Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 151–164. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 151–164. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.692

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-151-164

ПОВРЕЖДЕНИЕ АУСТЕНИТНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ВСЛЕДСТВИЕ ФАЗОВОГО РАССЛОЕНИЯ НАГРЕТОЙ СРЕДЫ

Юрий Аркадьевич Бадьин¹

¹Всероссийский научно-исследовательский и конструкторско-технологический институт оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, Волгоград, Россия, yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Аннотация. Технология сварки трубных элементов из теплоустойчивой стали 15Х5М с использованием аустенитных электродов широко применялась с 1950-х гг. на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии и являлась основной при монтаже и ремонте трубопроводов и змеевиков печей из теплоустойчивых сталей. Однако в ходе длительной эксплуатации оборудования с аустенитными сварными стыками выявилась проблема растрескивания в ходе эксплуатации. В настоящее время применение аустенитного варианта сварки ограничено случаями отсутствия технической возможности применения перлитного варианта сварки. Основной причиной этого можно считать недостаточно совершенную технологию сварки по аустенитному варианту. Для совершенствования технологии необходимо установление механизма повреждения с расчетным обоснованием возникновения повреждений на основе проверки условий прочности. Данной проблеме посвящена настоящая статья. При анализе механизмов повреждения в работе обращается внимание на особенности повреждения аустенитных сварных швов. Как правило, внимание привлекает сам факт растрескивания, при этом характер повреждения не анализируется. Но характер растрескивания, его локализация, время проявления также содержат важные указания на механизм образования повреждения. Данные вопросы нашли освещение в работе. В статье проводится расчет напряженно-деформированного состояния трубных элементов с аустенитными сварными соединениями с учетом явления фазового расслоения нагретых сред и возникновением перепада температур в трубах. В статье предлагается механизм образования температурного перепада в трубах в ходе пускового режима эксплуатации. Дается расчетное обоснование возникновения повреждений, которое указывает на вид и расположение мест повреждения аустенитных сварных швов; результаты расчетного исследования подтверждаются данными об эксплуатации оборудования.

Ключевые слова

технологические трубопроводы, фазовое расслоение, разнородные сварные соединения, напряженно-деформированное состояние

Для цитирования

Бадьин Ю.А. Повреждение аустенитных сварных соединений трубопроводов вследствие фазового расслоения нагретой среды // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 151–164. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-151-164>.

Original article

DAMAGING PROCESS OF AUSTENITIC WELDS FOR MANIFOLDS DUE TO PHASE SEPARATION OF HEATED PRODUCT

Yuriy A. Badin¹

¹All-Russian Scientific, Researching and Construction Institute of Equipment for Oil Refining and Petrochemical Industry, Volgograd, Russia, yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Abstract. The technology of welding pipe elements made of heat-resistant steel 15X5M using austenitic electrodes has been widely used since the 1950s at oil refining and petrochemical enterprises and was the main one in the installation and repair of pipelines and furnace coils made of heat-resistant steels. However, during the long-term operation of the equipment with austenitic welded joints, the problem of cracking was revealed. Currently, the use of the austenitic welding option is limited to cases where there is no technical possibility of using the pearlite welding option. The main reason for this can be considered the lack of development of the welding technology according to the austenitic version. To improve the welding technology, it is necessary to establish a damage mechanism with a calculated justification for the occurrence of damage based on checking the strength conditions. This article is devoted to this problem. When analyzing the mechanisms of damage in the work, attention is drawn to the features of damage to austenitic welds. As a rule, the fact of cracking itself attracts attention, while the nature of the damage is not analyzed. But the nature of cracking, its localization, and the time of manifestation also contain important indications of the mechanism of damage formation. These issues were covered in the work. The article calculates the stress-strain state of pipe elements with austenitic welded joints, taking into account the phenomenon of phase separation of heated media and the occurrence of temperature differences in pipes. The article proposes a mechanism for the formation of a temperature drop in pipes during the start-up operation mode. The calculated justification of the occurrence of damage is given, which indicates the type and location of the damage sites of austenitic welds; the results of the calculated study are confirmed by data on the operation of the equipment.

Keyword

manifolds, phase separation, dissimilar welding, stress-strain state

For citation

Badin Yu.A. Povrezhdenie austenitnykh svarnykh soedinenii truboprovodov vsledstvie fazovogo rassloeniya nagretoi sredy [Damaging Process of Austenitic Welds for Manifolds due to Phase Separation of Heated Product]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 151–164. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-151-164>.

Введение

Технология сварки трубных элементов из теплоустойчивой стали 15X5M с использованием austenitnykh электродов широко применялась с 1950-х гг. на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии и являлась основной при монтаже и ремонте трубопроводов и змеевиков печей из теплоустойчивых сталей [1–3]. Исключение подогрева и термической обработки из технологии сварки послужило мощным стимулом применения austenitnykh варианта сварки в сравнении с перлитным вариантом сварки. Однако в ходе длительной эксплуатации оборудования с austenitnykh сварными стыками выявилась проблема растрескивания. В настоящее время применение

austenitnykh варианта сварки ограничено случаями отсутствия технической возможности применения перлитного варианта сварки [4]. Основной причиной этого можно считать недостаточно совершенную технологию сварки по austenitnykh варианту. Для совершенствования технологии сварки необходимо установление механизма повреждения с расчетным обоснованием возникновения повреждения на основе проверки условий прочности. Данной проблеме посвящена настоящая статья.

