

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ
ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

На правах рукописи



ЯНЧУК ВИТАЛИЙ МИХАЙЛОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА КАСКАДНОГО ПОНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛИНЕЙНО РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЗАПОРНО-
РЕГУЛИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ**

2.8.5 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук,
профессор
А.С. Кузьбожев

Ухта – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1. Анализ промышленной технологии снижения давления газа на ГРС.....	9
1.1 Газораспределительные станции. Назначение.....	9
1.2 Промышленная технология снижения газа на ГРС.....	10
1.3 Анализ требований к температуре природного газа на выходе ГРС.....	15
1.4 Анализ типовых отказов и нарушения в оборудовании ГРС при несоблюдении температурных режимов транспортировки газа.....	16
1.5 Анализ промышленной технологии нагрева газа на ГРС.....	34
1.6 Постановка цели и задач диссертационной работы	52
Глава 2. Разработка технологии каскадного понижения давления газа в газопроводах-подключениях ГРС.....	53
2.1 Анализ тепловых потерь при трубопроводной транспортировке природного газа по магистральным газопроводам, газопроводам-подключениям ГРС, газораспределительным сетям низкого давления.....	53
2.2 Объект исследований	56
2.3 Оценка эффективности технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС.....	61
Глава 3. Результаты опытно-промышленной реализации метода каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС.....	83
3.1 Линейный узел редуцирования. Конструкция	83
3.2 Опытно-промышленная апробация технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС	90
3.3 Выводы по главе 3	115
Глава 4. Разработка конструкции устройства регулирования расхода и давления в составе линейных узлов редуцирования.....	116
4.1 Анализ технологии регулирования давления и расхода на объектах трубопроводной транспортировки природного газа.....	116
4.2 Анализ опыта эксплуатации систем регулирования с группами запирающих устройств	119
4.3 Анализ опыта эксплуатации дискретных кранов-дросселей.....	124
4.4 Регулирование давления в газопроводах природного газа с использованием запорно-регулирующей арматуры	145
4.5 Выводы по главе 4	159
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	161
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	162
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

При транспортировке газа по магистральным газопроводам (МГ) и газопроводам-отводам преимущественно применяют следующую технологическую схему: газ с высоким давлением (5 – 10 МПа) транспортируется до газораспределительных станций (ГРС), на которых в одну ступень осуществляют понижение давления газа путем редуцирования до давления 0,6 – 1,2 МПа. При снижении давления газа на 1 МПа происходит его охлаждение в среднем на 5,0 – 5,5 °С. Для исключения проблем, вызванных охлаждением газа, таких как образование гидратов, повреждение и износ герметизирующих узлов, на ГРС применяют предварительный подогрев транспортируемого газа с помощью подогревателей. Основным недостатком использования предварительного подогрева являются большие расходы на топливный газ.

Другие известные способы понижения давления и подогрева транспортируемого расширяющегося потока газа (вихревые трубы, пульсационные и сверхзвуковые теплообменники и т.п.) сложны в эксплуатации и являются недостаточно эффективными, так как не способны обеспечить нагрев всего потока транспортируемого газа. Простые, надежные, эффективные и экономичные способы подогрева газа в процессе понижения давления отсутствуют. Предлагается новая научная идея ступенчатого понижения давления газа в газопроводе-отводе, при котором нагрев транспортируемого газа будет осуществляться за счет использования запасенной тепловой энергии, возникающей при сжатии газа газоперекачивающими агрегатами и подаче его в МГ, а также за счет геотермального маршрутного теплообмена с грунтом.

Поэтому разработка метода каскадного понижения давления в газопроводах с применением геотермального маршрутного подогрева газа является актуальным направлением исследований.

Степень разработанности темы исследования

Степень разработанности темы исследования в части обоснования термобарических параметров и режимов транспортировки газа по газопроводам достаточно высока. Данными вопросами занимались академические и отраслевые институты, многие высшие учебные заведения. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» изучением проблем транспорта газа занимались В.В. Харионовский, И.И. Велиюлин, К.И. Джафаров, Я.С. Мкртычан, В.А. Мамаев, С.В. Карпов, В.М. Шарыгин, в том числе тепломассообменных процессов при транспортировке газа Г.Э. Одишария, З.Т. Галлиулин, И.Е. Ходанович, Б.Л. Кривошеин.

При этом есть ряд нерешенных научно-практических задач, которые требуют решения при переходе от существующей одноступенчатой схемы понижения давления в газопроводе к многоступенчатой распределённой схеме понижения давления.

Требуется разработать методику определения термобарических режимов эксплуатации газопроводов-отводов, оснащенных линейно распределенными регуляторами давления. Необходимо усовершенствование линейного регулятора давления с целью повышения надежности для условий повышенной скорости потока газа.

Цель работы

Разработка метода каскадного понижения давления в газопроводах с применением геотермального маршрутного подогрева газа с учетом особенностей грунтовой вмещающей среды в рамках обоснования термобарических режимов и параметров эксплуатации газопроводов.

Задачи исследования:

- 1) Определить недостатки и ограничения стандартной технологии предварительного нагрева газа на ГРС, определить и обосновать перечень отказов и нарушений, возникающих при изменении температурных режимов транспортировки газа;
- 2) Выполнить разработку и расчетное обоснование метода каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах. Выполнить оценку энергоэффективности разрабатываемого метода;
- 3) Разработать и изготовить опытно-промышленный образец линейного узла редуцирования. Выполнить опытно-промышленную апробацию технологии каскадного понижения давления газа в действующем газопроводе-отводе;
- 4) Определить недостатки и ограничения различных видов устройств, используемых для регулирования давления и расхода газа в МГ и технологических газопроводах, разработать новую конструкцию регулирующего устройства, лишенную недостатков аналогов.

Научная новизна:

- 1) Предложен новый научный подход к энергосбережению при трубопроводной транспортировке природного газа по газопроводам-отводам, обеспечивающий уменьшение объемов генерации тепловой энергии для нагрева газа перед узлом редуцирования ГРС за счет использования тепловой энергии, возникающей попутно при компримирова-

нии газа на компрессорных станциях, а также за счет использования геотермальной энергии грунта;

2) Разработан новый метод каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах, предполагающий использование последовательно расположенных линейных узлов редуцирования, распределенных вдоль газопровода. Получены расчетные выражения для определения оптимальной величины перепада давления транспортируемого газа на каждом линейном узле редуцирования с учетом параметров расхода, давления и температуры газа, температуры грунта, температуры воздуха;

3) Разработана новая конструкция линейного запорно-регулирующего устройства, включающая спрофилированные каналы в шаровом запирающем органе и обеспечивающая перепуск газа с заданным перепадом давления и полно проходным сечением.

Теоретическая значимость результатов работы

Разработанные автором положения, посвященные расчетно-экспериментальному обоснованию метода каскадного понижения давления в газопроводах-отводах, с применением линейно распределенных запорно-редуцирующих устройств служат основой для совершенствования методов эксплуатации газопроводов.

Полученные результаты позволяют оптимизировать и скорректировать термобарические параметры и режимы эксплуатации газопроводов-отводов на основе полученных расчетных выражений для определения оптимальной величины перепада давления транспортируемого газа, с учетом расхода, давления и температуры газа, температуры грунта, температуры воздуха.

Практическая ценность результатов работы

Полученные результаты позволяют обосновать практические энергосберегающие мероприятия по принципиальному улучшению полезного использования и перераспределения тепловой энергии, безвозвратно дважды теряемой в существующих технологических схемах компримирования и дросселирования транспортируемого трубопроводного газа, усовершенствовать конструкцию линейных запорно-регулирующих устройств для практического применения при каскадном понижении давления в газопроводах-отводах.

Выполнена практическая апробация работы на действующем газопроводе-отводе Микунь – Сыктывкар с изготовлением, монтажом и опытно-промышленным опробованием двух линейных узлов регуляторов давления газа. При опытно-промышленной апробации метода каскадного снижения давления транспортируемого газа достигнуто сокращение потребления топливного газа на ГРС на 88 %.

Сопутствующий практический эффект от реализации метода каскадного снижения давления транспортируемого газа заключается в повышении безопасности эксплуатации газопровода-отвода за счет уменьшения воздействия на промышленную и гражданскую инфраструктуру повреждающих факторов, в случае потенциально возможного аварийного разрушения газопровода. Акт о внедрении и использовании результатов диссертационной работы приведен в приложении.

Личный вклад автора

Заключается в предложении принципиальной научной идеи, заложенной в основу метода каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах, выполнении расчетной оценки эффективности предлагаемого метода, разработке конструкции линейных узлов редуцирования, распределенных вдоль газопровода, организации и координации проведения опытно-промышленной апробации предлагаемого метода.

Результаты, выводы и положения, выносимые на защиту, получены автором лично. В совместных работах автору принадлежит ведущая роль в разработке общей структуры работы, формировании целостной концепции научного исследования, в постановке задач и теоретических подходах к их решению, обобщении, обработке и апробации полученных результатов, подготовке публикаций по выполненной работе и формулировании выводов.

Автор лично принимал участие в апробации результатов исследований при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления в газопроводе-отводе Микунь – Сыктывкар (ООО «Газпром трансгаз Ухта») в 2019, 2021, 2022 и 2023 гг.

Методы исследования

Решение поставленных задач производилось в соответствии с общепринятой методикой выполнения научных исследований, включающей обобщение и анализ предшествующих исследований, разработку рабочих гипотез, натурные и аналитические исследования, разработку численного эксперимента и его методического обеспечения. При проведении натурных исследований применялись измерение, сравнение и обобщение с расчетными данными. При проведении теоретических исследований применялось математическое моделирование, методы статистической обработки данных, анализ, обобщение.

Положения, выносимые на защиту:

– новый принцип энергосбережения при организации транспортировки газа по газопроводам-отводам к ГРС за счет каскадного (ступенчатого) понижения рабочего давле-

ния с использованием тепловой энергии, получаемой при компримировании газа на компрессорных станциях, использования тепловой энергии грунта;

– новый метод каскадного (ступенчатого) понижения рабочего давления при эксплуатации газопроводов с применением линейно распределенных запорно-регулирующих устройств;

– оптимизация и расширение функциональных свойств технологического оборудования в составе газопроводов-отводов с целью обеспечения регулируемого перепуска газа с заданным перепадом давления.

Степень достоверности результатов и выводов

Достоверность обеспечена корректным использованием реальных фактических данных, соответствующих математических методов и формул, вычислительных программных комплексов и методов математического моделирования. Результаты, полученные в процессе исследований, не противоречат результатам, представленным в работах других авторов.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

– на Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» (ТИУ, г. Тюмень, 28 – 29 мая 2020 г.);

– XVI Международной учебно-научно-практической конференции (УГНТУ, г. Уфа, 17 – 18 ноября 2021 г.);

– Международной конференции «Рассохинские чтения» (УГТУ, г. Ухта, 06 – 07 февраля 2020 г., 04 – 05 февраля 2021 г., 03 – 04 февраля 2022 г., 02 – 03 февраля 2023 г.);

– Ежегодном семинаре-совещании «Повышение надежности эксплуатации ГРС ООО «Газпром трансгаз Ухта» (29 ноября – 02 декабря 2022 г.).

