

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 159-171. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 159-171. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.692

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-159-171

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВОК ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ И МЕРЫ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ

Юрий Аркадьевич Бадьин¹, Михаил Владимирович Бударагин¹,
Антон Николаевич Киселев¹

¹Всероссийский научно-исследовательский и конструкторско-технологический институт оборудования нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, Волгоград, Россия

Автор, ответственный за переписку

Юрий Аркадьевич Бадьин, Yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Аннотация. В статье проводится расчетное обоснование возникновения повреждений технологических трубопроводов установок замедленного коксования на основе проверки условий прочности. С использованием программного комплекса конечно-элементного анализа ANSYS на основе оценок температурных деформаций трубопроводов и коксовых камер проводится расчет напряженно-деформированного состояния элементов трубопроводов. Результаты расчетных исследований указывают на виды и места повреждений и показывают возможность предотвращения повреждений за счет локального усиления трубных элементов трубопроводов при увеличении толщины стенок. На основе полученных результатов предложены мероприятия по реконструкции и при проектировании с целью предотвращения повреждений трубопроводов.

Для цитирования

Бадьин Ю.А., Бударагин М.В., Киселев А.Н. Причины повреждений технологических трубопроводов установок замедленного коксования и меры по их предотвращению // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 159-171. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-159-171>.

Original article

CAUSES OF DAMAGE TO PROCESS PIPELINES OF DELAYED COKING UNITS AND MEASURES TO PREVENT THEM

Yuriy A. Badin¹, Mikhail V. Budaragin¹, Anton N. Kiselev¹

¹All-Russian Scientific, Researching and Construction Institute of Equipment for Oil Refining and Petrochemical Industry, Volgograd, Russia

Corresponding author

Yuriy A. Badin, Yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Abstract. The article provides a calculated justification for the occurrence of damage to process pipelines of delayed coking plants based on checking the strength conditions. Using the software package of finite element analysis ANSYS, based on estimates of temperature deformations of pipelines and coke drums, the calculation of the stress-strain state of pipeline elements is carried out. The results of computational studies indicate the types and locations of damage and show the possibility

Ключевые слова

технологические трубопроводы, установки замедленного коксования, коксовые камеры, напряженно-деформированное состояние, метод конечных элементов

Keywords

processing pipelines, delayed coking units, coke drums, stress-strain state, finite element method

of preventing damage due to local strengthening of elements of pipelines with an increase in wall thickness. Based on the results obtained, reconstruction measures are proposed in order to prevent damage.

For citation

Badin Yu. A., Budaragin M.V., Kiselev A.N. Prichiny povrezhdenij tekhnologicheskikh truboprovodov ustanovok zamedlenogo koksovaniya i mery po ih predotvrashcheniyu [Causes of damage to process pipelines of delayed coking units and measures to prevent them] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 159-171. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-159-171>.

Введение

Задача обеспечения надежной и долговременной эксплуатации оборудования нефтеперерабатывающих предприятий не может ограничиваться только определением остаточного ресурса оборудования. Необходимо понимание, что такая задача должна содержать разработку мероприятий по предотвращению возникновения повреждений. Последнее может быть достигнуто только после определения и расчетного обоснования причин возникновения повреждений. Примером в данном случае может служить практика эксплуатации установок замедленного коксования. В ходе их эксплуатации фиксируется большое количество повреждений, связанных с растрескиванием сварных соединений трубопроводов технологической обвязки реакторов замедленного коксования (коксовых камер) — растрескиваниями сварных соединений [1-3]. Это вызывает необходимость аварийных остановок установки для ремонта, что создает значительные трудности в ходе эксплуатации. До сих пор ситуация пониженной надежности таких трубопроводов сохраняется. Представляется, что необходимо уделить большее внимание теме предотвращения повреждений. Решение такой задачи должно определяться уже на стадии конструирования.

Описание объекта исследования

В ходе эксплуатации установки было выявлено массовое повреждение в виде растрескивания в сварных соединениях врезок труб Ду600/600. Технические данные трубопровода приведены в таблице 1, схема трубопровода и места повреждений показаны на рисунке 1.

Пропуск был выявлен в ходе капитального ремонта установки в 2019 г. Повреждение носило характер «запотевания» в сварном соединении, что потребовало проведения значительных по объему ремонтных работ.

Причина образования повреждений

На основе опыта технического диагностирования трубопроводов установок замедленного коксования можно сделать вывод, что в основном повреждениям подвергаются «шлемовые» трубопроводы, соединенные с верхом коксовых камер и служащие для отвода паров коксования и пропарки из коксовых камер. Такой характер повреждений отмечается в [1, 3]. Это определяется большими значениями температурных перемещений верхней части коксовых камер. Последние в свою очередь определяются высотой коксовых камер. Коксовые камеры представляют собой сосуды значительной высоты. Отношение высоты к

Таблица 1. Технические данные по трубопроводу

Table 1. Pipeline data sheet

Наименование трубопровода	Параметры эксплуатации		Рабочая среда	Категория	Размеры Дн × S, мм	Протяженность, м	Материал	Год начала эксплуатации
	Давление, МПа	Температура, °C						
«Продукты пропарки и охлаждения кокса от Р-101...104 в К-104» (рег. №122/1)	0,08	400	Углеводороды	I A(б)	630×8	318,5	10X17H13M2T	2009
					273×8	1,2	10X17H13M2T	
					220×8	2,8	10X17H13M2T	

