

Анализ конструктивных решений при проектировании технологических трубопроводов на установках по подготовке газа к транспортировке компрессорной станции

И.А. Томарева, М.В. Мацакян

Волгоградский государственный технический университет

Аннотация: Технологические трубопроводы компрессорных станций являются одним из значимых типов основного оборудования, обеспечивающего бесперебойную работу при транспортировке газа. Особое внимание в данной статье мы уделили вопросу безопасной эксплуатации трубопроводной обвязки установки подготовки газа к транспортировке, которая предназначена для осушки газа до необходимых параметров, предъявляемых потребителями и является одним из основных технологических узлов компрессорной станции. В ходе эксплуатации линий адсорбера «горячими» и «холодными» газами трубопроводы линии регенерации подвергаются высоким переменным температурным нагрузкам. Тем самым, перед эксплуатирующей организацией встает проблема обеспечения достаточной компенсации линейного расширения технологических трубопроводов при их периодическом нагреве. Произведен расчет срока эксплуатации трубопроводной обвязки и ее устойчивости с подобранным осевым сильфонным компенсатором. Рассмотрены и проанализированы различные решения проблем надежности данных узлов компрессорной станции. Сделан вывод о необходимости актуализации нормативной проектной базы и внедрения в эксплуатируемые объекты методов непрерывного технического мониторинга.

Ключевые слова: установка подготовки газа, технологический трубопровод, адсорбер, срок безопасной эксплуатации, температурная нагрузка, компенсатор

Действующие проектные нормы, базирующиеся на методах, используемых еще в середине прошлого века, не всегда позволяют обеспечить необходимый уровень надежности современных нефтегазовых объектов даже при условии соблюдения всех требований и стандартов. Данную проблему анализируют и решают в нефтегазовой отрасли различными способами [1, 2].

Главная особенность функционирования всех элементов установки по подготовке газа к транспорту (УПГТ) – это наличие больших термических деформаций, связанных с технологическим режимом работы объекта. Предусматривается необходимость периодической осушки селикагеля в адсорберах газом регенерации с температурой, достигающей 288°C, что

приводит к линейному расширению технологических трубопроводов, а это, в свою очередь, негативно сказывается на надежности эксплуатации объекта.

Линии адсорбции УПГТ компрессорной станции (КС) (рис.1) работают следующим образом [3]:

- Выполнение задачи по осушению природного газа берут на себя четыре адсорбера. При этом должно выполняться условие достижения заданной чистоты компонентов газа и влажности для дальнейшей транспортировки продукта в магистральный трубопровод;

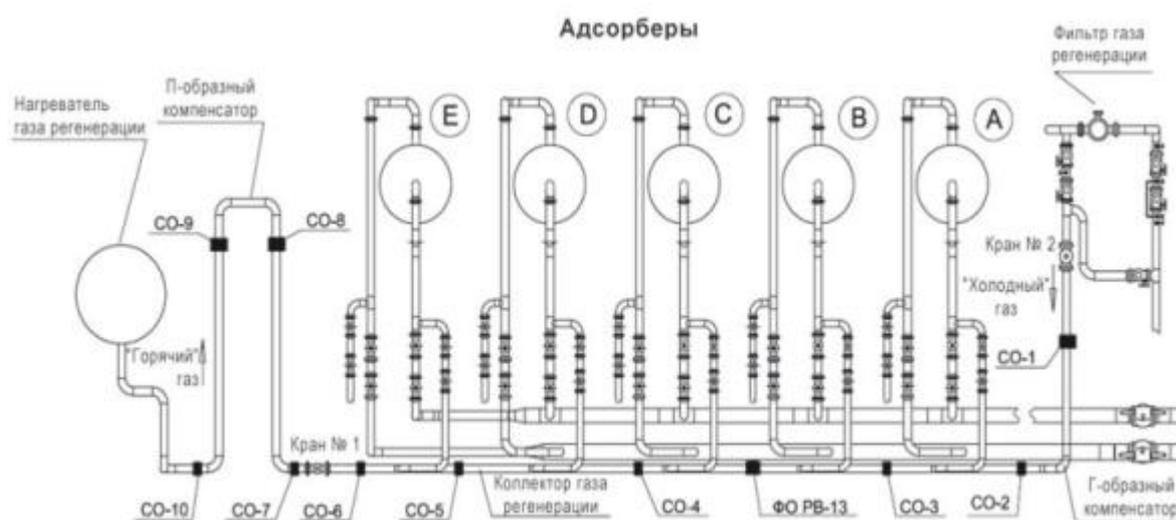


Рис. 1. Схема линии адсорбции УПГТ КС «Портовая» [3]

- В пятом адсорбере происходит удаление конденсата и добавление силикагеля.

