УДК 621.646.4 DOI:10.22227/2305-5502.2021.3.8

Использование мониторных схем редуцирования природного газа

О.Н. Медведева, А.Ю. Чиликин
Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.); г. Саратов, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Актуальность темы обусловлена нарастающими темпами использования природного газа (ПГ) как в сфере бытового потребления (за счет расширения зоны газоснабжения), так и в сфере промышленного потребления (внедрение более сложных технологических процессов), что повышает требования к безаварийности и безотказности систем газоснабжения. Вопросы надежности и устойчивости работы газораспределительных систем напрямую влияют на эффективность транспортировки ПГ до конечного потребителя. Также к основополагающим факторам следует отнести создание и поддержание оптимального технологического состояния эксплуатационных параметров газораспределительных сетей и газоиспользующего оборудования. Цель исследования — оценка экономической эффективности предлагаемых схем редуцирования газа на основании величины капиталовложений в процесс монтажа схем, затрат на покупку оборудования и устройств, участвующих в компоновке линий редуцирования.

Материалы и методы. Применены системный анализ и синтез сложно структурированных комплексов редуцирования газа, методы вычислительной математики, синтеза новых технических решений.

Результаты. Рассмотренные схемы редуцирования имеют преимущества перед типовой схемой, используемой в настоящее время на большинстве газораспределительных станций (ГРС) и пунктах редуцирования газа (ПРГ). Вместе с тем схемы, имеющие одну линию редуцирования, обладают узким диапазоном применения. Больший уровень безотказности и безаварийности показывают схемы с запасной линией редуцирования, состоящей из аналогичного набора оборудования и рассчитанной на 100 % мощности основной линии редуцирования. Данные схемы редуцирования отличают меньшее время, затраченное на монтаж оборудования, по сравнению с типовой схемой, что немаловажно в условиях серийного производства.

Выводы. Проведенный анализ существующих схем редуцирования газа на ГРС и ПРГ позволил осуществить подбор оборудования, работающего в диапазоне среднего и высокого давления с одноступенчатым редуцированием газа, для разработки оптимальной схемы редуцирования. По результатам технико-экономического расчета каждой рассмотренной схемы сделан вывод о целесообразности их использования с точки зрения технологической эффективности и экономичности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: природный газ, редуцирование, регулятор давления газа, устойчивость, регулятор-монитор, безопасность, надежность

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: *Медведева О.Н., Чиликин А.Ю.* Использование мониторных схем редуцирования природного газа // Строительство: наука и образование. 2021. Т. 11. Вып. 3. Ст. 8. URL: http://nso-journal.ru DOI: 10.22227/2305-5502.2021.3.8

The use of natural gas reduction schemes on the basis of the pressure regulator and monitor

Oksana N. Medvedeva, Aleksander Yu. Chilikin
Yuri Gagarin State Technical University of Saratov (SSTU); Saratov, Russian Federation

ABSTRACT

Introduction. The relevance of the topic is explained by the growing use of natural gas both in terms of domestic consumption (due to the expansion of gas supply areas) and in terms of industrial consumption (introduction of more complex technological processes), which significantly tightens the requirements for failure-free and reliable gas supply systems. The issues of reliability and sustainability of operation of gas distribution systems directly affect the efficiency of natural gas transportation to end consumers. Key factors should also include the assurance and maintenance of operational parameters of gas distribution networks and gas-using equipment in the optimal technological condition. The purpose of the study is to assess the economic efficiency of proposed gas pressure reduction systems with account taken of the value of capital expenditures into their installation, purchase of equipment and devices, involved in the arrangement of gas pressure reduction lines.

Materials and methods. The co-authors have used the system analysis and synthesis of complex structured gas pressure reduction complexes, methods of computational mathematics, synthesis of new engineering solutions.

© О.Н. Медведева, А.Ю. Чиликин, 2021

Results. Gas pressure reduction systems have advantages over standard patterns currently used by most gas distribution stations and pressure reduction units. However, systems, featuring one pressure reduction line, have a narrow range of application. Higher reliability and failure-free operation are demonstrated by the systems having a redundant pressure reduction line, consisting of the same set of equipment and designed for 100 % capacity of the principal reduction line. In addition, the installation of these reduction systems takes less time, if compared with a standard system, which is not unimportant in the context of mass production.
Conclusions. The analysis of the established gas reduction systems used at gas distribution stations and pressure reduction units allows to choose the equipment operating in the range of medium and high pressure with one-step gas pressure reduction in order to develop an optimal reduction system. Given the results of the feasibility study of each system, the conclusion is made in terms of the expediency of their application from the standpoint of technological efficiency and cost effectiveness.

KEYWORDS: natural gas, reduction, gas pressure regulator, sustainability, monitoring regulator, safety, reliability

FOR CITATION: Medvedeva O.N., Chilikin A.Yu. The use of natural gas reduction schemes on the basis of the pressure regulator and monitor. *Stroitel'stvo: nauka i obrazovanie* [Construction: Science and Education]. 2021; 11(3):8. URL: http://nso-journal.ru DOI: 10.22227/2305-5502.2021.3.8

ВВЕДЕНИЕ

Надежность газораспределительной системы выражается в свойстве объектов сохранять во времени требуемые функции и характеристики, установленные проектным решением. Само понятие представляет собой комплексную характеристику, которая зависит от назначения объекта, специфики и условий его эксплуатации. Безотказность, ремонтопригодность, сохраняемость и долговечность, а также сочетаемость этих параметров возможно применять как для всей системы газоснабжения, так и для ее узлов по отдельности.

В силу географических особенностей территории нашей страны единая технологическая цепочка магистральных, межпоселковых и распределительных газопроводов может пролегать на многие километры и проходить по нескольким климатическим зонам. Основные затраты приходятся на долю транспортировки природного газа (ПГ), поэтому разработка нового оборудования, оптимизация схем и методического подхода, а также вопросы технического перевооружения по-прежнему остаются актуальными. Технологически снижение давления газа на газораспределительных станциях (ГРС) и пунктах редуцирования газа (ПРГ) осуществляется с помощью редукционной арматуры, основной принцип которой заключается в процессе дросселирования газа, когда на пути продвижения газовой среды создается регулируемое гидравлическое сопротивление.

Обязательная характеристика любой линии редуцирования — непрерывное сохранение работоспособности в течение требуемого времени или определенной наработки. Для обеспечения экономичной эксплуатации системы особенно важно на этапе проектирования делать упор на ремонтопригодность. Этот шаг помогает более эффективно использовать трудовые и финансовые ресурсы. К единичным показателям безотказности системы редуцирования газа относятся вероятность безотказной работы, интенсивность отказов и наработка на отказ. Этот фактор возможно оценивать относительно всей линии редуцирования газа на ГРС и ПРГ, либо по каждому технологическому устройству по отдельности.

Основное направление обеспечения надежности, безопасности, экономической эффективности функционирования существующих газораспределительных систем — внедрение новых прогрессивных технологий, материалов, технологического оборудования, средств измерения и метрологии.

Изменение экономической конъюнктуры, тяжелые условия строительства газопроводов, значительный рост цен на энергоресурсы исключают вероятность использования традиционных технологий из-за высокой стоимости проектов и требуют разработки и применения современных ресурсосберегающих технологий. Активная энергосберегающая политика является ключевым звеном, связывающим проблемы экологии и потребления топлива[1].

В качестве технологического устройства сети газораспределения, предназначенного для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа, используются пункты редуцирования газа[2].

Редуцирование давления газа в ПРГ необходимо проводить только с помощью регуляторов давления.

В состав узла редуцирования входят[3]:

- редукционная арматура (регулятор давления газа, регулятор-монитор);
- предохранительная и отключающая арматура.

Регулятор-монитор, относящийся к редукционной арматуре, согласно ГОСТ 34011-20163, — дополнительный (контрольный) регулятор, используемый

[1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523–р. М., 2020. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026

[2] ГОСТ 34670-2020. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения. М. : Стандартинформ, 2020. 24 с.

[3] ГОСТ 34011-2016. Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования. М. : Стандартинформ, 2017. 22 с.

в качестве защитного устройства, обеспечивающий автоматическое поддержание давления газа в заданных пределах без уменьшения пропускной способности линии редуцирования.

При установке регулятора-монитора необходим регулятор давления нормально открытого типа[2].

В соответствии с требованиями ГОСТ 34670-2020[2] система защиты от недопустимого изменения давления в автоматическом режиме обеспечивает защиту газопроводов и технических устройств от недопустимого повышения или понижения давления в случае неисправности системы редуцирования давления; регуляторы-мониторы рекомендуется применять в ПРГ, подающих газ на объекты, не допускающие перерыва в газоснабжении (ТЭС и аналогичные объекты, предприятия непрерывного цикла).

Регулятор-монитор должен быть[4]:

• идентичным основному регулятору по техническим характеристикам и типоразмеру;

• устанавливаться на линии редуцирования перед регулятором давления;

• настроенным на включение в работу при заданном значении давления, которое выше настройки регулятора давления, и быть подобранным таким образом, чтобы это значение давления не превышало временного рабочего давления (ТОР);

• нормально закрытого типа.

По устройствам редуцирования газа новые патентные разработки очень точно отражают политику ПАО «Газпром», направленную на безопасное и бесперебойное газоснабжение. Имеющиеся устройства отечественных производителей уступают аналогам зарубежных изготовителей газового оборудования. Однако как в отечественных, так и в зарубежных установках отсутствует комплексный подход, и по этой причине потенциал новых технических разработок раскрыт не полностью.

В ГОСТ Р 58423-2019[4] приводится более точное определение регулятора-монитора: контролирующий прибор — второй регулятор, установленный последовательно с основным регулятором, как правило, ранее последнего, для поддержки регулируемой переменной в допустимых пределах в том случае, если ее значение превышает заранее установленное значение (например, в случае открытия основного регулятора из-за отказа и т.д.).

Согласно действующим нормативным документам, узел редуцирования может состоять из следующих технических устройств:

• отключающего клапана и регулятора давления;

• регулятора-монитора и регулятора давления;

• отключающего клапана, регулятора-монитора и регулятора давления;

• двух последовательно установленных отключающих клапанов и регулятора давления;

• двух последовательно установленных отключающих клапанов, регулятора-монитора и регулятора давления;

• отключающего клапана и регулятора давления с настройкой на промежуточное давление, отключающего клапана и регулятора давления с настройкой на выходное давление;

• отключающего клапана с настройкой на выходное давление, регулятора давления с настройкой на промежуточное давление; регулятора-монитора и регулятора давления с настройкой на выходное давление;

• отключающего клапана с настройкой на выходное давление, регулятора-монитора с настройкой на промежуточное давление и контролем над выходным давлением, регулятора давления с настройкой на выходное давление;

• отключающего клапана с настройкой на выходное давление, регулятора давления с настройкой на промежуточное давление, отключающего клапана и регулятора давления с настройкой на выходное давление;

• отключающего клапана и регулятора давления с настройкой на промежуточное давление;

• регулятора-монитора и регулятора давления с настройкой на выходное давление.

В состав узла редуцирования при необходимости возможно включить предохранительный клапан.

Монитор контролирует выходное давление в той же точке, что и основной регулятор, но его настройка немного выше, чем у основного регулятора. При нормальном режиме монитор находится в полностью открытом положении, так как выходное давление ниже точки его настройки. В случае неисправности основного регулятора выходное давление начинает расти, и когда оно доходит до точки настройки монитора, монитор вступает в работу и поддерживает выходное давление на уровне его настройки.

Мониторные системы редуцирования газа производят различные зарубежные и отечественные заводы-изготовители, например:

• компания Emerson[5];

• АО «Газаппарат» выпускает модуль регуляторов, состоящий из двух последовательно соединенных регуляторов газовых осевых (РГО), либо регуляторов газовых поршневых (РГП) с пилотными регуляторами РД-ПС по системе «регулятор – регулятор-монитор» с целью обезопасить нить редуцирования от повышения давления в трубопроводе в связи с поломкой регулятора;

[4] ГОСТ Р 58423-2019. Регуляторы давления газа для давления на входе не выше 10 МПа. М. : Стандартинформ, 2019. 62 с.

