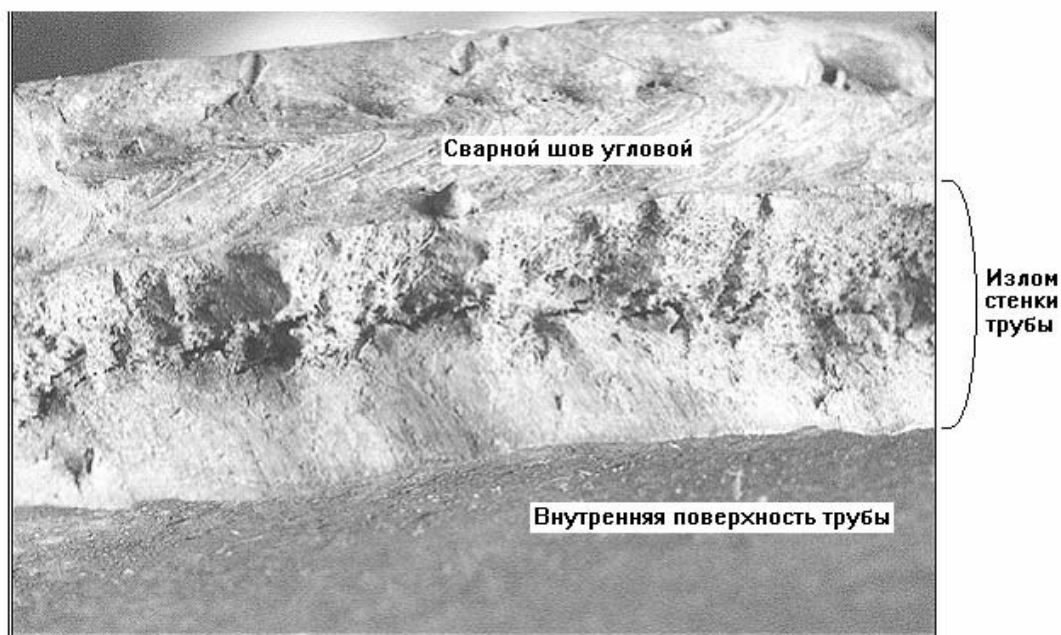


Рисунок 6. Излом стенки трубы по месту разрушения (сверху сварной шов “вантуз-труба”)

9. Механические свойства металла основной трубы соответствуют нормативным требованиям, сертификатным и паспортным данным.

10. Металлы трубы и воротника содержат в своем составе углерода больше, чем это предусмотрено техническими условиями и сертификатами. В результате значения углеродного эквивалента  $C_E$  и параметра стойкости против растрескивания  $R_{CM}$  превышают допустимые значения соответственно на 7% и на 12 %. Однако это не сказалось на качестве металла сварного шва “воротник-труба”.

11. Микроструктура металла трубы и воротника состоит из феррита и перлита с величиной зерна 8-10 баллов шкалы по ГОСТ 5639 [2] (рисунок 7). Наблюдается полосчатость феррито-перлитной структуры до 4 балла шкалы по ГОСТ 5640 [3]. Загрязненность металла неметаллическими включениями в виде строчек составляет 4 балла шкалы по ГОСТ 1778 [4].

12. В зоне разрыва наблюдается частичное обезуглероживание перлитных зерен. Кроме того, обнаружены многочисленные дефекты, ориентированные вдоль проката в виде расслоения металла, образовавшиеся в результате наводороживания металла (рисунок 8). Явление называют водородным расслоением металла, водородным растрескиванием [5, 6].

Из полученных результатов исследований следует, что в разрушении нефтепровода сыграли основную роль следующие три явления:

- высокая концентрация напряжений на продольных (ориентированных по оси трубы) участках углового сварного шва “воротник-труба” из-за неправильной геометрии сварного шва (неравнокатетность);
- циклический характер нагрузки (давления);
- водородное растрескивание металла трубы вдоль сварного шва “воротник-труба”.

100<sup>x</sup>

Рисунок 7. Микроструктура металла трубы вдали от места разрушения (светлые полосы – феррит, темные – перлит).