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно области исследования по пунктам:

1. Технологические процессы и технические средства для проектирования, сооружения, эксплуатации, теоретические и практические основы взаимодействия объектов трубопроводного транспорта с окружающей средой с целью создания высокоэффективных, энерго- и ресурсосберегающих, надежных, механически и экологически безопасных

сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, а также других газовых, жидкостных и многофазных сред, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта.

2. Научные основы системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования конструкций, прочностных, гидромеханических, газодинамических и теплофизических расчетов сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, подземных и наземных газонефтехранилищ, терминалов, инженерной защиты и защиты от коррозии, организационно-технологических процессов их сооружения, эксплуатации, диагностики, обеспечения системной надежности, механической и экологической безопасности.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 17 работ, из них 5 в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 173 страницы текста, 95 рисунков, 18 таблиц и список литературы из 121 наименования, 1 приложение.

Глава 1. Анализ промышленной технологии снижения давления газа на ГРС

1.1 Газораспределительные станции. Назначение

В настоящее время на территории Российской Федерации вводятся или уже введены в эксплуатацию крупные месторождения природного газа. Для соединения добывающих комплексов месторождений с крупными центрами газопотребления как внутри страны, так и за ее пределами, используется система МГ большого диаметра, рассчитанных на рабочее давление до 11,8 МПа. Ключевым звеном, объединяющим в единую газотранспортную и газораспределительную систему МГ, газопроводные сети среднего и низкого давления, являются ГРС [11, 12, 17, 21, 33, 34, 35, 83, 85].

Основная функция ГРС – обеспечение непрерывных поставок природного газа конечным потребителям путем его отбора от МГ (промысловых газопроводов). На выходе ГРС, газ под давлением 0,3 – 1,2 МПа по газопроводам поступает в систему газораспределительных пунктов (ГРП), где его давление понижается до среднего (0,3 МПа) или низкого (0,005 МПа) уровня (рисунок 1.1) [80, 105].

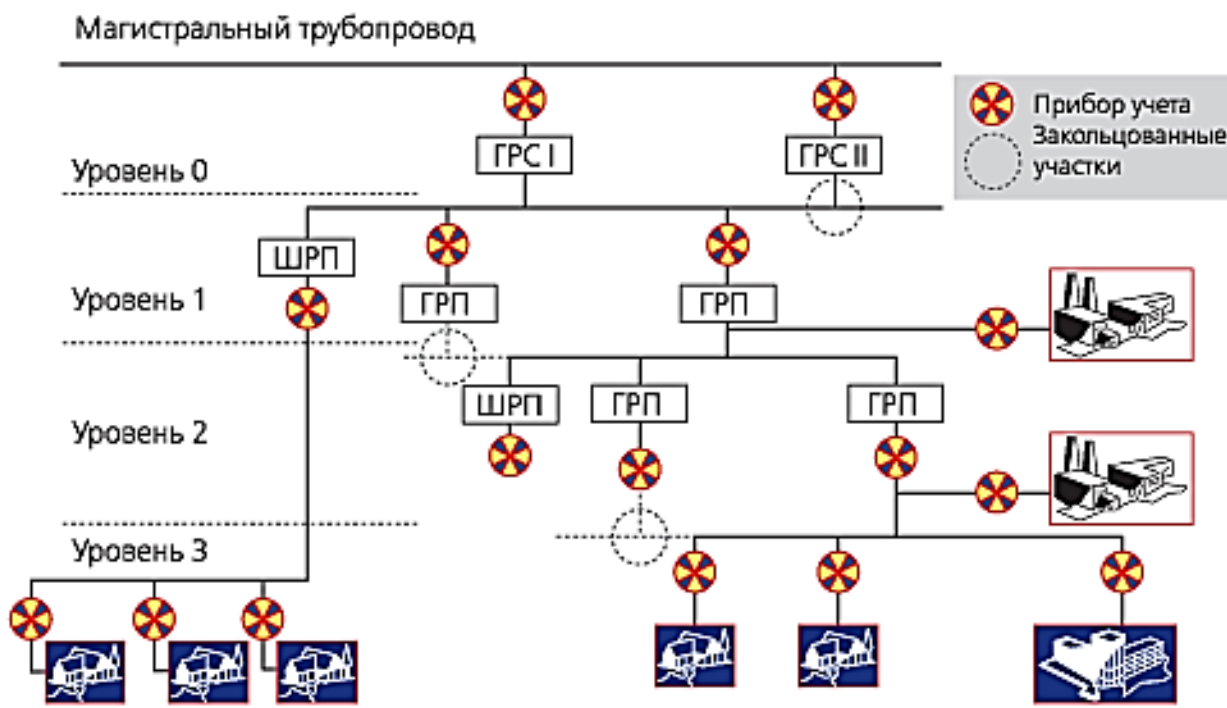


Рисунок 1.1 – Схема организации газоснабжения конечных потребителей [80]

Технологический режим ГРС включает следующие процессы (рисунок 1.2) [113]:

- подготовку газа (очистку газа от твердых и жидких примесей, подогрев);
- снижение давления газа (редуцирование) до заданного уровня;
- регистрацию, регулирование расхода газа в зависимости от текущего режима отбора потребителем;
- одоризацию направляемого потребителю газа (ввод ароматических маркеров в не имеющий собственного запаха природный газ).

Управление основными технологическими процессами ГРС выполняется с помощью автоматизированных систем [1, 36, 45] и с возможностью дублирования в ручном режиме.

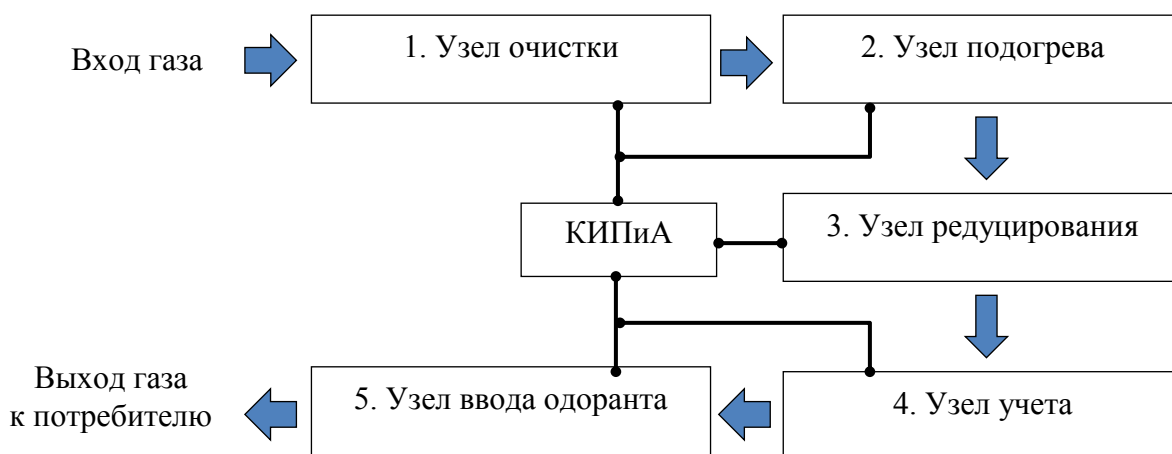


Рисунок 1.2 – Структурная схема ГРС (основные узлы) [33, 34]

1.2 Промышленная технология снижения газа на ГРС

Ключевым элементом ГРС является узел редуцирования, оснащаемый регуляторами, обеспечивающими снижение давления газа до требуемого уровня с обеспечением (автоматическим регулированием) заданного расхода [113].

Регуляторы давления оснащаются [78, 79, 81]:

- исполнительным механизмом с системой регулирования;
- регулирующим (запирающим) узлом.

Система управления исполнительным механизмом содержит чувствительный элемент, определяющий давление на выходе регулятора и сопоставляющий его с заданным значением. Получаемый сигнал (определяющий перепад между фактическим и заданным давлением на выходе регулятора) преобразуется в регулирующее воздействие, выражаемое в перемещении подвижной части регулирующего (запирающего) узла.

В зависимости от исполнения различают (рисунок 1.3):

- прямоточные клапаны-регуляторы (ось и направление перемещения регулирующего узла совпадают с осью линии редуцирования) [92];
- клапаны-регуляторы, работающие с искривлением потока (отличаются сложной формой проточной части корпуса регулятора, ось перемещения регулирующего органа перпендикулярна оси линии редуцирования) [72, 79].

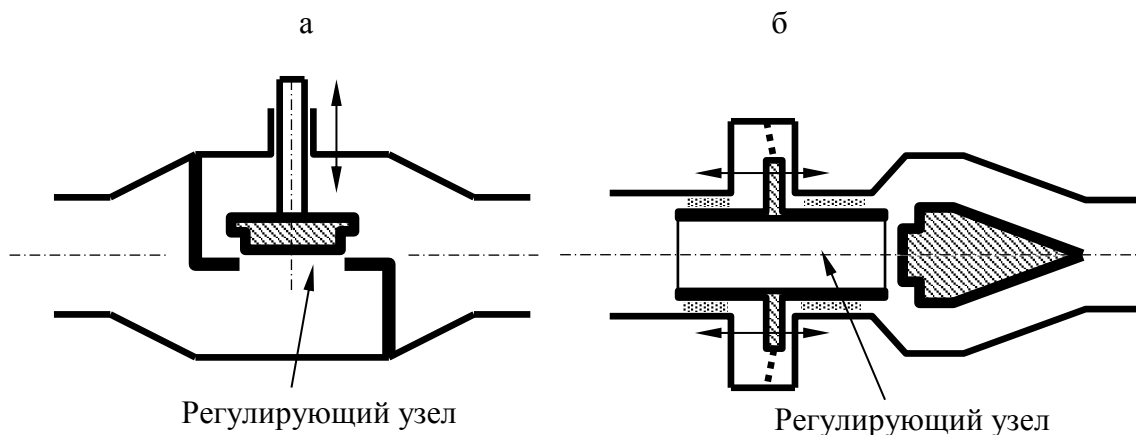


Рисунок 1.3 – Варианты расположения регулирующего (запирающего) узла поперечного (а) и продольного хода (б) в клапанах-регуляторах [77, 78]

Реализуемая схема понижения давления основана на эффекте дросселирования (эффекте Джоуля-Томсона), представляющем собой необратимый адиабатный процесс течения газа по каналу через участок с резким уменьшением эффективной площади проходного сечения (дросселем), сопровождающийся падением давления и изменением температуры истекающего газа.

Температура природного газа на выходе узла редуцирования (T_2) может быть приближенно определена по известному выражению [10]

$$T_2 = T_1 - (P_1 - P_2) \cdot D_i, \quad (1.1)$$

где T_1 , P_1 – соответственно, температура (К) и давление (МПа) газа на входе в узел редуцирования;

P_2 – давление газа на выходе клапана-регулятора, Па;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона природного газа, К/МПа (определяется в зависимости от компонентного состава природного газа и составляет в среднем 4,5 – 5,5 К/МПа).

Выражение (1.1) показывает, что при снижении давления газа в процессе дросселирования на 1 МПа, его температура уменьшится на 4,5 – 5,5 °С. В результате в случаях значительного перепада давления газа на входе и выходе ГРС (от нескольких МПа), охлаждение газа может быть значительным.