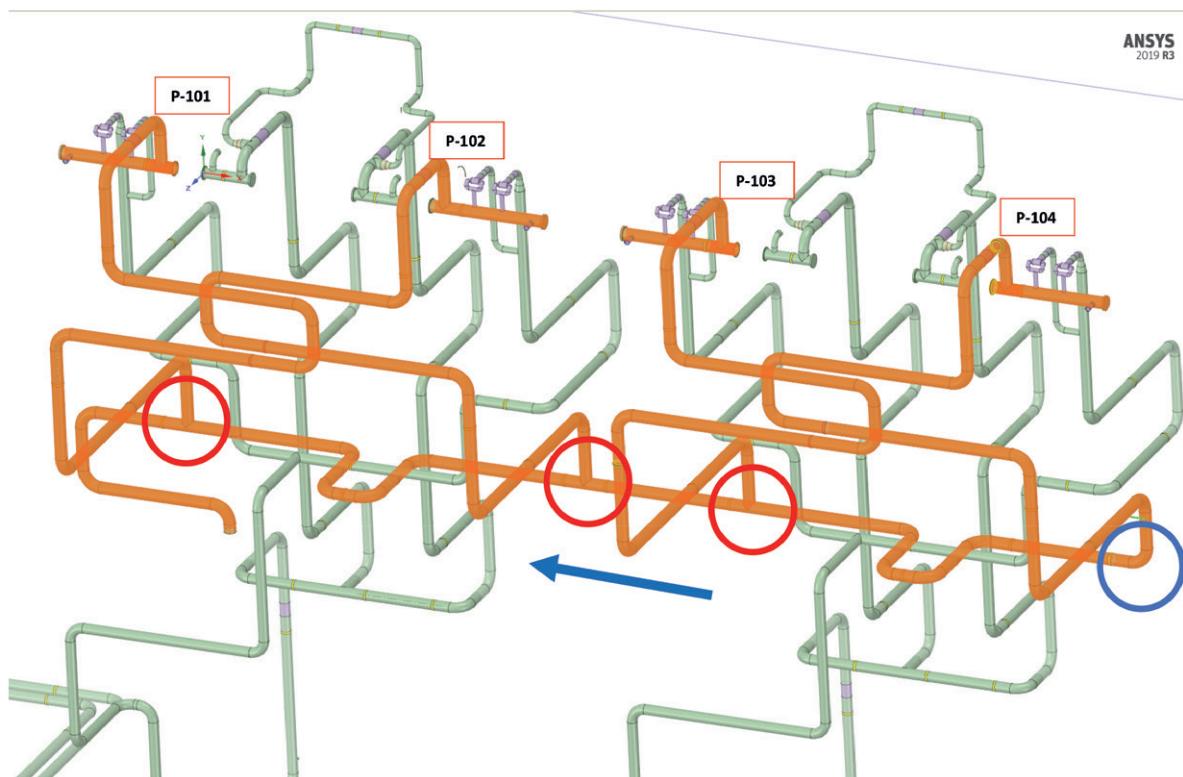


Рисунок 1. Общая схема шлемовых трубопроводов, трубопровод рег.№122/1 показан частично и выделен оранжевым цветом, в красных окружностях показаны места возникновения растрескивания врезок Ду600/600 присоединения к коллектору Ду600 участков технологической обвязки коксовых камер P-101, P-102, P-103; в синей окружности показано место присоединения участка технологической обвязки коксовой камеры P-104 к коллектору Ду600 с помощью отвода; стрелкой показано направление движения паров коллекторе Ду600

Figure 1. General diagram of the overhead pipelines, the pipeline of reg. No. 122/1 is shown in part and highlighted in orange, in red circles the locations of cracking of tie-ins DN600/600 of connection to the header DN600 of the process piping sections of coke drums R-101, R-102, R-103 are shown; blue circle shows the point of connection of the process piping section of the coke drum R-104 to the header DN600 by means of a curved bend; the arrow shows the direction of movement of vapors in the DN600 collector

диаметру для коксовых камер старых проектов составляло 4,25–5,5. Стремление к увеличению производительности установок приводит к увеличению этого показателя. В настоящее время за рубежом изготовление коксовых камер производится с отношением высоты к диаметру до 6,9. Это приводит к увеличению нагрузок на технологические трубопроводы, которые жестко соединены с верхом коксовых камер.

После окончания стадии коксования проводится стадия пропарки и охлаждения кокса. Газообразные продукты пропарки отводятся последовательно в ректификационную колонну K-101 и спустя некоторое время в абсорбер K-104. В последнем случае для транспортировки паров используется трубопровод рег.№122/1.

Максимальная температура в трубопроводе рег.№122/1 возможна до 400 °С. Подача

продукта (продуктов пропарки) проводится с давлением не более 0,08 МПа. Жесткое соединение трубопровода с корпусами коксовых камер, которые циклически разогреваются до высокой температуры до 400 °С и впоследствии охлаждаются до температуры окружающей среды, всё это обуславливает возможность возникновения внутренних усилий в местах соединений (врезок). Большая протяженность трубопровода рег. № 121/1 и высокая рабочая температура также способствует возникновению значительных внутренних усилий и напряжений в элементах трубопровода при стеснении температурных деформаций трубопровода.

Расчетная схема данной задачи соответствует стационарному случаю нагружения. Трубопровод рег. № 122/1 получает растяжение вследствие теплового расширения кор-

пуса коксовой камеры в ходе разогрева от температуры окружающей среды до максимальной рабочей температуры. Для корпуса коксовой камеры принимается максимальная рабочая температура 400 °С. Согласно данным проведенного анализа показаний наружных термопар именно такая максимальная рабочая температура фиксируется в ходе эксплуатации для стадии коксования. Расчетное значение температуры корпуса увеличивается на некоторую величину для учета перепада температур в стенке с увеличением от наружной поверхности стенки корпуса к внутренней поверхности.

Трубопровод рег. № 122/1 жестко закреплен с обеих сторон: с начала — с корпусом коксовой камеры через штуцер Ду600 и с конечной стороны — врезка Ду600/600 в горизонтальный участок трубопровода рег. №122/1. Большая часть горизонтального участка Ду600 (коллектора) находится при высокой температуре. В то же время участки от горизонтального участка Ду600 и до верха коксовых камер, а также участок коллектора от присоединения вертикального участка от первой (Р-104) до второй (Р-103) камеры по ходу движения паров, эксплуатируются в циклическом тепловом режиме. После отключения от подачи сырья и охлаждения коксовой камеры производится ее разгрузка от кокса и другие операции для подготовки стадии коксования. В это время участок от верха коксовой камеры до горизонтального участка не эксплуатируется и также охлаждается, таким образом его температура становится равной температуре окружающей среды. При начале операции прогрева и коксования происходит разогрев корпуса коксовой камеры и ее тепловое расширение. В результате участок Ду600 испытывает нагрузки растяжения, которые приводят к растрескиванию сварного шва приварки труб во врезке Ду600/600.

Постановка задачи исследования

Вследствие малых значений внутреннего давления в трубопроводе расчетное значение толщины стенки труб составляет всего 0,4 мм при минимальной допускаемой толщине стенки 4,0 мм. Для изготовления использовались трубы по [4]. Для заданного диаметра согласно данного документа возможно изготовление труб с исполнительной толщиной стенки начиная с 5,0 мм, окончательно было принято решение о применении труб с испол-

нительной толщиной 8,0 мм. При этом допустимый диаметр отверстия в трубе, не требующего укрепления стенки, превышает диаметр трубы [5]. В данном случае наличие местных напряжений в местах врезок труб не играет существенной роли и укрепление отверстий может не производиться.

Трубопровод был смонтирован в 2009 г. Образование повреждений произошло после 10 лет эксплуатации и немногим более 1000 циклов, нижнего необходимого минимального предела для необходимости выполнения расчета проверки на малоцикловую прочность [6]. Первым этапом проведения математического моделирования является проведение исследования статической прочности элементов трубопроводов.