[5] ГОСТ 34670-2020. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения. М. : Стандартинформ, 2020. 24 с.

• ООО ПКФ «Экс-Форма» изготавливает газорегуляторный пункт с регулятором и монитором на базе регулятора давления прямоточного типа РДП [1].

Хотя во многих случаях применяются одноступенчатые системы, иногда возникает необходимость в установке двухступенчатой системы регулирования, когда один регулятор высокого давления устанавливается на газопровод, а регуляторы низкого давления размещаются непосредственно у потребителя. Давление в системах с одноступенчатой регулировкой поддерживается с точностью до 1 кПа, а использование двухступенчатых систем позволяет повысить точность регулировки до 0,25 кПа, что отвечает требованиям нового высокоэффективного газоиспользующего оборудования, для которого требуется точная регулировка давления для правильного воспламенения и стабильной эксплуатации [2]. Требования энергетической эффективности процессов и устройств обусловливают усовершенствование редукционной арматуры, обслуживающей технологические линии подачи газа, заключающееся в увеличении их быстродействия, точности, устойчивости и экономичности [3–12]. Изучению процессов дросселирования газа в регуляторах давления посвящено большое количество работ как в нашей стране, так и за рубежом [1, 3, 6, 13–32], при этом проектирование и анализ работы редукционной арматуры в основном проводят на основе исследования статических характеристик, а при разработке новых устройств используют теорию подобия или метод параметро-геометрической аналогии. Автоматические системы регулирования зачастую чрезмерно сложны и имеют значительные габариты. В настоящем исследовании предлагается модификация принципиальной схемы редуцирования для обеспечения бесперебойности работы при небольших габаритах и общей стоимости.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Рассматриваются схемы редуцирования газа, имеющие в своем составе регулятор-монитор, установка которого позволяет решить две задачи одновременно — повысить безаварийность линии редуцирования газа, а также автоматизировать процесс дросселирования. Монитор настраивается на определенный диапазон значения входного давления, при котором срабатывает автоматика безопасности. В стабильно работающей линии редуцирования регулятор-монитор отслеживает уровень входного давления и осуществляет контроль за основным регулятором давления, при этом сам находится в полностью открытом состоянии на пропуск рабочей среды. В случае аварийной ситуации регулятор-монитор берет функцию регулирования на себя или, в противном случае, прекращает подачу газа по линии редуцирования.

В качестве типовой схемы редуцирования для сравнения был выбран следующий вариант: линия редуцирования представляет собой две ветки основного и запасного редуцирования. Газ, поступающий с магистрального газопровода, направляется в основную линию и проходит сечение контрольного манометра, который связан контроллером телеметрии с предохранительно-сбросными клапанами резервной и основной линий редуцирования. Далее газ проходит запорную арматуру и фильтроэлемент. После происходит одноступенчатое редуцирование рабочей среды до значения 1,2 МПа, финальным этапом является прохождение газом контрольного манометра на выходе из линии. Впоследствии идет сравнение и контроль входного и выходного значений давления согласно показателям манометра.

Бесперебойности газоснабжения и, как следствие, снижения аварийности газораспределительных систем в основном можно достигнуть путем различных вариаций компоновки узла редуцирования ГРС и ПРГ, для наглядности продемонстрируем следующие возможные вариации:

• Схема 1 — запорная арматура с ручным управлением, регулятор-монитор, регулятор давления, запорная арматура с ручным управлением, предохранительный клапан (ПК) (рис. 1).

• Схема 2 — запорная арматура с ручным управлением, клапан отсечной прямого действия (КО), регулятор-монитор, регулятор давления, запорная арматура с ручным управлением, ПК (рис. 2).

• Схема 3 — запорная арматура с ручным управлением, КО, регулятор-монитор, регулятор давления, запорная арматура с ручным управлением (рис. 3).

• Схема 4 — запорная арматура с ручным управлением, регулятор, управляемая запорная арматура, запорная арматура с ручным управлением, ПК (рис. 4).

В схеме 1 регулятор-монитор заменяет отсечной клапан, при этом на линии редуцирования последовательно устанавливаются два регулятора. Регулятор давления (в нашем случае РДУ) осуществляет редуцирование газа (снижение давления от входного до заданного), а регулятор-монитор производит контроль работы регулятора, отслеживая параметры выходного давления газового потока. Регулятор-монитор находится в полностью открытом положении. При выходе из строя регулятора давления регулятор-монитор либо начинает проводить регулирующую функцию, либо полностью закрывается, прекращая подачу газа. Преимуществами широко открытого монитора являются повышенная надежность системы, упрощенное тестирование и защита от избыточного давления с помощью герметизации.

В схеме 2 дополнительно к регулятору-монитору устанавливается отсечной клапан, пред-

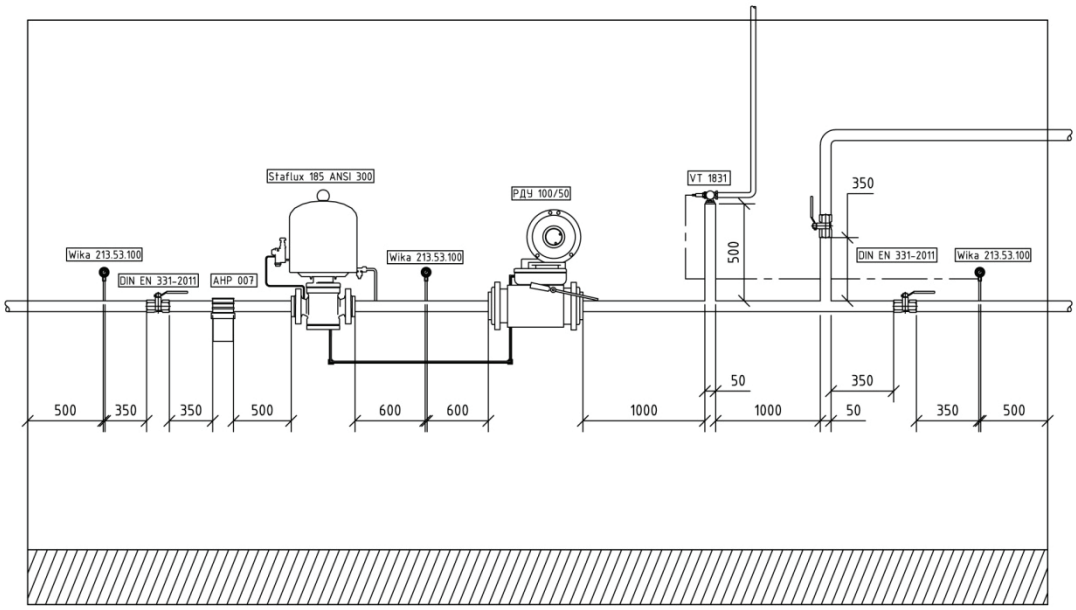

Рис. 1. Схема редуцирования 1: фильтр AHP 007; регулятор-монитор Staflux 185 ANSI 300; регулятор давления РДУ; регулируемый предохранительный клапан VT 1831 вр; манометр Wika 213.53.100; запорная арматура DIN EN 331-2011

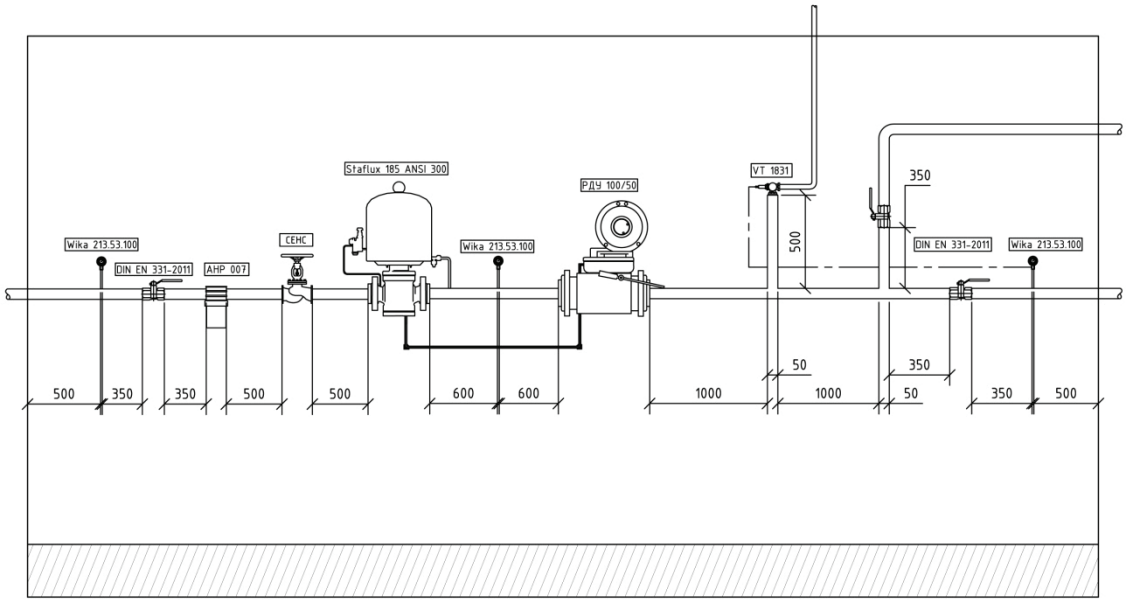

Рис. 2. Схема редуцирования 2: фильтр AHP 007; регулятор-монитор Staflux 185 ANSI 300; регулятор давления РДУ; регулируемый предохранительный клапан VT 1831 вр; манометр Wika 213.53.100; запорная арматура DIN EN 331-2011; клапан отсечной прямого действия запорный СЕНС

назначенный для работы в качестве запорного устройства с дистанционным электрическим управлением, и запорная арматура с ручным управлением, что по стоимости в 1,5–2 раза дешевле установки пневмоуправляемой запорной арматуры. Основное отличие от схемы 1 — отключение линии редуцирования осуществляет не пневмоуправляемая арматура, а отсечной клапан, который срабатывает по превышению давления. В качестве недостатка можно отметить увеличение размеров узла редуцирования из-за повышенных габаритов отсечного клапана и отсутствие резервной линии редуцирования.

В схеме 3 отсутствует ПК и она, также как и схема 2, имеет всего одну линию редуцирования. В случае выхода из строя основного регулятора давления, редуцирование газа осуществляет регулятор-монитор. Подобная схема может применяться в закольцованных сетях газораспределения, где допускается не использовать резервную линию редуцирования, если подача газа при аварийной остановке ПРГ будет обеспечена от соседнего ПРГ.

