

ВЛИЯНИЕ ПРОТИВОРЕЧИЙ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А. Д. Ваняшов^{1,2}, А. В. Жерелевич², Е. М. Васенко²

¹Омский государственный технический университет,
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11

²ОАО «Сибнефтетранспроект»,
Россия, 644009, г. Омск, Иртышская наб., 11/1

Рассмотрены проблемные ситуации, возникающие при проектировании газовых компрессорных станций в условиях имеющих место противоречивых требований действующей нормативно-технической документации или в связи с отсутствием необходимых требований и методик расчета, в частности предложены решения, касающиеся применения предохранительных клапанов на линиях нагнетания компрессора, рационального выбора и расстановки запорной арматуры и обратных клапанов, выбора диаметров технологических трубопроводов, расчета «равновесного» давления при аварийной остановке компрессорной установки.

Ключевые слова: газовая компрессорная станция, компрессорная установка, нормативно-техническая документация.

Введение

В процессе выполнения проектной документации на объекты нефтяной и газовой промышленности, в частности газовые компрессорные станции (ГКС) проектные организации обязаны руководствоваться требованиями действующей нормативно-технической документации (НТД), государственными стандартами и федеральными законами. В связи с нахождением в обращении новых нормативных документов и не отмененных прежних, возникают противоречивые требования к объектам аналогичного назначения, но имеющим принадлежность к различным нефтяным и газовым корпорациям. Например, газовые компрессорные станции, имеющие одинаковое технологическое назначение — компримирование попутного нефтяного или природного газов для объектов ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» могут иметь совершенно различные технологические схемы и конструктивные особенности.

Постановка задачи

Задачей настоящей статьи является: на примере конкретного проектируемого объекта — ГКС высокого давления показать противоречия в требованиях действующей НТД, избыточность некоторых требований и рекомендаций, оценить последствия, к чему они приводят, и предложить варианты выхода из данных ситуаций с целью удовлетворения требованиям НТД и получения объекта с рациональными техническими решениями.

Объектом исследования является ГКС, предназначенная для поддержания пластового давления нефтяного месторождения за счет обратной закачки попутного газа в нагнетательные скважины. Компрессорные агрегаты объектов данного типа могут выполняться как в многокорпусном, так

и в многосекционном исполнении с промежуточным охлаждением и сепарацией.

Рассматриваемая ГКС состоит из трех параллельно подключенных компрессорных установок (КУ). Каждая КУ имеет модульную компоновку и содержит следующее основное оборудование: газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем (ГТА) мощностью 25 МВт и центробежным компрессором (ЦК), состоящим из двух секций сжатия (1-я секция — секция низкого давления (СНД), 2-я секция — секция высокого давления (СВД)); сепаратор на входе 1-й секции (С-1/1); охладитель на выходе 1-й секции (АВО-1); сепаратор на выходе 1-й секции (С-2/1); сепаратор на входе 2-й секции (С-1/2); охладитель на выходе 2-й секции (АВО-2); сепаратор на выходе 2-й секции (С-2/2). При сообщении линии нагнетания с линией всасывания по каждой секции через антипомпажные клапаны (АПК) образуются замкнутые контуры 1-й и 2-й секций компрессора, которые, кроме трубопроводов, включают также перечисленное выше оборудование. Номинальные давления газа на входе и выходе рассматриваемой ГКС соответственно 1,8 МПа и 21 МПа.

О применении предохранительных клапанов

На линиях нагнетания ЦК нормами технологического проектирования ГКС для газовой промышленности [1] не предусматривается наличие сбросных пружинных предохранительных клапанов (СППК), функцию защиты от превышения давления выше рабочего выполняют антипомпажные агрегатные клапаны и клапан станционной линии рециркуляции.

НТД для нефтяной промышленности [2] предусматривается применение СППК на нагнетании каждой ступени компрессора перед обратным клапаном. Данное требование, очевидно, более необ-

ходимо для компрессоров объёмного действия (например, поршневых), однако в [2] это требование имеет общий характер, распространяясь в том числе и на ЦК.