Для выполнения анализа используется программный комплекс конечно-элементного анализа «ANSYS-Workbench 19.3». Вызванные напряжения от стесненности температурных деформаций и углового перемещения оцениваются по эквивалентному напряжению «фон-Мизеса» (четвертой теории прочности). Исходные данные для расчета на прочность (размеры элементов трубопроводов с исполнительными (первоначальными) толщинами, их материальное исполнение, расчетные температуры и механические характеристики материала) приведены в таблице 2.

Нагрузки от внутреннего давления для элементов трубопровода незначительные из-за малых значений внутреннего давления. Весовые нагрузки могут также не учитываться вследствие того, что они воспринимаются опорно-подвесной системой трубопровода, которая находится в удовлетворительном состоянии согласно натурного обследования. Прогибы трубопровода согласно натурному обследованию отсутствуют.

В данном случае идентичными по размерам являются участки технологической обвязки коксовых камер Р-101 и Р-103. Участок технологической обвязки коксовой камеры Р-102 имеет меньшие размеры горизонтальных участков Ду600. Для участков технологической обвязки коксовых камер Р-101, Р-102 и Р-103 присоединение к коллектору Ду600 производится с помощью врезки Ду600/600. Участок технологической обвязки коксовой камеры Р-104 присоединяется к коллектору Ду600 с помощью отвода. При этом он имеет размеры горизонтальных участков, аналогичные участку технологической обвязки коксо-

Таблица 2. Исходные данные для расчетов на прочность

Table 2. Initial data for strength calculations

Наименование линии	Элементы	Размеры Дн × S, мм	Материал	Расчетная температура t, °C	Модуль продольной упругости материала при расчетной температуре E·10 ⁻⁵ , МПа	Допускаемое напряжение материала при расчетной температуре [σ], МПа
Трубопровод рег. №122/1	Трубы, отводы	630×8	10X17H13M2T	400	1,8	137,0
				20	2,0	184,0

вой камеры Р-102. Расчетная схема задачи показана на рисунках 3–4.

Определение смещения элементов трубопровода

Для получения исходных данных для прочностного расчета проводится определение смещений элементов трубопровода в ходе эксплуатации. В данном случае образование внутренних усилий происходит в узле врезки Ду600/600 в месте присоединения участка от верха коксовой камеры к коллектору Ду600. Монтаж трубопровода проводится при температуре окружающей среды и сам трубопровод жестко крепится к верхам коксовых камер через штуцер «В₁» Ду600. При разогреве коксовой камеры до рабочей температуры корпус получает удлинение в вертикальном направлении. Величина температурного удлинения корпуса определяется по формуле (1):

$$\Delta Y = \alpha_{\text{тр}} \cdot t \cdot Y$$

$\alpha_{\text{тр}}$ — коэффициент линейного расширения для материала сосуда (основной металл — сталь 12ХМ) для максимальной рабочей температуры стенки 450 °C: $\alpha_{\text{тр}} = 13,7 \cdot 10^{-6}$ 1/°C; данная температура принята на основании показаний наружных термопар и увеличена на 50 °C для учета наличия перепада температуры по толщине стенки;

t — перепад температур в корпусе сосуда от температуры монтажа до максимальной рабочей температуры, $t = t_p - t_m = 450 - 20 = 430$ °C;

Y — высота части сосуда от плоскости опирания сосуда до точки присоединения трубопровода (см. рисунок 2); данная величина определяется по формуле: $Y = 45640 - 21200 = 24300$ мм = 24,3 м.

Окончательно получено:

$$\begin{aligned} \Delta Y &= \alpha_{\text{тр}} \cdot t \cdot Y = 13,7 \cdot 10^{-6} \cdot 430 \cdot 24,3 = \\ &= 0,143 \text{ м} = 143 \text{ мм} \end{aligned}$$

Описание расчетной схемы

Расчетная схема (рисунок 2) задачи включает в себя участок трубопровода от места присоединения трубопровода рег. №122/1 к коксовой камере (к штуцеру «В₁» Ду600) до места врезки вертикальной трубы Ду600 в коллектор Ду600. Выбор данной расчетной схемы обоснован тем, что задача расчета НДС заключается в расчетном обосновании возникновения повреждений трубопровода, а также обосновании изменения конструкции трубопровода с целью предотвращения возникновения новых повреждений. Для трубопровода рег. № 122/1 зафиксированы повреждения в виде растрескивания в сварном соеди-

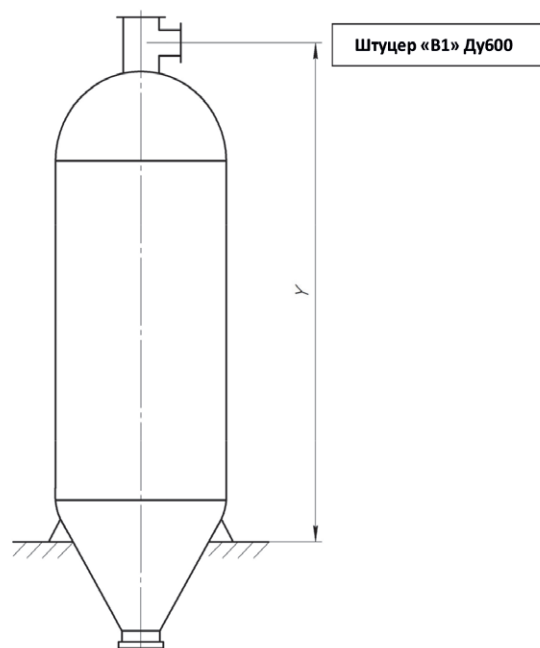


Рисунок 2. Схема для определения вертикальных смещений участка закрепления шлемового трубопровода рег. №122/1 со штуцером «В1» Ду600

Figure 2. Diagram for determining the vertical displacements of the attachment section of the helmet pipeline reg. No. 122/1 with nozzle «V1» DN600

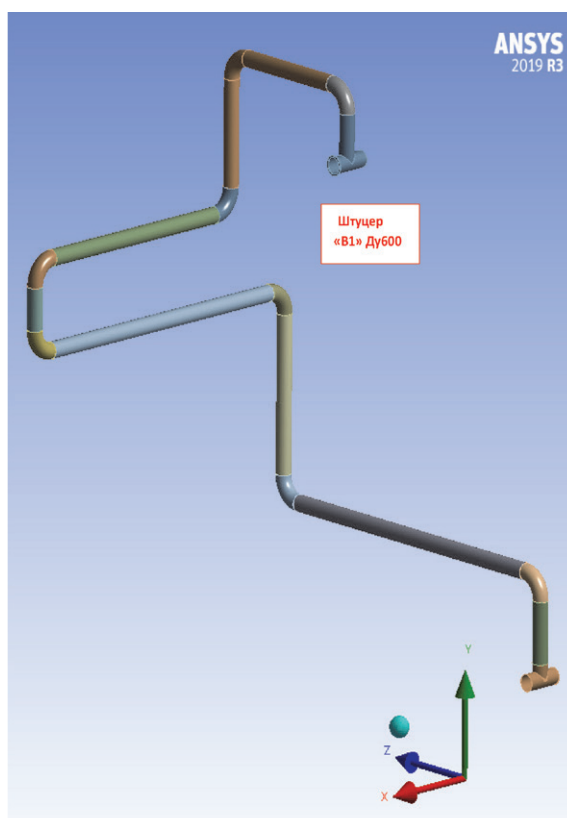


Рисунок 3. Расчетная схема задачи расчета НДС для трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовых камер Р-101 (Р-103); состоит из участка трубопровода от коксовой камеры (от штуцера «В,» Ду600) до коллектора Ду600; присоединение к коллектору Ду600 производится с помощью врезки Ду600/600, показана красной стрелкой