Во всех остальных случаях, согласно действующей нормативной документации[2, 3, 4], пункты редуцирования должны быть оборудованы не менее

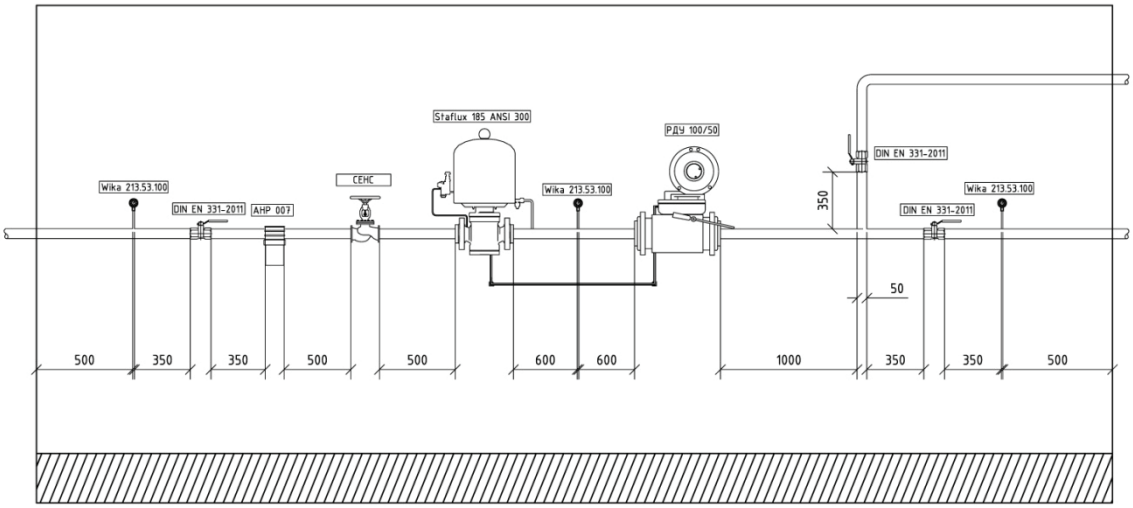

Рис. 3. Схема редуцирования 3: фильтр AHP 007; регулятор-монитор Staflux 185 ANSI 300; регулятор давления РДУ; регулируемый предохранительный клапан VT 1831 вр; манометр Wika 213.53.100; запорная арматура DIN EN 331-2011; клапан отсечной прямого действия запорный СЕНС

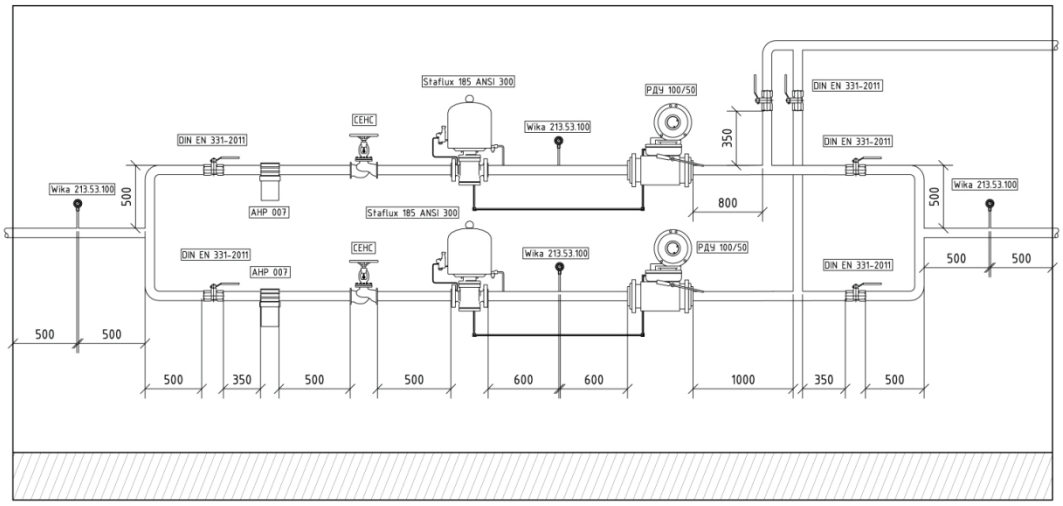

Рис. 4. Схема редуцирования 4: фильтр AHP 007; регулятор-монитор Staflux 185 ANSI 300; регулятор давления РДУ; регулируемый предохранительный клапан VT 1831 вр; манометр Wika 213.53.100; запорная арматура DIN EN 331-2011; клапан отсечной прямого действия запорный СЕНС

чем двумя линиями редуцирования (рабочей и резервной).

В соответствии со схемой 4 в номинальном режиме регулирование газа выполняет регулятор на рабочей линии редуцирования, запорная арматура и отсечные клапаны открыты, а регулятор на резервной линии редуцирования закрыт. Оба регулятора-монитора открыты. Работа рабочей (основной) линии редуцирования данной схемы аналогична работе схемы 3. Переход с основной линии на резервную происходит в автономном режиме после закрытия отсечного клапана (регулятор резервной линии настроен на срабатывание по понижению давления, а после закрытия отсечного клапана давление в выходном коллекторе падает). Принцип работы резервной линии схож с основной. Главный недостаток данной схемы — большой разброс значений выходных давлений в зависимости от используемого типа регулятора давления газа [13, 14].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для повышения точности регулирования контролируемого параметра — давления потока газа — предлагается включить в схему редуцирования разные регуляторы: в качестве рабочего регулятора — регулятор, который при выходе из строя оказывается нормально открытым, а в качестве регулятора-монитора — регулятор, который при выходе из строя оказывается нормально закрытым; тем самым регулятор-монитор выполняет две функции: регулятора и отсечного (запорного) клапана — схема 5 (рис. 5).

Как рабочий регулятор и монитор могут использоваться сертифицированные идентичные по техническим характеристикам регуляторы давления APERFLUX 851 (fail open — в случае аварии

открыт) и REFLUX 819 (fail close — в случае аварии закрыт) производства итальянской фирмы Pietro Fiorentini. Для данных регуляторов есть модификация — в одном корпусе объединяются сразу два регулятора, т.е. возможно объединение регулятора и регулятора-монитора, таким образом уменьшаются габариты узла редуцирования и, соответственно, его стоимость.

Ключевым отличием от традиционной схемы (рис. 6), с которой проводилось сравнение, является то, что здесь запорный отсечной клапан не обязателен, так как его функции выполняет быстродействующий клапан. Помимо этого, быстродействующий клапан в аварийной ситуации также осуществляет автоматическое переключение (без участия обслуживающего персонала) с основной линии редуцирования на резервную. По сравнению с запорным отсечным клапаном он имеет иной принцип работы: вместо механического (пневматического) управле-

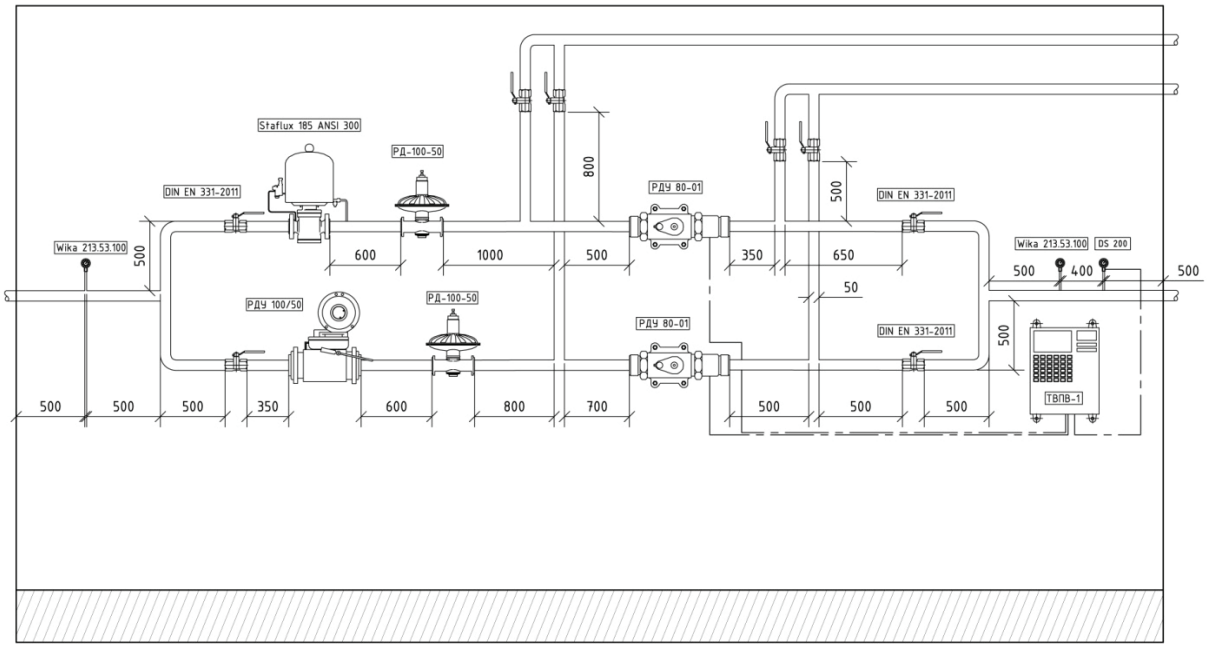

Рис. 5. Схема редуцирования 5: регулятор давления РДУ; регулятор давления РД; регулятор-монитор Staflux 185; манометр Wika 213.53.100; контроллер телеметрии ТВПВ-1; запорная арматура DIN EN 331-2011; датчик давления BD Sensors

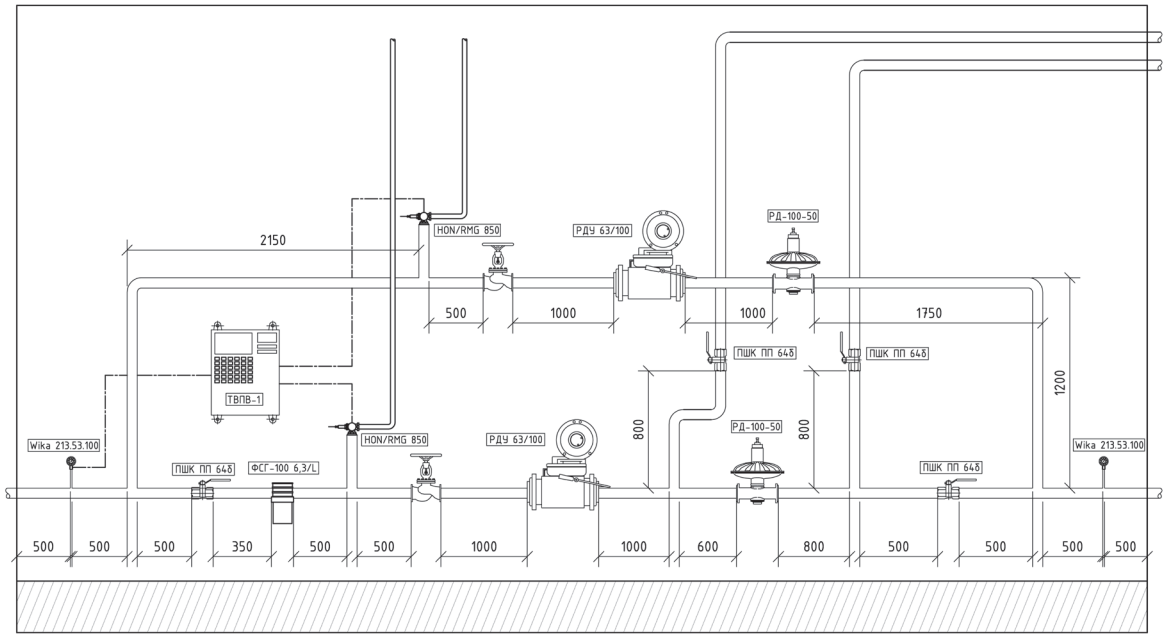

Рис. 6. Типовая схема редуцирования: манометр Wika 213.53.100; контроллер телеметрии ТВПВ-1; запорная арматура ПШК ПП64б; фильтр газовый ФСГ-100 6,3L; регулятор давления РДУ 63/100; резервный регулятор давления РД-100-50; предохранительный клапан HON/RMG 850; клапан отсечной прямого действия запорный СЕНС

ния используется электрическое (точнее, электронное) управление.

Проведем сравнительный анализ пяти представленных схем редуцирования газа и одной типовой функциональной схемы, состоящих из различных комбинаций набора оборудования.