Данные по отказам

По данным проведенных исследований частота растрескиваний austenitnykh сварных

соединений незначительная. Например, Н.В. Кириличев обследовал более 430 тыс. стыков из сталей 15Х5М и 12Х2М1 с металлом шва типа 10Х25Н13Г2 и 06Х25Н40М7Г2, работавших при температуре от 400 °С до 550 °С. Было отмечено, что все сварные соединения имели вполне удовлетворительную эксплуатационную надежность. Однако в сварных соединениях с металлом шва типа 10Х25Н13Г2 в 0,16 % случаев появились трещины, в то время как на стыках с металлом шва типа 06Х25Н40М7Г2 их практически не было (0,004 %) [5]. Только при общем большом количестве аустенитных сварных соединений общее число отказов нефтезаводского оборудования с пропуском среды получается достаточно заметным.

В качестве иллюстрации данной ситуации можно привести данные, полученные в ходе пуска установки ЭЛОУ-АВТ-6 нефтеперерабатывающего предприятия. Установка пущена в эксплуатацию в 2001 г. Всего на установке на момент обследования в 2017 г. имелось 26 ед. трубопроводов из стали 15Х5М, при монтаже которых использовался аустенитный вариант сварки. Общее количество аустенитных сварных соединений для указанных трубопроводов составило 1430 ед. После очередного капитального ремонта в октябре 2017 г. в течение 5 дней при выходе установки на основной рабочий режим были зафиксированы 4 случая пропуска среды в технологических трубопроводах из стали 15Х5М с аусте-

нитными швами. Данные по указанным трубопроводам приведены в таблице 1, схемы участков трубопроводов с местами повреждений показаны на рисунках 1–4. Фото случаев пропуска среды трубопровода приведены на рисунке 5, а, б.

Рисунок 1. Схема начального участка трубопровода л.79 с расположением места пропуска

Figure 1. Scheme of the initial section of the pipeline l.79 with the location of the pass point

Рисунок 2. Схема начального участка трубопровода л.252 с указанием места растрескивания

Figure 2. Scheme of the initial section of the pipeline л.252 with an indication of the place of cracking

Таблица 1. Данные по технологическим трубопроводам из стали 15X5M с аустенитными швами, на которых зафиксированы пропуски среды в ходе пускового режима установки ЭЛОУ-АВТ-6 в 2001 г.

Table 1. Data on technological pipelines made of 15Kh5M steel with austenitic welds, on which medium gaps were recorded during the start-up mode of the ELOU-AVT-6 unit in 2001

№	Наименование трубопровода	Параметры эксплуатации		Среда	Количество сварных соединений	Марки электродов	Тип стыкового соединения участка пропуски	Марка электрода сварного соединения участка пропуски	Год начала эксплуатации участка пропуски
		Температура, °C	Давление, МПа						
1	Фракция 290–350 °C от насосов Н-20, Н-15/2 до теплообменника Т-20 (л.79)	350	1,6	Дизельные фракции	72	395/9, АНЖР-2, ОК 92.45	Приварка отвода к трубе Ду150	АНЖР-2	2008
2	Нефтепродукт от насосов Н-30/1, 2 до теплообменника Т-202 (л.252)	371	2,5	Темный продукт	104*	395/9, ОК 76.35**	Сварка труб Ду100	395/9	2015
3	Нижнее циркуляционное орошение от насосов Н-26/1, 2 до теплообменника Т-10/2 (л.261)	400	2,5	Масляный дистиллят	92*	ОЗЛ-6, 395/9, АНЖР-2, ОК 92.45, ОК 76.35**	Приварка трубы Ду50 к основной трубе Ду200	АНЖР-2	2009
4	Гудрон от насосов Н-27/1, 2, 3 до теплообменника Т-7/3 (л.270)	400	2,5	Гудрон	114*	ОЗЛ-6, 395/9, АНЖР-2, ОК 76.35**	Приварка трубы Ду50 к основной трубе Ду200	ОЗЛ-6	2002
Примечания: * — общее количество сварных соединений, включая небольшое количество, выполненных по перлитному варианту; ** — электродные материалы перлитного варианта сварки.

Рисунок 3. Схема начального участка трубопровода л.261 с указанием места растрескивания

Figure 3. Scheme of the initial section of the pipeline л.261 with an indication of the place of cracking

Рисунок 4. Схема начального участка трубопровода л.270 с указанием места растрескивания

Figure 4. Scheme of the initial section of the pipeline л.270 with an indication of the place of cracking

a)

b)

Рисунок 5. Пропуск среды в аустенитном сварном шве приварки отвода к трубе Ду150 трубопровода л.79, растрескивание имеет малую протяженность, около 10 мм, место пропуса показано стрелкой (а); пропуск среды в угловом аустенитном сварном шве приварки трубы Ду50 к трубе Ду200 трубопровода л.261, растрескивание имеет малую протяженность не более 10 мм, место пропуса показано стрелкой (b)

Figure 5. Medium leak in the austenitic weld of the welding of the elbow to the pipe DN150 of the pipeline л.79, cracking has a short length, about 10 mm, the place of passage is shown by the arrow (a); medium leak in the austenitic fillet weld of the welding of the DN50 pipe to the DN200 pipe of the л.261 pipeline, cracking has a short length of no more than 10 mm, the passage point is shown by the arrow (b)

При анализе данных таблицы 1 можно сделать вывод, что не имеется однозначной закономерности в появлении повреждений в зависимости от наработки. Как видно, повреждения произошли как на долго отработавшем участке трубопровода с аустенитным сварным швом (15 лет), так и участке с малым сроком наработки (2 года), а также и участках со средними сроками наработки (8 и 9 лет). При этом во всех случаях повреждения произошли на участках трубопроводов после выкида от насосов.