Figure 3. Design diagram of the SSS calculation task for the pipeline reg. No. 122/1, process piping of coke drums R-101 (R-103); consists of pipeline section from coke drum (from nozzle «V1» DN600) to header DN600; connection to DN600 header is made by means of DN600/600 tie-in, shown by red arrow

нения вертикальных труб Ду600 с коллектором Ду600, поэтому расчетная схема ограничивается узлом врезки Ду600/600 для участков технологической обвязки коксовых камер Р-101, Р-103, рисунок 3 (для технологической обвязки Р-102 расчетная схема отличается только размерами и потому не показана). Аналогично принимается расчетная схема для технологической обвязки коксовой камеры Р-104, рисунок 4.

Расчетная температура принимается в зависимости от расположения участка как температура окружающей среды (20 °С) и как максимальная рабочая температура в трубопроводе (400 °С). Для участка врезки Ду600/600 принимается температура 400 °С,

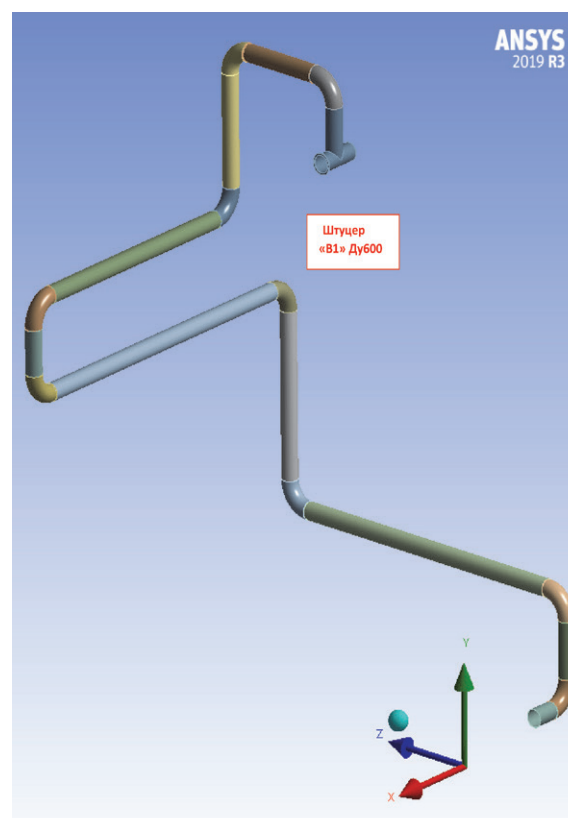


Рисунок 4 . Расчетная схема задачи расчета НДС для трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовой камеры Р-104; состоит из участка трубопровода от коксовой камеры (от штуцера «В1» Ду600) до коллектора Ду600; присоединение к коллектору Ду600 производится с помощью отвода

Figure 4. Calculation diagram of the SSS calculation task for the pipeline reg. No. 122/1, process piping of the coke drum R-104; consists of pipeline section from coke drum (from nozzle «V1» DN600) to header DN600; connection to DN600 collector is performed by means of curved bend

для остальных участков расчетной схемы 20 °С. Это соответствует наиболее неблагоприятному случаю нагружения трубопровода, когда он подвергается растяжению со стороны корпуса коксовой камеры, нагретой до высокой рабочей температуры для стадии коксования. В это время движение рабочей среды по трубопроводу не осуществляется и его температура опускается до температуры окружающей среды. Перепад температур между корпусом коксовой камеры и трубопроводом максимальные и нагрузки также будут максимальными.

После окончания стадии коксования проводится пропарка коксовой камеры водяным

паром в основную ректификационную колонну К-101. При этом происходит постепенное уменьшение температуры корпуса коксовой камеры. После окончания стадии пропарки в колонну К-101 начинается стадия пропарки в колонну К-104. При этом рабочая среда (пары коксования) направляются через рассматриваемый участок с его разогревом. В результате разность температур между корпусом коксовой камеры и трубопроводом значительно уменьшается и нагрузки растяжения, действующие на трубопровод, также уменьшаются. Образование повреждений, можно предположить, происходит на стадии коксования.

Данные по физико-механическим свойствам материалов при различных температурах приняты по данным [5, 7]. Деформации участка трубопровода приняты для узла закрепления концевых частей трубопровода рег.№122/1 к коксовым камерам штуцеру «В₁» Ду600. В данном случае реализуется случай нагружения трубопровода в ходе стадии коксования, когда корпус коксовой камеры разогревается до максимальной рабочей температуры (400 °С), а участок от коксовой камеры до коллектора Ду600 охлаждается до 20 °С.

Для участка технологической обвязки коксовой камеры Р-104 повреждений не возникает. В качестве причины того, почему повреждения для данного участка не возникает в отличие от участков технологической обвязки остальных коксовых камер установки можно назвать то, что данный участок является первым по ходу движения среды и поэтому имеет другую конфигурацию, вместо узла врезки вертикального участка трубы Ду600 в горизонтальную трубу Ду600 (коллектор) соединение производится с помощью отвода Ду600, рисунок 1. Изменение конфигурации трубопровода вызывает изменения в распределении внутренних напряжений, величина которых не превышает значений допускаемых напряжений материала и потому повреждений для данного участка не возникает.

Граничные условия задачи расчетного исследования

Рассматривается задача стационарного статического анализа. Нагрузки от внутреннего давления и весовые нагрузки не учитываются. Это может быть обосновано тем, что внутреннее давление в трубопроводе незначительное и наличием опорно-подвесной системы трубопровода, находящейся в удовлетворительном техническом состоянии.

Внутренние усилия в элементах конструкции трубопровода образуются вследствие стесненности температурных деформаций охлаждаемого участка трубопровода рег.№122/1 в условиях жесткого закрепления его в начальных и конечных участках и разогрева коксовой камеры до максимальной рабочей температуры. Это учитывается накладываемыми условиями смещения верхней части трубопровода на величину . Исходные данные по деформациям для горизонтального участка Ду600, соединенного со штуцером «В1» Ду600 (рисунки 3, 4), показаны в таблице 3.