Основной сравнительный экономический эффект будет рассчитываться исходя из формулы:

$$Э = З_1 - З_2 = \\ = \left[\sum_{p=1}^{P} К_{б_1} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \sum_{p=1}^{P} К_{б_2} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \ldots + И_{б_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} + И_{б_2} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} \ldots\right] - \\ - \left[\sum_{p=1}^{P} К_{п_1} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \sum_{p=1}^{P} К_{п_2} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \ldots + И_{п_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} + И_{п_2} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} \ldots\right], \quad (1)$$

где $З_1$ и $З_2$ — интегральные затраты по базовому и предлагаемому варианту; $К_{б_1}$, $К_{п_1}$ — капитальные вложения в элемент по базовому и предлагаемому вариантам, соответственно, ₽; m — номер очередных капитальных вложений; n — количество очередных капитальных вложений (количество замен p-го элемента за срок службы системы); $t = mt_0$ — год очередных капитальных вложений; t_0 — срок службы элемента, лет; α — коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год; $И_{б_1}$, $И_{п_1}$ — эксплуатационные расходы на обслуживание, энергетические ресурсы по базовому и предлагаемому вариантам, соответственно, ₽/год; t — номер года эксплуатации; T — срок службы клапана, лет; E — норма дисконта, 1/год, принимается равной средней кредитной ставке банка в условиях рыночной экономики, E = 0,1 1/год.

Количество замен элемента оборудования за срок службы системы определяется по формуле:

$$n = \frac{T}{t_0 - 1}. \quad (2)$$

Срок службы элементов сравниваемых вариаций принимаем равным исходя из данных, полученных от поставщика оборудования.

Капиталовложения по базовому (предлагаемому) типовому варианту определяются как:

$$\sum_{p=1}^{P} К_{1p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} = К_{б_1} \psi_{пр}, \quad (3)$$

где $К_1$ — капитальные затраты в элемент, принимаются по запросу цены от завода поставщика, ₽.

Приведенный поправочный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$\psi_{пр} = \psi_{н.р} + \psi_{п.н} + \psi_{ндс}, \quad (4)$$

где $\psi_{н.р}$ — коэффициент, учитывающий удорожание работ за счет накладных расходов, $\psi_{н.р}$ = 1,16 (16 % стоимости работ); $\psi_{п.н}$ — коэффициент, учитывающий удорожание работ за счет плановых накоплений, $\psi_{п.н}$ = 1,12 (12 % от суммы сметных капвложений $К_1$ и накладных расходов); $\psi_{ндс}$ — коэффициент, учитывающий налог на добавленную стоимость, $\psi_{ндс}$ = 1,18.

Эксплуатационные затраты по базовому (предлагаемому) варианту определяются по формуле:

$$И_{б_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = (\varphi_1 К_1 + c_э g_э \tau_г) \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}, \quad (5)$$

где $c_э$ — стоимость электроэнергии, расходуемой на линию редуцирования, ₽/кВт; $g_э$ — количество электроэнергии, потребляемое оборудованием линии редуцирования по базовому варианту, кВт/сут; $\tau_г$ — продолжительность эксплуатации оборудования на линии редуцирования в течение года, дней/год; φ_1 — доля годовых отчислений на эксплуатацию оборудования данного вида.

Далее устанавливаем чистый дисконтируемый доход по сравниваемым вариантам:

$$\Delta Z_\Sigma = \sum_{t=1}^{T} \left(\Delta Z_\tau^э - \Delta Z_\tau^т + \Delta Z_\tau^{экс}\right)(1+E)^{-\tau}, \quad (6)$$

где τ — номер года эксплуатации; T — срок службы системы, лет; E — норма дисконта, 1/год, принимается равной средней кредитной ставке банка в условиях рыночной экономики, E = 0,1 1/год; $\Delta Z_\tau^э$ — экономия затрат на электроэнергию, ₽; $\Delta Z_\tau^т$ — экономия затрат на топливо, ₽; $\Delta Z_\tau^{экс}$ — разность затрат на эксплуатацию линии редуцирования по базовому и предлагаемому вариантам, ₽.

$$\Delta Z_\tau^{экс} = \varphi_1 К_1 - \varphi_2 К_2, \quad (7)$$

где $К_1$, $К_2$ — капитальные затраты на оборудование линии редуцирования по базовому и предлагаемому вариантам, принимаются по ценообразованию завода поставщика, ₽; φ_1, φ_2 — доля годовых отчислений на эксплуатацию оборудования линии редуцирования по базовому и предлагаемому вариантам.

Расчеты были проведены для всех рассмотренных схем редуцирования. Результаты сведены в табл. 1.

Как видно из показателей экономического эффекта, представленных в табл. 1, рассмотренные схемы редуцирования газа 1–5 имеют преимущества перед типовой схемой. Наиболее эффективными выступают схемы 1–3, но следует отметить, что они обладают узкой применяемостью на ГРС и ПРГ, поскольку имеют всего одну линию редуцирования. Схемы 4 и 5 отмечают меньший экономический эффект, но по сравнению с остальными, обеспечивают

Табл. 1. Экономический эффект предлагаемых решений относительно типовой принципиальной схемы

Сравнение с типовой схемой	Экономический эффект Э, ₽	Экономический эффект Э, %
Схема 1	325 800	18
Схема 2	300 600	17
Схема 3	285 900	16
Схема 4	—	—
Схема 5	120 560	12

больший уровень безотказности и безаварийности линии редуцирования. С точки зрения безопасности максимальной экономической отдачи системы целесообразно применять схему 1, для обеспечения максимальной безопасности эксплуатации блока редуцирования газа к использованию предлагается схема 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОБСУЖДЕНИЕ

При расчете капиталовложений в монтаж линии редуцирования основные затраты приходились на долю регулятора-монитора. Повышенная стоимость данного оборудования обусловлена его широким функционалом и отсутствием аналогов, обеспечивающих повышенную точность регулирования, на отечественном рынке. Расчеты показали эффективность использования данного регулятора за счет сокращения капиталовложений в автоматику, а также в мероприятия по повышению безопасности системы редуцирования газа. Опираясь на результаты расчетов, можно сделать выводы об экономической и практической эффективности предложенных вариантов линий редуцирования по сравнению с типовой схемой редуцирования, находящейся в эксплуатации.

Первые три схемы представляют собой одноступенчатые линии редуцирования с отсутствующей резервной линией редуцирования. Это значительно снижает затраты на монтаж и эксплуатацию системы, но основной уровень безопасности системы достигается главным образом за счет использования регулятора-монитора. В процессе эксплуатации монитор периодически отслеживает уровень давления после основного регулятора, и в случае необходимости производит автоматическую регулировку или прекращение подачи газа. Четвертая схема представляет собой самую затратную линию редуцирования газа. Это обусловлено наличием дублирующих устройств, а также запасной линии редуцирования, рассчитанной на 100 % мощности от основной линии. В случае аварийной ситуации, очистки или замены оборудования, поток транспортируемой среды можно направить по резервной линии без потери эффективности и производительности. Безопасность предложенной схемы характеризуется наличием нескольких регуляторов-мониторов, что позволяет нескольким резервным линиям иметь одинаковый уровень автоматизации, и, по сути, делает их независимыми друг от друга.

Пятая схема является компромиссным вариантом между капитальными затратами и безопасностью эксплуатации линии редуцирования газа на ГРС и ПРГ. Экономичность и эффективность схемы достигаются за счет разности используемого оборудования в рабочей и резервной линиях без потери уровня эффективности системы. В основной линии редуцирования регулировку входного давления в автоматическом режиме осуществляет регулятор-монитор. В резервной линии редуцирования установлен регулятор давления, предварительно выставленный на расчетные значения входного давления. Резервная линия редуцирования рассчитана на 100 % эффективности от значения основной линии, но процесс ручного регулирования основного

Табл. 2. Итоговые вложения в схемы редуцирования

Наименование схемы, №	Время монтажа, ч	Стоимость монтажа, ₽	Суммарная стоимость элементов монтажа, ₽	Цена вместе с учетом наценки 15 %, ₽	Итоговая стоимость сборки схемы, ₽
1	62	11 074	1 352 923	1 555 862	1 566 936
2	87	11 540	1 359 552	1 563 484	1 575 024
3	85	11 492	1 347 504	1 549 629	1 561 121
4	165,6	12 915	2 687 123	3 090 191	3 103 107
5	167	12 915	1 566 223	1 801 157	1 814 072
Типовая схема	278	15 172	1 573 323	1 809 321	1 824 493

редуцирующего устройства снижает безопасность данной линии относительно рабочей.

Итоговые затраты в схемы редуцирования 1–5 в сравнении с типовой схемой представлены в табл. 2.

Согласно сравнениям полученных экономических эффектов можно сделать вывод, что наиболее выгодной с точки зрения капиталовложений является схема № 1, однако схема № 5, имеющая разницу в 6 %, показывает лучший результат по уровню обеспечения бесперебойности подачи газа, отвечая требуемому уровню автоматизации процесса редуцирования.

Главная перспективная задача — разработка более компактного оборудования и отечественного аналога регулятора-монитора, обеспечивающего повышенную точность регулирования, что позволит сократить затраты на функциональную схему редуцирования газа и монтаж оборудования, повысит технико-экономические показатели, а следовательно, и эффективность процесса редуцирования газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кучмин А.И.* Интеграция регулятора давления газа РДП с ускорителем в системы газоснабжения со схемой редуцирования «Регулятор + монитор» // Газовые технологии. 2018. № 1. С. 2–4.

2. *Карякин Е.А.* Промышленное газовое оборудование: справочник. Саратов : Газовик, 2013. 1279 с.

3. *Чернышев А.В., Васильева В.А., Крутиков А.А., Коленко Н.Н.* Исследование динамической нагрузки, действующей на рабочий орган пневматического регулирующего исполнительного устройства // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2011. № S. С. 150–166.

4. *Лойцянский Л.Г.* Механика жидкости и газа: учебник для вузов. М. : Дрофа, 2003. 840 с.

5. *Кондратьева Т.Ф.* Предохранительные клапаны. Л. : Машиностроение, 1976. 231 с.

6. *Шур И.А.* Газорегуляторные пункты и установки. Л. : Недра, 1985. 288 с.

7. *Баясанов Д.Б.* Автоматическое регулирование и управление в городских газовых сетях. М. : Стройиздат, 1970. 192 с.

8. *Баясанов Д.Б., Ионин А.А.* Распределительные системы газоснабжения. М. : Стройиздат, 1977. 407 с.

9. *Данилов А.А.* Автоматизированные газораспределительные станции. СПб. : Химиздат, 2004. 542 с.

10. *Ионин А.А.* Газоснабжение. М. : Лань, 2021. 448 с.

11. *Куприянов М.С.* Рациональные системы газоснабжения городов. М. : Стройиздат, 1971. 143 с.

12. *Левин А.М.* Расчетные режимы давления газа в сетях низкого давления // Газовая промышленность. 1956. № 4. С. 24–30.

13. *Медведева О.Н., Жмуров А.В., Поляков А.С.* Обоснование схем редуцирования газа на газораспределительных станциях // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. 2014. № 4 (36). С. 39–44.

14. *Medvedeva O.N., Polyakov A.S., Kochetkov A.V.* Technical solutions to reduce natural-gas pressure at gas-distribution stations // Chemical and petroleum engineering. 2017. Vol. 53. Issue 7–8. Pp. 469–473. DOI: 10.1007/s10556-017-0365-z

15. *Медведева О.Н.* Оптимизация структуры распределения газового топлива // Вестник гражданских инженеров. 2009. № 4 (21). С. 73–76.

16. *Торчинский Я.М.* Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. Л. : Недра, 1988. 239 с.