Согласно рекомендациям [3], выбор диаметра и пропускной способности предохранительных клапанов, устанавливаемых на нагнетательном трубопроводе после компрессора, выполняется из условия полной производительности компрессора при отсутствии расхода после него. Данное требование, применительно к ЦК, приводит к чрезмерному увеличению диаметра сбросной линии практически до диаметра всасывающего трубопровода. Во-первых, потому, что производительность ЦК существенно выше, чем у компрессоров объёмного действия, а во-вторых, вследствие того, что за СППК давление газа становится близким к атмосферному, что увеличивает объёмный расход газа в трубопроводе за СППК.

С целью обоснованного выбора проходного сечения СППК для КУ с ЦК предложена методика, основанная на определении необходимого расхода газа, сбрасываемого с нагнетательной линии секции компрессора, т.е. на анализе совместной работы системы «компрессор – сеть». Для этого, на ГДХ секции компрессора определяется частота вращения ротора, при работе на которой могут создаваться условия превышения давления более чем на 10 % от максимального рабочего давления в линии нагнетания. Открытие СППК происходит с одновременным сбросом давления в свечную (факельную) систему от давления настройки СППК до давления, соответствующего нормальному протеканию технологического процесса:

$$\Delta P = P_{СППК} - P_{норм}, \text{ МПа.}$$

При открытом положении СППК происходит изменение характеристики сети при неизменной характеристике секции компрессора, т.е. смещение рабочей точки при фиксированной частоте вращения ротора вправо. Разница в расходах секции компрессора в начальный момент открытия СППК и в момент его закрытия дает величину расхода газа, сбрасываемого в свечную систему через СППК:

$$\Delta Q = Q_{СППК} - Q_{норм}, \text{ тыс.м}^3/\text{час.}$$

Найденная таким образом величина расхода газа служит основанием для выбора проходного сечения трубопровода, на котором установлен СППК (рис. 1).

О рациональном выборе запорной арматуры на технологических трубопроводах

На основании [4] подводящие и отводящие трубопроводы компрессоров и технологических аппаратов с горючими газами должны быть оснащены запорной арматурой. Там же, подводящие и отводящие трубопроводы технологических аппаратов, ..., должны быть оснащены дистанционно и автоматически управляемой запорной арматурой. По требованиям [5] на трубопроводах, подающих горючие вещества в сосуды, работающие под давлением, должны устанавливаться обратные клапаны (ОК). В то же время в [2] (п. 2.248) предпочтение отдается схемам обвязки многоступенчатых компрессоров без запорной арматуры между ступенями.

Поскольку между ступенями сжатия (секциями) почти всегда имеются сосуды (сепараторы) и тепло-

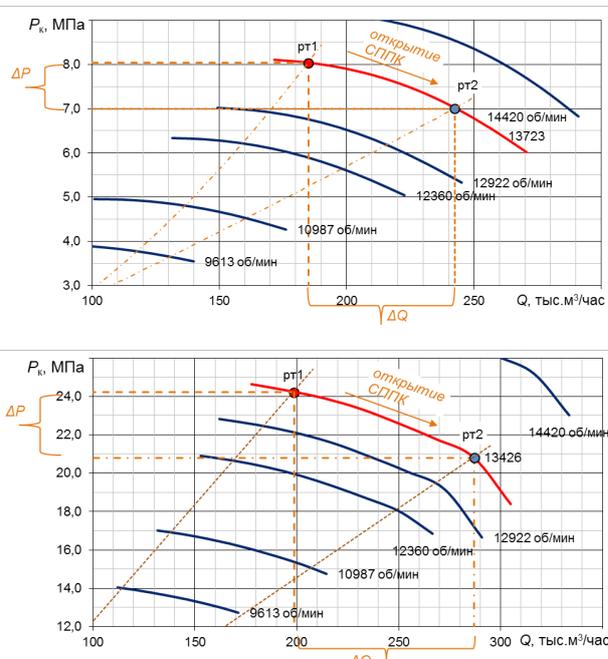


Рис. 1. ГДХ секции 1 и 2 компрессора с рабочими точками в моменты открытия и закрытия СППК
 Fig. 1. Gas-dynamic characteristics of section 1 and section 2 compressors with working points at the moments of opening and closing of the waste spring safety valve

обменники (АВО), то требования [4, 5] и [2] несколько противоречат друг другу. Эта неоднозначность создает трудности в проведении экспертиз проектной документации. Кроме того, избыточность запорной арматуры ведет к увеличению стоимости оборудования, увеличению количества оборудования свечной системы, усложнению эксплуатации ГКС.