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния

Для представления результатов расчетов используются стандартные средства программного комплекса «ANSYS», позволяющие визуализировать распределение поля напряжений. На рисунках 5-7 ниже показано общее распределение эквивалентных напряжений по 4-й теории прочности (напряжения «фон-Мизеса») для расчетной схемы на рисунке 3.

Как видно из анализа рисунка 5, наибольшие напряжения возникают для врезки трубы Ду600 вертикального участка трубопровода рег.№122/1 в горизонтальный участок коллектора Ду600. В данном конструктивном узле возникают зоны высоких напряжений. Более высокие значения напряжений возникают для участков технологической обвязки коксовых камер Р-101 и Р-103 — 146,1 МПа. Для

Таблица 3. Исходные данные по деформациям

Table 3. Initial Deformation Data

Наименование параметра					
Линейная деформация вдоль оси, мм			Угловая деформация вокруг оси, градус		
X	Y	Z	W _x	W _y	W _z
0	143	0	0	0	0

участка технологической обвязки коксовой камеры Р-102 максимальные значения напряжений составляют 142,7 МПа (из-за ограничений по объему статьи результаты не приводятся). Очевидно, что различие связано с большими геометрическими размерами участков трубопроводов в первом случае.

Максимальные значения напряжений 146,1 МПа наблюдается с внутренней стороны трубы в месте соединения труб Ду600 и значительно превышает допускаемое значение напряжения 137,0 МПа для стали 10X17H13M2T при расчетной температуре 400 °С. Это указывает на возможность возникновения повреждений, рисунки 6 и 7.

Зона высоких напряжений носит локальный характер, соответственно растрескивание сварных соединений должно носить также ло-

кальный характер. Это соответствует наблюдаемой картине повреждения. Согласно данных ревизии трубопровода в местах возникновения повреждений наблюдалось повреждение небольшого масштаба, в виде «потения» в сварном шве. Таким образом, можно утверждать, что результаты расчетного исследования подтверждаются данными эксплуатации.

Для участка технологической обвязки коксовой камеры Р-104, см. рисунок 8, зона наибольших напряжений в узле присоединения к коллектору Ду600 с помощью отвода не образуется, что подтверждает предположение о том, что причиной устойчивости к повреждениям данного участка является конфигурация трубопровода. Зоны повышенных напряжений образуется в верхней части участка, при этом максимальное значение 81,3 МПа, что значительно менее допускаемого значения напряжения 137,0 МПа для стали 10X17H13M2T при возможной температуре 400 °С. Возникновение повреждений для участка технологической обвязки коксовой камеры Р-104 происходить не должно. Результаты расчета подтверждаются данными эксплуатации трубопровода, согласно которым наличие повреждений для данного участка не зафиксировано.

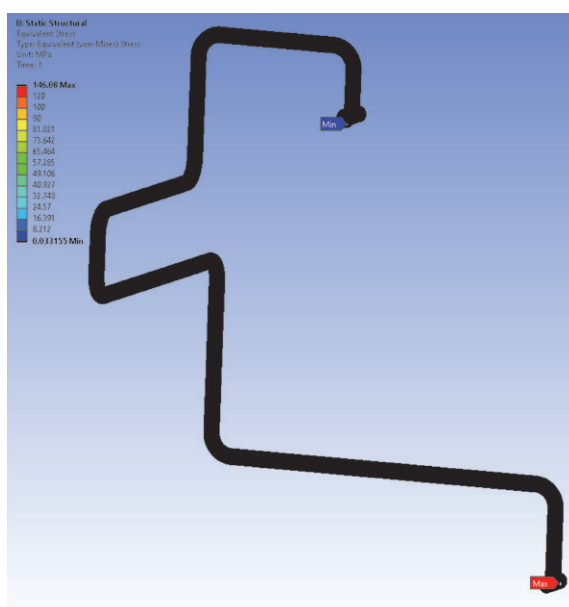


Рисунок 5. Распределение эквивалентных напряжений на участке трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовых камер Р-101 (Р-103), участок от коксовой камеры до коллектора, максимальное значение эквивалентных напряжений во врезке вертикального участка Ду600 в коллектор Ду600; максимальное значение 146,1 МПа значительно превышает допускаемое значение напряжения 137,0 МПа для стали 10X17H13M2T при расчетной температуре 400 °С

Figure 5. Distribution of equivalent stresses in the pipeline section of reg. No. 122/1, process piping of coke drums R-101 (R-103), section from coke drum to collector, maximum value of equivalent stresses in the tie-in of vertical section of DN600 to collector DN600; the maximum value of 146.1 MPa significantly exceeds the allowable stress value of 137.0 MPa for 10Kh17N13M2T steel at a design temperature of 400 °C

Мероприятия по предотвращению повреждений

Поскольку причины возникновения повреждений установлены, то можно предложить мероприятия по предотвращению возникновения новых повреждений на существующем трубопроводе. Поскольку зона повышенных напряжений в конструкции трубопровода имеет локальный характер (рисунки 6 и 7), то оптимальным решением представляется увеличение толщины основной и врезаемой трубы Ду600 в местах соединения для узла врезки Ду600/600. Это позволит снизить уровень напряжений в конструкции и предотвратить повреждения. Таким образом, основная рекомендация заключается в локальном усилении места конструкции, которое практически не сказывается на распределении напряжений для остальных частей трубопровода. Размеры врезки с увеличенной толщиной стенки показаны на рисунке 10. В данном случае достаточно увеличения исполнительной толщины стенок основной и врезаемой трубы до величины не менее 10 мм. Результаты проведенных расчетов НДС при аналогичных условиях нагружения подтверждают доста-