Фактически, вследствие достаточно высокой сложности газодинамических процессов, протекающих в клапане-регуляторе при дросселировании, поле распределения температур в высокоскоростном потоке имеет значительную неравномерность с наличием зон переохлаждения, положение которых может быть определено по результатам расчетного моделирования, реализуемого в программных комплексах конечноэлементного анализа.

Особенности распределения температуры в высокоскоростном потоке газа, проходящего через клапан-регулятор прямого действия с поперечным ходом запирающего элемента, показаны на рисунке 1.4. Рассматриваемый клапан-регулятор (рисунок 1.5) имеет следующие рабочие характеристики:

- номинальный диаметр – 250 мм;
- допустимое давление на входе – до 10,0 МПа;
- транспортируемый продукт – природный газ (по ГОСТ 5542 [28]);
- температура продукта – от минус 10 до плюс 60 °С.

Моделирование высокоскоростного газового потока в канале сложной формы выполняется в расчетном комплексе Ansys CFX, обеспечивающем решение задач динамики высокэнергетических потоков методом конечных элементов [9, 40, 77, 89, 97, 98].

Используемая расчетная твердотельная модель, воспроизводящая проточную часть клапана, построена в графическом редакторе AutoCAD, после чего импортирована в рабочую среду Ansys, где выполнено ее разбиение на элементарные фрагменты [9, 76]. При проведении моделирования определены граничные условия, уравнение состояния реального газа, модель турбулентности [50, 100].

При расчетном моделировании использованы следующие исходные данные:

- расход газа – 35 м³/с (при нормальных условиях);
- давление газа на входе в клапан – 4,3 МПа;
- давление на выходе клапана – 0,6 МПа;
- температура газа на входе в клапан – 15 °С.

Результаты моделирования показывают следующее (см. рисунок 1.4) [114]:

- структура потока характеризуется значительной неоднородностью с наличием двух вихревых зон;
- скорость истечения газа через зазор между седлом клапана и затвором значительно превышает скорость звука;
- температура газа на выходе клапана-регулятора составляет в среднем минус 5 °С (снижение температуры составляет 21 °С, что согласуется с результатами расчетной оценки, выполняемой по выражению (1.1));

– в проточной части клапана присутствуют две вихревые зоны, в которых температура газа достигает минус 18 °С.

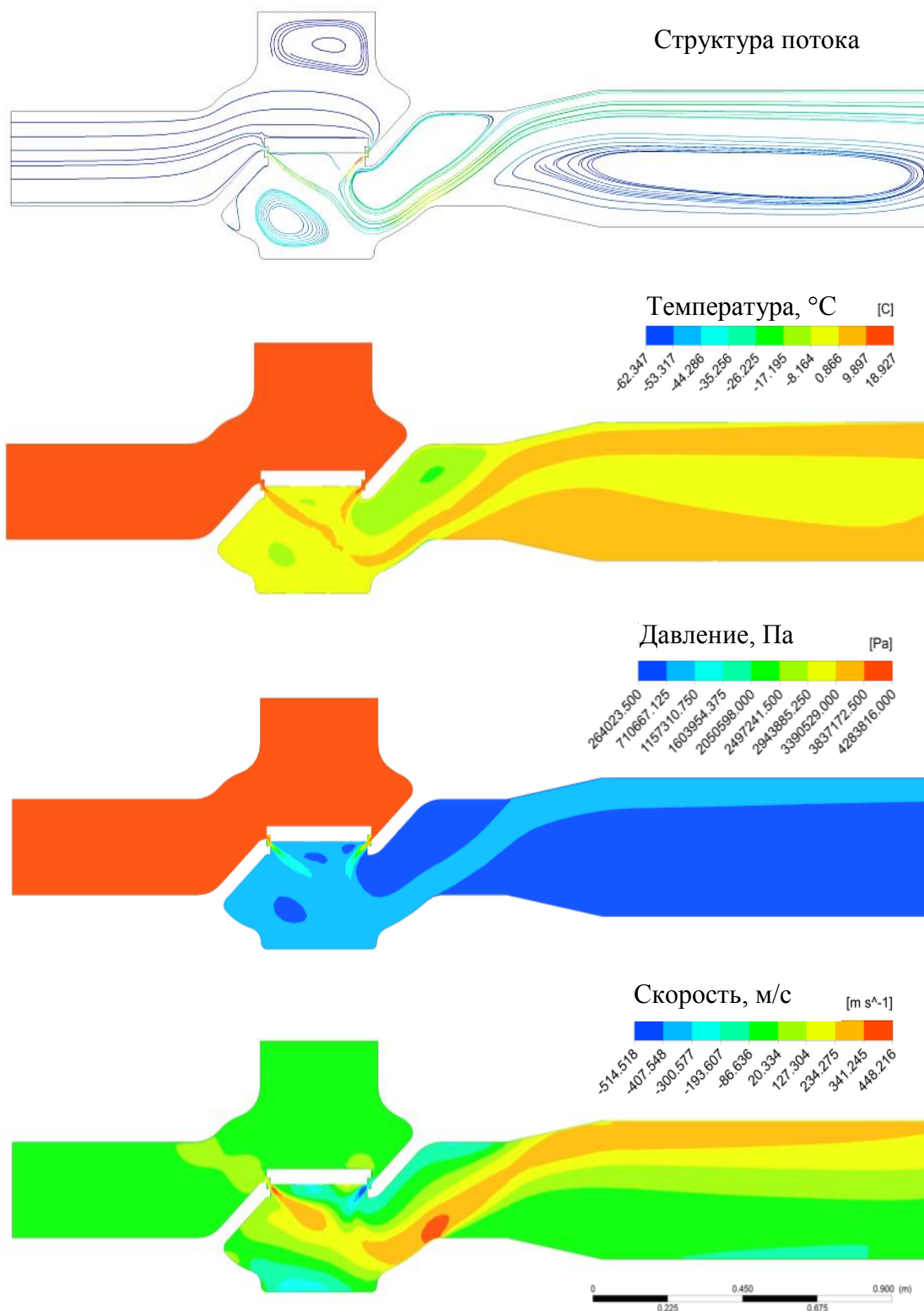
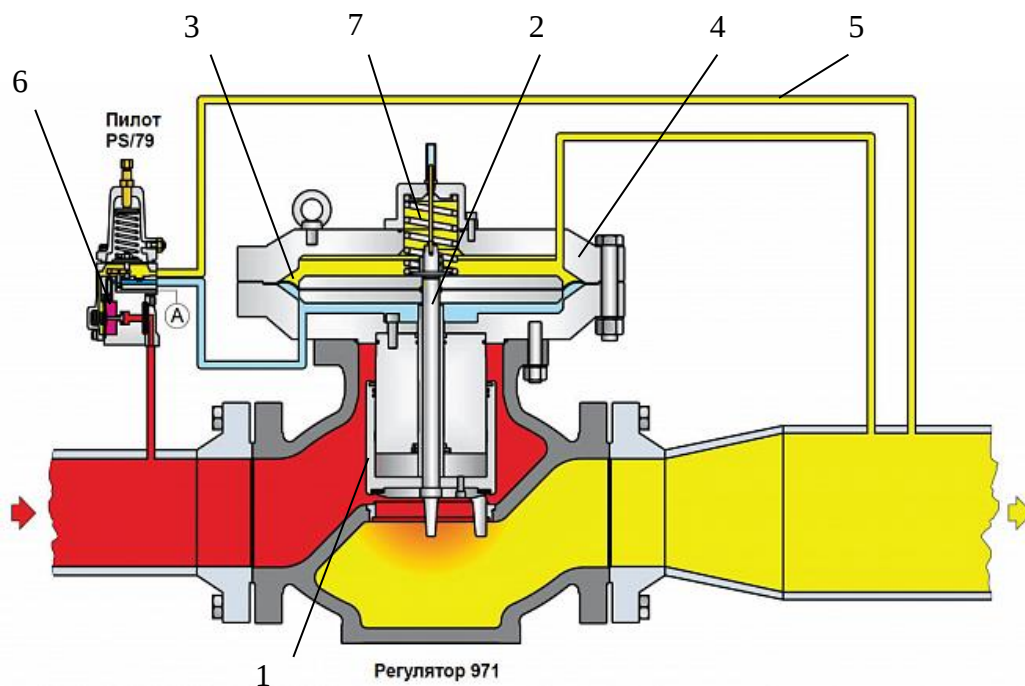


Рисунок 1.4 – Результаты расчетного моделирования процесса истечения высокоскоростного потока сжатого газа через проточную часть несимметричного клапана-регулятора

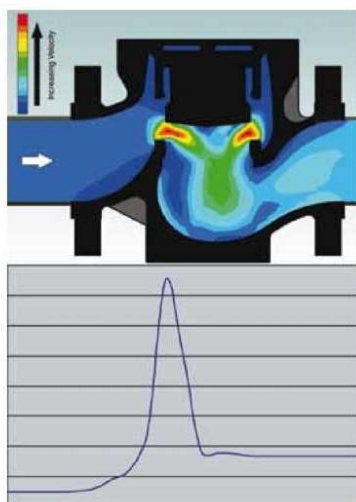


1 – затвор; 2 – шток; 3 – мембрана; 4 – корпус привода; 5 – импульсная трубка;
6 – управляющее устройство; 7 – пружина

Рисунок 1.5 – Клапан-регулятор Tartarini, тип 971 [79]

Полученные результаты согласуются с данными, приводимыми в работах, посвященных исследованиям процессов истечения высокоскоростных потоков через регулирующие устройства (рисунок 1.6). В частности, положение вихревых зон полностью соответствует схеме, приведенной в справочной литературе (см. рисунок 1.6, б) [37, 41, 42].

а



б

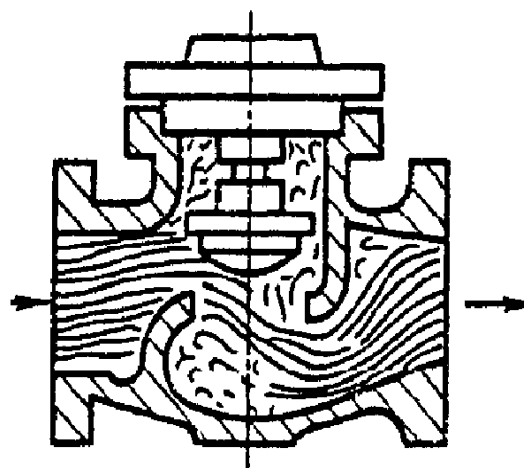


Рисунок 1.6 – Поле распределения скоростей (а) и структура (б) высокоскоростного потока газа, проходящего через несимметричный клапан [37, 41, 42]

1.3 Анализ требований к температуре природного газа на выходе ГРС

Основные задачи мероприятий по поддержанию заданных температурных режимов газа на выходе ГРС [33, 34, 83]:

- предотвращение гидратообразования;
- ограничение интенсивности обмерзания оборудования;
- предотвращение переохлаждения (промерзания) пучинистых грунтов на трассах подземных газопроводов.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации» [84], могут быть выделены два основных критерия, нормирующих температурный режим газа на выходе ГРС:

- температура газа должна поддерживаться в соответствии с ГОСТ 5542-2014 (минимально допустимая температура газа в месте отбора пробы не может быть ниже температуры точки росы по воде и углеводородам) [28];
- температура газа на выходе ГРС должна быть не ниже минус 10 °С (на пучинистых грунтах – не ниже 0 °С).