В процессе анализа противоречивых требований исключена часть запорной арматуры, а на некоторых кранах пневмоприводы заменены на ручное управление (рис. 2). Вопрос о месте врезки линии рециркуляции во всасывающую линию компрессора (секции компрессора) в НТД не оговаривается. В случае выполнения требований об установке ОК на трубопроводах перед аппаратами (сепараторами), место врезки линии рециркуляции целесообразно перенести после ОК по ходу газа. Это позволяет избежать повышения давления в трубопроводах и аппаратах перед отсечной арматурой КУ при её аварийном останове, а значит, снизить расчётное давление в этом оборудовании и трубопроводах.

О выборе диаметров технологических трубопроводов

В [1] рекомендуемая скорость газа в технологических трубопроводах ГКС составляет не более 20 м/с. В [2] диаметры технологических трубопроводов рекомендуется выбирать исходя из допустимых скоростей на всасывании ЦК до 15 м/с, на нагнетании — до 18 м/с. Оценочный расчёт показывает, что технологически схожие объекты — ГКС для сжатия попутного нефтяного газа и закачки в пласт, но для разных отраслевых обществ могут иметь различие в металлоемкости только по технологическим трубопроводам до 50 %.

Увеличение диаметров трубопроводов, особенно на стороне нагнетания, из-за сочетания высокого давления, высоких температур и большой массы трубопроводов, приводит к возрастанию нагрузок

