

Особенности коррозионного истощения ресурса резервуаров и оценка интенсивности возрастания напряженного состояния в сварных швах

Г.С. Аммосов, Дж.С. Иванов, А.П. Аммосов

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск

Рассматривается износ элементов резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов при их длительной эксплуатации в условиях резко континентального климата Севера. На основе натурного наблюдения большого количества резервуаров обнаруживаются наиболее существенные технологические дефекты, возникающие при сварке стыков и их конструктивных элементов, особенности напряженно-деформированного состояния в областях соединений элементов конструкций, которые обуславливают статистическое накопление глубины коррозионного повреждения. При этом установлено, что в резервуарах наиболее распространена питтинговая коррозия на днищах резервуаров, приводящая к прекращению дальнейшей их эксплуатации. Дефекты: подрезы, кратеры, раковины, свищи и сквозные трещины в зонах сварных соединений стенки, уторного соединения резервуаров. Наблюдается значительная интенсивность расширения и роста глубины пор коррозионных повреждений по сравнению с другими видами технологических дефектов. Приводится математическая модель скорости коррозии в зависимости от мольного объема металла и средних значений напряжений в участках металла, вычисляемых с учетом радиуса резервуара и коэффициента концентрации напряжений. Скорость коррозионного углубления является фактором дальнейшего роста упругопластической деформации в зоне термического влияния (ЗТВ), что в свою очередь вызывает появление микро- и макротрещин. Сопоставление скорости коррозии указанных участков с учетом предела текучести основного металла резервуара и ЗТВ сварных соединений является основным фактором, определяющим предельный срок службы резервуаров.

Ключевые слова: резервуары, ресурс, сварной шов, сварные дефекты, коррозионные повреждения, скорость коррозии, коэффициент концентрации, напряжения, предел текучести, оценка риска, аварии.

The Features of Corrosion Exhaustion of Tanks Resource and Assessment of Intensity of Stress State Increasing in Welds

G.S. Ammosov, Dj.S. Ivanov, A.P. Ammosov

Larionov Institute of Physical and Technical Problems of the North SB RAS, Yakutsk

The paper is devoted to a wear of elements of tanks for storage of oil and oil products during their long-term operation under conditions of sharply continental climate of the North. Based on field observations of a large number of tanks, the most significant technological defects caused by welding of joints and their structural elements are found, the features of a stress-strain state in the areas of structural elements connections which cause a static accumulation of the depth of a corrosion damage. It is found that the pitting corrosion is most prevalent in tanks bottom leading to stop of their further operation. Defects: undercuts, craters, shells, fistulas and through cracks in a weld wall, rim welds of tanks. A significant rate of expansion and growth of pore depths of corrosion damage in comparison with other types of technological defects was observed. The article presents a mathematical model of a rate of corrosion depending on a molar amount of metal and average stress values in metal sections calculated using a tank radius and a stress concentration factor. A rate of corrosion is a factor of deepening of further growth of elastic-plastic deformation in a heat-affected zone (HAZ), which in turn causes micro- and macrocracks. A comparison of a corrosion rate of these areas with

АММОСОВ Григорий Сергеевич – н.с., ammosov.g@mail.ru; ИВАНОВ Джулустан Семенович – вед. электроник; АММОСОВ Александр Прокопьевич – д.т.н., проф.

taking into account a yield strength of a reservoir main metal and HAZ of welded joints is a key factor for determining the ultimate life of reservoirs.

Key words: tanks, resource, weld, weld defects, corrosion damage, corrosion rate, concentration ratio, stress, yield strength, risk assessment, accident.

В настоящее время существует высокий износ оборудования, в частности резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов. Результаты многочисленных исследований [1–8] показывают, что причиной значительного количества аварий является высокая степень их износа, где коррозионные процессы занимают одно из ведущих мест [3–8].

Нами обследовано более 400 горизонтальных и вертикальных сварных резервуаров, эксплуатирующихся в нефтебазах РС(Я), и установлено, что свыше 25 лет эксплуатируются примерно 70,65%, свыше 30 лет – 66,17%, свыше 35 лет – 47,26%, свыше 40 лет – 27,86% резервуаров. При этом вероятность разрушения резервуара с возрастом увеличивается.