Также, в соответствии с СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [82], допустимая температура точки росы природного газа (по воде и углеводородам) определяется в зависимости от климатических характеристик региона, в пределах которого осуществляется его транспорт или распределение (таблица 1.1):

- по углеводородам, при давлении транспортируемого газа от 2,5 до 7,5 МПа, для регионов с холодным и умеренным климатом (в зимний период), температура точки росы газа не может быть ниже, соответственно, минус 20 и минус 10 °С;
- по воде, при давлении газа от 3,92 МПа, для регионов с холодным и умеренным климатом (в зимний период), температура точки росы газа не может быть ниже, соответственно, минус 10 и минус 2 °С.

На основании приведенных выше документов могут быть определены следующие требования к температуре газа:

- при транспортировке газа от ГРС к потребителям по газопроводам, проложенным на пучинистых грунтах, температура газа не может быть ниже 0 °С;
- в том случае, если грунты на трассе газопровода непучинистые, минимальная температура соответствует температуре точки росы (по воде или углеводородам), но не может быть ниже минус 10 °С.

Таблица 1.1 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам [82]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Температура точки росы по воде) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: – зимний период – летний период	–10,0 –10,0	–20,0 –14,0
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: – зимний период – летний период	–2,0 –2,0	–10,0 –5,0

Несоблюдение температурных режимов транспортировки газа способствует:

- ограничению пропускной способности газопроводов (частичное или полное перекрытие труб выпадающими кристаллогидратами);
- повреждаемости оборудования (ограничение функциональных свойств, разрушение);
- нарушение теплового режима грунта, взаимодействующего с подземным газопроводом.

1.4 Анализ типовых отказов и нарушения в оборудовании ГРС при несоблюдении температурных режимов транспортировки газа

1.4.1 Гидратообразование

Под гидратообразованием понимают процесс выделения твердой фазы в газообразной сжатой среде, изначально имеющей повышенное влагосодержание и находящейся в определенных условиях (по давлению и температуре). Снижение температуры и давления газа при дросселировании способствует уменьшению упругости содержащихся водяных паров, а также влагоемкости газа, в результате чего происходит образование кристаллогидратов [53]. Условия формирования кристаллогидратов приурочены к зонам, расположенным выше и левее равновесных кривых гидратообразования (рисунок 1.7) [107, 108].

Возможность выпадения конденсата при дросселировании газа на ГРС может быть определена графически, по диаграмме, показанной на рисунке 1.8 [108]. Для этого определяют температуру газа для промежуточных значений давления в диапазоне, между входным и выходным давлением клапана-регулятора (например, при рабочем перепаде давления 5,5 – 1,2 МПа, задают промежуточные значения 4; 3 и 2 МПа). Начальная зада-

ваемая температура соответствует температуре газа на входе в клапан-регулятор. Расчет температуры газа для задаваемых промежуточных значений давления выполняется по условию – при снижении давления на 0,182 МПа газ охлаждается на 1 °С (например, при начальном давлении 5,5 МПа газ имеет температуру 20 °С, при снижении давления на 1,5 МПа до 4 МПа газ охладится на величину, равную $1,5 \text{ МПа} / 0,182 \text{ МПа}/^{\circ}\text{C} = 8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, и его температура составит 12 °С).

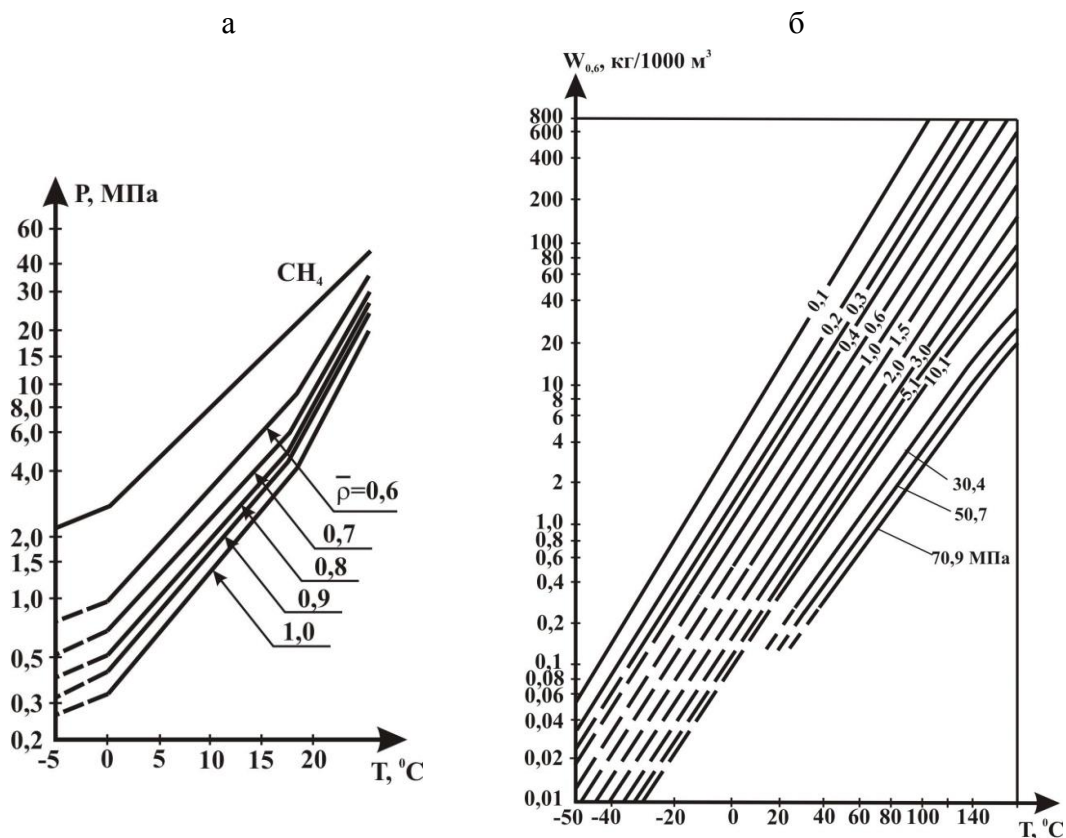


Рисунок 1.7 – Диаграммы температуры гидратообразования для сжатых газов с различной относительной плотностью (а) и абсолютной объемной влажности для метана (б) [107, 108]

На диаграмме зависимости влагосодержания насыщенного газа от температуры и давления, формируют кривую, определяющую условия образования кристаллогидратов (точки кривой располагаются в местах пересечения вертикальных линий, поднимаемых от шкалы температуры и наклонных линий, определяющих промежуточное значение давления).

В случаях, если значение влагосодержания насыщенного газа, соответствующее температуре точки росы, расположено в пределах области, под полученной кривой, газ в процессе дросселирования будет становиться ненасыщенным и гидратообразования про-

исходить не будет. Если же показатель влагосодержания превышает минимум кривой, то в газе возможна конденсация влаги, а также образование кристаллогидратов.

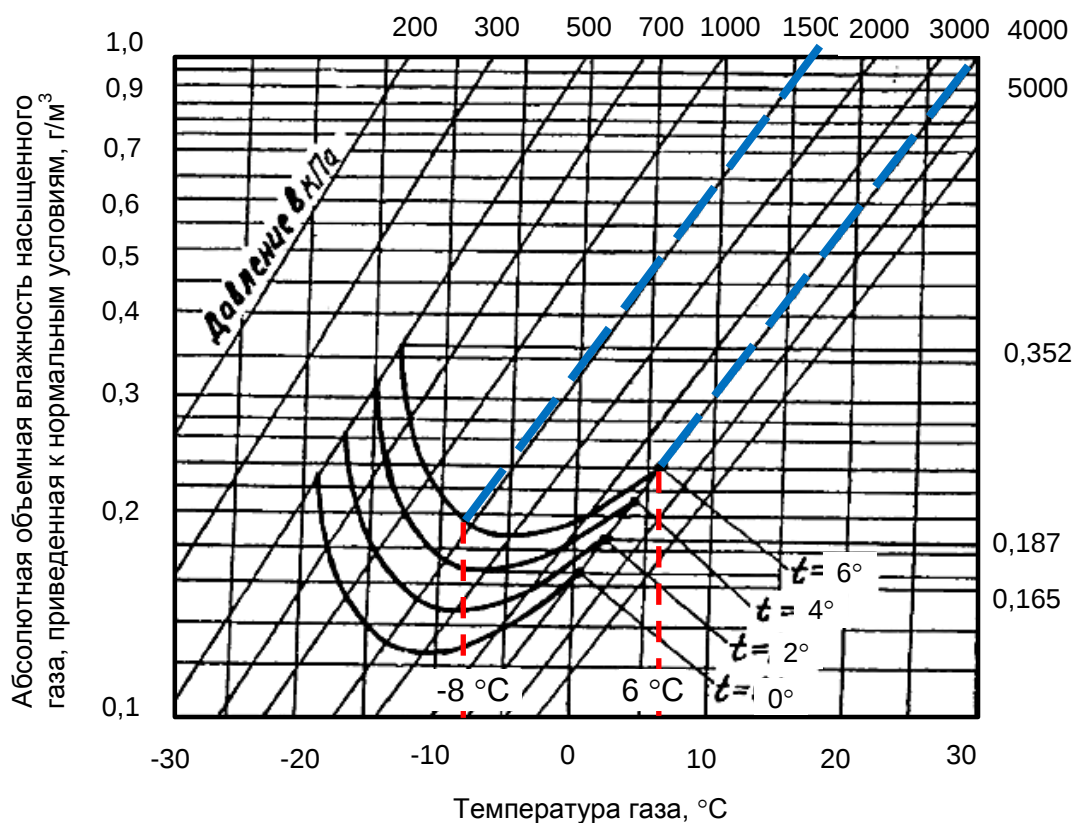


Рисунок 1.8 – Диаграмма расчета необходимой температуры нагрева газа для предотвращения гидратообразования [108]

Для предотвращения гидратообразования выполняют:

- нагрев газа на величину Δt , при которой кривая влагосодержания насыщенного газа при дросселировании будет расположена выше показателей влагосодержания насыщенного газа на входе в клапан-регулятор;
- ввод в газопроводы специальных реагентов-ингибиторов гидратообразования (метанола, этиленгликоля).

1.4.2 Газ природный, поставляемый потребителям, анализ требований к качеству

В соответствии с ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия» [67] (в настоящее время не действует), к газам горючим природным, поставляемым в МГ, относились газы после установок промысловой и (или) заводской обработки, получаемые:

- с газовых месторождений (сухой газ);
- газоконденсатных месторождений (сухой отбензиненный газ);

– нефтяных месторождений (попутный газ).