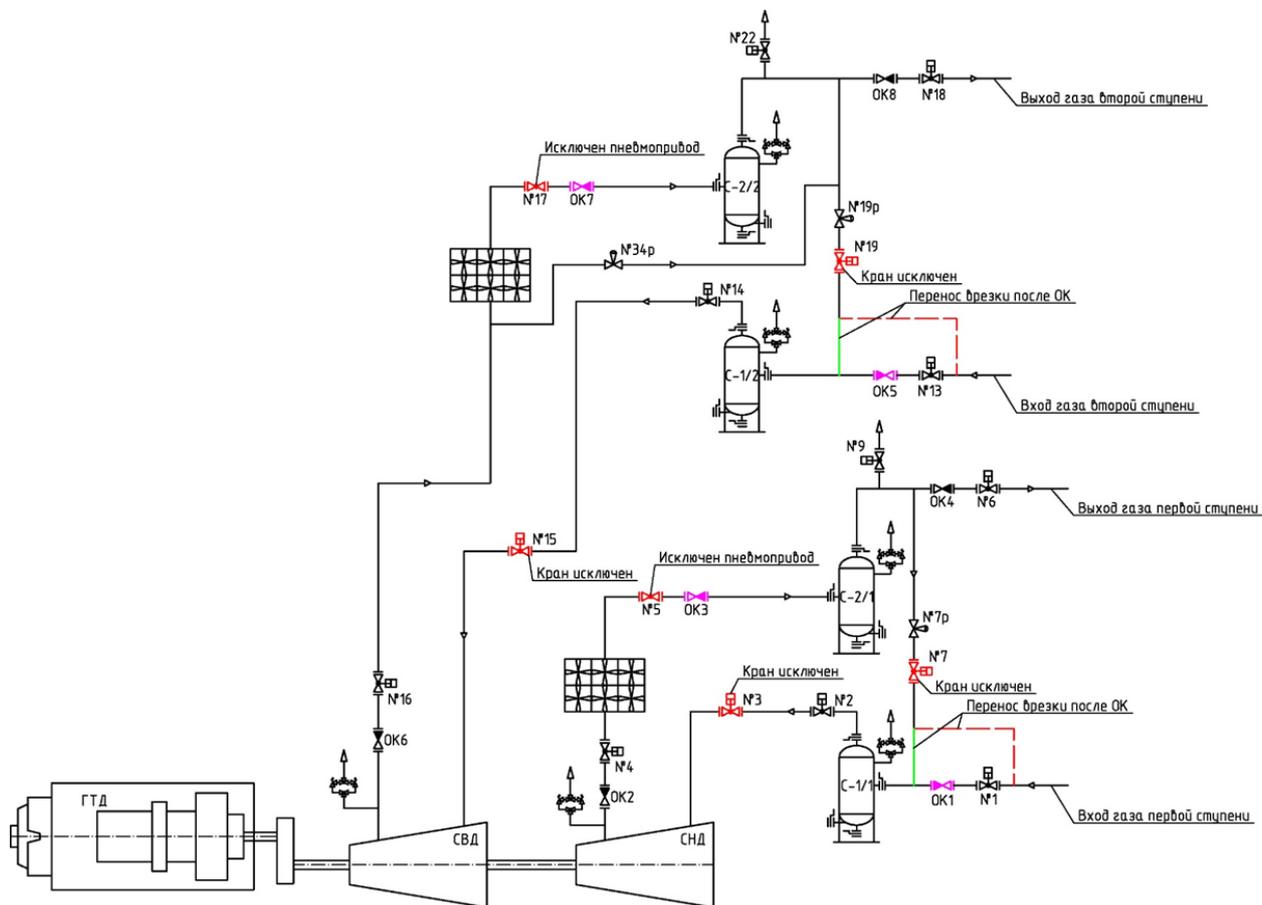


Рис. 2. Технологическая схема КС с изменениями в части исключения избыточной арматуры
 Fig. 2. The technological scheme of compressor station with changes in a part of an exception of excess fittings

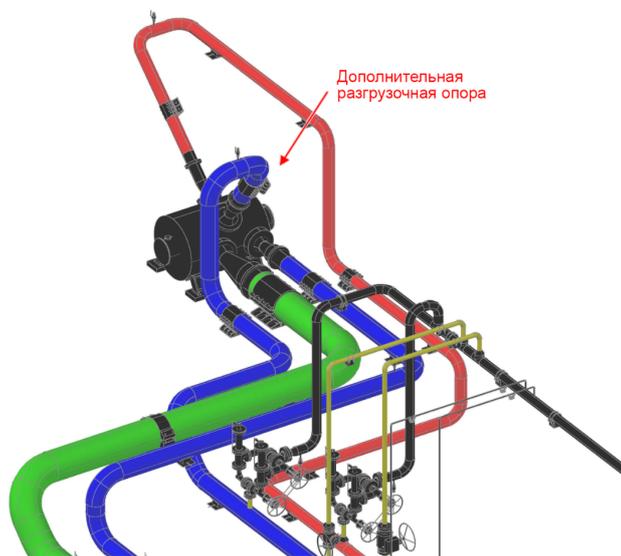


Рис. 3. Трёхмерная модель трубопроводной обвязки с установленной дополнительной разгрузочной опорой
 Fig. 3. Three-dimensional model of piping with installed additional unloading support

на фланцы компрессора выше допустимых по международному стандарту NEMA SM23 (1994) [6]. Вследствие этого возникают дополнительные конструктивные сложности по реализации компенсирующих мероприятий, изменение геометрии трубопроводной обвязки, установка дополнительных разгрузочных опор как можно ближе к корпусу компрессора. В данном случае предложено закреп-

ление разгрузочных опор на несущих конструкциях укрытия ГПА с дополнительным их усилением (рис. 3).

О расчёте «равновесного» давления

Занижение допустимого уровня скоростей на всасывании до 15 м/с и, следовательно, увеличение

диаметра трубопроводов всасывающей стороны, имеет один положительный момент, а именно — увеличение объема коммуникаций стороны низкого давления, что способствует понижению величины «равновесного» давления.

Под термином «равновесное» давление понимается давление газа в технологическом контуре КУ, которое устанавливается за некоторый промежуток времени в случае аварийного останова компрессора.