В данной статье на основе обобщения результатов обследования более 400 резервуаров неразрушающими методами контроля рассмотрены особенности истощения ресурса и возникновения чрезвычайной ситуации при разрушении стальных цилиндрических резервуаров из-за накопления повреждений от коррозии металла.

Для обследования дефектности резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов в нефтебазах на территории РС(Я), использованы визуально-измерительный, радиографический и ультразвуковой методы неразрушающего контроля (НК).

В работе [9] приведены результаты по коррозионным повреждениям сварных соединений резервуаров, изготовленных из стали СтЗсп. Здесь рассматривается особенность коррозионных процессов в сварных соединениях и механических повреждениях стенки и днищ резервуаров, изготовленных из стали 09Г2С и эксплуатирующихся в условиях Севера.

Результаты обработки данных НК по требованиям ПБ 03-605-03 стенок и днищ обследованных резервуаров, изготовленных из стали 09Г2С, показывают, что глубина коррозионных повреждений с увеличением срока эксплуатации возрастает и достигает для стенки максимумом 2,0 мм, для днища – 3,0–4,0 мм. При этом наиболее распространена язвенная (питтинговая) коррозия и интенсивность коррозии на листах днища почти в два раза выше, чем на листах стенки резервуаров.

При наличии технологических и эксплуатационных дефектов (пор, подрезов, шлаковых включений, раковин, расслоений, вмятин, рисков и т. д.) в основном металле и сварном соединении коррозия способствует их росту в размерах, в последующем приводит к слиянию и возникновению поверхностной, затем сквозной трещины (рис. 1–3).

В процессе эксплуатации резервуаров в условиях Севера возникают значительные деформации

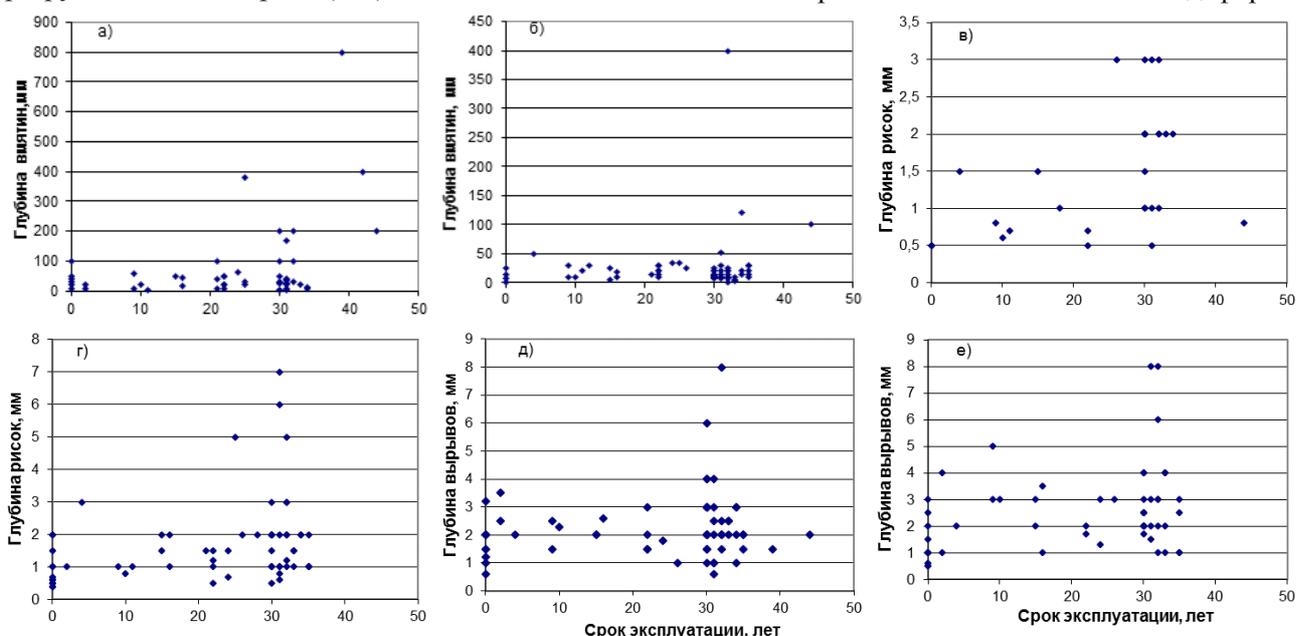


Рис. 1. Зависимость глубины механических повреждений листов стенки (а, в, д) и днища (б, г, е) от срока эксплуатации резервуаров