По ОСТ 51.40-93 [67] для поставляемого в газопроводы газа были определены требования, приведенные в таблице 1.2. В рассматриваемом случае, основными показателями качества природного газа являлись его теплотворная способность, устанавливаемая на уровне не ниже 32,5 МДж, а также содержание сероводорода, меркаптановой серы, кислорода. Содержание углеводородов от C_3 и выше, а также паров воды нормировалось косвенно, по температуре точки росы для газовой смеси.

Таблица 1.2 – Характеристики природного газа, поставляемого в магистральные газопроводы по ОСТ 51.40-93 [67]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов			
	Умеренный		Холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы газа по влаге, °С, не выше	–3	–5	–10	–20
Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	0	0	–5	–10
Температура газа, °С	Температура газа на входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)
Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	32,5	32,5
Примечание – Значения в скобках были действительны до 01.01.2004.				

В 2008 г. ОСТ 51.40-93 [67] был заменен на СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» [82]. Нормативный документ определяет требования на горючий природный газ, получаемый с промыслов, подземных хранилищ и газоперерабатывающих заво-

дов и поставляемый в МГ. Требования, проявляемые к транспортируемому по МГ природному газу, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристики природного газа, поставляемого в магистральные газопроводы по СТО Газпром 089-2010 [82]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	Умеренный	Холодный
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше:		
– зимний период	–10,0	–20,0
– летний период	–10,0	–14,0
Температура точки росы по углеводородам (ТТР _у) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:		
– зимний период	–2,0	–10,0
– летний период	–2,0	–5,0
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,020)	
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)	
Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030 (0,070)	
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	
Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	

В требованиях к качеству природного газа, определенных в СТО Газпром 089-2010 [82], были снижены минимальное значение температуры точки росы по воде и углеводородам, минимальная теплотворная способность, допустимая концентрация кислорода; введено ограничение по содержанию твердых (пылевых) частиц.

Кроме того, в качестве контрольного показателя была введена величина платности газа без указания допустимого фактического диапазона значений [66].

Как в первом (ОСТ 51.40-93 [67]), так и во втором (СТО Газпром 089-2010 [82]) рассматриваемых нормативных документах отсутствуют граничные показатели допустимой концентрации основных компонентов. При этом увеличение минимальной температуры точки росы, а также снижений теплотворной способности говорит об ужесточении требований к содержанию углеводородов от C_2 и выше (увеличение содержания углеводородов C_2 , C_3 и т.д. способствует увеличению теплотворной способности природного газа).

Требования к природному газу также определены в ГОСТ 5542-2014 [28]. Значения контрольных показателей, определяющие качество поставляемого газа, соответствуют данным, приведенным в СТО Газпром 089-2010 [82] (допустимая концентрация кислорода соответствует ОСТ 51.40-93 [67]). В документе также отсутствуют требования к содержанию углеводородов от C_2 и выше, при этом обозначено обязательное определение их фактической концентрации. Также менее конкретизированы требования к температуре точки росы по углеводородам и воде (указано, что данная температура должна быть ниже температуры газа в точке отбора пробы).

Первоначально (ОСТ 51.40-93 [67]) к газам, допускаемым к транспорту по МГ, относились:

- сухой газ (газ горючий природный);
- сухой отбензиненный газ;
- попутный нефтяной газ (при условии предварительной подготовки).

В дальнейшем терминология стала более общей (СТО Газпром 089-2010 [82]), при этом следует предположить, что перечень разновидностей допускаемого к магистральному трубопроводному транспорту природного газа остался прежним. В частности, в СТО Газпром 041-2008 «Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения» [87] к газу, подаваемому в МГ, может быть отнесен горючий природный газ из всех видов месторождений углеводородного сырья (газовых, газоконденсатных, нефтяных), а также из подземных хранилищ газа, прошедший технологические операции для обеспечения его однофазного транспортирования по МГ, показатели качества которого отвечают требованиям соответствующего нормативного документа.

В ГОСТ Р 54973-2012 «Переработка попутного нефтяного газа» [32] под термином «сухой отбензиненный газ» понимается товарный газ, поставляемый в МГ после установок подготовки и соответствующий требованиям потребителя или определенной нормативной документации, в том числе по регламентированным значениям точки росы по воде

и углеводородам (обеспечение однофазности газовой смеси). Также указано, что попутный нефтяной газ или отбензиненный попутный нефтяной газ – это газ, полученный в результате отбензинивания попутного нефтяного газа и соответствующий качеству, приемлемому для поставки в газотранспортную сеть, использования на собственные нужды или направления на дальнейшую переработку.

Анализ приведенных нормативных документов показывает следующее:

а) по МГ могут транспортироваться газы, полученные на газовых, газоконденсатных, нефтяных месторождениях, из подземных хранилищ газа, полученные на предприятиях газопереработки;

б) ключевые условия обеспечения возможности транспорта газа по МГ:

– соответствие контрольных показателей, значениям, указанным в СТО Газпром 089-2010 [82], ГОСТ 5542-2014 [28];

– возможность однофазного транспортирования (ГОСТ 5542-2014 [28]);

в) требования к компонентному составу газа по углеводородам отсутствуют, предполагается косвенная оценка по температуре точки росы (по углеводородам и воде).

1.4.3 Анализ температуры точки росы товарного природного газа по углеводородам и воде

В соответствии с СТО Газпром 5.4-2007 «Газ горючий природный. Методика расчета температуры точки росы по углеводородам» [86] температурой точки росы природного газа является температура, при превышении которой (при определенном давлении) в газовой смеси не образуется жидкая фаза (содержащая углеводороды или воду).

Оценка влияния содержания этана на процесс конденсации углеводородов и воды при охлаждении газовой смеси выполнена расчетными методами [99], реализованными с помощью автоматизированных программных алгоритмов [99]. В качестве модельной среды используются четыре газовых смеси, идентичных по содержанию углеводородов от C_3 и выше, азоту, кислороду, углекислому газу и воде. Компонентный состав модельных газовых смесей приведен в таблице 1.4.

На первом этапе выполнена расчетная оценка температуры точки росы по углеводородам для модельной газовой среды, по компонентному составу примерно соответствующей природному газу. Результаты расчета приведены на рисунке 1.9. Полученные данные подтверждают адекватность принимаемой расчетной модели (полный переход модельной среды от газообразного к жидкому состоянию при атмосферном давлении происходит при охлаждении до температуры минус 161 – минус 163 °С, что соответствует температуре конденсации метана).

Таблица 1.4 – Компонентный состав модельной газовой смеси

Углеводороды, содержание %					Прочие компоненты, содержание %			
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	O ₂	H ₂ O
98,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,5	0,02	0,1	0,09
95,0	4,0							
90,0	9,0							
85,0	14,0							

Условия, при которых находится модельная среда, следующие:

- температура – от минус 105 до 20 °С;
- давление – от 1 до 5 МПа.

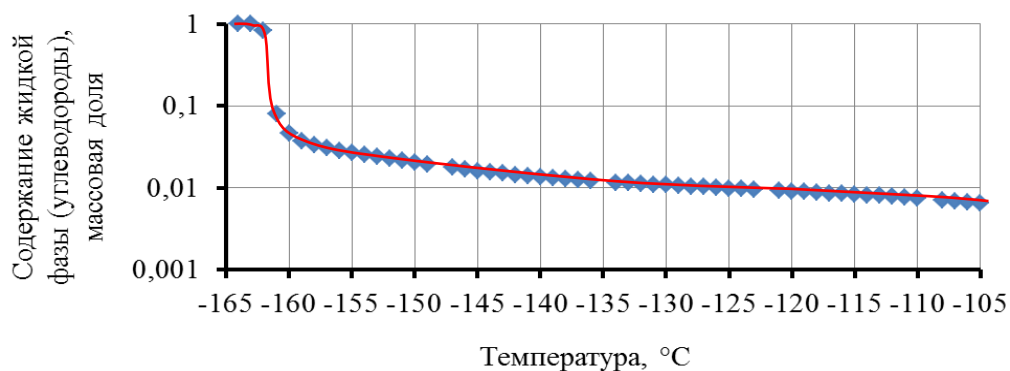
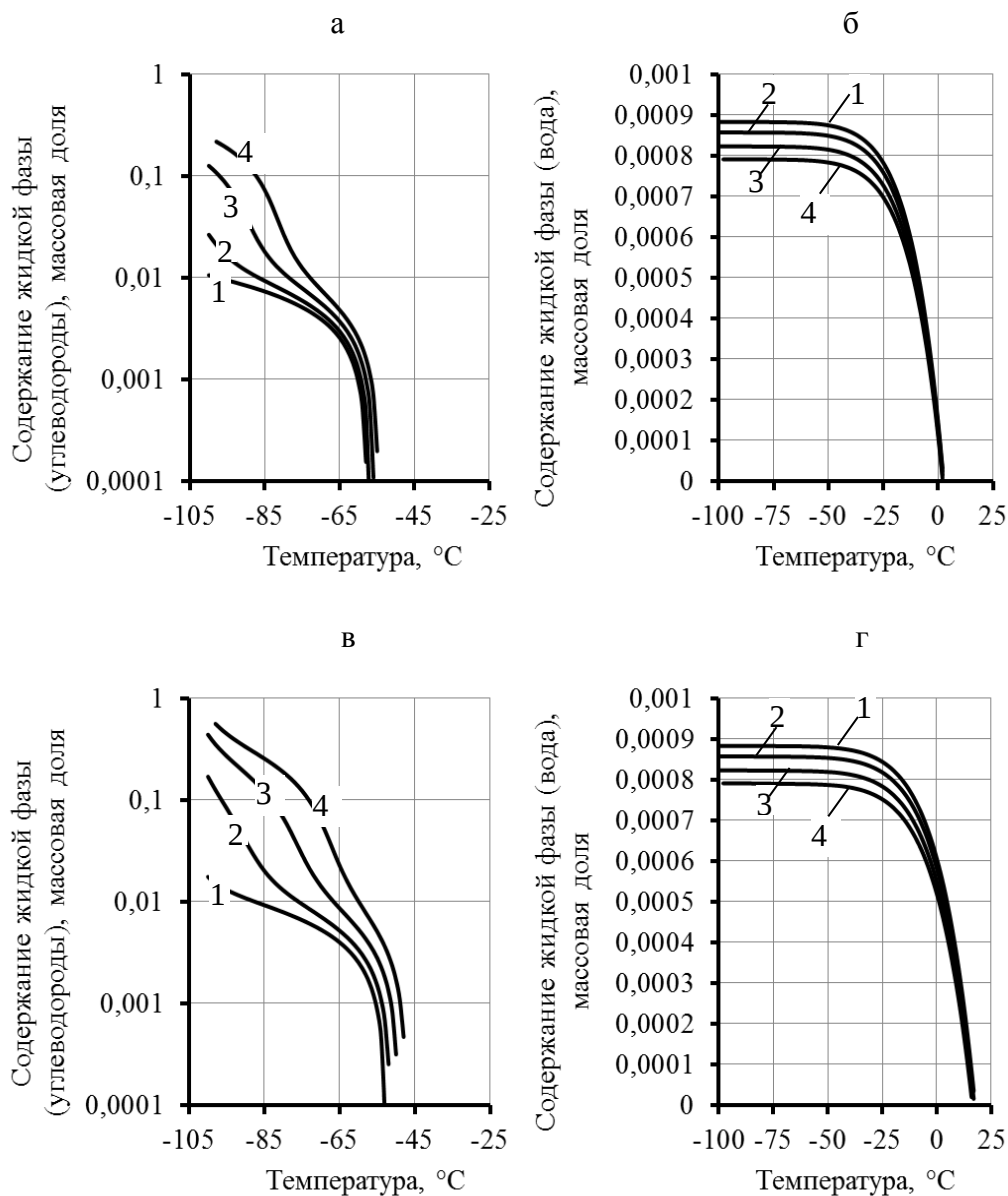