Методики определения «равновесного» давления в контурах КУ при её аварийном останове в НТД отсутствуют. Тем не менее расчёт значения «равновесного» давления в контуре каждой секции (СНД и СВД) и общем контуре КУ, ограниченном запорной арматурой, а также времени выравнивания давления в контуре КУ, является важной задачей с точки зрения предотвращения помпажа и обратной раскрутки ротора ЦК и силовой турбины ГТУ, нормальной работы газодинамических уплотнений ЦК. Для решения данной задачи, с точки зрения минимизации «равновесного» давления ($P_{равн}$), необходимо уменьшение объема технологических коммуникаций на стороне высокого давления (нагнетания $V_{нагн}$) и увеличение объемов на стороне низкого давления (всасывания $V_{всас}$). Анализ угла наклона линейной функции $P_{равн} = f(V)$ при прочих других неизменных параметрах (в данном случае объемах коммуникаций) позволяет найти наиболее весомый показатель для решения задачи $P_{равн} \rightarrow \min$.

Минимизация $P_{равн}$ для контура СВД имеет равнозначный эффект как со стороны нагнетания, так и со стороны всасывания:

$$\left| \frac{dP_{равн}^{СВД}}{dV_{вс}^{СВД}} \right| \approx \frac{dP_{равн}^{СВД}}{dV_{нагн}^{СВД}} \approx 0,25...0,38.$$

Для контура всей КУ наибольший градиент снижения $P_{равн}$ имеет мероприятие с уменьшением объема нагнетательной стороны СВД:

$$\frac{dP_{равн}^{КУ}}{dV_{вс}^{СВД}} \approx 0,01 < \left| \frac{dP_{равн}^{КУ}}{dV_{вс}^{СНД}} \right| \approx 0,04 < \frac{dP_{равн}^{КУ}}{dV_{нагн}^{СВД}} \approx 0,2.$$

Манипулирование объемами коммуникаций возможно за счет изменения диаметров технологических трубопроводов (в пределах допустимых скоростей), их длины, а также изменения ёмкости сепарационного оборудования.

Оценочные расчеты показали, что уменьшая только лишь диаметры технологических трубопроводов на стороне нагнетания, исходя из допустимой скорости газа до 20 м/с, т.е. снижая массу газа в коммуникациях высокого давления, можно достичь снижения «равновесного» давления до 15 %.

Выводы и заключение

На основании проведенного анализа возможных схемных и компоновочных решений, с учетом максимально возможного удовлетворения требованиям действующей НТД, введения в расчётную практику новых предложенных методик выполнен выбор вспомогательного технологического оборудования и компоновки КС, удовлетворяющей требованиям технологичности, работоспособности на переменных режимах, безопасности эксплуатации в условиях высоких давлений и температур газа. Трёхмерная модель КУ ГКС показана на рис. 4.

Следует отметить, что полученные результаты строго справедливы к конкретному рассматриваемому объекту, но концептуальные подходы могут быть распространены и на другие схожие по назначению и рабочим параметрам объекты.