ОСОБЕННОСТИ КОРРОЗИОННОГО ИСЧЕРПАНИЯ РЕСУРСА РЕЗЕРВУАРОВ

ционные, а также коррозионные процессы в области механических повреждений, таких как вмятина, риски и вырывы, являющихся концентраторами напряжений (рис. 1). Аналогичные коррозионные повреждения возникают в зонах сварных соединений стенки и днищ резервуаров (рис. 2).

При вводе в эксплуатацию резервуаров вертикальных стальных (РВС) предельно допустимая глубина подреза в сварном соединении зависит от толщины листа стенки и днища и равна до 5% в зависимости от класса резервуара по степени опасности, а наличие кратера в сварных швах вообще не допускается [10].

Стенка резервуара является наиболее нагруженным элементом, особенно нижние пояса стенки. Соответственно, с увеличением срока эксплуатации резервуаров глубины раковин и кратеров в сварных соединениях листов стенки выше, чем в сварных соединениях листов днища (рис. 2). Такой характер развития коррозионных повреждений в технологических дефектах скорее всего связан с видом напряженно-деформированного состояния (НДС), определяющего скорость коррозии. Сравнительный анализ развития коррозионного износа РВС, рассмотренных в работах [3, 4, 8], с данными наших натурных обследований показывает, что интенсивность протекания коррозионных повреждений в условиях Севера слабее, чем в природно-климатических условиях средней и южной полос Российской Федерации. Здесь особое место занимает качество строительно-монтажных работ в целом.

Основными участками накопления повреждений являются зоны сварных соединений стенки, днищ и стенки с днищем резервуаров, где наиболее распространенные дефекты в резервуарах – свищи, трещины (рис. 3), подрезы, непровары, кратеры, раковины, вырывы, поры, прожоги, риски. Дефектами, приводящими к прекращению дальнейшей эксплуатации резервуаров, являются свищи и сквозные трещины.

Возникновение свищей и сквозных трещин в большинстве случаев связано с увеличением размера пор, раковин и подрезов в результате развития коррозионных повреждений под напряжением (рис. 3). Постепенно из скоплений пор и включений вырастают несквозные свищи и при дальнейшей эксплуатации резервуара в таких местах сварного соединения возникают поверхностные или сквозные трещины из-за слияния свищей и других коррозионных повреждений. Аналогичное постепенное развитие трещин происходит от подрезов, непроваров, кратеров, раковин, вырывов, рисков и т. д. в результате роста коррозионных повреждений в области этих концентраторов при увеличении срока эксплуатации резервуаров.

Появление таких сквозных свищей и трещин в сварных соединениях листов стенки, днища и уторного узла резервуаров, изготовленных из стали 09Г2С, обусловлено низким качеством сварных швов, природно-климатическими условиями Крайнего Севера, особенностями промерзания и протаивания грунтов оснований резервуаров и другими технологическими и конструктивными недоработками, а также накоплением коррозионных повреждений.