Имеются особенности повреждения аустенитных сварных швов, которые значительно снижают риски возникновения аварии в ходе их эксплуатации. Повреждения носят характер растрескивания по линии сплавления с небольшим раскрытием и ограниченной протяженности, типичная длина трещины по линии сплавления не превышает 10 мм (см. примеры на рисунке 5, *a*, *b*). В результате объем выброса пожароопасной среды оказывается небольшим. Растрескивание аустенитных сварных соединений происходит, как правило, в ходе пуска или остановки технологической установки. Такой характер появления повреждений аустенитных сварных швов также отмечается в [6]. В это время технический персонал проводит осмотр оборудования особенно внимательно, и противопожарные службы предприятий находятся в повышенной готовности.

Всё это позволяет предотвратить серьезные последствия от образования малых утечек горючих продуктов. На настоящий момент не известны случаи аварий с серьезными последствиями на нефтеперерабатывающих предприятиях вследствие растрескивания аустенитных сварных соединений. Аустенитные

сварные соединения значительно безопаснее перлитных сварных соединений. Разрушения сварных соединений, выполненных перлитными швами, как известно, всегда развиваются хрупко по всему периметру сварного стыка с выбросом большого количества рабочей среды, что часто приводит к загоранию и пожару с тяжелыми последствиями [1, 6]. Пропуски в аустенитных сварных соединениях практически всегда приводят только к потерям от незапланированной остановки оборудования на ремонт. Поэтому представляется актуальной задача достижения необходимого уровня надежности аустенитных сварных соединений, что требует рассмотрения случаев их отказов.

Постановка задачи

Предметом рассмотрения является технологический трубопровод л.79 «Фракция 290–350 °С от насосов Н-20, Н-15/2 до теплообменника Т-20», для которого произошло повреждение в виде растрескивания. Ставится задача расчетного обоснования возникновения повреждения. Технические данные трубопровода приведены в таблице 2.

Характер повреждения сварного соединения

После капитального ремонта установки в ходе выхода на режим произошел пропуск в сварном стыке, заваренном аустенитными электродами. Пропуск продукта произошел в сварном стыке между трубой и отводом Ø159 x 6 (см. рисунки 1, 5, *a*). Пропуск продукта произошел в трещине по линии сплавления кольцевого сварного шва приварки трубы к отводу в верхней половине трубы со стороны отвода (как правило, растрескивание

Таблица 2. Технические данные трубопровода

Table 2. Technical data of the pipeline

Параметр	Значение
Рабочее давление (максимальное)	1,6 МПа
Рабочая температура (максимальная)	350 °С
Рабочая среда	Дизельные фракции
Наружный диаметр, толщина труб и отводов, $D_n \times S$	159 x 6 мм
Материал змеевиков	Сталь 15Х5М
Материал сварных швов	Электроды АНЖР-2
Начало эксплуатации	2008 г.

происходит с обеих сторон сварного шва, и где оно оказывается сквозным достаточно случайно). Общая длина сквозной трещины составила не более 10 мм. При разгерметизации происходил выброс жидкой фазы в небольшом объеме. Персонал установки перекрыл указанную линию и произвел необходимый ремонт.

В расположении дефекта в виде сквозного растрескивания прослеживается характерная особенность — сквозное растрескивание произошло в верхней половине трубы в конце протяженного горизонтального участка трубы по ходу движения среды и после насосов для нагнетания продукта. Длина данного горизонтального участка составляет достаточно большую величину 13,5 м (см. рисунок 1).

Характер образования и расположение данного дефекта позволяют предположить, что причиной повреждения явились внутренние усилия вследствие стесненности температурных деформаций, которые возникла вследствие фазового расслоения рабочей среды в процессе движения по протяженному горизонтальному участку.

Паровая и жидкая фазы в этом случае начинают двигаться отдельно, и в трубах может создаваться температурный перепад, если паровая фаза нагрета до более высокой температуры. Нагрев паровой фазы может происходить в процессе нагнетания насосами. Центробежные насосы имеют узкий диапазон эффективной работы для содержания паровой (газовой) фазы в рабочей среде. Для случая когда на участке трубопровода после насоса имеется парожидкостная смесь, в то время на вход осуществляется подача жидкой фазы, можно считать, что при начале эффективной работы насоса возможна ситуация нагнетания со сжатием и нагревом паровой фазы на участке после насоса. Во всех случаях, приведенных в таблице 1, повреждения произошли на участках трубопроводов после выкида от насосов, что является важным указанием на механизм образования повреждения (рисунки 1–4).