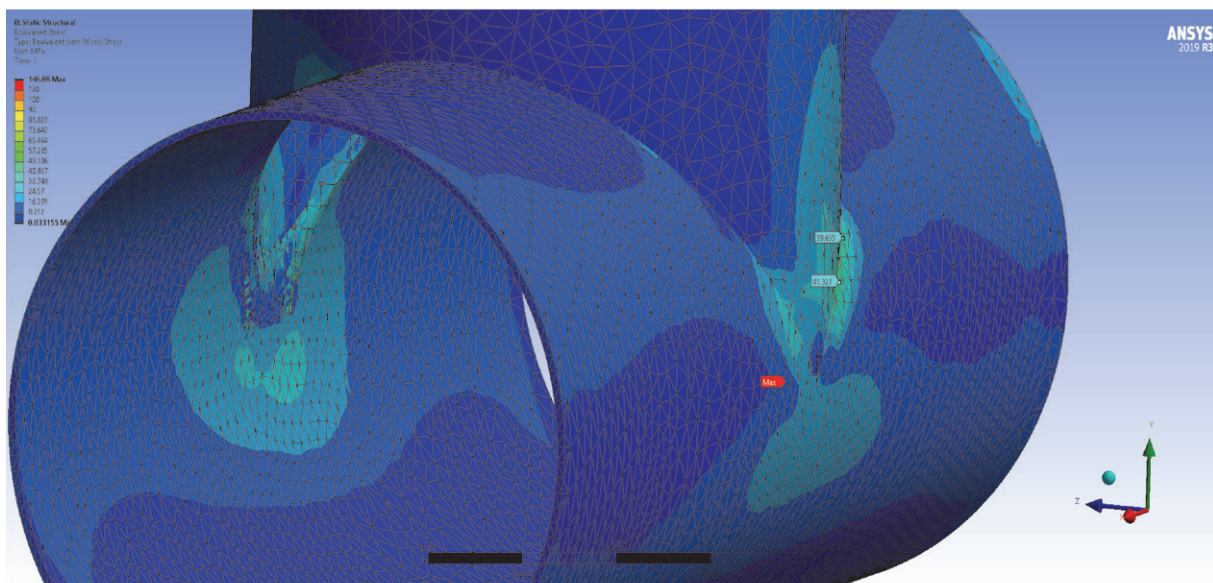


Рисунок 6. Распределение эквивалентных напряжений на участке трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовых камер Р-101 (Р-103), в узле врезки вертикального участка Ду600 в коллектор в коллектор Ду600; вид с наружной стороны; зона высоких напряжений имеет локальный характер, максимальное значение 146 МПа наблюдается с внутренней стороны трубы и значительно превышает допустимое значение напряжения 137,0 МПа для стали 10Х17Н13М2Т при расчетной температуре 400 °С

Figure 6. Distribution of equivalent stresses in the pipeline section of reg. No. 122/1, process piping of coke chambers R-101 (R-103), in the tie-in unit of vertical section DN600 into the header into the header DN600; view from the outside; the high stress zone has a local character, the maximum value of 146 MPa is observed from the inside of the pipe and significantly exceeds the allowable stress value of 137.0 MPa for 10Kh17N13M2T steel at a design temperature of 400 °C

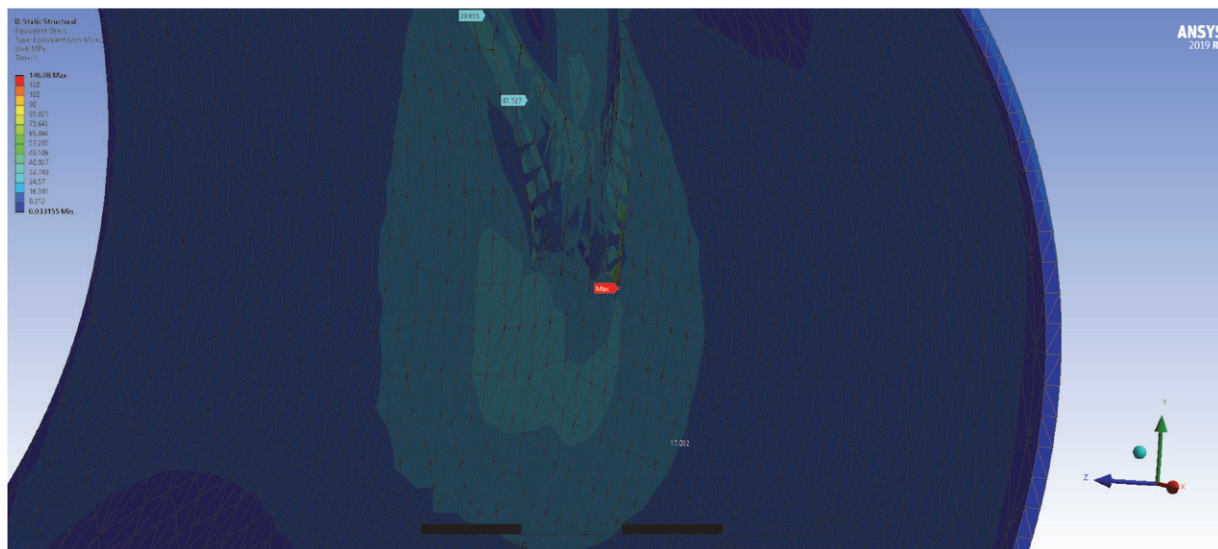


Рисунок 7. Распределение эквивалентных напряжений на участке трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовых камер Р-101 (Р-103), в узле врезки вертикального участка Ду600 в коллектор Ду600; вид с внутренней стороны; зона высоких напряжений имеет локальный характер, максимальное значение 146,08 МПа наблюдается с внутренней стороны трубы в месте соединения труб и значительно превышает допустимое значение напряжения 137,0 МПа для стали 10Х17Н13М2Т при расчетной температуре 400 °С

Figure 7. Distribution of equivalent stresses in the pipeline section of reg. No. 122/1, process piping of coke drums R-101 (R-103), in the tie-in unit of vertical section DN600 into header DN600; Interior view the high stress zone has a local character, the maximum value of 146.08 MPa is observed from the inside of the pipe at the point of pipe connection and significantly exceeds the allowable stress value of 137.0 MPa for 10Kh17N13M2T steel at a design temperature of 400 °C

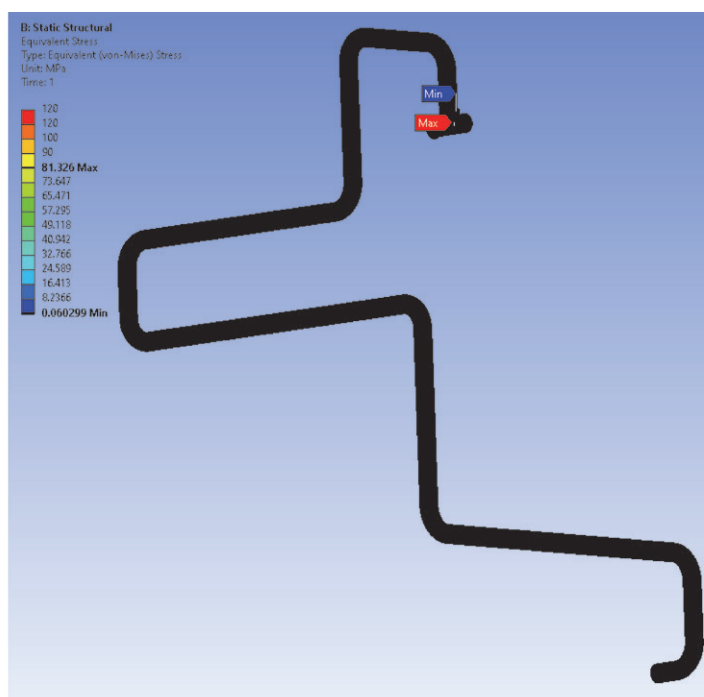


Рисунок 8. Распределение эквивалентных напряжений на участке трубопровода рег. №122/1, технологическая обвязка коксовой камеры Р-104, участок от коксовой камеры до коллектора, соединение с коллектором происходит с помощью отвода; максимальное значение эквивалентных напряжений наблюдается во врезке вертикального участка Ду600 в горизонтальную трубу Ду600, соединяемую со штуцером «В1» Ду600; максимальное значение 81,326 МПа значительно менее допускаемого значения напряжения 137,0 МПа для стали 10Х17Н13М2Т при возможной температуре 400 °С, возникновения повреждений не происходит