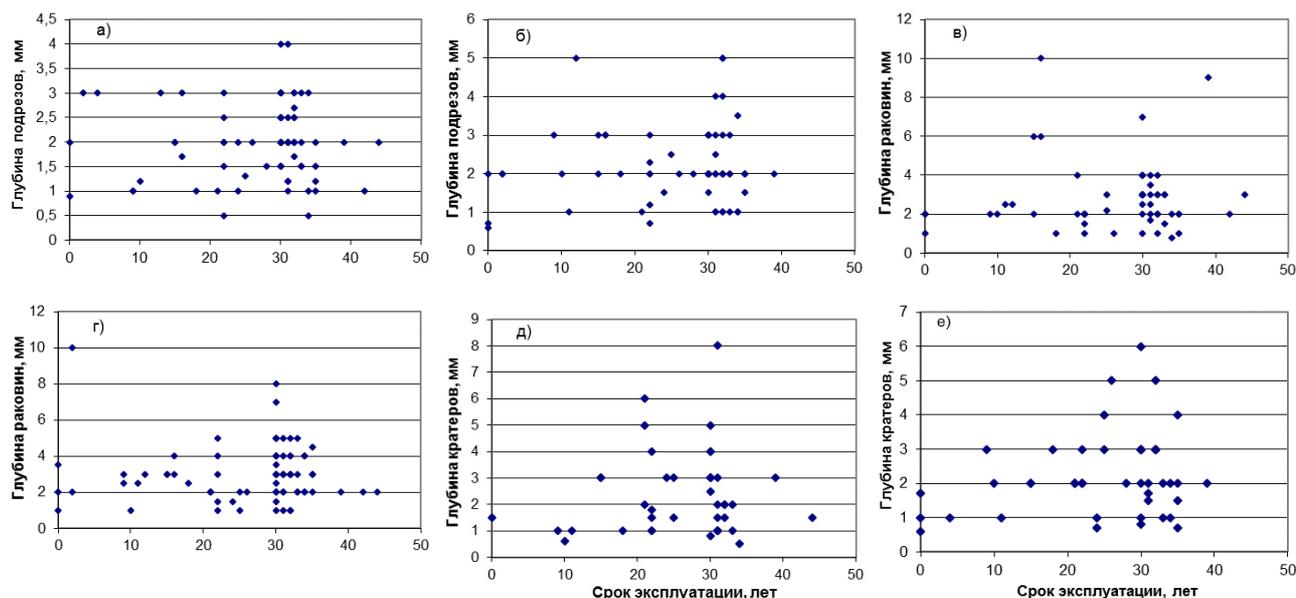


Рис. 2. Глубина коррозионных повреждений зон сварных соединений листов стенки (а, в, д) и днища (б, г, е) в зависимости от срока эксплуатации резервуаров