Давление на выходе насосов составляет достаточно большую величину 1,6 МПа. Согласно технологическому регламенту, дизельная фракция 290–360 °С выводится с 42-й тарелки основной колонны К-2 и насо-

сами Н-20, Н-15/2 прокачивается через ри-бойлер Т-20 и далее через теплообменные и холодильные аппараты. Для получения температуры застывания летнего дизельного топлива предусмотрено добавление в поток части фракции 180–290 °С. Внутреннее рабочее давление в колонне К-2 составляет малую величину 0,1 МПа. Это обуславливает большой объем отводимых паровых фракций и малое давление продукта на входе насосов, что приводит к большой разнице входного и выходного давлений для насосов и явлению нагрева паровой (газообразной) фазы при нагнетании (сжатии). При пусковом режиме возможна нестабильность компонентного состава продукта, особенно при введении рабочую среду более легких углеводородных фракций. Процесс нагнетания в насосах вследствие кратковременности может рассматриваться как адиабатическое сжатие. В этом случае для сжимаемых газов происходит известное физическое явление нагрева, при этом паровая (газообразная) фаза приобретает большую температуру сравнительно с жидкой фазой. Данное явление особенно сильно проявляется себя для легких углеводородных газов.

Оценить степень нагрева паровой фазы в результате адиабатического сжатия затруднительно в силу отсутствия точных данных о составе и физических свойствах паровой фазы. В качестве приближения можно воспользоваться данными углеводорода пропана [7]. Увеличение температуры можно определить по известной формуле для адиабатического сжатия идеального газа [8]. Для углеводорода пропана при начальных температуре $T_1 = 350$ °С и давлении $P_1 = 0,07$ МПа конечная температура T_2 при сжатии до рабочего давления в трубопроводе $P_2 = 1,6$ МПа определится по формуле:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} = (350 + 273) \left(\frac{1,6}{0,07}\right)^{\frac{1,068-1}{1,068}} = 756,2 \text{ } ^\circ\text{K} = 483,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для легких фракций нагрев может быть достаточно большим, в данном случае нагрев составит более 130 °С. Для дальнейших расчетов принимается нагрев паровой (газообразной) фазы до температуры 420 °С с возникновением температурного перепада в трубах в размере 70 °С.

Расчет напряжений от внутреннего давления

Средний уровень окружных напряжений в трубе определяется по известной формуле:

$$\sigma_{\phi\phi} = \frac{1}{2} \left(\frac{P \cdot D_H}{S - C} - P \right) = \\ = \frac{1}{2} \left(\frac{1,6 \cdot 159}{6 - 1} - 1,6 \right) = 24,6 \text{ МПа.}$$

Средний уровень продольных напряжений в трубе от действия внутреннего давления также определяется по известной формуле:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_{\phi\phi}}{2} = \frac{24,6}{2} = 12,3 \text{ МПа.}$$

Допускаемое напряжение для стали 15Х5М при 350 °С составляет 114,0 МПа [9]. Таким образом, уровень основных рабочих нагрузок от действия внутреннего давления составляет всего 10,7 % от уровня по допускаемому напряжению. Можно сделать вывод, что низкий уровень напряжений в трубах от внутреннего давления не является причиной повреждения.

Расчет сечения трубы в продольном направлении

Используется подход, описанный в [10, 11]. Для наплавленного металла в качестве материала-аналога по содержанию никеля выбрана сталь «800Н» (UNS N08810). Содержание никеля значительно влияет на физические свойства металла. С увеличением содержания никеля в аустенитном металле шва снижаются его коэффициент линейного расширения и коэффициенты линейного расширения основного металла и металла сварных швов, выполненных электродами с высоким содержанием никеля, сближаются [12]. Это особенно важно при рассмотрении разнородных сварных соединений. Для данной стали данные по физико-механическим свойствам взяты из [13]. Химический состав данной стали показан в таблице 3. Расчетная схема задачи определения внутренних усилий в трубах в продольном направлении показана на

рисунках 6 и 7. Результаты расчета напряжений в сечении трубы в продольном направлении показаны в таблице 4.

Расчет сечения трубы в поперечном сечении

Для определения внутренних усилий используется подход, описанный в [9–11], расчетная схема задачи определения внутренних усилий в поперечном сечении трубы методом конечных элементов (КЭ) показана на рисунке 8.

Рассматривается случай $y_0 = 60$ мм заполнения трубы после нагнетания на 80–90 %. Этому соответствует ситуация, когда конечные элементы № 9–12 подвергаются воздействию внешней растягивающей силы N . Результаты расчетов показаны в таблице 5.

Определение эквивалентных напряжений

Для определения эквивалентных напряжений принимается 4-я теория прочности. Результаты расчета приведены в таблице 6. Максимальное удлинение трубы достигается на уровне около 70–80 % заполнения по высоте уровня жидкости. Максимальный изгиб трубы достигается при уровне жидкости в трубе 45 % по высоте. В верхнем сечении верхней части трубы (точки А и В) напряжения растяжения формируются начиная с уровня примерно 65 % по высоте и возрастают с понижением уровня, но не достигают предельных значений. На уровне линии раздела фаз (точки С и D) для нижней части трубы напряжения растяжения с понижением уровня жидкости возрастают и достигают максимума при уровне заполнения 70 % по высоте и далее уменьшаются. В точках Е и F при всех случаях действуют напряжения сжатия. Во всех случаях условия прочности выполняются. Поэтому для расчетного обоснования повреждений нужно рассмотреть дополнительные нагрузки.