Весь режим работы аппарата адсорбции включает в себя нагрев, охлаждение и ожидание, и длится около трех часов.

В данном режиме четыре адсорбера возвращаются в рабочий режим, а адсорбер, вышедший из режима регенерации, переходит в статический режим.

Для каждой из линий установки подготовки газа к транспортировке закладываются много вероятные циклические термодформации в зонах нагревания участков трубопроводной обвязки (ТПО) с их удлинением в

линейном направлении, которое не должно превышать 0,004 м на один 1 м эксплуатируемой трубы.

Согласно данным мониторинга [4, 5] максимальные отклонения от вертикали получили в трубопроводе линии адсорбции, собирающего газ регенерации, возникающие из-за неравномерного распределения температуры между верхней и нижней образующей (рис. 2) [6].

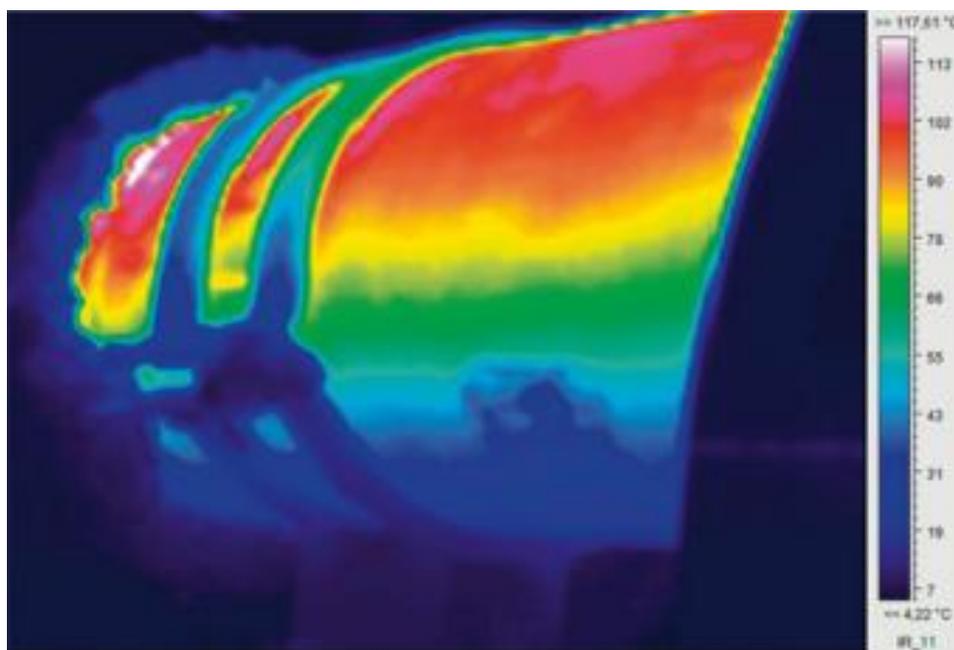


Рис. 2. Схема распределения температуры по линии регенерации адсорберов в районе скользящей опоры

Мониторинг температурного режима трубопроводной обвязки исследуемого объекта также выявил наличие линейного расширения коллектора между фиксирующей и скользящей опорами в пределах 140 мм, и между фиксирующей опорой и Г-образным компенсатором – 210 мм.

Исходя из полученных данных мониторинга, нами был рассчитан срок эксплуатации исследуемого объекта. Расчет выполнялся на основании метода, предложенного в СТО Газпрома 2-2.3-328-2009, 2-2.3-453-2010, и других источников [7-9], применяемых для технологических трубопроводов.

Расчет по критериям циклической прочности выполнялся для тройника между фиксирующей (№ 13) и скользящей (№ 2) опорами исследуемого нами объекта (рис. 1). В результате, при расчетных значениях амплитуды $(\sigma_{aF})=320$ МПа и максимального значения напряжения цикла $(\sigma_F)_e=640$ МПа, получили, что потенциально возможное число циклов «пуск-останов» составляет $[N_0]=3600$. В тоже время, согласно проектной документации, для всей ТПО УПГТ был рассчитан запас более чем в 100 000 рабочих циклов. А это говорит о том, что рассматриваемый нами тройник требует замены.