17. *Sokovnin O.M., Zagoskina N.V., Zagoskin S.N.* Using a Thermodynamic Approach to Estimate a Temperature Drop of Natural Gas in a Pressure Regulator // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. 2019. Vol. 60. Issue 3. Pp. 451–456. DOI: 10.1134/S0021894419030064

18. *Jin Z.-J., Wei L., Chen L.-l., Qian J.-Y., Zhang M*. Numerical simulation and structure improvement of double throttling in a high parameter pressure reducing valve // Journal of Zhejiang University SCIENCE A. 2013. Vol. 14. Issue 2. Pp. 137–146. DOI: 10.1631/jzus.A1200146

19. *Chattopadhyay H., Kundu A., Saha B.K., Gangopadhyay T.* Analysis of flow structure inside a spool type pressure regulating valve // Energy Conversion and Management. 2012. Vol. 53. Issue 1. Pp. 196–204. DOI: 10.1016/j.enconman.2011.08.021

20. *Carnevali L., Paolieri M., Tarani F., Vicario E., Tadano K.* Modeling and Evaluation of Maintenance Procedures for Gas Distribution Networks with Time-Dependent Parameters // Lecture Notes in Computer Science. 2014. Pp. 304–315. DOI: 10.1007/978-3-319-10557-4_34

21. *Hübner M., Haubrich HJ.* Long-Term Pressure-Stage Comprehensive Planning of Natural Gas Networks // Handbook of Networks in Power Systems II. 2012. Pp. 37–59. DOI: 10.1007/978-3-642-23406-4_2

22. *Bondarenko V.L., Simonenko Y.M., Tishko D.P.* Generation of Cold and Heat in Vortex Tubes during Pressure Reduction of Natural Gas // Chemical and Petroleum Engineering. 2020. Vol. 56. Issue 3–4. Pp. 272–279. DOI: 10.1007/s10556-020-00769-w

23. *Стадник Д.М., Свербилов В.Я., Макарьянц Г.М., Макарьянц М.В.* Обеспечение устойчивости регулятора давления газа непрямого действия посредством установки дросселя на входе // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. 2012. № 4 (35). С. 184–192.

24. *Rouainia G., Rouainia M., Metatla A.* Over Pressure Risk Mitigation with SCADA in a Natural Gas Distribution System // Universal Journal of Mechanical Engineering. 2020. Vol. 8. Pp. 21–28. DOI: 10.13189 / ujme.2020.080103

25. *Deveau J., Hughes B.* Over-Pressure Protection for Natural Gas Distribution Systems // Pipeline & Gas Journal. 2019. Pp. 24–26.

26. *Xie J., Dubljevic S.* Discrete-time modeling and output regulation of gas pipeline networks // Journal of Process Control. 2021. Vol. 98. Pp. 30–40. DOI: 10.1016/j.jprocont.2020.12.002

27. *Tekir M., Gedik E., Arcaklioglu E., Calapkulu M., Kasap M.* CFD analyses of a two-stage natural gas pressure regulator // Mugla Journal of Science and Technology. 2016. Vol. 2. Issue 1. Pp. 14–19. DOI: 10.22531/muglajsci.269966

28. *Kondrashov Yu., Ilyukhin V., Balyaba M.* To the question of the design of direct-flow gas pressure regulator direct actions // Journal of Dynamics and Vibroacoustics. 2019. Vol. 5. Issue 1. Pp. 22–29. DOI: 10.18287/2409-4579-2019-5-1-22-29

29. *Nourian R., Meysam Mousavi S., Raissi S.* A fuzzy expert system for mitigation of risks and effective control of gas pressure reduction stations with a real application // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2019. Vol. 59. Pp. 77–90. DOI: 10.1016/j.jlp.2019.03.003

30. *Xiong Ya., An Sh., Xu Peng, Ding Yu. et al.* A novel expander-depending natural gas pressure regulation configuration: Performance analysis // Applied Energy. 2018. Vol. 220. Pp. 21–35. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.026

31. *Steiner K., Schrader A., Kirchner J., Ziegenbalg J.* Gas pressure regulation stations according to DVGW technical code G 491:2020, part 2 // Erdgas & Verwandtes. 2020. Vol. 9. Pp. 33–40.

32. *Zhong Yu., Xie W., Zhang X.* A neural network compound control algorithm for complex nonlinear electric gas pressure regulating system // 2016. Chinese Control and Decision Conference (CCDC). 2016. Pp. 3055–3060. DOI: 10.1109 / CCDC.2016.7531506

Поступила в редакцию 29 июня 2021 г.
Принята в доработанном виде 28 сентября 2021 г.
Одобрена для публикации 28 сентября 2021 г.

Об авторах: **Оксана Николаевна Медведева** — доктор технических наук, доцент, профессор кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела; **Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. (СГТУ имени Гагарина Ю.А.)**; 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, д. 77; РИНЦ ID: 622756, Scopus: 56754888500, ResearcherID: S-8351-2016, ORCID: 0000-0002-0861-0335; medvedeva-on@mail.ru;

INTRODUCTION

Reliability of a gas distribution system means its ability to maintain the necessary functions and characteristics, specified in the design solution, over time. The concept itself represents an integrated characteristic that depends on the purpose of a facility, its specific features and conditions of its operation. Reliability, maintainability, conservability and durability, as well as the compatibility of these parameters are applicable to the entire gas supply system and its separate constituent parts.

Because of the geographic features of our country, an integrated chain of main, inter-settlement and gas distribution pipelines covers many kilometers of its territory and passes through several climate zones. Major costs fall on the transportation of natural gas (NG); therefore, development of new equipment, optimized schemes and methodological approaches, as well as the technical upgrade are still relevant. From the standpoint of technology, gas pressure reduction at gas distribution stations and gas pressure reduction units is carried out using pressure valves, whose main principle is gas throttling, when adjustable hydraulic resistance is built inside a pipeline carrying the gas medium.

A binding characteristic of any pressure reduction line is its continuous performance within a pre-set period of time or certain service hours. To ensure the economical operation of the system, it is especially important to focus on maintainability at the design stage. This step helps to efficiently use the workforce and financial resources. Individual indicators of reliability of a gas reduction system include the probability of the failure-free operation, the rate of failures and the mean time between failures. This factor can be assessed in relation to the entire gas reduction line at gas distribution stations and gas pressure reduction units, or separately for each system constituent.

The principal method of ensuring the reliability, safety, economic efficiency of the operation of gas distribution systems is the introduction of new cutting-

edge technologies, materials, process equipment, measuring instruments and metrology.

Changes in the economic environment, rough conditions hindering the construction of gas pipelines, a major increase in energy rates exclude the possibility of using traditional technologies due to the high cost of the project implementation and require the development and application of advanced resource-saving technologies. A proactive energy saving policy is a key link connecting environmental issues and fuel consumption[1].

Gas pressure reduction units serve as technological devices integrated into gas distribution networks; their purpose is to reduce gas pressure and maintain it within pre-set limits, regardless of the gas flow rate[2].

Gas pressure reduction in gas pressure reduction units must only be carried out with the help of pressure regulators.

The reduction unit has[3]:

• pressure reducing valves (a gas pressure regulator, a monitoring regulator);

• safety and shut-off valves.

A monitoring regulator, which is considered an integral part of pressure reducing valves, according to GOST 34011-20163, is an additional (control) regulator used as a protective device that automatically maintains gas pressure within specified limits without reducing the capacity of the pressure reduction line.

When a monitoring regulator is installed, an open type pressure regulator is needed[2].

In accordance with the requirements of GOST 34670-20202, the pressure maintenance system that prevents any unacceptable pressure changes automatically protects gas pipelines and technical devices from any unacceptable pressure increase or decrease in the event of a pressure reduction system malfunction; monitor regulators are recommended for use in gas pressure reduction units supplying gas to facilities that do not allow interruptions in gas supply (thermal power plants and similar facilities, continuous cycle enterprises).

The monitoring regulator must be[4]:

• identical to the main regulator in terms of the technical characteristics and standard size;

• followed by the pressure regulator;

• configured to be put into operation at a given pressure value that is higher than the pressure regulator setting, and be set so that this pressure value does not exceed the temporary working pressure (TOP);

• of the normally closed type.

As for gas pressure reduction devices, new patented developments are in line with the policy of PJSC Gazprom aimed at safe and uninterrupted gas supply. The available devices of domestic manufacturers are inferior to those of foreign manufacturers of gas equipment. However, neither domestic, nor foreign devices feature a comprehensive approach and for this reason the potential of new technical developments is not fully disclosed.

GOST R 58423-20194 provides a more accurate definition of a monitoring regulator: a control device is a second regulator installed together with the main regulator, as a rule, it precedes the other one, to maintain the controlled variable within acceptable limits if its value exceeds a predetermined value (for example, if the main regulator opens due to a failure, etc.).

According to the regulatory documents that are in effect, the pressure reduction unit can consist of the following technical devices:

• a shut-off valve and a pressure regulator;

• a monitoring regulator and a pressure regulator;

• a shut-off valve, a monitoring regulator and a pressure regulator;

• two sequentially installed shut-off valves and a pressure regulator;

• two sequentially installed shut-off valves, a monitoring regulator and a pressure regulator;

• a shut-off valve and a pressure regulator adjusted to the intermediate pressure, a shut-off valve and a pressure regulator adjusted to the outlet pressure;

• a shut-off valve adjusted to the outlet pressure, a pressure regulator adjusted to the intermediate pressure; a monitoring regulator and a pressure regulator adjusted to the outlet pressure;

• a shut-off valve adjusted to the outlet pressure, a monitoring regulator adjusted to the intermediate pressure and controlling the outlet pressure, a pressure regulator adjusted to the outlet pressure;

• a shut-off valve adjusted to the outlet pressure, a pressure regulator adjusted to the intermediate pressure, a shut-off valve and a pressure regulator adjusted to the outlet pressure;

• a shut-off valve and a pressure regulator adjusted to the intermediate pressure;

• a monitoring regulator and a pressure regulator adjusted to the outlet pressure.

If necessary, a safety valve can also be added to the pressure reduction unit.

The monitor controls the outlet pressure at the same point as the main regulator, but its setting is

[1] Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035 : approved by the Order of the Government of the Russian Federation dated 09.06.2020 No. 1523-r. Moscow, 2020. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026

[2] National State Standard (GOST) 34670-2020. Gas distribution systems. Gas pressure reduction points. Basic provisions. Moscow, Standartinform Publ., 2020; 24.

[3] National State Standard (GOST) 34011-2016. Gas distribution systems. Block gas control points. Cabinet-type gas pressure reduction points. General technical requirements. Moscow, Standartinform Publ., 2017; 22.

[4] GOST R 58423-2019. Gas pressure regulators for inlet pressure not exceeding 10 MPa. Moscow, Standartinform Publ., 2019, 62 p.

slightly higher than that of the main regulator. During normal operation, the monitor is in the fully open position because the output pressure is below its set point. In the event of a malfunction of the main regulator, the output pressure begins to rise, and when it reaches the monitor setting point, the monitor comes into operation and maintains the output pressure at the level of its setting.

Monitoring systems for gas pressure reduction units are produced by various foreign and domestic manufacturers, for example:

• Emerson[5];

• JSC "Gazapparat" produces a module of regulators consisting of two series-connected axial gas regulators, or piston gas regulators with pilot regulators RD-PS that operate within the framework of the "regulator — monitoring regulator" system in order to secure the pressure reduction process from any pressure rise in the pipeline due to a breakdown of a regulator;

• LLC PKF "Ex-Forma" manufactures gas control units with a regulator and a monitor based on a pressure regulator of the direct-flow type [1].

Although in many cases single-stage systems are used, sometimes it becomes necessary to install a two-stage control system, when one high pressure regulator is installed on the gas pipeline, and low pressure regulators are located on the consumer's premises. The pressure in systems having one-stage regulation is maintained with an accuracy of 1 kPa, and the use of two-stage systems allows to increase the accuracy of regulation to 0.25 kPa, which meets the requirements of new highly efficient gas-using equipment, since it needs accurate pressure regulation for correct ignition and stable operation [2]. The requirements for the energy efficiency of processes and devices determine the improvement of pressure reducing valves serving technological gas supply lines by increasing their speed, accuracy, stability and efficiency [3–12]. A large number of works, written both in our country and abroad, address the study of gas throttling processes in pressure regulators [1, 3, 6, 13–32], while the design and analysis of the operation of pressure reducing valves is mainly carried out on the basis of the study of static characteristics, and newly developed devices are based on the theory of similarity or the method of parametric-geometric analogy. Automatic control systems are often overly complex and bulky. This study proposes a modification of the pressure reduction concept to ensure uninterrupted operation of compact equipment at a small cost.