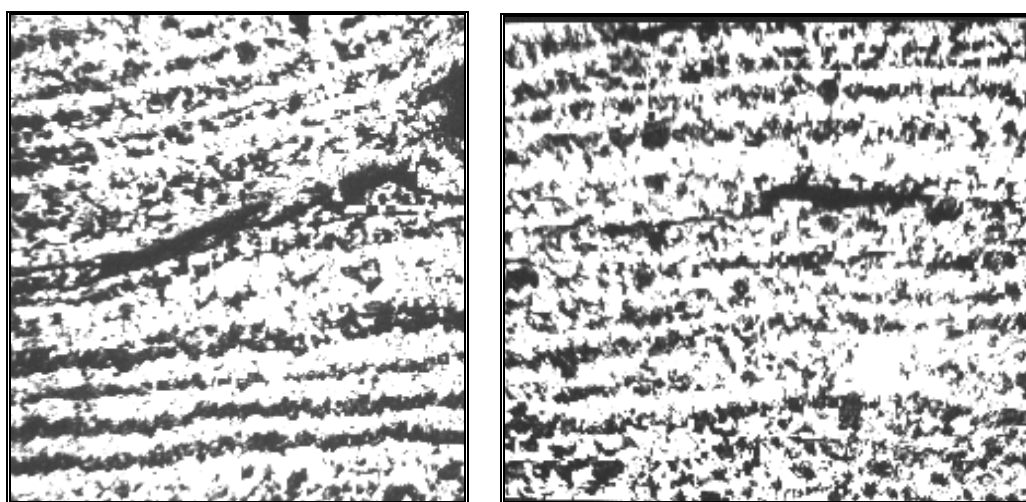
300<sup>x</sup>

Рисунок 8. Водородное растрескивание металла (зарождение и рост микрорасслоений в результате скопления водорода)

Как отмечено выше, окружные напряжения в стенке трубы были равны 200 МПа, что само по себе допустимо. Однако, угловой сварной шов “воротник-труба” может поднять напряжения на переходе от шва к поверхности трубы в 3 и более раз. Тогда местные напряжения легко могут превысить предел усталости ( $\approx 250$  МПа), предел текучести ( $\approx 400$  МПа), предел прочности ( $\approx 580$  МПа) металла трубы. Поэтому продольные участки углового шва представляют очень большую опасность для трубопровода. Если угловой шов выполняется с меньшим катетом, чем того требуют нормы, то концентрация напряжений усиливается, опасность разрушения тоже.

Водородное растрескивание может реализоваться при одновременном выполнении двух условий: наличие источника атомарного водорода и высокие растягивающие механические напряжения. В данном случае источником атомарного водорода стал электрохимический процесс на неизолированных участках поверхности трубопровода, которые находились в грунтовой воде под действием отрицательного электрического потенциала. Высокие растягивающие механические напряжения были созданы угловым сварным швом “воротник-труба”. В результате атомарный водород интенсивно проникал в металл трубы только вдоль сварного шва и главным образом на участках, ориентированных по оси трубы.

Циклический характер нагрузки ускоряет водородное растрескивание за счёт увеличения подвижности дислокаций и атомов водорода в металле. Кроме того, он “включает” самостоятельный механизм разрушения – усталостный.

На магистральных газопроводах водородное растрескивание широко известно (оно имеет и другие названия: блистеринг, стресс-коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением). Но в трубопроводном транспорте до сих пор не были известны случаи локального протекания этого явления на концентраторах напряжений.

Для недопущения аналогичных аварий на магистральных трубопроводах необходимо:

- исключить или в максимальной степени снизить концентрацию механических напряжений на сварных соединениях;



– обеспечить качественное изоляционное покрытие на концентраторах напряжений и тем самым исключить источник атомарного водорода на высоконагруженных участках.

### **Выводы**

1. Одной из причин разрушения вантузного узла магистрального нефтепровода явился укороченный горизонтальный катет углового сварного шва “воротник-труба”, что привело к повышению концентрации напряжений и создало предпосылки для проявления двух явлений: усталость и водородное растрескивание.

2. Другой причиной разрушения явилось отсутствие изоляционного покрытия вдоль этого сварного шва, что в условиях контакта с грунтовой водой и действия электрохимической защиты привело к выделению атомарного водорода и его внедрению в металл трубы вдоль сварного шва, далее к водородному расслоению и растрескиванию металла трубы.

3. На магистральных трубопроводах возможно коррозионное растрескивание металла трубы в концентраторах напряжений, если имеется контакт с грунтовой водой. Система электрохимической защиты этот вид коррозии не подавляет, а наоборот, ускоряет.

4. Для исключения аналогичных аварий необходимо на угловых сварных швах максимально снизить концентрацию напряжений и обеспечить качественную изоляцию от грунтовой воды.

### **Литература**

1. РД 153-39.4Р-119-03. Методика оценки работоспособности и проведения аттестации эксплуатирующихся магистральных нефтепроводов.

2. ГОСТ 5639-65. Сталь. Методы выявления и определения величины зерна.

3. ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры.

4. ГОСТ 1778-70. Сталь. Металлографический метод определения неметаллических включений.

5. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородосодержащих нефтегазовых месторождений. – М: Недра, 1998.

6. Структура и коррозия металлов и сплавов. Атлас. Справочник под ред. Е.А. Ульянина. – М: Металлургия, 1989 г.