Таблица 3. Данные по химическому составу стали «800Н»

Table 3. Data on the chemical composition of steel «800N»

Элемент	Ni	Cr	Fe	C	Al	Ti	Al+Ti
Содержание, % масс.	30,0–35,0	19,0–23,0	39,5 min	0,1 max	0,15–0,60	0,15–0,60	0,30–1,20

h_1 — расстояние от линии раздела фаз до верхней точки сечения, h_2 — расстояние от линии раздела фаз до нижней точки сечения, ρ — радиус кривизны

h_1 — distance from the phase separation line to the upper point of the section, h_2 — distance from the phase separation line to the lower point of the section, ρ — radius of curvature

Рисунок 6. Расчетная схема задачи определения внутренних усилий в трубе (справа показана условно увеличенная деформация трубного элемента)

Figure 6. Design scheme of the problem of determining the internal forces in the pipe (on the right a conditionally increased deformation of the pipe element is shown)

R_n и R_v — наружный и внутренний радиусы трубы;
 S — толщина стенки трубы; y_0 — высота уровня
 жидкости (относительно центра трубы);
 h_l — расстояние от линии раздела фаз до верхней
 точки сечения.

Расчетные точки:

1. A — верхняя наружная точка трубы;
2. B — верхняя внутренняя точка трубы;
3. C — наружная точка трубы на линии раздела фаз (также точки C_1 и C_2 на уровне выше и ниже линии раздела фаз соответственно на 10 мм);
4. D — внутренняя точка трубы на линии раздела фаз (также точки D_1 и D_2 на уровне выше и ниже линии раздела фаз соответственно на 10 мм);
5. E — нижняя внутренняя точка трубы;
6. F — нижняя наружная точка трубы

R_H and R_B — outer and inner pipe radii; S — pipe wall thickness; y_o — the height of the liquid level (relative to the center of the pipe); h_1 — the distance from the phase separation line to the upper point of the section.

Design points:

1. A — the upper outer point of the pipe;
2. B — the upper inner point of the pipe;
3. C — the outer point of the pipe at the phase separation line (also points C'_1 and C'_2 at the level above and below the phase separation line, respectively, by 10 mm);
4. D — the inner point of the pipe on the phase separation line (also points D'_1 and D'_2 at the level above and below the phase separation line, respectively, by 10 mm);
5. E — the lower inner point of the pipe;
6. F — lower outer point of the pipe

Рисунок 7. Расчетная схема задачи определения внутренних усилий в продольном направлении трубы

Figure 7. Design scheme of the problem of determining internal forces in the longitudinal direction of the pipe

Таблица 4. Результаты расчета параметров изгиба и напряжений в сечении трубы в продольном направлении в зависимости от уровня жидкости

Table 4. Results of calculating the parameters of bending and stresses in the cross-section of the pipe in the longitudinal direction depending on the liquid level

№	y_o , мм	K , %	$\varepsilon_o \cdot 10^{-3}$	ρ , м	σ^A , МПа	σ^B , МПа	$\sigma^{C^1-D^1}$, МПа	σ^{C-D} , МПа	$\sigma^{C^2-D^2}$, МПа	σ^E , МПа	σ^F , МПа
1	60	90,9	4,68	218,32	-62,0	-65,9	-69,4	84,7	76,4	-32,0	-27,8
2	50	84,1	4,74	177,32	-38,0	-42,9	-56,8	96,2	85,9	-37,2	-32,0
3	40	77,3	4,77	156,47	-19,6	-25,1	-51,8	100,2	88,5	-39,3	-33,5
4	30	70,5	4,76	144,36	-4,8	-10,8	-51,6	99,4	86,7	-39,2	-32,9
5	20	63,7	4,74	137,04	7,2	1,0	-54,5	95,6	82,3	-37,1	-30,4
6	10	56,9	4,71	133,02	17,0	10,5	-59,6	89,8	76,1	-33,1	-26,3
7	0	50,0	4,67	131,51	24,7	18,2	-65,8	83,1	69,2	-27,4	-20,5
8	-10	43,1	4,63	132,30	30,7	22,9	-72,4	76,1	62,3	-19,7	-11,4
9	-20	36,4	4,60	135,53	34,9	27,3	-78,5	70,0	56,5	-10,0	-1,9
10	-30	29,6	4,58	141,81	37,3	30,0	-83,1	65,6	52,7	2,0	9,8

Коэффициент заполнения внутреннего пространства трубы K , %: $K = (y_o + R_{\text{вн}})/D_{\text{вн}}$.

Рисунок 8. Расчетная схема задачи определения внутренних усилий в поперечном сечении трубы методом конечных элементов

Figure 8. Design scheme of the problem of determining internal forces in the cross section of a pipe by the finite element method

Таблица 5. Результаты расчета напряжений в поперечном сечении трубы

Table 5. Results of calculating stresses in the cross-section of the pipe

Номер КЭ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
σ_{om} , МПа	2,3	2,2	1,9	1,4	0,7	0,7	1,3	1,9	2,1	2,2	2,2	2,1	1,9	1,3	0,7	0,7	1,4	1,9	2,2	2,3

Таблица 6. Результаты расчета эквивалентных напряжений

Table 6. Results of calculating equivalent stresses

№	y_o , мм	$\sigma_{экв}^A$, МПа	$\sigma_{экв}^B$, МПа	$\sigma_{\bar{C}1-D1}^{экв}$, МПа	$[\sigma]_1$, МПа	$\sigma_{экв}^{C-D}$, МПа	$\sigma_{экв}^{C2-D2}$, МПа	$\sigma_{экв}^E$, МПа	$\sigma_{экв}^F$, МПа	$[\sigma]_2$, МПа
1	60	67,3	70,9	74,1	101,0	86,8	78,8	40,5	37,2	114,0
2	50	45,5	49,7	62,3		97,9	88,0	44,9	40,6	
3	40	31,1	35,0	57,7		101,8	90,5	46,7	41,8	
4	30	24,0	26,1	57,5		101,0	88,7	46,6	41,3	
5	20	25,1	24,6	59,4		97,6	84,7	46,3	40,8	
6	10	28,8	26,0	64,1		92,0	78,8	43,0	37,6	
7	0	33,5	29,5	70,0		85,5	72,2	38,5	33,5	
8	-10	37,9	32,3	76,3		78,7	65,6	32,9	28,2	
9	-20	41,1	35,3	82,1		72,9	60,2	27,6	25,1	
10	-30	43,1	37,3	86,6		68,8	56,7	24,8	26,0	