[5] Natural Gas Technologies. Application Guide — Edition VII. Emerson Process Management Regulator Technologies, Inc. 2015; 718. URL: https://www.emerson.com/documents/automation/guide-natural-gas-application-guide-edition-7-fisher-en-123644.pdf

MATERIALS AND METHODS

The co-authors analyze gas pressure reduction circuits, that include a monitoring regulator, that solves two problems simultaneously: it improves the failure-free operation of the gas reduction line, and automates the throttling process. The monitor is set on a certain range of inlet pressure values at which safety devices are triggered. In a smoothly operating pressure reduction line, the monitoring regulator tracks the value of the inlet pressure and monitors the main pressure regulator, while it is fully opened to let the gas pass through the pipeline. In case of emergency, the monitoring regulator takes over the control function or, otherwise, stops gas supply through the pressure reduction line.

The following option was chosen as a standard pressure reduction pattern for comparison purposes: the pressure reduction line consists of the main and the reserve branches, designated for the reduction. The gas coming from the main gas pipeline is directed to the main pressure reduction line and it passes through the section of the pressure control gauge, connected to safety-relief valves of the reserve and main reduction lines with the help of the telemetry controller. Further, gas passes through the shut-off valve and the filter element. After that, gas undergoes one-stage pressure reduction to 1.2 MPa, the final stage is the gas control pressure gauge at the outlet of the line. Subsequently, input and output pressure values are compared.

Continuous gas supply and, as a consequence, fewer accidents at gas distribution systems, can mainly be achieved by various variations in the layout of gas distribution stations and pressure reduction units. For clarity purposes, we will demonstrate the following possible options:

• Option 1: manually operated shut-off valves, a monitoring regulator, a pressure regulator, manually operated shut-off valves, a safety valve (Fig. 1);

• Option 2: manually operated shut-off valves, a direct-action isolating valve, a monitoring regulator, a pressure regulator, manually operated shut-off valves, PC (Fig. 2);

• Option 3: manually operated shut-off valves, an isolating valve, a monitoring regulator, a pressure regulator, manually controlled shut-off valves (Fig. 3);

• Option 4: manually operated shut-off valves, a regulator, controlled shut-off valves, manually controlled shut-off valves, PC (Fig. 4).

In Option 1, the monitoring regulator replaces the isolating valve, and two regulators are installed on the reduction line one after another. The pressure regulator (it is RDU in our case) reduces gas pressure (pressure reduction from the inlet value to the pre-set one), and the monitoring regulator monitors the operation of the regulator by tracking outlet pressure parameters of the gas flow. The monitoring regulator is in the fully open position. In the event of a failure of the pressure regulator, the monitoring regulator

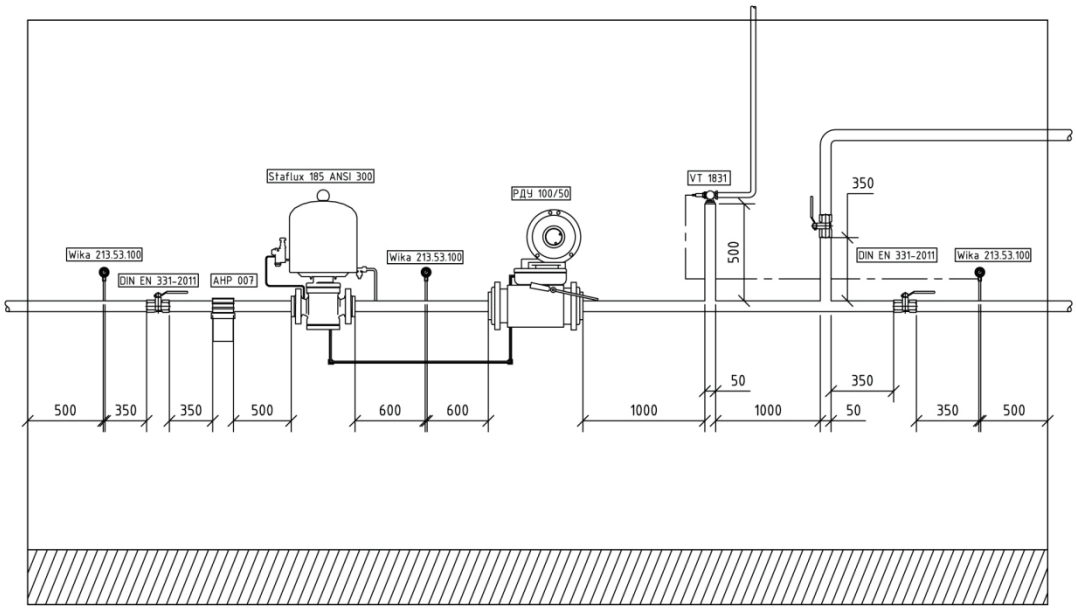

Fig. 1. Pressure reduction option 1: filter AHP 007; monitoring regulator Staflux 185 ANSI 300; pressure regulator RDU; adjustable safety valve VT 1831 vr; manometer Wika 213.53.100; shut-off valves DIN EN 331-2011

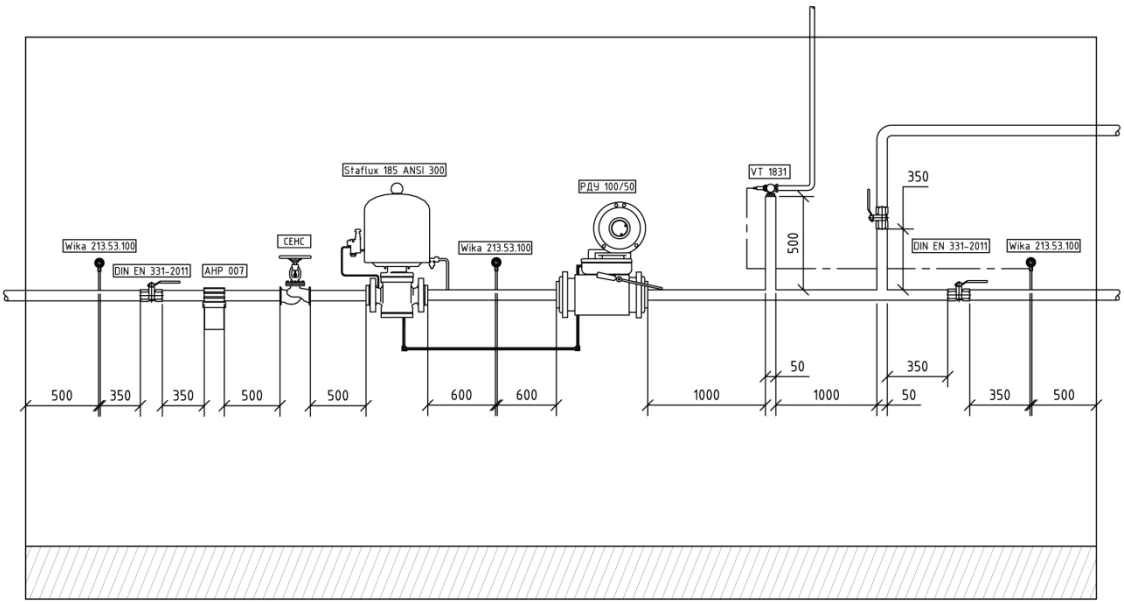

Fig. 2. Pressure reduction option 2: filter AHP 007; monitoring regulator Staflux 185 ANSI 300; pressure regulator RDU; adjustable safety valve VT 1831 vr; manometer Wika 213.53.100; shut-off valves DIN EN 331-2011; direct action shut-off isolating valve CEHC

either assumes a regulating function, or completely closes, stopping gas supply. The benefits of a fully open monitor include higher system reliability, simplified testing, and overpressure protection by sealing.

In Option 2, in addition to the monitoring regulator, a shut-off valve is installed, designed to operate as a shut-off device with a remote electric control, and a manually controlled shut-off valve, which is 1.5–2 times cheaper than a pneumatically controlled shut-off valve. The main difference from Option 1 is that the shutdown of the pressure reduction line is carried out not by a pneumatically controlled valve, but by a shut-off valve, which is triggered by excessive pressure. A disadvantage is a bigger size of the pressure reduction unit due to the larger dimensions of the shut-off valve and the absence of a reserve pressure reduction line.

Option 3 has no PC, and, same as Option 2, it has only one pressure reduction line. In case of failure of the main pressure regulator, gas pressure is reduced by the monitoring regulator. A similar pattern can be used in looped gas distribution networks, which do not necessarily need a backup pressure reduction line if gas is supplied

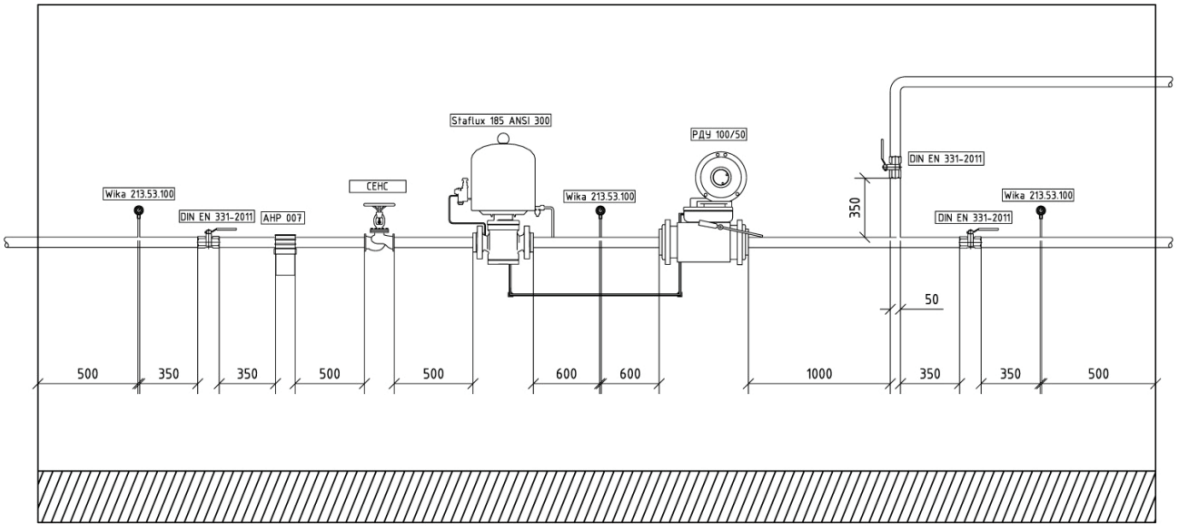

Fig. 3. Pressure reduction option 3: filter AHP 007; monitoring regulator Staflux 185 ANSI 300; pressure regulator RDU; adjustable safety valve VT 1831 vr; direct action shut-off isolating valve CEHC

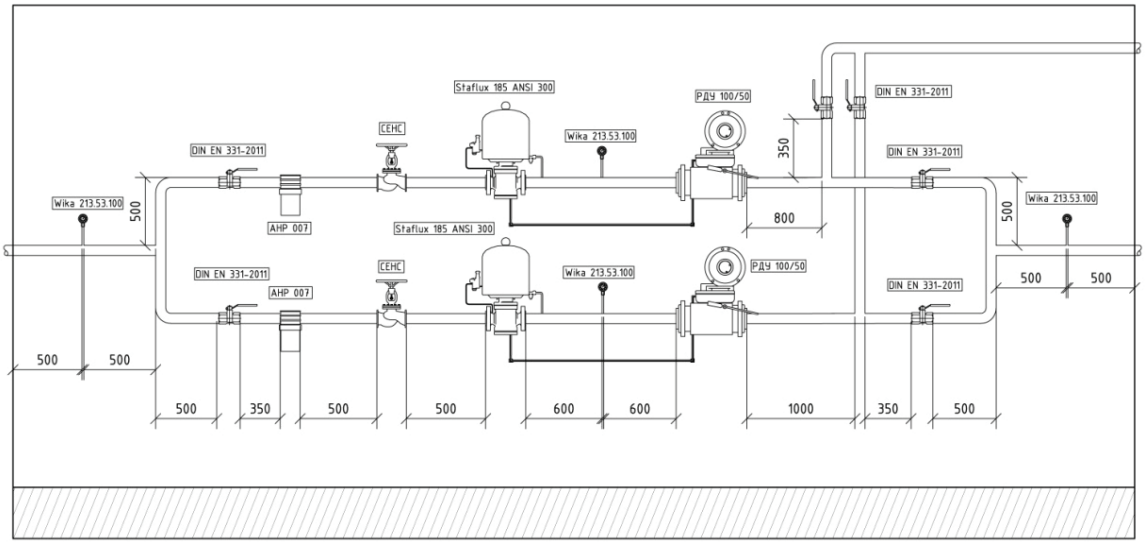

Fig. 4. Pressure reduction option 4: filter AHP 007; monitoring regulator Staflux 185 ANSI 300; pressure regulator RDU; adjustable safety valve VT 1831 vr; manometer Wika 213.53.100; shut-off valves DIN EN 331-2011; direct action shut-off isolating valve CEHC

by a neighboring unit during an emergency shutdown.

