

УДК 622.691.4

А.М. Большаков<sup>1</sup>, Я.М. Андреев<sup>1</sup>**АНАЛИЗ РАЗРУШЕНИЙ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА**

DOI: 10.18577/2071-9140-2015-0-S1-27-31

*Проведен анализ разрушений резервуаров и магистральных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера. Исследованы основные причины аварий, зависимость частоты инцидентов от температуры эксплуатации резервуаров, работающих в условиях Севера.*

**Ключевые слова:** дефект, отказы, разрушения, резервуары, газопроводы.

*In the article an analysis of destructions of reservoirs and long distance pipe lines operated in the conditions of the North is represented. Main causes of failures, dependence of frequency of incidents on temperature of operation of reservoirs operated in the conditions of the North are researched.*

**Keywords:** defect, failures, destructions, reservoirs, gas pipelines.

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова» СО РАН [Federal state unitary enterprise «Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionov» SB RAS] E-mail: administration@iptpn.ysn.ru

**Введение**

Более половины общего числа нефтяных резервуаров в Якутии сдано в эксплуатацию до 1966 г., т. е. у большинства емкостей выработаны нормативные сроки службы. В результате обследования технического состояния во многих резервуарах выявлены дефекты и повреждения, параметры которых превышают предельно допустимые значения. Неудовлетворительное техническое состояние резервуаров увеличивает вероятность их частичного разрушения.

Экономический ущерб от утери работоспособности резервуаров и утечки нефтепродуктов включает не только прямые потери, но и затраты на восстановление окружающей среды, а также на восполнение запасов нефтепродуктов. Расходы на экстренную доставку нефтепродуктов значительны ввиду использования авиации или автотранспорта (по временным зимним дорогам).

Оценка технического состояния резервуаров при высоком уровне накопления дефектов и повреждений в условиях Крайнего Севера [1] представляет собой комплексную задачу, решение которой в первую очередь включает определение степени опасности тех или иных дефектов в свар-

ных соединениях резервуаров с учетом влияния низких температур.

**Материалы и методы**

С целью выявления степени опасности дефектов сварных соединений резервуаров в условиях Крайнего Севера проведен сравнительный анализ видов дефектов резервуаров, находящихся в Республике Саха (Якутия) [2].

При анализе дефекты резервуаров разделили на плоскостные и объемные [3]. К *плоскостным* дефектам относятся скопления дефектов, расположенных в плоскости, перпендикулярной направлению главного напряжения. Переход к ускоренному росту наступает для плоскостного и линейного инициаторов раньше и процесс идет интенсивнее, чем для объемного дефекта. Поэтому инициаторами аварий (отказов) в большинстве случаев являются микротрещины, подрезы и непровары. К *объемным* дефектам относятся раковины, поры, скопления пор, цепочки пор и т. д. (см. таблицу).

По результатам анализа резервуаров, находящихся в Республике Саха (Якутия), выявлено, что в основном плоскостные дефекты приходится на

**Виды дефектов**

Типы дефектов	Виды дефектов
Плоскостные	Непровары (несплавления), трещины, микротрещины, подрезы, цепочки несплошностей (взаимное влияние двух несплошностей начинает проявляться при расстоянии между ними, меньшем или равном радиусу поры) и одиночных включений в виде пор, шлаков, раковин. Ножевая коррозия, расслоение, нитевидная коррозия, коррозионное растрескивание. Неправильное сопряжение сварного шва
Объемные	Одинарные или группа: пор, шлаковых включений, раковин. Одинарные несплошности. Местная коррозия

наиболее нагруженные элементы резервуара – в участках, подверженных неравномерно распределенному напряженно-деформированному состоянию, например на нижних поясах резервуара. В зависимости от расположения резервуара (т. е. при неравномерной осадке резервуара) плоскостные дефекты составляют 2–3% от общего числа дефектов (вместе с количеством одиночных несплошностей) – это в основном трещины, расположенные на наиболее нагруженных элементах резервуара. Плоскостные дефекты (например, непровары) в основном приходятся на участки резервуара, такие как монтажный шов стенки, соединение типа «ласточкин хвост» (на переходе с нахлесточного соединения на стыковое) и монтажные окна.