Таблица 7. Результаты расчета касательных напряжений

Table 7. Results of calculation of shear stresses

№	y_o , мм	τ^A , МПа	τ^B , МПа	τ^{D1} , МПа	$[t]_1$, МПа	τ^C , МПа	τ^D , МПа	τ^{C2} , МПа	τ^{D2} , МПа	τ^E , МПа	τ^F , МПа	$[t]_2$, МПа
1	60	28,1	5,6	5,2	60,6	43,4	75,0	41,6	65,6	33,6	27,6	68,4
2	50	30,2	17,2	14,3		43,0	72,3	41,1	62,1	33,2	25,5	
3	40	31,8	26,1	19,0		42,0	66,0	40,1	56,0	33,0	24,7	
4	30	33,1	33,2	21,7		40,6	58,2	38,9	48,9	33,0	25,1	
5	20	34,1	39,1	23,8		39,2	50,1	37,6	41,8	33,2	26,3	
6	10	35,0	43,9	26,0		37,8	42,3	36,4	35,4	33,5	28,4	
7	0	35,7	47,7	28,8		36,5	35,4	35,3	29,8	34,0	31,3	
8	-10	36,2	50,1	32,4		36,4	41,4	37,1	45,5	34,7	35,8	
9	-20	36,5	52,2	27,9		37,3	46,6	37,8	49,4	35,5	40,5	
10	-30	36,8	53,6	22,8		38,1	51,3	38,4	53,1	36,6	46,4	

Определение касательных напряжений на линиях сплавления

В данном случае используется подход, описанный в [11]. Результаты расчета приведены в таблице 7. В ней выделены полужирным шрифтом случаи, когда касательные напряжения превышают предельно допустимые значения. В этих случаях будет происходить повреждение.

Для наглядности можно привести пример проверки условий прочности для расчетной точки D (столбец τ^D , в таблице 7) для случая $y_o = -20$ мм. Основное расчетное уравнение на сдвиг для линии сплавления на наружной поверхности будет иметь вид:

$$\tau = \tau_{\sigma p} + \frac{\sigma + \sigma_n}{2} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_1) \cdot \cos(\beta) \leq [\tau].$$

В данном случае α_1 — угол между касательной к линии сплавления сварного шва и нормалью к поверхности в т. D (см. рисунок 9). В данном случае приближенно $\alpha_1 = 45^\circ$.

Параметр $t_{\text{вп}}$ представляет собой внутренние касательные напряжения для аустенитного сварного шва при температуре 350°C . Методика их определения показана ранее [11]. В данном случае: $t_{\text{вп}} = 35,3$ МПа.

Угол β показан на рисунке 10. В данном случае угол $\beta = 74^\circ$. Величина его влияет на величину растягивающих усилий от изгибающего момента, образованного вследствие фазовой неоднородности. Плоскость действия момента не совпадает с сечением $C-D$, поэтому действие момента возрастает по мере приближения расчетного сечения к верхней и нижней точкам трубы (точкам B и F) и минимально для областей, приближенных к осевой линии.

Для т. D : $\tau_D = 35,3 + \frac{70,0+12,3}{2} \cdot \sin(2 \cdot 45^\circ) \times \cos(74^\circ) = 46,6 < 68,4$ (МПа).

Условие прочности выполнено.

Рисунок 9. Поперечное сечение сварного шва с расчетными точками C и D'

Figure 9. Cross-section of a weld with design points C and D

Обсуждение результатов расчетного исследования

Повреждение в виде растрескивания аустенитного сварного шва по линии сплавления образовалось в силу сочетания действия различных факторов. Работа насосов характеризуется большой разницей входных и выходных давлений, что создает условия для нагрева паровой (газообразной) фазы. В ходе пускового периода эксплуатация оборудования может производиться на малых расходах сырья и при нестабильности компонентного состава продукта с увеличением количества легких фракций. Это создает условия для фазового расслоения парожидкостной смеси, наличие значительного количества легких фракций обуславливает возможность нагрева в ходе нагнетания.

Поскольку производится сжатие продукта до достаточно высокого давления, то объем паровой фазы значительно уменьшается. При высоком уровне заполнения жидкости трубы 80–90 % создаются условия для повреждения аустенитного сварного шва в верхней части труб с внутренней стороны трубы. Происходит растрескивание аустенитного сварного шва по линии сплавления. Решающий вклад в достижение предельного состояния материала вносят касательные напряжения, действующие по линии сплавления сварных швов. При этом растрескивание всегда начинается с внутренней стороны шва в силу того, что наклон линии сплавления с внутренней стороны в наибольшей степени приближен к наклону линии действия максимальных касательных напряжений 45° . В дальнейшем наличие растрескивания вызывает увеличение внутренних усилий на ослабленное сечение, процесс растре-

Рисунок 10. Влияние уровня раздела фаз на величину усилий

Figure 10. Influence of the phase separation level on the magnitude of the efforts

скивания усиливается и происходит образование сквозного растрескивания. Напряжения от внутреннего давления не играют главной роли, при этом высокий уровень жидкости в трубе способствует увеличению внутренних усилий по линии сплавления и растрескиванию.