In all other cases, according to the current regulations[2, 3, 4], reduction units must be equipped with, at least, two pressure reduction lines (one is in operation and the other one is a reserve option).

In accordance with Option 4, in the regular operation mode gas regulation is performed by the regulator installed on the pressure reduction line in operation, shut-off and isolating valves are open, and the regulator on the reserve pressure reduction line is closed. Both monitoring regulators are open. The main pressure reduction line operates in the mode similar to Option 3. The switchover from the main line to the reserve one takes place autonomously after the shut-off valve is closed (the reserve line regulator is actuated, if pressure drops, and after the isolating valve is closed, the pressure in the outlet collector drops). The principle of operation of the reserve line is similar to that of the main one. The main disadvantage of this option is a large spread in the values of the outlet pressure depending on the type of the gas pressure regulator used [13, 14].

RESULTS OF THE STUDY

To improve the control accuracy in respect of the controllable parameter, or gas flow pressure, it is proposed to add various regulators to the pressure reduction option: the regulator in operation is the regulator that is normally open in case of failure, and the monitoring regulator is the regulator that turns out to be normally closed; thus, the monitoring regulator performs two functions: it acts as a regulator and an isolating (shut-off) valve in Option 5 (Fig. 5).

Certified pressure regulators APERFLUX 851 (“fail open”: it is open in case of emergency) and REFLUX 819 (“fail close”: it is closed in case of emergency), manufactured by the Italian company Pietro Fiorentini, can be used as a regulator in operation and a monitoring regulator. Their technical characteristics are identical. There exists a re-worked version of these regulators, in which two regulators are consolidated in one, i.e., it is possible to combine a regulator and a monitoring regulator, thus, reducing the size of a pressure reduction unit and, accordingly, its cost.

The key difference from a conventional option (Fig. 6) is that a shut-off isolating valve is not required here, as its functions are performed by a fast-action valve. In addition, in an emergency situation, a fast-action valve also performs an automatic switch (without the involvement of the maintenance personnel) from the main pressure reduction line to the reserve one. If compared with a shut-off isolating valve, this one has a different princi-

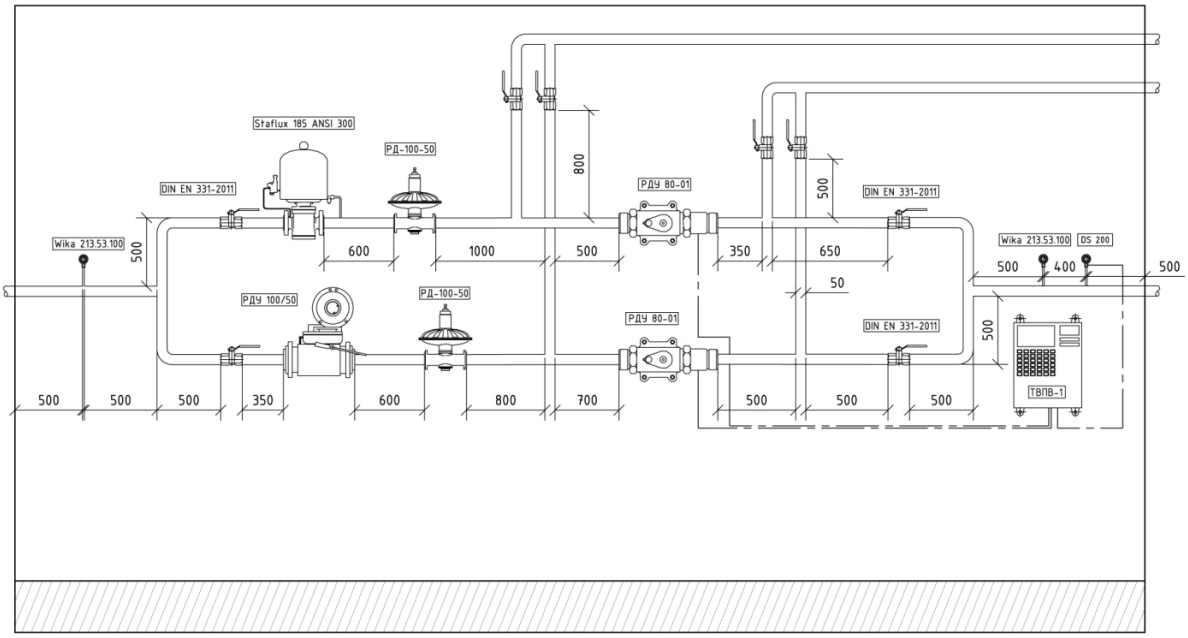

Fig. 5. Pressure reduction option 5: pressure regulator RDU; pressure regulator RD; monitoring regulator Staflux 185; manometer Wika 213.53.100; telemetry controller TVPV-1; shut-off valves DIN EN 331-2011; pressure sensor BD Sensors

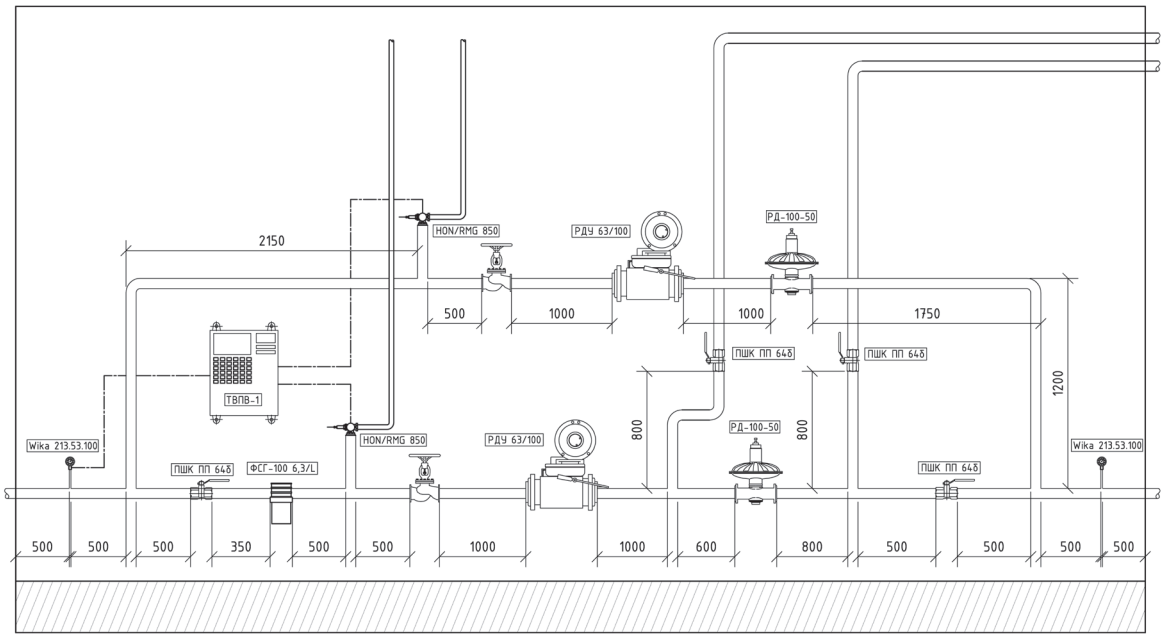

Fig. 6. A standard pressure reduction option: Wika 213.53.100 manometer; telemetry controller TVPV-1; shut-off valves PShK PP64b; gas filter FSG-100 6.3L; pressure regulator RDU 63/100; standby pressure regulator RD-100-50; safety valve HON / RMG 850; direct action shut-off isolating valve CEHC

ple of operation: instead of mechanical (pneumatic) control, electric (more precisely, electronic) control is used.

Let's carry out a comparative analysis of the above five gas pressure reduction options and one standard functional diagram, consisting of various combinations of equipment items.

The main comparative economic effect will be calculated based on the formula:

$$E = c_1 - c_2 = \\ = \left[\sum_{p=1}^{P} C_{s_1} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \sum_{p=1}^{P} C_{s_2} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \ldots + S_{b_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} + S_{b_2} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} \ldots\right] - \\ - \left[\sum_{p=1}^{P} C_{p_1} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \sum_{p=1}^{P} C_{p_2} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} + \ldots + S_{p_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} + S_{p_2} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} \ldots\right], \quad (1)$$

where c_1 and c_2 are integral costs of standard and proposed options; C_{s_1}, C_{p_1} are capital investments into the element according to standard and proposed options, respectively, ₽; m is the number of installments of capital investments; n is the quantity of successive capital investments (the number of replacements of the p-th element during the service life of the system); $t = mt_0$ is the year of the next installment of capital investments; t_0 is the element service life, years; α is the coefficient of efficiency of capital investments, 1/year; S_{b_1}, S_{p_1} are costs of maintenance, energy resources needed for the basic and proposed options, respectively, ₽/year; t is the number of the year of operation; T is the valve service life, years; E is the discount rate, 1/year, equal to the average bank credit rate in the market economy environment, $E = 0.1$ 1/year.

The number of replacements of an item of equipment during the service life of the system is determined by the formula:

$$n = \frac{T}{t_0 - 1}. \quad (2)$$

The service life of the elements that comprise each of the compared options is assumed to be equal based on the data obtained from the equipment supplier.

Capital investments in terms of the basic (proposed) standard option are determined as:

$$\sum_{p=1}^{P} C_{1p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t-mt_0} = C_{s_1} \psi_{cor}, \quad (3)$$

where C_1 is the capital cost of an element, specified by the producer, ₽.

Correction factor is calculated using the formula:

$$\psi_{cor} = \psi_{o.e} + \psi_{p.s} + \psi_{v.a.t}, \quad (4)$$

where $\psi_{o.e}$ is the coefficient that takes into account the rise in the cost of work due to overhead expenses, $\psi_{o.e} = 1.16$ (16 % of the cost of work); $\psi_{p.s}$ is the coefficient that takes into account the increase in the cost of work due to planned savings, $\psi_{p.s} = 1.12$ (12 % of the amount of estimated capital investments C_1 and overhead expenses); $\psi_{v.a.t}$ is the coefficient that takes account of the value added tax, $\psi_{v.a.t} = 1.18$.

Operating costs of the basic (proposed) option are determined by the formula:

$$S_{b_1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = \left(\varphi_1 C_1 + c_e g_e \tau_y\right) \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}, \quad (5)$$

where c_e is the cost of electricity consumed by the pressure reduction line, ₽/kW; g_e is the amount of electricity consumed by the pressure reduction line equipment according to the basic version, kW/day; τ_y is the duration of the pressure reduction line equipment operation during the year, days/year; φ_1 is the share of annual deductions for the operation of equipment of this type.