Для установления достоверности проведен анализ изменений работоспособности резервуаров от времени года, при этом выявлено, что одной из основных причин аварий или инцидентов в условиях Севера является хрупкое разрушение металла (рис. 1) [4–6], – 30–40% разрушений приходится на холодные месяцы года (рис. 2) [7].

При анализе хрупкого разрушения установлено, что плоскостные дефекты в виде трещин на резервуарах являются продольными холодными трещинами в зоне термического влияния и усталостными плоскостными трещинами, которые обычно зарождаются при эксплуатации объекта (рис. 3).

По результатам проведенного визуально-измерительного контроля резервуаров для хранения горючесмазочных материалов в период с 2008 по 2010 год составлена статистика дефектности резервуаров из общего числа дефектов по условным размерам – обследовано более 160 резервуаров, которые были смонтированы в 1958–1987 годах.

При анализе дефектов сварных швов выбраны следующие методы контроля: радиографический, ультразвуковой и визуально-измерительный. Статистическая обработка информации по дефектности состоит в группировке дефектов по видам и размерам, построении диаграмм. Плоскостные дефекты распределяются по длине, объемные – по размеру каждого дефекта.

Анализ обнаруженных дефектов показал, что от общего количества всех дефектов объемные дефекты составляют 53%, плоскостные 47%. Распределение дефектов по элементам резервуаров показало, что плоскостные дефекты расположены в наиболее нагруженных элементах резервуаров, таких как стенка и уторный шов стенки с днищем, которые значительно повышают риск утраты безотказной работоспособности.

#### Результаты и обсуждение

Общую последовательность развития разрушения трубопровода можно представить следующим образом. В результате циклических темпера-

турных напряжений и колебания рабочего давления за время эксплуатации трубопровода около дефектов (пор, непроваров, шлаковых включений и т. д.) накапливаются повреждения, которые служат зародышами магистральной трещины. В процессе эксплуатации в результате образования сквозной трещины-свища происходит хрупкое или квазихрупкое распространение трещины по металлу кольцевого сварного шва с последующим выходом в основной металл. Изломы разрушившихся труб и сварных соединений, как правило, имеют хрупкое строение без видимой пластической деформации с характерным для этого вида шевронным узором. Основным механизмом разрушения является отрыв, однако имеется и вязкое разрушение основного металла труб с незначительной утяжкой, при этом разрушение происходит по механизму сдвига.

Статистический анализ отказов работы газопровода показал, что частота разрушений имеет определенную связь со сменой времени года, т. е. с сезонными колебаниями температуры грунта и газа. Наибольшее количество отказов приходится на осенне-зимние месяцы, именно в этот период произошло >40% всех разрушений, что объясняется резким увеличением потребления газа и геокриологическими условиями этого времени года.

Анализируя опыт эксплуатации магистральных газопроводов в Якутии, можно выделить ряд основных моментов:

- материал труб газопровода (сталь 09Г2С) при работе в условиях низких климатических температур показал достаточно высокую прочность и хладостойкость;

- надежность газопроводов подземной укладки в условиях многолетних мерзлых грунтов выше надежности их надземной прокладки;

- наибольшее количество отказов газопровода с разрушением металла труб приходится на кольцевые сварные соединения, причинами которых являются дефекты сварки;

- типичные для средней полосы России отказы, связанные с развитием коррозии, для газопроводов, эксплуатирующихся в условиях Якутии, являются незначительными, что можно объяснить продолжительным периодом действия отрицательных температур.