Рисунок 1.9 – Результаты расчетной оценки содержания жидкой фазы (по углеводородам) в газовой смеси исходного состояния при атмосферном давлении

Результаты расчета содержания жидкой фазы в модельных газовых смесях при последовательном увеличении содержания этана и снижения содержания метана приведены на рисунках 1.10 и 1.11. В результате проведенных расчетов установлено следующее:

– при увеличении содержания этана от 0,5 до 14 % и соответствующем снижении содержания метана от 98,5 до 85 % в диапазоне давлений от 1 до 5 МПа наблюдается повышение температуры начала конденсации жидких углеводородов от минус 55 до минус 45 °С, при этом смещение температуры конденсации в положительную сторону тем выше, чем больше давление, при котором находится газовая смесь;

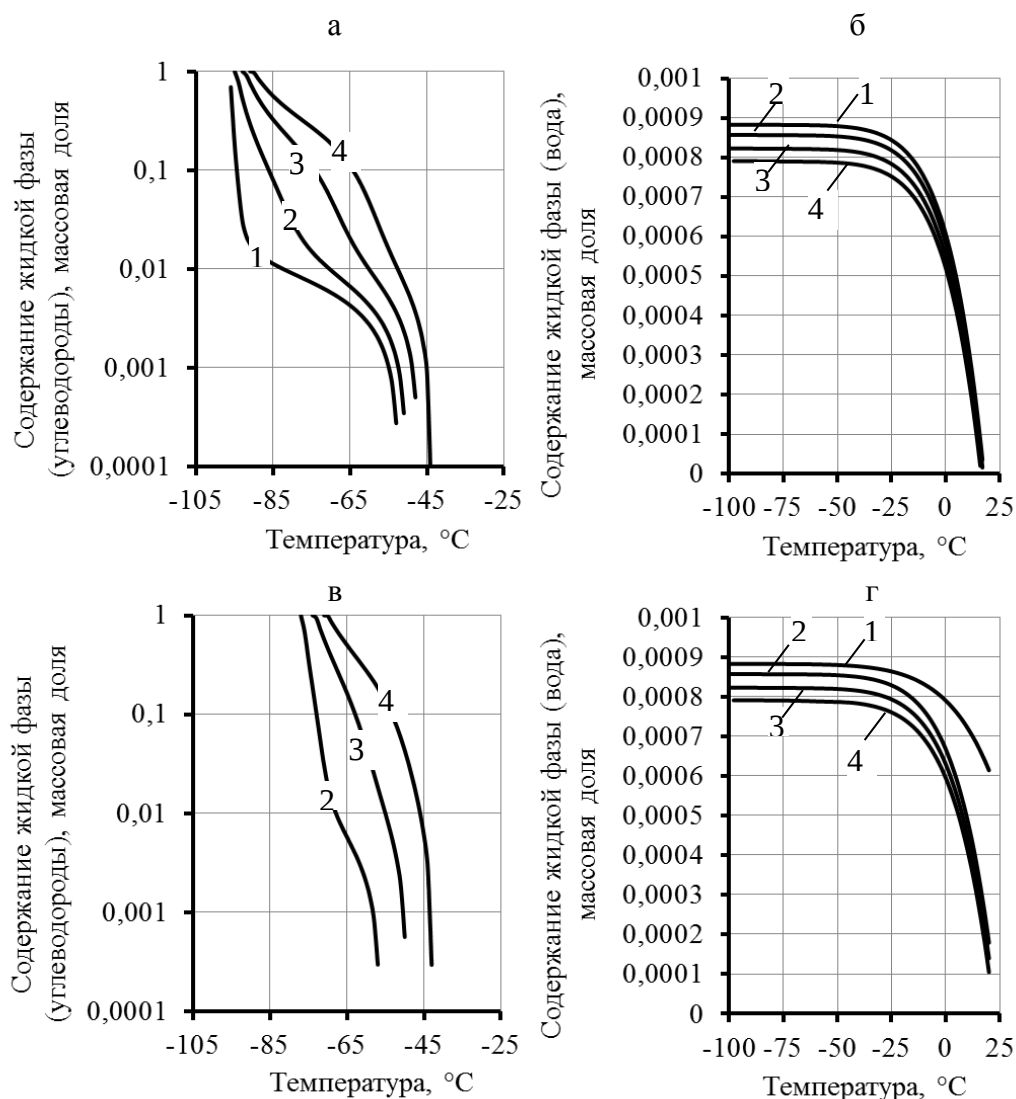
– температура начала конденсации воды в большей степени зависит от давления. При этом вне зависимости от давления с увеличением содержания этана содержание жидкой водяной фазы снижается.



1 – содержание метана 98,5 %, этана 0,5%; 2 – содержание метана 95 %, этана 4 %; 3 – содержание метана 90 %, этана 9 %;
4 – содержание метана 85 %, этана 14 %

Рисунок 1.10 – Результаты расчетной оценки содержания жидкой фазы в газовой смеси при давлении 1 МПа (а, б) и 2 МПа (в, г)

Расчетное моделирование процесса охлаждения модельной газовой смеси, соответствующей по составу природному газу с различным содержанием метана и этана показывает, что для рассматриваемого диапазона концентраций ключевых компонентов, образование жидкой фазы (углеводородной) возможно только в случае интенсивного охлаждения, как правило, не реализуемого при стандартной технологии трубопроводного транспорта газа.



1 – содержание метана 98,5 %, этана 0,5 %; 2 – содержание метана 95 %, этана 4 %; 3 – содержание метана 90 %, этана 9 %; 4 – содержание метана 85 %, этана 14 %

Рисунок 1.11 – Результаты расчетной оценки содержания жидкой фазы в газовой смеси при давлении 3 МПа (а, б) и 5 МПа (в, г)

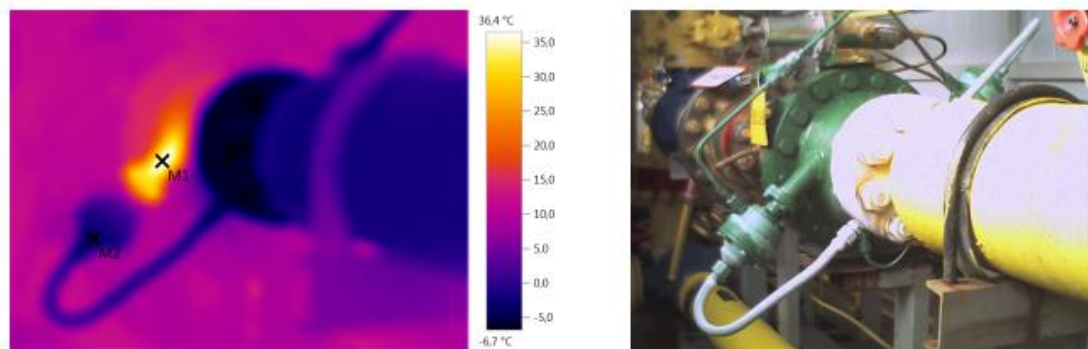
1.4.4 Оценка работоспособности технологического оборудования ГРС при транспортировке газа с отрицательной температурой

Несоблюдение температурных режимов газа на выходе ГРС способствует обледенению (обмерзанию) регулирующих и запорных устройств, контрольно-измерительных приборов, трубопроводных сетей, что значительно усложняет эксплуатацию ГРС.

Возможные нарушения работы регулирующего оборудования на ГРС при обмерзании выражаются в следующем [13, 14]:

- замерзании конденсата в импульсных трубках системы регулирования давления и расхода, во внутренних полостях привода затвора (при отсутствии фильтров-осушителей в линии отбора импульсного газа, высокой влажности подаваемого на ГРС газа);
- обмерзании запирающей группы (образование на затворе и седле твердых отложений кристаллогидратов);
- нарушении герметичности в местах соединений (температурная деформация металла, снижение эластичности, повышение жесткости уплотняющих элементов);
- заклинивании подвижных элементов (температурная деформация материала, снижение вязкости и текучести смазочных материалов).

В целом регулирующее оборудование ГРС (современные модели клапанов-регуляторов) отличаются достаточно высокой работоспособностью даже в условиях обмерзания (заявленный производителями температурный диапазон ограничен минимальной температурой минус 40 °С) и фактически, примеры нарушения работоспособности регуляторов встречаются достаточно редко. В то же время на сегодняшний день имеются промышленные образцы клапанов-регуляторов, в которых для устранения обмерзания предусмотрены встроенные подогреватели, работающие на вихревом эффекте (РДУ-Т, см. рисунок 1.12) [18].



Параметры изображения:
 Коэффициент излучения: 1,00
 Отраж. темп. [°C]: 20,0

Выделение изображений:

Измеряемые объекты	Темп. [°C]	Излуч.	Отраж. темп. [°C]	Примечания
Точка измерения 1	36,2	1,00	20,0	-
Точка измерения 2	-3,7	1,00	20,0	-
Точка измерения 3	-6,4	1,00	20,0	-

Рисунок 1.12 – Особенности функционирования (термограмма) системы подогрева клапана-регулятора РДУ-Т, основанной на вихревом эффекте [18]

Основные негативные последствия обмерзания шаровых кранов:

- промерзание, обледенение механизма привода крана с возможным заклиниванием (за счет снижения текучести смазочных материалов и гидравлических жидкостей, замерзания влаги во внутренних полостях корпуса);
- замерзание конденсата в трубках импульсного газа;
- снижение характеристик уплотняющих элементов, нарушение герметичности разъемных соединений.

Фактически негативный эффект обмерзания кранов также не имеет широкого распространения. Как правило, используемые при изготовлении кранов (с ручным или механизированным приводом) материалы сохраняют работоспособность в условиях низких температур и имеющие место отказы обусловлены, прежде всего, несоответствующим качеством применяемых материалов (смазок, масел, пластиков и полимеров).

Контрольно-измерительное оборудование является наиболее уязвимым элементом ГРС в случае несоблюдения температурных режимов редуцирования газа. Отказы в основном обусловлены:

- отказом электронных блоков, элементов питания, средств индикации при переохлаждении, обмерзании, конденсации влаги внутри корпусов устройств;
- повреждением аналоговых манометров при замерзании конденсата внутри пружинных трубок;
- замерзанием конденсата в импульсных трубках приборов.

Опыт эксплуатации ГРС показывает, что конструктивное исполнение оборудования, задействованного в основном технологическом процессе ГРС, допускает его эксплуатацию в условиях низких температур без риска потери работоспособности. Одновременно с этим, при эксплуатации ГРП в сетях среднего и низкого давления достаточно широко распространены отказы, обусловленные обмерзанием регулирующего оборудования. Указанная проблема также может иметь место при эксплуатации оборудования отбора газа для собственных нужд ГРС, которое обычно построено на основе серийных узлов ГРП.