Figure 8. Distribution of equivalent stresses in the pipeline section of reg. No. 122/1, process piping of the coke drum R-104, the section from the coke drum to the header, connection with the header is carried out by means of a curved bend; the maximum value of equivalent stresses is observed in the tie-in of the vertical section DN600 into the horizontal pipe DN600 connected to the nozzle «V1» DN600; the maximum value of 81.326 MPa is significantly less than the allowable stress value of 137.0 MPa for 10Kh17N13M2T steel at a possible temperature of 400 °C, no damage occurs

точность такого увеличения толщины стенки, см. рисунок 9 для расчетной схемы на рисунке 3, для которой зафиксированы максимальные значения внутренних напряжений.

Как видно из анализа рисунка 9, возникающие максимальные напряжения в конструкции 67,235 МПа значительно менее допускаемых значений напряжений 137,0 МПа для стали 10Х17Н13М2Т при 400 °С, что исключает возникновение повреждений.

Представляется, что наилучшим решением в аналогичных ситуациях явилось бы локальное усиление врезок шлемовых трубопроводов принятое на этапе проектирования и конструирования. Как показывают результаты настоящего расчета, а также выполненных других расчетных исследований [3], локаль-

ное увеличение толщин стенок труб в местах врезок практически не сказывается на напряженно-деформированном состоянии остальных элементов трубопровода. В общем случае можно рекомендовать увеличение исполнительной толщины стенок труб в местах врезок для шлемовых трубопроводов коксовых камер в размере 2–4 мм. Также возможен вариант применения стандартизированных тройников согласно [8], в этом случае обеспечивается снижение трудозатрат при монтаже за счет упрощения сварочных работ. Применение труб или тройников с большей исполнительной толщиной для врезок потребует несколько больших затрат, но они окупятся безаварийной эксплуатацией трубопроводов.

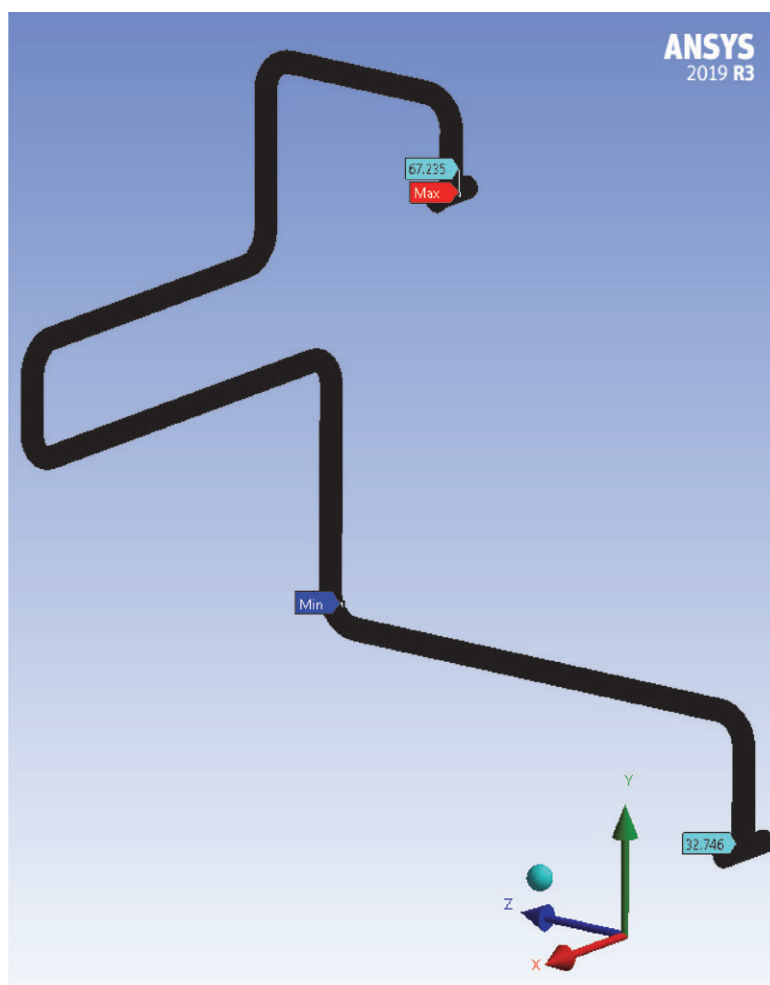


Рисунок 9. Распределение эквивалентных напряжений на участке трубопровода рег.№122/1, технологическая обвязка коксовых камер Р-101 (Р-103), участок от коксовой камеры до коллектора в случае увеличения исполнительной толщины врезки Ду600/600 до 10 мм, максимальное значение эквивалентных напряжений во врезке вертикального участка Ду600 в трубу Ду600 в непосредственной близости к коксовой камере; максимальное значение 67,235 МПа значительно менее допускаемого значения напряжения 137,0 МПа для стали 10Х17Н13М2Т при расчетной температуре 400 °С

Figure 9. Distribution of equivalent stresses in the pipeline section of reg. No. 122/1, process piping of coke drums R-101 (R-103), the section from the coke drum to the collector in case of increase in the thickness of the DN600/600 tie-in to 10 mm, maximum value of equivalent stresses in the tie-in of the vertical section of DN600 into the DN600 pipe in close proximity to the coke drum; the maximum value of 67.235 MPa is significantly less than the allowable stress value of 137.0 MPa for 10Kh17N13M2T steel at a design temperature of 400 °C

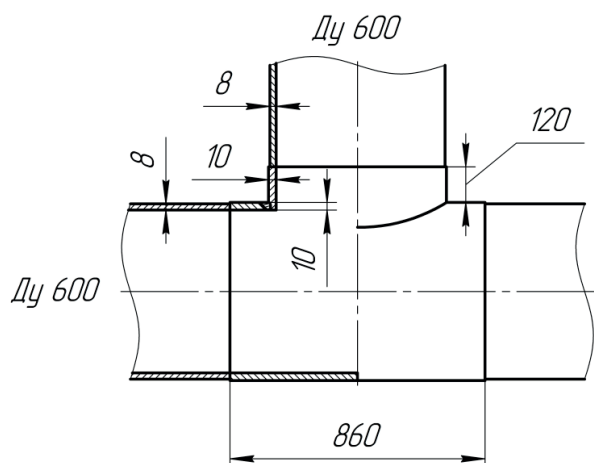


Рисунок 10. Схема врезки Ду600/600 с увеличенной толщиной стенки

Figure 10. Diagram of DN600/600 tie-in with increased wall thickness

Выводы

Результаты расчетных исследований указывают на виды и места повреждений элементов конструкции трубопроводов в ходе эксплуатации, обусловленные стесненностью температурных деформаций; результаты расчетных исследований подтверждаются данными по обследованию трубопроводов; в возникновении повреждений значительную роль сыграли особенности конструктивного испол-

нения трубопроводов с применением трубного проката малой толщины.