Однако в последнее время ряд разрушений на магистральных газопроводах «первого поколения» указывает на усталостный вид развития трещин по основному металлу. Так, часть системы газопроводов имеет эксплуатационный возраст 30 и более лет, общее техническое состояние линейной части этих газопроводов с каждым годом ухудшается, поскольку эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Моральный и физический износ линейной части газопроводов привел в настоящее время к непрерывному увеличению затрат на их восстановление, а также объема работ по ликвидации и частичному предупрежде-



Рис. 1. Последствия аварии резервуара марки РВС-700 в результате хрупкого разрушения основного металла (б – вид сверху)

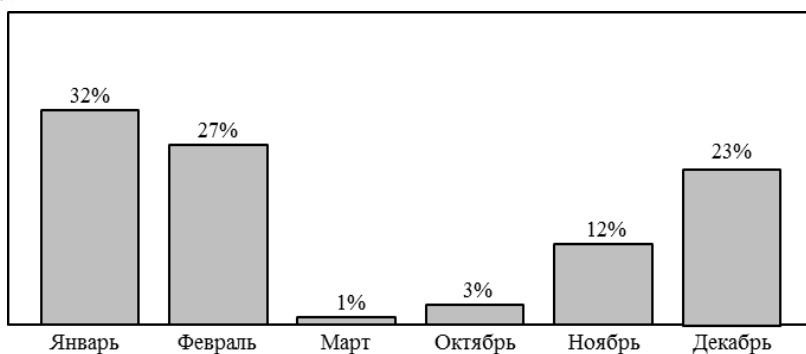


Рис. 2. Распределение количества трещин по месяцам

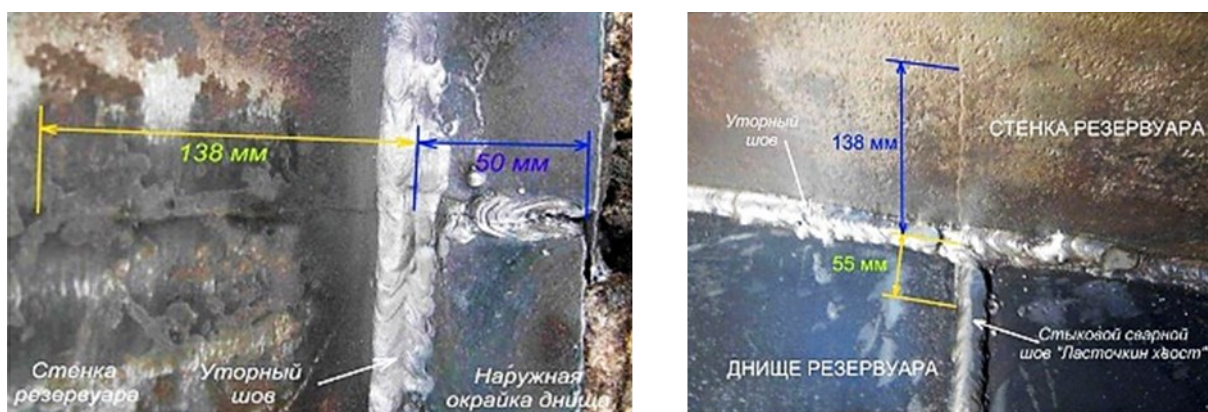


Рис. 3. Трещины с выходом на стенку резервуара марки РВС-2000



Рис. 4. Общий вид разрушения на 185 км второй нитки магистрального газопровода Берге–Якутск

нию аварий, в том числе по ремонту свищей и трещин в сварных швах, вырезке гофров, замене антикоррозионного покрытия в местах его нарушения, подсыпке и обваловке отдельных участков газопровода. Из-за старения металла труб газопровода существенно снизилась сопротивляемость сварных соединений и основного металла хрупкому разрушению, происходит необратимое изменение механических свойств и характеристик трещиностойкости. В этих условиях, очевидно, возрастает риск катастрофических разрушений, прежде всего – участков газопроводов, смонтированных более 30 лет назад, общая длина которых составляет ~ 500 км, так как скорость протекания разрушения в этих конструкциях значительно больше, чем в конструкциях с наибольшим запасом прочности. Кроме того, необходимо учитывать тот факт, что исследуемый газопровод был спроектирован и смонтирован в то время, когда не было достаточного опыта по эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера.