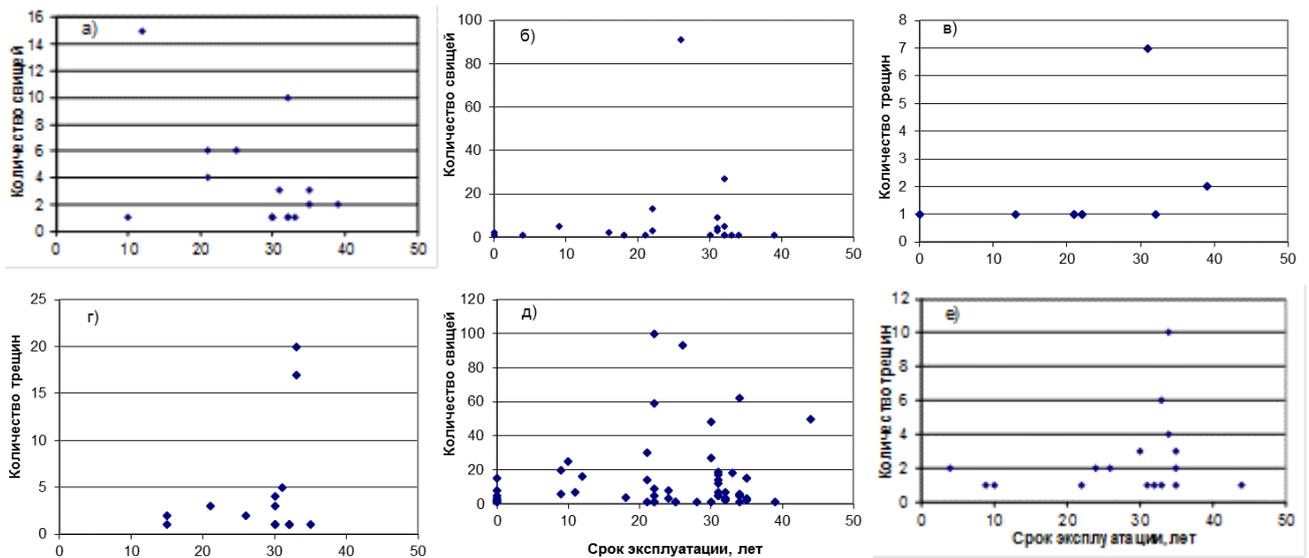


Рис. 3. Связь поверхностных и сквозных свищей и трещин в зонах сварных соединений листов стенки (а, в), дна (б, г) и уторного узла резервуаров (д, е) со сроком эксплуатации

Интенсивность коррозионных повреждений в зонах сварных соединений превышает процесс коррозионных повреждений листов стенки, дна и уторного узла резервуаров (рис. 1–3) с увеличением срока их эксплуатации. При этом наиболее интенсивный рост глубины механических повреждений, а также подрезов, кратеров, раковин и других дефектов происходит после 25–30 лет эксплуатации резервуаров, что связано, на наш взгляд, с динамикой НДС на вершине постепенно развивающихся вследствие коррозии концентраторов напряжений.

1. Из вышеприведенных данных следует, что срок службы резервуара определяется в основном коррозионными процессами. Под действием коррозии стенки емкостей утончаются. С уменьшением толщины увеличиваются действующие напряжения. При увеличении напряжений убыстряется коррозия металла [8], т.е. процесс является самоускоряемым, со временем интенсивность коррозии возрастает. Когда напряжения достигают предельных значений в локальных участках резервуара наступает разрушение. На скорость коррозии влияют следующие факторы: химический состав металла конструкции, его прочностные свойства, состав хранящейся жидкости, температура металла, действующие напряжения.

2. Для математического моделирования скорости коррозии разными авторами были предложены различные эмпирические формулы. Подробное рассмотрение этих формул содержится, например, в работе [8]. Коррозия является электрохимическим процессом. Определяющее условие протекания коррозии – образование гальванической пары. Поэтому наиболее верной вы-

глядит формула, предложенная в работе [10], выведенная из зависимости тока электрохимического растворения напряженного электрода

$$-\frac{d\delta}{dt} = V = V_0 \cdot e^{\frac{V_m \cdot \sigma_{cp}}{RT}}, \quad (1)$$

где δ – толщина стенки резервуара; V – скорость коррозии; V_0 – скорость коррозии ненапряженного металла; V_m – мольный объем металла; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура; σ_{cp} – среднее напряжение в металле. Коррозионные испытания образцов стали и алюминия с приложенными нагрузками в различных коррозионных средах показали удовлетворительное согласование с данной теоретической формулой [11].

3. Металл резервуара изнутри контактирует с хранимой жидкостью, а снаружи с воздухом. Теплопередача с обеих сторон определяется в основном конвективным механизмом. Жидкость намного плотнее воздуха и теплопередача со стороны жидкости настолько же больше, потому можно считать, что температура металла равна температуре жидкости, а не окружающего воздуха. Зимой во время оттепели, когда приходит теплый воздух, на емкости выпадает иней от низа до верхнего уровня хранящейся жидкости. А иней выпадает и держится только на холодной по сравнению с воздухом поверхности. Особенно это заметно в апреле, когда окончательно устанавливаются теплые дни, иней держится несколько недель, почти месяц. Поэтому температуры жидкости и металла резервуара можно принять равными среднемесячной температуре воздуха.

4. Среднегодовая температура в г. Якутске -9°C (264 K), среднемесячные температуры в январе -43°C (230 K), в июле -19°C (292 K). Относительное изменение среднемесячных температур окружающей среды около среднегодовой 0,2. Если при расчетах принять температуру постоянной и равной среднегодовой, погрешность не превысит 20%. В силу этого положительные и отрицательные колебания температур замедляют или ускоряют скорость коррозии относительно средней, погрешности рассчитанных величин зимой и летом будут разных знаков и в итоговой цифре за год частично компенсируются. Т.е. погрешность, при принятии периода расчетов равного году, а температуры постоянной и равной среднегодовой, будет существенно меньше 20%. Такая погрешность для оценочных расчетов вполне приемлема.