Для исключения возникновения повреждений в существующих и проектируемых шлемовых трубопроводах коксовых камер необходимо предусмотреть локальное усиление мест врезок участков трубопроводов с увеличением исполнительных толщин труб не менее 2-4 мм относительно толщин стенок протяженных участков трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Греб А.В. Повышение надежности трубопроводных коммуникаций технологических установок. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 1999. 145 с.

2. Батенчук А.Н. Изготовление и монтаж технологических трубопроводов. М.: Стройиздат, 1971. 304 с.

3. API TR 934-G-2016. Design, Fabrication, Operational Effects, Inspection, Assessment, and Repair of Coke Drums and Peripheral Components in Delayed Coking Units. Washington: American Petroleum Institute, 2016. 57 p.

4. Бадьин Ю.А., Бударагин М.В., Киселев А.Н. Предотвращение повреждений технологических трубопроводов установок замедленного коксования // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 5. С. 94-106. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-5-94-106. EDN: FLQBYR.

5. ТУ 1380-001-08620133-05. Технические условия. Трубы электросварные прямошовные для технологических трубопроводов из углеродистых, низколегированных и высоколегированных коррозионно-стойких, жаростойких сталей. Маркова: Производственное издание ЗАО «Завод «ПСК», 2005. 10 с.

6. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. М.: Стандартиформ, 2016. 116 с.

7. ГОСТ Р 34233.6-2017. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках. М.: Стандартиформ, 2019. 20 с.

8. ГОСТ 34233.1-2017. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования. М.: Стандартиформ, 2019. 30 с.

9. ГОСТ 17380-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2010. 24 с.

10. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция. М.: Стандартиформ, 2019. 10 с.

REFERENCES

1. Greb A.V. *Povyshenie nadezhnosti truboprovodnykh kommunikatsii tekhnologicheskikh ustanovok: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Reliability of Pipeline Communications of Technological Installations: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 1999. 145 p. [in Russian].

2. Batenchuk A.N. *Izgotovlenie i montazh tekhnologicheskikh truboprovodov* [Manufacturing and Installation of Technological Pipelines]. Moscow, Stroiizdat Publ., 1971. 304 p. [in Russian].

3. API TR 934-G-2016. *Design, Fabrication, Operational Effects, Inspection, Assessment, and Repair of Coke Drums and Peripheral Components in Delayed Coking Units*. Washington, American Petroleum Institute, 2016. 57 p.

4. Badin Yu.A., Budaragin M.V., Kiselev A.N. *Predotvrashchenie povrezhdenii tekhnologicheskikh truboprovodov ustanovok zamedlennogo koksovaniya* [Prevention of Damage for Process Pipelines of Delayed Coking Units]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2022, Vol. 20, No. 5, pp. 94-106. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-5-94-106. EDN: FLQBYR. [in Russian].

5. ТУ 1380-001-08620133-05. *Tekhnicheskie usloviya. Truby elektrosvarnye pryamoshovnye dlya tekhnologicheskikh truboprovodov iz uglepodistyykh, nizkolegirovannykh i vysokolegirovannykh korrozionno-stoikikh, zharostoykikh stalei* [TU 1380-001-08620133-05. Specifications. Longitudinal Electric-Welded Pipes for Technological Pipelines Made of Carbon, Low-Alloy and High-Alloy Corrosion-Resistant, Heat-Resistant Steels]. Markova, Proizvodstvennoe izdanie ZAO «Zavod «PSK» Publ., 2005. 10 p. [in Russian].

6. GOST 32388-2013. *Truboprovody tekhnologicheskie. Normy i metody rascheta na prochnost', vibratsiyu i seismicheskie vozdeistviya* [State Standard 32388-2013. Technological Pipelines. Norms and Methods for Calculating Strength, Vibration and Seismic Effects]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 116 p. [in Russian].

7. GOST R 34233.6-2017. *Sosudy i apparaty. Normy i metody rascheta na prochnost'. Raschet na prochnost' pri malotsiklovyykh nagruzkakh* [State Standard R 34233.6-2017. Vessels and Devices. Norms and Methods for Calculating Strength. Strength Calculation Under Low-Cycle Loads]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 20 p. [in Russian].

8. GOST 34233.1-2017. *Sosudy i apparaty. Normy i metody rascheta na prochnost'. Obshchie trebovaniya* [State Standard 34233.1-2017. Vessels and Devices. Norms and Methods for Calculating Strength. General Requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 30 p. [in Russian].

9. GOST 17380-2001. *Detali truboprovodov besshovnye privarnye iz uglepodistoi i nizkolegirovannoi stali. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [State Standard 17380-2001. Seamless Welded Parts of Pipelines Made of Carbon and Low-Alloy Steel. General Specifications]. Moscow, Standartinform Publ., 2010. 24 p. [in Russian].

10. GOST 17376-2001. *Detali truboprovodov besshovnye privarnye iz uglerodistoi i nizkolegirovannoi stali. Troiniki. Konstruktsiya* [State Standard 17376-2001.

Seamless Welded Parts of Pipelines Made of Carbon and Low-Alloy Steel. Tees. Design]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 10 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Yurii A. Badin, senior researcher, Laboratory No. 2, VNIKTIneftekhimoborudovanie JSC, Volgograd, Russia

Yuabadin@vnikti.rosneft.ru

Бударажин Михаил Владимирович, инженер 2-й категории, лаборатория № 9, АО «ВНИКТИ нефтехимоборудование», Волгоград, Россия

Mihail V. Budaragin, engineer of the 2nd category, Laboratory No. 9, VNIKTIneftekhimoborudovanie JSC, Volgograd, Russia *MVBugaragin@vnikti.rosneft.ru*

Киселев Антон Николаевич, технический директор, АО «ВНИКТИ нефтехимоборудование», Волгоград, Россия

Anton N. Kiselev, technical director, VNIKTIneftekhimoborudovanie JSC, Volgograd, Russia

ANKiselev@vnikti.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 10.01.2023; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 10.01.2023; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 30.03.2023.