Так, на 185 и 183 км второй нитки магистрального газопровода Берге–Якутск произошли аварии с разрушением металла трубопровода (рис. 4). Аварии представляют собой раскрытие металла вдоль газопровода протяженностью несколько метров, что является следствием развития очага (места зарождения) усталостной трещины на теле трубопровода. Визуальные и фрактографические обследования фрагментов разрушившихся труб газопровода Берге–Якутск на 185 км показывают, что очаг разрушения расположен с внутренней стороны исследуемой трубы в околошовной зоне, имеет достаточную протяженность и долговременность развития усталостной трещины по основному металлу, о чем свидетельствует окисление поверхности. Непосредственный очаг усталостного разрушения, имеющий коррозионное растрескивание, покрыт толстым слоем продуктов коррозии и отложений органических продуктов, вследствие чего невозможно определить тонкую структуру очага разрушения. Зона распространения трещины составляет 30 мм глубиной 3,5 мм, просматриваются бороздчатые структуры, свидетельствующие об усталостном росте трещины, также присутствуют продукты коррозии. Общую продолжительность роста данной трещины можно оценить от нескольких до десятков лет. Изломы очага распространения трещины указывают на хрупкий вид – разрушение происходило по механизму отрыва, на местах остановки трещины переходит в квазихрупкий вид с пластическими составляющими.

С помощью спектрального анализа установлено, что материалы разрушившихся труб соответствуют маркам сталей 17Г1С и 09Г2С. Наибольшее разрушение произошло по основному материалу из стали 17Г1С. Расчетное значение внутреннего разрушающего давления с обнаруженной усталостной трещиной составляет 45,38 кгс/см<sup>2</sup>

(~4,54 МПа). В результате механических испытаний показано повышение прочностных характеристик – пределов прочности при растяжении и текучести, а также снижение пластических характеристик материала труб (относительного удлинения и относительного сужения) до 10–18% от требований ГОСТ 19281 и ГОСТ 20291. Результаты испытаний на ударную вязкость указывают на снижение характеристик ударной вязкости в околошовной зоне до 50% и более (по сравнению с основным металлом трубопровода). Это объясняется деформационным старением основного металла газопровода, особенно в зоне термического влияния, вследствие длительного периода эксплуатации.

Исследование поверхности излома при разрушении труб выявило, что очаг разрушения расположен с внутренней стороны трубы – перпендикулярно кольцевому шву, в зоне термического влияния, на месте соединения основного металла и сварного шва, и имеет достаточную протяженность и долговременность роста трещины. Поверхность излома разрушения свидетельствует о длительном развитии трещины.

Трещина временно перестала расти при переходе к основному металлу, о чем свидетельствует переходная зона, затем она начала продвижение вглубь основного материала, где наблюдаются радиальные рубцы, исходящие от этой зоны, впоследствии перешедшие в магистральную трещину, имеющую шевронный узор. Трещина более длительно и равномерно развивалась по основному металлу в направлении, перпендикулярном максимальным растягивающим напряжениям (окружные напряжения), она характеризовалась усталостными бороздками и остановилась непосредственно в сварном шве, что свидетельствует о достаточной сопротивляемости распространению трещины сварного шва (по сравнению с основным металлом).