Further, we identify the net discounted income for the compared options:

$$\Delta Z_\Sigma = \sum_{t=1}^{T} \left(\Delta Z_\tau^e - \Delta Z_\tau^f + \Delta Z_\tau^o\right)(1+E)^{-\tau}, \quad (6)$$

where τ is the number of the year of operation; T is the service life of the system, years; E is the discount rate, 1/year, equal to the average credit rate of the bank in the market economy environment, $E = 0.1$ 1/year; ΔZ_τ^e is the saved electricity costs, ₽; ΔZ_τ^f is the saved fuel costs, ₽; ΔZ_τ^o is the difference between the operating costs of the basic and proposed options of the pressure reduction line, ₽.

$$\Delta Z_\tau^o = \varphi_1 C_1 - \varphi_2 C_2, \quad (7)$$

where C_1, C_2 are the capital costs of equipment used by the basic and proposed options, as specified by the supplier, ₽; φ_1, φ_2 is the share of annual deductions for the operation of the pressure reduction line equipment for the basic and proposed options.

Calculations were carried out for all considered pressure reduction options. The results are summarized in Table 1.

According to Table. 1, gas pressure reduction options 1–5 have advantages over the standard option. Options 1–3 are most effective, but it should be noted that they have a limited applicability at gas distribution stations and gas pressure reduction points, since they have one pressure reduction line. Options 4 and 5 have a lower economic effect, but in comparison with other options, they ensure a higher level of reliability and trouble-free operation of the pressure reduction line. From the point of view of safety and the maximum economic return, it is advisable to use Option 1; to ensure maximum operational safety

Table 1. The economic effect of the proposed solutions in comparison with a standard option

Comparison with a standard option	Economic effect *E*, ₽	Economic effect *E*, %
Option 1	325,800	18
Option 2	300,600	17
Option 3	285,900	16
Option 4	—	—
Option 5	120,560	12

of a gas pressure reduction unit, Option 4 is to be used.

CONCLUSION AND DISCUSSION

When analyzing capital investments in the installation of a pressure reduction line the co-authors learned that a monitoring regulator was the most expensive item of equipment. A high cost of this equipment is due to its extensive functionality and the unavailability of similar items that feature the same accuracy in the domestic market. Calculations have proven the efficiency of using this regulator at the expense of reducing capital investments in automatic devices and safety improvement actions. Given the results of calculations, it is possible to draw conclusions about the economic and practical efficiency of the proposed options of pressure reduction lines in comparison with the standard pressure reduction pattern in operation.

The first three options are single-stage reduction lines having no redundant reduction line. This significantly reduces the cost of installation and operation of the system, but the basic level of the system safety is mainly achieved a monitoring regulator. During operation, the monitoring regulator periodically monitors the pressure level downstream of the main regulator, and, if necessary, automatically adjusts or cuts off gas supply. The fourth option is the most expensive gas pressure reduction line due to the presence of redundant devices, as well as a spare reduction line, whose capacity reaches 100 % of the main line's power. In case of emergency, equipment cleaning or replacement, the flow can be directed to the backup line without any loss of efficiency and productivity. The safety of the proposed option is ensured by several monitoring regulators, which allows several backup lines to have the same level of automation, and, in fact, makes them independent from each other.

The fifth option is a compromise between capital costs and operational safety. The cost effectiveness and efficiency of this option is achieved due to the difference between the equipment used by the line in operation and the backup line without losing the level of the system efficiency. At the main reduction line, the inlet pressure is automatically controlled by a monitoring regulator. A pressure regulator is installed at the backup reduction line. The backup line is designed to be as efficient as the main line, but the process of manual adjustment of the main pressure reducing device reduces the safety of this line in comparison with the one in operation.

The total costs of options 1–5 versus the standard option are presented in Table 2.

According to compared economic effects, it can be concluded that from the point of view of capital investments Option 1 is the most profitable variant, however, Option 5, which has a 6 % difference, shows the best result in terms of ensuring uninterrupted gas supply and meeting the required level of automation of the pressure reduction process.

The main future-oriented task is the development of more compact equipment and a domestic monitoring regulator, featuring higher control accuracy, which will reduce the cost of the functional gas pressure reduction option and equipment installation, increase the technical and economic indicators, and, consequently, the efficiency of the gas pressure reduction process.

Table 2. Total investments in pressure reduction options

Option No.	Installation time, h	Installation cost, ₽	Total cost of installed elements, ₽	Price including extra charges 15 %, ₽	The total cost of the assembly of the option, ₽
1	62	11,074	1,352,923	1,555,862	1,566,936
2	87	11,540	1,359,552	1,563,484	1,575,024
3	85	11,492	1,347,504	1,549,629	1,561,121
4	165.6	12,915	2,687,123	3,090,191	3,103,107
5	167	12,915	1,566,223	1,801,157	1,814,072
Standard option	278	15,172	1,573,323	1,809,321	1,824,493

REFERENCES

1. Kuchmin A.I. Integration of a gas pressure regulator RDP with an accelerator into gas supply systems with a "Regulator + monitor" reduction scheme. *Gas Technologies*. 2018; 1:2-4. (rus.).

2. Karyakin E.A. *Industrial gas equipment*. Saratov, Gazovik, 2013; 1279. (rus.).

3. Chernyshev A.V., Vasilieva V.A., Krutikov A.A., Kolenko N.N. Study of dynamic load acting on working head of pneumatic regulating effectuator. *Herald of the Bauman Moscow State Technical University. Series Mechanical Engineering*. 2011; S:150-166. (rus.).

4. Lojcyanskij L.G. *Mechanics of liquid and gas*. Moscow, Drofa, 2003; 840. (rus.).

5. Kondrat'eva T.F. *Safety valves*. Leningrad, Mashinostroenie, 1976; 232. (rus.).

6. Shur I.A. *Automatic regulation and control in urban gas networks*. Leningrad, Nedra, 1985; 288. (rus.).

7. Bayasanov D.B. *Automatic regulation and control in urban gas networks*. Moscow, Stoyizdat, 1970; 192. (rus.).

8. Bayasanov D.B., Ionin A.A. *Gas distribution systems*. Moscow, Stoyizdat, 1977; 407. (rus.).

9. Danilov A.A. *Automated gas distribution stations*. St. Petersburg, Khimizdat, 2004; 544. (rus.).

10. Ionin A.A. *Gas supply*. Moscow, Lan', 2021; 448. (rus.).

11. Kupriyanov M.S. *Rational gas supply systems for cities*. Moscow, Stoyizdat, 1971; 145. (rus.).

12. Levin A.M. Calculated modes of gas pressure in low pressure networks. *Gas Industry*. 1956; 4:24-30. (rus.).

13. Medvedeva O.N., Zhmurov A.V., Polyakov A.S. Rational schemes of a decrease in the pressure gas on the gas distribution stations. *Scientific Bulletin of the Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering. Construction and architecture*. 2014; 4(36):39-44. (rus.).

14. Medvedeva O.N., Polyakov A.S., Kochetkov A.V. Technical solutions to reduce natural-gas pressure at gas-distribution stations. *Chemical and Petroleum Engineering.* 2017; 53(7-8):469-473. DOI: 10.1007/s10556-017-0365-z

15. Medvedeva O.N. Structure optimization of gas fuel distribution. *Bulletin of Civil Engineers*. 2009; 4(21):73-76. (rus.).

16. Torchinskij Ya.M. *Optimization of designed and operated gas distribution systems*. Leningrad, Nedra, 1988; 239. (rus.).

17. Sokovnin O.M., Zagoskina N.V., Zagoskin S.N. Using a Thermodynamic Approach to Estimate a Temperature Drop of Natural Gas in a Pressure Regulator. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics.* 2019; 60(3):451-456. DOI: 10.1134/S0021894419030064

18. Jin Z.-J., Wei L., Chen L.-l., Qian J.-Y., Zhang M. Numerical simulation and structure improvement of double throttling in a high parameter pressure reducing valve. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A.* 2013; 14(2):137-146. DOI: 10.1631/jzus.A1200146

19. Chattopadhyay H., Kundu A., Saha B.K., Gangopadhyay T. Analysis of flow structure inside a spool type pressure regulating valve. *Energy Conversion and Management.* 2012; 53(1):196-204. DOI: 10.1016/j.enconman.2011.08.021

20. Carnevali L., Paolieri M., Tarani F., Vicario E., Tadano K. Modeling and Evaluation of Maintenance Procedures for Gas Distribution Networks with Time-Dependent Parameters. *Lecture Notes in Computer Science*. 2014; 304-315. DOI: 10.1007/978-3-319-10557-4_34

21. Hübner M., Haubrich HJ. Long-Term Pressure-Stage Comprehensive Planning of Natural Gas Networks. *Handbook of Networks in Power Systems II.* 2012; 37-59. DOI: 10.1007/978-3-642-23406-4_2

22. Bondarenko V.L., Simonenko Y.M., Tishko D.P. Generation of Cold and Heat in Vortex Tubes during Pressure Reduction of Natural Gas. *Chemical and Petroleum Engineering.* 2020; 56(3-4):272-279. DOI: 10.1007/s10556-020-00769-w

23. Stadnik D.M., Sverbilov V.Y., Makaryants G.M., Makaryants M.V. Stabilization of a pilot-operated gas pressure control valve by placing a throttle at the inlet. *Samara State Aerospace University*. 2012; 4(35):184-192. (rus.).

24. Rouainia G., Rouainia M., Metatla A. Over Pressure Risk Mitigation with SCADA in a Natural Gas Distribution System. *Universal Journal of Mechanical Engineering*. 2020; 8:21-28. DOI: 10.13189/ujme.2020.080103

25. Deveau J., Hughes B. Over-Pressure Protection for Natural Gas Distribution Systems. *Pipeline & Gas Journal*. 2019; 24-26.

26. Xie Ju., Dubljevic S. Discrete-time modeling and output regulation of gas pipeline networks. *Journal of Process Control*. 2021; 98:30-40. DOI: 10.1016/j.jprocont.2020.12.002

27. Tekir M., Gedik E., Arcaklioglu E., Calapkulu M., Kasap M. CFD analyses of a two-stage natural gas pressure regulator. *Mugla Journal of Science and Technology*. 2016; 2(1):14-19. DOI: 10.22531/muglajsci.269966

28. Kondrashov Yu., Ilyukhin V., Balyaba M. To the question of the design of direct-flow gas pressure regulator direct actions. *Journal of Dynamics and Vibroacoustics*. 2019; 5(1):22-29. DOI: 10.18287/2409-4579-2019-5-1-22-29

29. Nourian R., Meysam Mousavi S., Raissi S. A fuzzy expert system for mitigation of risks and effective control of gas pressure reduction stations with a real application. *Journal of Loss Prevention in*

the Process Industries. 2019; 59:77-90. DOI: 10.1016/j.jlp.2019.03.003

30. Xiong Ya., An Sh., Xu Peng, Ding Yu. et al. A novel expander-depending natural gas pressure regulation configuration: Performance analysis. *Applied Energy*. 2018; 220:21-35. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.026

31. Steiner K., Schrader A., Kirchner J., Ziegenbalg J. Gas pressure regulation stations according to DVGW technical code G 491:2020 part 2. *Erdgas & Verwandtes*. 2020; 9:33-40.

32. Zhong Yu., Xie W., Zhang X. A neural network compound control algorithm for complex nonlinear electric gas pressure regulating system. *2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. 2016; 3055-3060. DOI: 10.1109/CCDC.2016.7531506

Received June 29, 2021.
Adopted in revised form on September 28, 2021.
Approved for publication on September 28, 2021.

Bionotes: **Oksana N. Medvedeva** — Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of the Department of Heat and Gas Supply and Oil and Gas Business; **Yuri Gagarin State Technical University of Saratov (SSTU)**; 77 Politechnicheskaya st., Saratov, 410054, Russian Federation; ID RISC: 622756, Scopus: 56754888500, ResearcherID: S-8351-2016, ORCID: 0000-0002-0861-0335; medvedeva-on@mail.ru;

Aleksander Yu. Chilikin — postgraduate of the Department of Heat and Gas Supply and Oil and Gas Business; **Yuri Gagarin State Technical University of Saratov (SSTU)**; 77 Politechnicheskaya st., Saratov, 410054, Russian Federation; Scopus: 57205433319; chilikin.063@gmail.com.