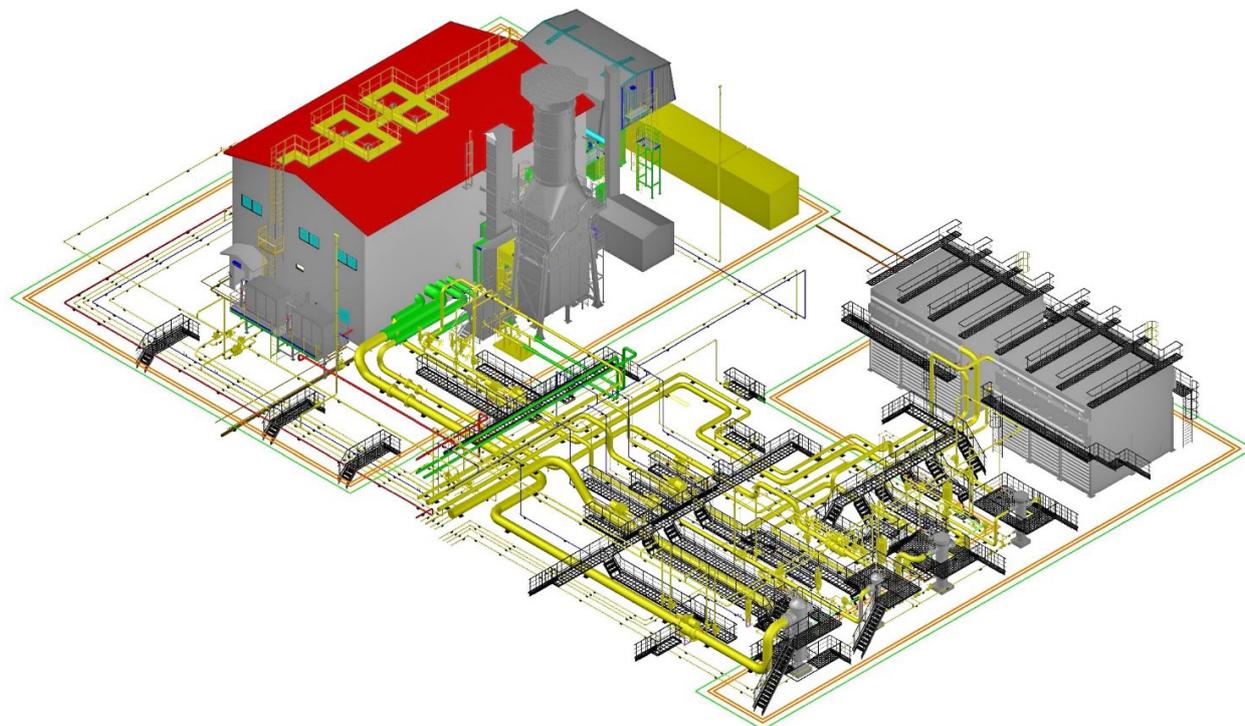


Рис. 4. Трёхмерная модель компрессорной установки газовой компрессорной станции
Fig. 4. Three-dimensional model of a compressor installation of a gas compressor station

Список источников

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. Введ. 2006–07–03. Челябинск: Центр безопасности труда, 2005. 296 с.
2. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Введ. 1986–03–01. М.: Миннефтепром, 1986. 93 с.
3. РД 51-0220570-2-93. Клапаны предохранительные. Выбор, установка, расчет. Введ. 1993–09–01. М., 1993. 25 с.
4. СП 231.1311500.2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. Введ. 2015–07–01. М.: МЧС России, 2015. 33 с.
5. ГОСТ 32569–2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. Введ. 2015–01–01. М.: Стандартиформ, 2015. 136 с.
6. NEMA Standards Publication No. SM 23-1991 (R1997, R2002). Steam Turbines for Mechanical Drive Service: National Electrical Manufacturers Association. Rosslyn, VA: National Electrical Manufacturers Association, 2002. 70 p.

ВАНЯШОВ Александр Дмитриевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Холодильная и компрессорная техника и технология» Омского государственного технического университета;

начальник отдела по проектированию компрессорных станций ОАО «Сибнефтетранспроект».

SPIN-код: 1103-5921

AuthorID (РИНЦ): 285096

ЖЕРЕЛЕВИЧ Александр Витальевич, ведущий инженер отдела по проектированию компрессорных станций ОАО «Сибнефтетранспроект».

ВАСЕНКО Елизавета Михайловна, инженер 1-й категории отдела по проектированию компрессорных станций ОАО «Сибнефтетранспроект».

Адрес для переписки: adv@omgtu.ru

Для цитирования

Ваняшов А. Д., Жерелевич А. В., Васенко Е. М. Влияние противоречий в действующей нормативно-технической документации на принятие решений при проектировании компрессорных станций объектов нефтяной и газовой промышленности // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2018. Т. 2, № 2. С. 26–31. DOI: 10.25206/2588-0373-2018-2-2-26-31.

Статья поступила в редакцию 23.03.2018 г.