Схема излома с усталостной трещиной длиной 30 мм и глубиной 3,5 мм характеризуется тремя основными зонами:

– *непосредственный очаг усталостного разрушения* – имеет коррозионное растрескивание, покрыт толстым слоем продуктов коррозии и отложений органических продуктов, вследствие чего невозможно определить тонкую структуру очага разрушения;

– *зона усталостного излома* – просматривается бороздчатая структура, также присутствуют продукты коррозии;

– *зона ускоренного развития трещины* – просматриваются участки хрупкого разрушения с ручьистым узором, что свидетельствует о внутризеренном разрушении, наблюдаются питтинги (язвы), на участках скола зона покрыта более тонким слоем продуктов коррозии.

Основной металл труб характеризуется относительно равномерным распределением микротвердости по толщине проката. Средняя величина

микротвердости для образца из исходного материала составляет  $159,4 \text{ кгс/мм}^2$  ( $\sim 1594 \text{ МПа}$ ), для образца после 30 лет эксплуатации  $254,2 \text{ кгс/мм}^2$  ( $\sim 2542 \text{ МПа}$ ). Микротвердость металла сварного соединения существенно выше. Измеренные значения микротвердости на образце меняются от 266 до  $283 \text{ кгс/мм}^2$  (от  $\sim 2660$  до  $\sim 2830 \text{ МПа}$ ). Такие значения и распределение микротвердости свидетельствуют о том, что образец подвергся различным температурным воздействиям.

В результате исследований структуры и свойств металла магистрального газопровода Магда-Берге–Якутск выявлены следующие изменения в металле газопровода после 30 лет эксплуатации:

– микротвердость образцов повысилась на 59%, т. е. газопровод подвергался различным температурным воздействиям;

– при исследовании микроструктуры обнаружено, что произошло выпадение сульфидов, насыщенные составляющие которых приводят к ухудшению механических свойств материала и к его старению.

Очагом разрушения газопровода Берге–Якутск на 183 км послужила сквозная трещина-свищ, расположенная на нижней части трубопровода в

месте соединения кольцевого сварного шва и заводского продольного шва. Свищ длиной 33 мм образовался от сварного дефекта – канальной поры размером  $15 \times 2 \text{ мм}$ . Поток газа был направлен в сторону грунта и, в результате действия свища (как «сопла») возникла реактивная сила, послужившая причиной разрыва кольцевого сварного шва, с последующим выбросом труб от оси укладки на расстояние 30–50 м. С помощью спектрального анализа установлено, что материал разрушившихся труб соответствует марке стали 09Г2С. Расчетное значение внутреннего давления на 183 км газопровода Берге–Якутск в момент разрушения трубопровода составляет  $42,61 \text{ кгс/см}^2$  ( $\sim 4,26 \text{ МПа}$ ).

#### Заключение

Таким образом, исследования данных разрушений впервые показали наличие протяженных усталостных трещин, образовавшихся в результате многолетней эксплуатации, а также деформационного старения металла резервуаров и газопроводов, являющегося необходимым и достаточным фактом полного исчерпания несущей способности и запаса прочности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера //Газовая промышленность. 2010. №5. С. 52–53.
2. Большаков А.М., Андреев Я.М. Характер дефектов и виды отказов резервуаров, работающих в условиях Севера //Газовая промышленность. 2012. №3. С. 90–92.
3. Коновалов Н.Н. Нормирование дефектов и достоверность неразрушающего контроля сварных соединений. М.: НТЦ «Промышленная безопасность». 2006. 111 с.
4. Большаков А.М., Татаринев Л.Н. Надежность магистральных газопроводов после 30 лет эксплуатации в условиях Крайнего Севера //Газовая промышленность. 2009. №2. С. 28–31.
5. Большаков А.М., Голиков Н.И., Сыромятникова А.С., Алексеев А.А., Литвинцев Н.М., Тихонов Р.П. Разрушения и повреждения при длительной эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности //Газовая промышленность. 2007. №7. С. 89–91.
6. Дубов А.А. Проблемы оценки ресурса стареющего оборудования //Безопасность труда в промышленности. 2002. №12. С. 30–38.
7. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. М.: Недра. 1973. 200 с.