Срок безопасной эксплуатации ТПО при учете наработки в 20 лет и при наличии вибраций определяется по формуле:

$$t_{\text{ост}} = \left(\frac{1}{a}\right) - t_{\text{н}} = 32 - 20 = 12 \text{ лет} \quad (1)$$

Повреждаемость за год эксплуатации, значение которой достигает в предельной степени – 1, составила:

$$a = \frac{N}{[N_0]} = 0,0278 \quad (2)$$

при $N=100$ – число циклов «пуск-останов».

Вследствие выполненных расчетов и сделанных выводов, остро встает вопрос повышения надежности трубопроводной обвязки УПГТ.

В ходе анализа технической литературы [10, 11] были выявлены следующие методы компенсации температурного расширения на линиях УПГТ, к примеру:

1. На УПГТ КС «Портовая» проблему прочности решили с помощью мониторинга технического состояния опор и технологических трубопроводов, что помогло в выявлении необходимости изменения крепления хомутов на трубе и опорах, модернизации конструкции опоры в целом.

2. По другому пути пошли на УПГТ-1 КС «Краснодарская». Для уменьшения тепловых расширений ТПО выполнили из труб малого

диаметра, разместив их и горизонтальной, и в вертикальной плоскостях, создав многоярусную конструкцию (рис.3). Таким образом, решили задачу прочности конструкции, но при этом увеличили ее вес, что привело к подвижке фундамента, а также, к удорожанию проекта в целом.



Рис.3 УПГТ-1 КС «Краснодарская» с многоярусной конструкцией ТПО [11]

3. Еще одним способом решения проблемы надежности является проектное решение по размещению трубопроводов-коллекторов на подвесах с пружинным механизмом (рис.4). Инновацию впервые внедрили на УПГТ-2 КС «Краснодарская». Осуществление данного проектного подхода стало нестандартным шагом в решении вопроса по стабилизации технологического трубопровода. Сами отводы остались на скользящих опорах с изменением в части дополнения боковыми ограничителями, а закрепленные опоры под основными участками технологических трубопроводов на входной зоне в аппараты адсорбции, в свою очередь, были заменены на пружинные подвесы

с целью устранения возникновения нагружения конструкций опор от веса всей трубопроводной линии обвязки.



Рис.4 Опорно-подвесная система коллекторов УПГТ-2 КС «Краснодарская»
[11]

Проведя анализ проектных решений на аналогичных объектах и описанных в НТД способов компенсации температурных расширений трубопроводов, мы предлагаем для выбранного участка установить сильфонный компенсатор марки 2ОПКР-25-400-400. Данный способ стабилизации трубопровода подобран, исходя из условия, что выбран наиболее опасный, с точки зрения надежности, участок технологического

трубопровода, расположенный между направляющими опорами, и следующего алгоритма расчета (табл. 1).

Таблица 1

Алгоритм расчета

Наименование параметра	Расчетная формула	Результат
Критическая длина участка	$l_k = \frac{\sqrt[2]{2} \cdot \pi}{a_1 \cdot q} \cdot \sqrt[4]{EJa_1^3 q^3 f}$	74 м > 60 м, т.к. $l_k > l$, то для дальнейшего расчета принимают $l = 60$ м
Минимальное критическое сжимающее усилие	$P_{кр} = \frac{8EJf\pi^4 + 2a_1ql^4 - a_2ql^3f\pi^2}{2\pi^2l^2f}$	85694,9 кгс
Сила трения устойчивой части трубопровода	$F_{тр} = (l - l_k)qa_2$	- 1260 кгс
Реакция сжатия	$F_{осж} = \lambda_{осж}\Delta$	7020 кгс
Разница распорного усилия	$F_{рр} = 1,25P_y \left(S_{эф} - \frac{\pi(D - 2s)^2}{4} \right)$	24606,97
Сжимающее усилие от сильфонного компенсатора	$N_{сж} = F_{осж} + F_{рр}$	31626,97 кгс
Условие устойчивости	$F_{тр} + N_{сж} < P_{кр}$	30366,97кгс < 85694,9кгс - условие выполняется

Подобранный нами сильфонный компенсатор отвечает условиям работы рассматриваемого участка ТПО УПГТ, подверженного смещениям от проектного положения при повышении рабочей температуры.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что для обеспечения надежности функционирования технологических трубопроводов на рассматриваемых установках по подготовке газа к транспортировке

необходимо помимо обязательного выполнения требований нормативно-технической документации, совершенствовать нормативную проектировочную базу с учетом накапливаемого опыта эксплуатации аналогичных объектов. В данном случае, согласно документам, регламентирующим проектирование аналогичных узлов, основным решением является замена данного элемента для увеличения срока безопасной эксплуатации. Несмотря на это, наше предложение по установке сильфонного компенсатора является более экономичным вариантом решения проблемы устойчивости трубопровода, так как оно не требует такого значительного финансирования, как частый ремонт участка ТПО или внедрения сложных, с проектной точки зрения, и тяжеловесных конструкций, представленных в части анализа технической литературы.