Образование повреждений произошло в области трубы, приближенной к линии раздела фаз со стороны жидкости (ниже сечения $C-D$). Напряжения изгиба в конструкции, возникающие вследствие фазового расслоения нагреваемой среды с образованием температурного перепада, вносят основной вклад в возникновение предельного состояния в материале. В сумме с другими возникающими напряжениями они оказываются достаточными, чтобы в материале возникло предельное состояние и происходило повреждение.

Наличие выброса жидкой фазы (см. рисунок 5, а) подтверждает результаты расчета, согласно которым наиболее неблагоприятные условия для нагружения материала создаются в областях, приближенных к линии раздела фаз со стороны нижней части, заполненной жидкостью.

Рассматриваемое аустенитное сварное соединение проработало достаточно продолжительное время (9 лет) до образования пропуска. Вероятно, это обусловлено тем, что в предыдущее время операции пуска проводились без попадания большого количества легких фракций в рабочую среду, так что нагрев паровых (газообразных) фракций был небольшой по величине в силу того, что эффект адиабатического нагрева сильнее проявляется для более легких газообразных сред.

Поскольку изгибные напряжения в нижней части трубы препятствуют образованию повреждений (в силу того, что они являются сжимающими для нижней части) и при этом изгибающие усилия увеличиваются по мере удаления от линии раздела фаз, то область повреждения имеет небольшую протяженность. В результате растрескивание носит локальный характер, длина растрескивания по окружности кольцевого шва небольшая. Это можно видеть из сопоставления данных таблицы 7 для столбца τ^D , на линии раздела фаз, где имеются случаи невыполнения условия прочности (для случаев y_0 , превышающих 50 мм) и столбца τ^{D^2} , для сечения ниже линии раздела фаз на 10 мм, где для всех значений уровня жидкости условия прочности выполняются. Определенное сдерживающее влияние на возникновении повреждений материала в сечении $C-D$ на линии раздела фаз оказывает наличие переходной зоны от напряжений сжатия в верхней нагретой части трубы, занятой паровой фазой, к напряжениям растяжения, действующим в нижней более холодной части трубы, занятой жидкой фазой. В результате растрескивание происходит на небольшой протяженности сварного шва (см. рисунок 5, а).

В ходе движения парожидкостной смеси происходит теплообмен между паровой и жидкой фазами с выравниванием температуры с уменьшением температурного перепада. В результате повреждения будут происходить вблизи узла нагнетания.

По указанному механизму могут повреждаться аустенитные швы трубопроводов в случае наличия горизонтальных участков достаточно большой протяженности. В качестве аналогичного примера повреждения по данному механизму можно привести случай растрескивания аустенитного сварного шва трубопровода л.252 «Нефтепродукт от насосов Н-30/1, 2 до теплообменника Т-202» в тот же период времени пуска установки (см. рисунок 2). Растрескивание с пропуском среды произошло после узла нагнетания и в конце протяженного горизонтального участка, приближенному к узлу нагнетания.

Выводы

1. Возможное попадание легких фракций при пусковом режиме установки вызвало значительный нагрев паровой фазы при повышении давления, при последующем движении парожидкостной смеси по протяженному горизонтальному участку трубопровода, наиболее приближенного к узлу нагнетания, в результате произошло фазовое расслоение парожидкостной смеси с возникновением перепада температур в трубных элементах.

2. Образование повреждений в виде растрескивания аустенитных сварных соединений малой протяженности произошло вследствие перепада температур в трубах, что подтверждается расчетным исследованием напряженно-деформированного состояния материала.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кириличев Н.В. Исследование сварных соединений перлитных сталей с аустенитным швом после длительной эксплуатации в нефтеперерабатывающих установках и совершенствование на его основе технологии сварки: дис. ... канд. техн. наук. Волгоград, 1980. 234 с.
2. Технологическая инструкция по сварке трубопроводов и печных змеевиков из теплоустойчивых хромомолибденовых сталей без термической обработки сварных соединений при изготовлении, монтаже и ремонте нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок. Волгоград: Металлургия, 1981. 28 с.
3. РД 38.13.004-86. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см). М.: Химия, 1988. 288 с.
4. СТО 38.17.003-2009. Сварка технологических трубопроводов и печных змеевиков при ремонте и реконструкции нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок. Волгоград: ВНИКТИ нефтехимоборудование, 2009. 208 с.

5. Лившиц Л.С., Хакимов А.Н. Металловедение сварки и термическая обработка сварных соединений. М.: Машиностроение, 1989. 333 с.
6. Кабанов Б.С. Прогнозирование структуры и свойств сталей и сварных соединений при управлении ресурсом оборудования установок вторичной переработки нефти: дис. ... канд. техн. наук. СПб.: 2003. 237 с.
7. Казанцев В.И. Промышленные печи. Справочное руководство для расчетов и проектирования. М.: Металлургия, 1975. 367 с.
8. Матвеев А.Н. Молекулярная физика. М.: Высшая школа, 1981. 400 с.
9. ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. М.: Стандартинформ, 2008. 55 с.
10. Бадьин Ю.А. Повреждение змеевиков промышленных нагревательных печей вследствие фазового расслоения нагреваемой среды // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 4. С. 121-131. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-4-121-131.