© А. Д. Ваняшов, А. В. Жерелевич, Е. М. Васенко

THE INFLUENCE OF CONTRADICTIONS IN EXISTING SPECIFICATIONS AND TECHNICAL DOCUMENTATION ON DECISION-MAKING AT DESIGN OF COMPRESSOR STATIONS OF OBJECTS OF OIL AND GAS INDUSTRY

A. D. Vanyashov^{1,2}, A. V. Zherelevich², E. M. Vasenko²

¹Omsk State Technical University,
Russia, Omsk, Mira Ave., 11, 644050

²OJSC «Sibneftetransproekt»,
Russia, Omsk, Irtishskaya nab., 11/1, 644009

The problem situations arising when design gas compressor stations of high pressure for the oil and gas industry are considered. Now we face the contradictory requirements of the existing specifications and technical documentation taking place and also lack of necessary requirements and calculation procedures. In work the solutions concerning the use of safety valves on pressure lines of the compressor, the rational choice and arrangement of shutoff valves and back pressure valves, the choice of diameters of technological pipelines, calculation of «equilibrium» pressure at an emergency stop of compressor installation are proposed. Based on the carried-out analysis of possible circuit and arrangement decisions, taking into account the greatest possible satisfaction to requirements of the operating specifications and technical documentation, introduction to estimated practice of the new offered techniques, the choice of an ancillary technology equipment and configuration of compressor station is done. The designed object meets requirements of technological effectiveness, working capacity on varying duties, safety of maintenance in the conditions of high pressures and temperatures of gas.

Keywords: gas compressor station, compressor installation, specifications and technical documentation.

References

1. STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Normy tekhnologicheskogo proyektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov [Norms of technological design of the main gas pipelines]. Chelyabinsk: Tsentr bezopasnosti truda Publ., 2005. 296 p. (In Russ.).
2. VNTP 3-85. Normy tekhnologicheskogo proyektirovaniya ob"yektov sbora, transporta, podgotovki nefi, gaza i vody neftyanykh mestorozhdeniy [Norms of technological design of subjects to collecting, transport, preparation of oil, gas and water of oil fields]. Moscow: Minnefteprom Publ., 1986. 93 p. (In Russ.).
3. RD 51-0220570-2-93. Klapany predokhranitel'nyye. Vybor, ustanovka, raschet [Safety valves. Choice, installation, calculation]. Moscow, 1993. 25 p. (In Russ.).
4. SP 231.1311500.2015. Obustroystvo neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Trebovaniya pozharney bezopasnosti [Arrangement of oil and gas fields. Requirements of fire safety]. Moscow: EMERCOM of Russia Publ., 2015. 33 p. (In Russ.).
5. GOST 32569–2013. Truboprovody tekhnologicheskiye stal'nyye. Trebovaniya k ustroystvu i ekspluatatsii na vzyrovopozharoopasnykh i khimicheski opasnykh proizvodstvakh [Pipelines technological steel. Requirements to the device and operation on fire and explosion hazardous and chemically dangerous productions]. Moscow: Standartinform Publ., 2015. 136 p. (In Russ.).
6. NEMA Standards Publication No. SM 23-1991 (R1997, R2002). Steam Turbines for Mechanical Drive Service: National Electrical Manufacturers Association. Rosslyn, VA: National Electrical Manufacturers Association, 2002. 70 p. (In Engl.).

VANYASHOV Aleksandr Dmitriyevich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Refrigeration and Compressor Engineering and Technology Department, Omsk State Technical University, Omsk; Head of Compressor Station Design Department, Open Joint Stock Company Sibneftetransproekt, Omsk.

SPIN-code: 1103-5921

AuthorID (RSCI): 285096

Address for correspondence: adv@omgtu.ru

ZHERELEVICH Aleksandr Vitalievich, Head of Group, Open Joint Stock Company Sibneftetransproekt, Omsk.

VASENKO Elizaveta Mikhaylovna, Engineer, Open Joint Stock Company Sibneftetransproekt, Omsk.

For citations

Vanyashov A. D., Zherelevich A. V., Vasenko E. M. The influence of contradictions in existing specifications and technical documentation on decision-making at design of compressor stations of objects of oil and gas industry // Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering. 2018. Vol. 2, no. 2. P. 26–31. DOI: 10.25206/2588-0373-2018-2-2-26-31.

Received 23 March 2018.

© A. D. Vanyashov, A. V. Zherelevich, E. M. Vasenko