Также, для надежной эксплуатации технологических линий объектов КС необходимо внедрять новые средства и методы контроля их технического состояния, такие, как автоматизированный мониторинг оборудования и трубопроводов.

Литература

1. Лобач И.А. Проведение внутритрубной диагностики промышленного конденсатопровода в условиях отсутствия основного перекачиваемого продукта // Инженерный вестник Дона. 2014. №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2449.
2. Гостинин И.А. Расчет коэффициента надежности по назначению трубопровода для Западно-Сибирского региона // Инженерный вестник Дона. 2014. №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2419.
3. Ляпичев Д.М., Житомирский Б.Л. Современные подходы к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния

технологических трубопроводов компрессорных станций // Газовая промышленность. 2016. № 11(745). С. 46-53.

4. Будзуляк Б.В., Лопатин А.С., Ляпичев Д.М. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 11. С. 21–26.

5. Будзуляк Б.В., Гольдзон И.А., Завьялов А.П., Лопатин А.С. Автоматизированная система мониторинга напряженно-деформированного состояния критических участков трубопроводных систем // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 10. С. 12–16. DOI:10.30713/0132-2222-2018-10-12-16

6. Шурашов С.А., Сорокин А.В., Вощенко Д.А., Полетаев М.Г. Исследование причин непроектных вертикальных перемещений участков коллектора газа регенерации линии адсорбции компрессорной станции "Портовая" // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 2 (110). С. 69-74. DOI: 10.33285/1999-6934-2019-291100-69-74.

7. Process Piping // ASME B 31.3-2022 URL: [asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-3-process-piping](https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-3-process-piping) (дата обращения: 11.05.24).

8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems // ASME B 31.8-2007 URL: [asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-8-gas-transmission-distribution-piping-systems](https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-8-gas-transmission-distribution-piping-systems) (дата обращения: 11.05.24)

9. Велюлин И.И., Городниченко В.И., Широков М.А. Методика определения срока службы газопровода // Территория нефтегаз. 2015. № 8. С. 106-11.

10. Андреев, О.П., Лебенкова И.В., Истомин В.А. Подготовка газа на УКПГ-1С Заполярного месторождения // Газовая промышленность. 2004. № 2. С. 44-46.



11. Перов С.Л., Сорокин А.В. Технические решения по повышению надежности технологических трубопроводов УПГТ // Газовая промышленность. 2017. № 1 (747). С. 68-72.

References

1. Lobach I.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2014, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2449/
2. Gostinin I.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2014, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2419/
3. Ljapichev D.M., Zhitomirskij B.L. Gazovaja promyshlennost'. 2016. № 11(745). pp. 46-53.
4. Budzulyak B.V., Lopatin A.S., Lyapichev D.M. Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti. 2019. № 11. pp. 21–26.
5. Budzuljak B.V., Gol'dzon I.A., Zav'jalov A.P., Lopatin A.S. Avtomatizacija, telemehanizacija i svjaz' v neftjanoj promyshlennosti. 2018. № 10. pp. 12–16. DOI: 10.30713/0132-2222-2018-10-12-16
6. Shurashov S.A., Sorokin A.V., Voshhenkov D.A., Poletaev M.G. Oborudovanie i tehnologii dlja neftegazovogo kompleksa. 2019. № 2 (110). pp. 69-74. DOI: 10.33285/1999-6934-2019-291100-69-74
7. Process Piping // ASME B 31.3-2022 URL: asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-3-process-piping (accessed 11.05.24)
8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems // ASME B 31.8-2007. URL: asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-8-gas-transmission-distribution-piping-systems (accessed 11.05.24)
9. Veljulin I.I., Gorodnichenko V.I., Shirokov M.A. Territorija neftegaz. 2015. № 8. pp. 106-11.
10. Andreev, O.P., Lebenkova I.V., Istomin V.A. Gazovaya promyshlennost'. 2004. № 2. pp. 44-46.



11. Perov S.L., Sorokin A.V. Gazovaja promyshlennost'. 2017. № 1 (747).
pp. 68-72.

Дата поступления: 29.05.2024

Дата публикации: 2.07.2024