11. Бадьин Ю.А. Исследование причин повреждения аустенитных сварных соединений нефтезаводского оборудования // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 5. С. 170-182. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-5-170-182.

12. Готальский Ю.Н. Сварка разнородных сталей. Киев: Техніка, 1981. 184 с.

13. Special Metals Corporation. Incoloy Alloy 800H (UNS N08810) // Publication number SMC-047. 04.09.2004. URL: www.specialmetals.com (дата обращения: 11.09.2021).

REFERENCES

1. Kirilichev N.V. *Issledovanie svarnykh soedinenii perlitnykh staley s austenitnym shvom posle dlitel'noi ekspluatatsii v neftepererabatyvayushchikh ustanovkakh i sovershenstvovanie na ego osnove tekhnologii svarki: dis. kand. tekhn. nauk* [Study of Welded Joints of Pearlite Steels with Austenitic Seam after Long-Term Operation in Oil Refineries and Improvement of Welding Technology on its Basis: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Volgograd, 1980. 234 p. [in Russian].

2. *Tekhnologicheskaya instruktsiya po svarke truboprovodov i pechnykh zmeevikov iz teploustoichivyykh khromomolibdenovykh staley bez termicheskoi obrabotki svarnykh soedinenii pri izgotovlenii, montazhe i remonte neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh ustanovok* [Technological Instruction for Welding Pipelines and Furnace Coils Made of Heat-Resistant Chromium-Molybdenum Steels without Heat Treatment of Welded Joints in the Manufacture, Installation and Repair of Oil Refining and Petrochemical Plants]. Volgograd, Metallurgiya Publ., 1981. 28 p. [in Russian].

3. RD 38.13.004-86. *Ekspluatatsiya i remont tekhnologicheskikh truboprovodov pod davleniem do 10,0 MPa (100 kgs/sm)* [RD 38.13.004-86. Operation and Repair of Process Pipelines Under Pressure up to 10.0 MPa (100 kgf / cm)]. Moscow, Khimiya Publ., 1988. 288 p. [in Russian].

4. STO 38.17.003-2009. *Svarka tekhnologicheskikh truboprovodov i pechnykh zmeevikov pri remonte i rekonstruktsii neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh ustanovok* [STO 38.17.003-2009. Welding of Process Pipelines and Furnace Coils During the Repair and Reconstruction of Oil Refining and Petrochemical Plants].

Volgograd, VNIKTI neftekhimoborudovanie Publ., 2009. 208 p. [in Russian].

5. Livshits L.S., Khakimov A.N. *Metallovedenie svarki i termicheskaya obrabotka svarnykh soedinenii* [Metallurgy of Welding and Heat Treatment of Welded Joints]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1989. 333 p. [in Russian].

6. Kabanov B.S. *Prognirovaniye struktury i svoystv staley i svarnykh soedinenii pri upravlenii resursom oborudovaniya ustanovok vtorichnoi pererabotki nefti: dis. kand. tekhn. nauk* [Prediction of the Structure and Properties of Steels and Welded Joints when Managing the Service Life of Equipment for Secondary Oil Refining: Cand. Engin. Sci. Diss.]. St. Petersburg, 2003. 237 p. [in Russian].

7. Kazantsev V.I. *Promyshlennyye pechi. Spravochnoe rukovodstvo dlya raschetov i proektirovaniya* [Industrial Ovens. Reference Manual for Calculations and Design]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1975. 367 p. [in Russian].

8. Matveev A.N. *Molekulyarnaya fizika* [Molecular Physics]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1981. 400 p. [in Russian].

9. GOST 14249-89. *Sosudy i apparaty. Normy i metody rascheta na prochnost'* [State Standard 14249-89. Vessels and Apparatus. Norms and Methods of Strength Calculation]. Moscow, Standartinform Publ., 2008. 55 p. [in Russian].

10. Badin Yu.A. *Povrezhdenie zmeevikov promyshlennykh nagrevatel'nykh pechei vsledstvie fazovogo rassloeniya nagrevaemoy sredy* [Damaging Process for Coils of Fired Heaters Due to Phase Separation of Heated Product]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 4, pp. 121-131. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-4-121-131. [in Russian].

11. Badin Yu.A. *Issledovanie prichin povrezhdeniya austenitnykh svarnykh soedinenii neftezavodskogo oborudovaniya* [Investigation of Causes of Austenitic Weld Damaging Process in Oil Refining Equipment]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 170-182. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-5-170-182. [in Russian].

12. Gotalskii Yu.N. *Svarka raznorodnykh staley* [Welding Dissimilar Steels]. Kiev, Tekhnika Publ., 1981. 184 p. [in Russian].

13. Special Metals Corporation. Incoloy Alloy 800H (UNS N08810). *Publication Number SMC-047. 04.09.2004*. Available at: www.specialmetals.com (accessed 11.09.2021).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Бадьин Юрий Аркадьевич, старший научный сотрудник лаборатории №2 АО «ВНИКТИ нефтехимоборудование», Волгоград, Россия

Yurii A. Badin, Senior Researcher of Laboratory No. 2, JSC «VNIKTI neftekhimoborudovanie», Volgograd, Russia

yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.09.2021; одобрена после рецензирования 30.09.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 09.09.2021; approved after reviewing 30.09.2021; accepted for publication 01.11.2021.