Нарушения в работе ГРП (оборудовании отбора газа для собственных нужд ГРС) обычно связаны с отказами регуляторов давления в зимние периоды при низких температурах воздуха [39]. К наиболее уязвимым в условиях переохлаждения деталям регуляторов давления следует отнести мембраны и полимерные (резиновые, пластиковые) детали, эластичность которых при охлаждении значительно снижается, что приводит как к росту погрешности измерения, так и к разрушению указанных деталей и мембран с серьезными аварийными последствиями.

Конденсация и замерзание присутствующей в газе влаги способствует следующим отказам регуляторов [13, 14]:

- примерзанию мембраны и прекращению регулирования;
- обмерзанию резиновых уплотнений и потере герметичности основного и предохранительных клапанов регулятора.

Опыт эксплуатации регулирующих клапанов ГРП показывает, что при отсутствии сконденсированной влаги в газе низкие температуры (от минус 30 °С и ниже) способствуют разрушению (растрескиванию) мембран и пластиковых деталей. Особенно часто отказы подобного рода отмечаются у комбинированных регуляторов давления, размещаемых в неотапливаемых боксах и работающих в условиях циклической подачи газа, определяемой режимами работы газовых котлов [51].

Характерный вид повреждений основных элементов регуляторов давления при эксплуатации при низких температурах (при высоком влагонасыщении газа) приведены на рисунке 1.13.

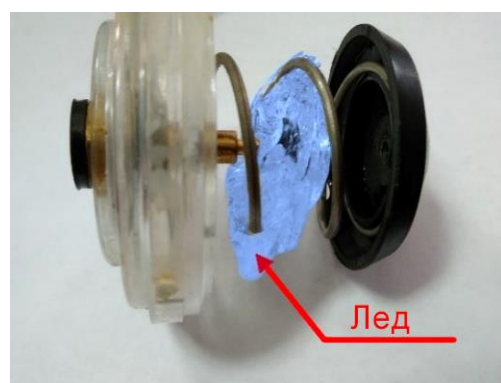
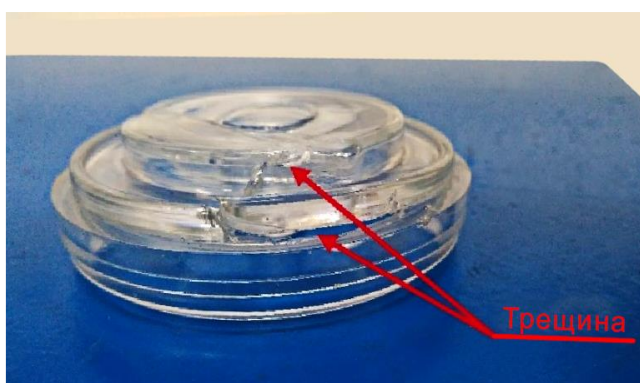


Рисунок 1.13 – Характерные повреждения клапанов-регуляторов ГРП при работе в условиях низких температур (разрушение резиновых, пластиковых элементов, образование льда) [13, 14]

1.4.5 Анализ факторов образования гидратов в газопроводах-подключениях и трубопроводной обвязке ГРС

В качестве основных факторов образования газогидратов в газопроводах следует выделить:

- наличие воды в газе;
- низкая (отрицательная) температура транспортировки газа;
- высокое рабочее давление.

При определенных условиях пары воды могут переходить в твердое агрегатное состояние без промежуточной жидкой фазы [43, 44, 47, 48, 61, 94, 101], соответственно, температура точки росы осушенного газа (показатель качества) разделяется на температуру по твердым кристаллогидратам (TTR_{Γ}) и температуру по жидкой воде ($TTR_{\text{в}}$). Для поставляемого потребителям подготовленного природного газа значение TTR_{Γ} должно превышать $TTR_{\text{в}}$ на несколько градусов Цельсия.

Факторы появления воды в полости газопровода-подключения следующие [61]:

- недостаточная эффективность мероприятий по удалению воды после гидравлических испытаний газопровода-подключения;
- поступление из МГ паров воды и их конденсация (кристаллизация), вследствие изменения термобарических условий в газопровode-подключении (например, при интенсивном охлаждении наземных участков газопровода-подключения в условиях пониженной температуры окружающего воздуха).

В первом случае для предупреждения образования гидратов необходимо повышения качества мероприятий по осушке полости газопровода-подключения после ремонта. Во втором – минимизация интенсивности фактора естественного охлаждения газопроводов-подключений.

Известно, что заглубление газопроводов диаметром до 1020 мм (до верха трубы) должно составлять не меньше 0,8 м. В указанных условиях охлаждение газопровода-подключения будет обусловлено промерзанием грунта. Значительное охлаждение газопроводов-подключений в условиях, характеризуемых пониженной температурой окружающего воздуха, будет наблюдаться на участках воздушных переходов. На стенках охлажденного газопровода-подключения может начаться конденсация (в жидкой фазе или в виде кристаллогидратов, в зависимости от TTR_{Γ} и $TTR_{\text{в}}$). Аналогичное явление имеет место на территории ГРС, в наземной трубопроводной обвязке до устройств подогрева [47].

В указанных случаях реализуется следующий механизм появления и накопления воды (жидкой фазы) в полости газопровода. В зимнее время на участках интенсивного

охлаждения газопровода-подключения, начинается конденсация (кристаллизация) гидратов. При вводе метанола происходит разрушение кристаллогидратов с формированием водометанольного раствора, накапливаемого в пониженных участках трассы газопровода-подключения. При значительном снижении пропускной способности газопровода-подключения (с формированием перепада давления на участке накопления гидратов), выполняют экстренный ввод метанола. При относительно небольшом объеме гидратов, образование которых не вызывает значительного перепада давления, ввод метанола выполняют по графику профилактической заливки, при этом сформированная водометанольная смесь, перемещаясь с потоком газа, накапливается на пониженных участках газопровода-подключения. В процессе функционирования газопровода-подключения из скопившейся водометанольной смеси будет происходить испарение метанола с переходом воды в кристаллическое состояние на месте или переносом парообразной воды с газом с последующей конденсацией на участках с пониженной температурой (например, в наземной трубопроводной обвязке ГРС, крановых узлах и пр.).

Для предотвращения отказов, обусловленных формированием кристаллогидратов, необходимы мероприятия по контролю наличия паров воды в газе, транспортируемом по газопроводу-подключению. Стандартный метод контроля заключается в измерении ТТР газа, отбираемого на входе и выходе газопровода-подключения. Повышение содержания воды в отбираемых контрольных образцах будет свидетельствовать о наличии воды в газопроводе-подключении.

Как было указано ранее, к факторам образования гидратов также относится высокое рабочее давление в газопроводе-подключении. В частности, известен случай, когда для уменьшения вероятности гидратообразования на одном из газопроводов-подключений в период отопительного сезона было принято решение об уменьшении рабочего давления газа с 6,0 до 3,5 МПа. В результате, фиксируемые ранее случаи снижения пропускной способности газопровода-подключения вследствие образования гидратов, после реализации решения по уменьшению рабочего давления, больше не наблюдались.

Для предотвращения гидратообразования в трубопроводной обвязке ГРС могут быть использованы следующие технические решения:

- устранение участков сужения трубопроводной обвязки (как вероятных мест формирования гидратных пробок);
- теплоизоляция наземных трубопроводов высокого давления перед устройствами подогрева (особенно, в условиях малых расходов газа (рисунок 1.14)).

Для предотвращения гидратообразования в газопроводах-подключениях также могут быть использованы следующие технические решения:

- реконструкция балочных переходов газопроводов-подключений в подводные переходы, устранение надземных участков;
- повышение глубины заложения газопровода-подключения.

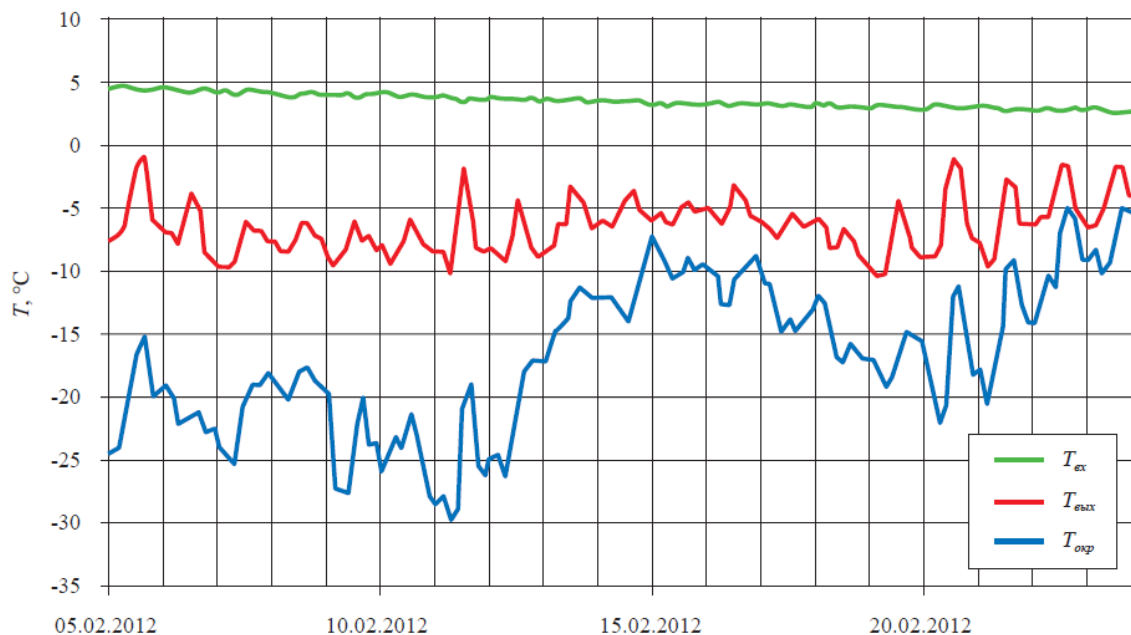


Рисунок 1.14 – Изменение температуры газа на входе и выходе наземного трубопровода ГРС высокого давления (малой протяженности) перед подогревателем [47]

Снижение интенсивности гидратообразования также может быть достигнуто за счет повышения температуры газа на выходе компрессорных станций за счет исключения технологической операции по охлаждению газа на аппаратах воздушного охлаждения. Указанное решение позволит обеспечить подачу газа в газопроводы-подключения с повышенной температурой. При этом, как было указано, при значительной протяженности газопроводов-подключений, особенно в условиях малых расходов, указанное решение не будет эффективным в достаточной мере.

1.4.6 Морозное пучение грунтов

Повреждаемость трубопроводов ГРС может быть обусловлена их перемещением, обусловленным морозным пучением вмещающих грунтов.

В результате морозного пучения грунтов и перемещения трубопроводной обвязки, в кольцевых сварных швах, фасонных деталях (отводах, тройниках), а также прочих элементах, являющихся концентраторами механических напряжений, возможно образование трещин.