В стенке РВС действуют две силы: растягивающие по горизонтали от гидростатического давления хранящейся жидкости и сжимающие по вертикали от веса самой стенки. Но напряжения, развиваемые весом стенки резервуара, во много раз слабее, поэтому этой компонентой можно пренебречь и применить модель одноосного изгиба. Здесь рассматривается самое нижнее кольцо резервуара.

По теории упругости оболочек растягивающее напряжение от гидростатического давления жидкости в цилиндрическом резервуаре будет

$$\sigma = \frac{\rho g h r}{\delta}, \quad (2)$$

где ρ – плотность жидкости в емкости; g – ускорение свободного падения; h – высота налива жидкости; r – радиус резервуара; δ – толщина стенки резервуара.

Напряжение, вычисленное по формуле (2), верно для идеального цилиндра. Но в реальном резервуаре есть места, в которых геометрия отличается от идеальной формулы, например: сварной шов, неточная стыковка соседних листов, дефекты сварки и т.д. В таких местах напряжения увеличиваются, что учитывается введением коэффициента концентрации напряжений (ККН), который редко превышает величину 2, поскольку это будет дефект, видимый невооруженным глазом, и такой резервуар не будет принят к эксплуатации. Поэтому для прогнозных расчетов можно принять значение концентратора $K = 1,8$ [12].

Таким образом, σ_{cp} в формуле (2) по [13] примет следующее выражение

$$\sigma_{cp} = \frac{\rho g h r}{3\delta} K. \quad (3)$$

Решение системы уравнений (1) и (3) возможно численным методом. Неизвестное значе-

ние скорости коррозии ненапряженного металла V_0 вычисляется измерением толщины металла, т.е. утончением стенки за время эксплуатации. Решая (1) и (3), находим время, через которое напряжения в металлоконструкции резервуара достигнут критических значений в местах возникновения повреждений (концентраторов напряжений) и наступит разрушение.

Известно, что динамика роста предельных разрушающих напряжений имеет временной характер и сопровождается упругопластической деформацией металла в местах концентраторов напряжений. С другой стороны, при снижении температуры окружающего воздуха до -50°C и ниже развитие упругопластических деформаций резко уменьшается и в наиболее нагруженном элементе конструкции развиваются локальная малоцикловая усталость и хрупкое распространение трещины.

В качестве примера приведем результаты численного решения для нижнего пояса резервуара, изготовленного из стали 09Г2С (рис. 4). Экспоненциальное увеличение роста напряжения обусловлено тем, что чем больше напряжение, тем больше скорость коррозии. Результаты расчета также показывают, что при $K = 1,8$ ресурс стенки резервуара остается высоким.

По достижении напряжением предела текучести основного металла или металла ЗТВ происходят упругопластические деформации в области концентраторов напряжений, затем при дальнейшем росте локальных напряжений появляются микро- и макротрещины (рис. 3, в, г, е) и дальнейшая эксплуатация становится невозможной. Это время принимается за срок наступления предельных состояний резервуаров и исчерпания их ресурса.

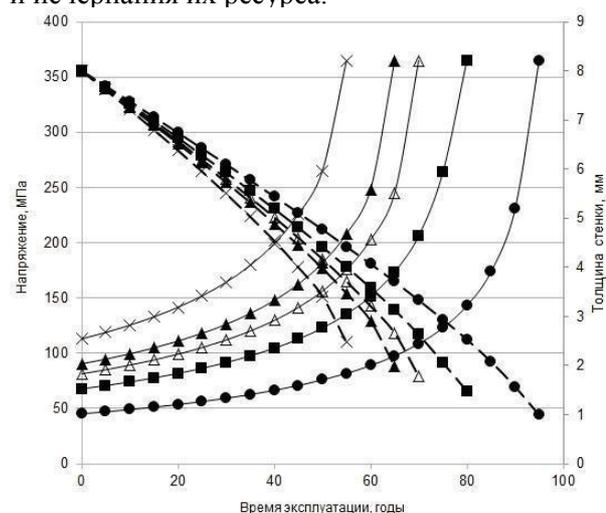


Рис. 4. Рост напряжения во времени при утончении толщины стенки резервуара вследствие коррозии и изменения ККН:

—●— 1; —■— 1,5; —△— 1,8; —▲— 2; —×— 2,5

Предел текучести основного металла стали 09Г2С считается примерно постоянным, а предел текучести металла ЗТВ сварных соединений существенно зависит от технологии сварки. Исходя из этого, наблюдается существенный разброс в развитии коррозионных повреждений в зонах сварных соединений стенки, днища и стенки с днищем резервуаров в зависимости от срока их эксплуатации (рис. 1–3). Следовательно, коррозионная поврежденность зон сварных соединений элементов каждого резервуара имеет сугубо индивидуальный характер.

Выводы

1. В зависимости от длительности эксплуатации резервуаров, изготовленных из стали 09Г2С, в условиях Крайнего Севера коррозионная поврежденность стенок и днищ возрастает и приводит к снижению их эксплуатационной прочности.

2. Наиболее подверженными коррозионной поврежденности местами являются сварные соединения листов стенки, днища и стенки с днищем, где имеются конструктивно-технологические и эксплуатационные дефекты, достигающие значительных размеров и количеств за более чем 30 лет эксплуатации резервуаров в условиях Севера.

3. С увеличением срока эксплуатации резервуаров интенсивность коррозионных процессов возрастает, повышаются действующие напряжения в локальных участках основного металла и металла зон сварных соединений, а также вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом большого объема нефти и нефтепродуктов.

Литература

1. Кузнецов В.В., Кондаков Г.П. Проблемы отечественного резервуаростроения // Промышленное строительство. 1995. № 5. С. 17–19.
2. Швырков С.А., Семиков В.Л., Швырков А.Н. Анализ статистических данных разрушений резервуаров // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. 1996. № 5. С. 39–50.
3. Венгерцев Ю.А., Егоров Е.А., Загоскин В.Н. Повышение эксплуатационной надежно-

сти резервуаров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья: Сб. трудов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1989. Вып. 6. С. 1–51.

4. Глазов Н.П., Уткин В.К. Защита стальных резервуаров от внутренней коррозии: Тематический обзор. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1973. 82 с.

5. Егоров Е.А., Фоменко Д.С. Совершенствование методики технической диагностики больших резервуаров, подверженных коррозии // Повышение эффективности строительства: Сб. научных трудов. Киев: Изд-во Киев. политехн. ин-та, 1988. 150 с.

6. Каскевич Н.М. Коррозия стальных резервуаров // Борьба с коррозией в нефтегазовой промышленности: Тематический обзор. М.: ВНИИОЭНГ, 1969. С. 1–108.

7. Лыков М.В. Защита от коррозии резервуаров, цистерн, тары и трубопроводов для нефтепродуктов бензостойкими покрытиями. М.: Химия, 1978. 270 с.

8. Овчинников И.Г., Кудайбергенов Н.Б., Шейн А.А. Эксплуатационная надежность и оценка состояния резервуарных конструкций. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 1999. 316 с.

9. Аммосов А.П., Аммосов Г.С., Аминов Т.Ш., Ильин Г.Ю., Антонов А.А. Коррозионная повреждаемость сварных соединений резервуаров // Сварочное производство. 2008. № 7. С. 24–28.

10. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (ПБ 03-605-03). Серия 03. Выпуск 3 / Колл. авт. М.: ФГУП Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2005. 176 с.

11. Гутман Э.М., Зайнуллин Р.С., Шаталов А.Т. и др. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа. М.: Недра, 1984.

12. Рекомендации по определению коэффициентов концентрации напряжений и деформаций для сварных соединений листовых строительных металлоконструкций. М.: ЦНИИПроктстальконструкция, 1980.

13. Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии. М.: Металлургия, 1981. 270 с.

Поступила в редакцию 01.11.2016