Наиболее значительные нагрузки от сил морозного пучения проявляются на участках резкой перемены грунтовых условий, выражаемой:

- в переменной глубине заложения фрагментов трубопроводной обвязки;
- неполной засыпке траншей на отдельных участках;
- применении при засыпке подземных элементов трубопроводной обвязки грунтов различных типов.

Наиболее опасными, с точки зрения интенсивности воздействия сил морозного пучения, являются участки перехода трубопроводной обвязки от надземной (с закреплением на опорах) к подземной прокладке (рисунок 1.15).

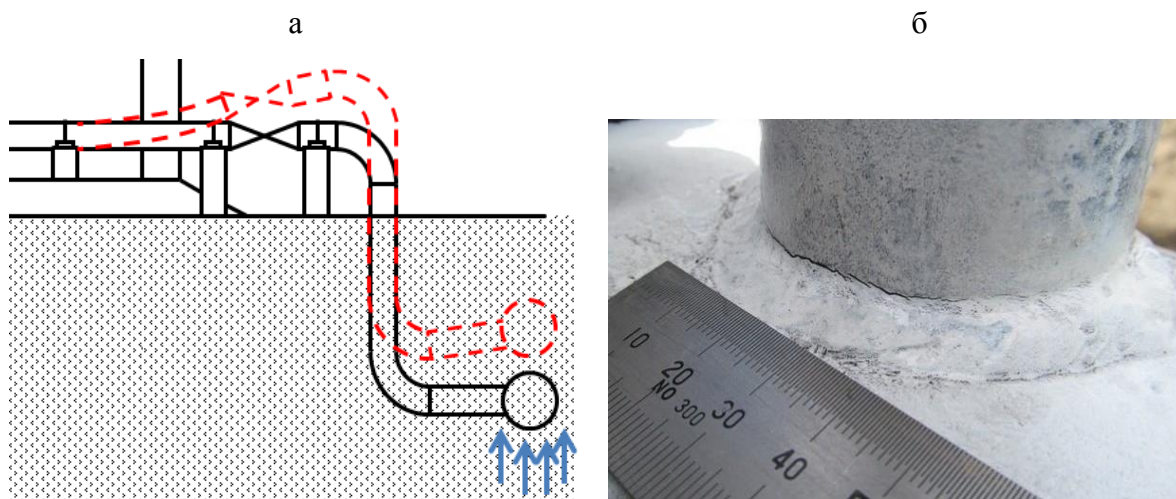


Рисунок 1.15 – Схема деформации ТПО ГРС на участке перехода линий редуцирования в подземный коллектор при промерзании пучинистых грунтов (а) и характерный дефект сварного шва на участке деформации (фотоизображение из общедоступных источников) (б)

На газопроводах среднего давления, соединяющих ГРС с ГРП, морозное пучение грунтов может способствовать возникновению следующих нарушений и отказов:

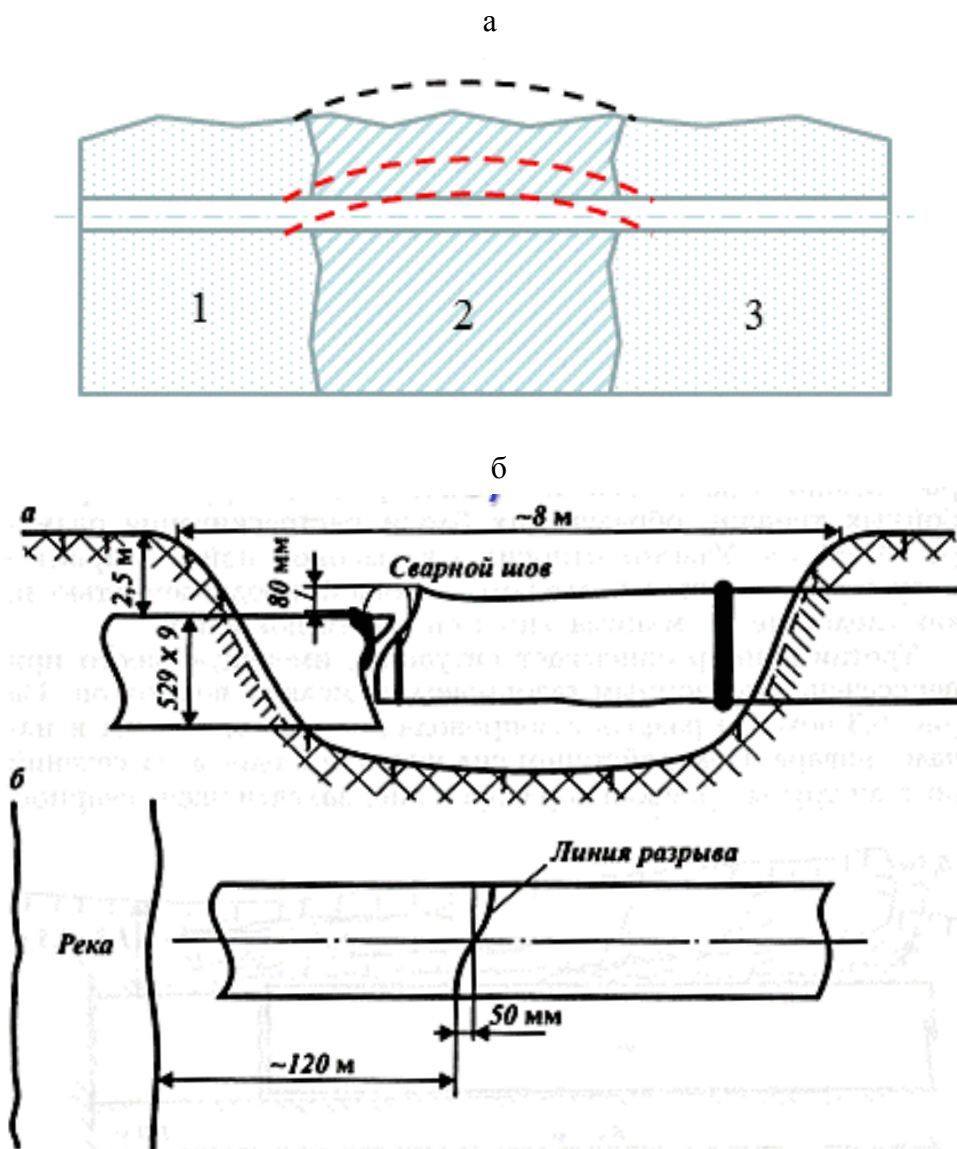
- нарушение устойчивого положения (выпучивание газопроводов, всплытие на переходах через водные преграды при обмерзании труб);
- разрушение труб.

Опасность процесса пучения обусловлена, прежде всего, его неоднородностью по трассе газопровода, связанной с неравномерностью (дискретностью) грунтовых условий, разной глубиной заложения стыкуемых участков, вымыванием грунта засыпки. Максимальные нагрузки на газопровод возникают на границах участков с различными грунтовыми условиями, в условиях одновременного жесткого защемления перемещения трубы.

Наиболее негативные последствия морозного пучения грунтов – разрушение газопроводов. Очевидно, что интенсификация процесса промерзания будет приходиться на

зимний период, сопровождающийся повышенным отбором газа, а следовательно, и интенсивным охлаждением грунта, контактирующим с газопроводом, за счет одновременного воздействия двух процессов (промораживающего воздействия газопровода и естественного промерзания).

На рисунке 1.16 показан пример разрушения газопровода диаметром 529 мм силами морозного пучения на пересечении с малой водной преградой (В.В. Харионовский) [106].



1, 3 – непучинистый грунт; 2 – пучинистый грунт

Рисунок 1.16 – Пример разрушения газопровода диаметром 529 мм силами морозного пучения на пересечении малой водной преграды (а, б) [105]

Под действием сил морозного пучения в сечении трубы произошел разрыв, захвативший кольцевой сварной шов, с подъемом фрагмента трубы вверх. При этом, защем-

ленные в мерзлом непучинистом грунте участки газопровода сохранили свое первоначальное положение. В результате описываемого инцидента, в отопительный период было прервано газоснабжение крупного населенного пункта.

1.5 Анализ промышленной технологии нагрева газа на ГРС

1.5.1 Технология нагрева газа на ГРС

Для устранения рисков, обусловленных транспортом газа с отрицательной температурой, в состав оборудования ГРС введены подогреватели газа, в качестве энергоносителя использующие природный газ, отбираемый из трубопроводов, реализующих основной технологический процесс ГРС.

В общем случае, подогреватели газа ГРС выполнены по стандартной схеме и включают в свой состав следующие основные блоки [1, 2, 46]:

- блок подогрева газа, выполненный в виде кожухотрубчатого газожидкостного теплообменника;
- теплогенератор, обеспечивающий сжигание топливного газа и передачу получаемой тепловой энергии промежуточному теплоносителю, в качестве которого обычно выступает водный раствор диэтиленгликоля;
- блок теплопередачи, содержащий объем промежуточного теплоносителя, а также оборудование системы принудительной циркуляции промежуточного теплоносителя (подогреватели последнего поколения);
- блок автоматики, обеспечивающей регулирование режимов работы подогревателя в зависимости от фактической загрузки ГРС.

Кроме теплогенераторов, работающих на природном газе, существуют модели нагревательных устройств, реализующие другие принципы нагрева, например электрический или электроиндукционный, однако большого распространения, в силу ряда объективных причин (высокий расход электроэнергии, необходимость наличия электросетей высокой мощности и пр.), подобные устройства не получили. Также в настоящее время достаточно большое внимание уделяется нетрадиционным методам обеспечения заданных температурных режимов газа, например с помощью вихревых труб (устройств, работающих на принципе разделения высокоскоростного закрученного потока газа на холодную и горячую часть) [88]. На сегодняшний день разработаны и промышленно освоены модели клапанов-регуляторов, в состав которых включены теплогенераторы, работающие на вихревом эффекте (РДУ-Т) [18]. Однако следует отметить, что использование подобных устройств позволяет решить лишь одну проблему, а именно предотвратить обмерзание

оборудования с сохранением остальных потенциальных угроз (образование кристаллогидратов, разрушение газопроводов на пучинистых грунтах) [110].

В качестве средства уменьшения энергетических потерь многими исследователями рассматривается внедрение в технологический цикл ГРС электрогенерирующих блоков с электрогенераторами, в которых в качестве силового привода использованы турбодетандерные установки [3, 19, 22, 24, 54, 55, 56, 57, 93, 95]. При этом необходимо отметить, что указанная технология выведена на промышленный уровень и в настоящее время существуют серийные образцы подобного рода электрогенерирующих устройств. Ключевым недостатком электрогенерирующих устройств с турбодетандерным приводом следует отнести низкую надежность, а также узкий диапазон расхода газа для обеспечения оптимального режима выработки электроэнергии.

В результате, стандартная технология подогрева газа с помощью устройств, работающих на природном газе, в настоящее время остается основной, при этом потенциал совершенствования как отдельных узлов, так и системы в целом находится на достаточно высоком уровне.

Промышленное совершенствование подогревателей газа ГРС включает три ключевых этапа (рисунок 1.17):

1) устройства прямого нагрева, не содержащие промежуточного теплопередающего блока (например, ПГА-200 или аналогичные [2, 68]);

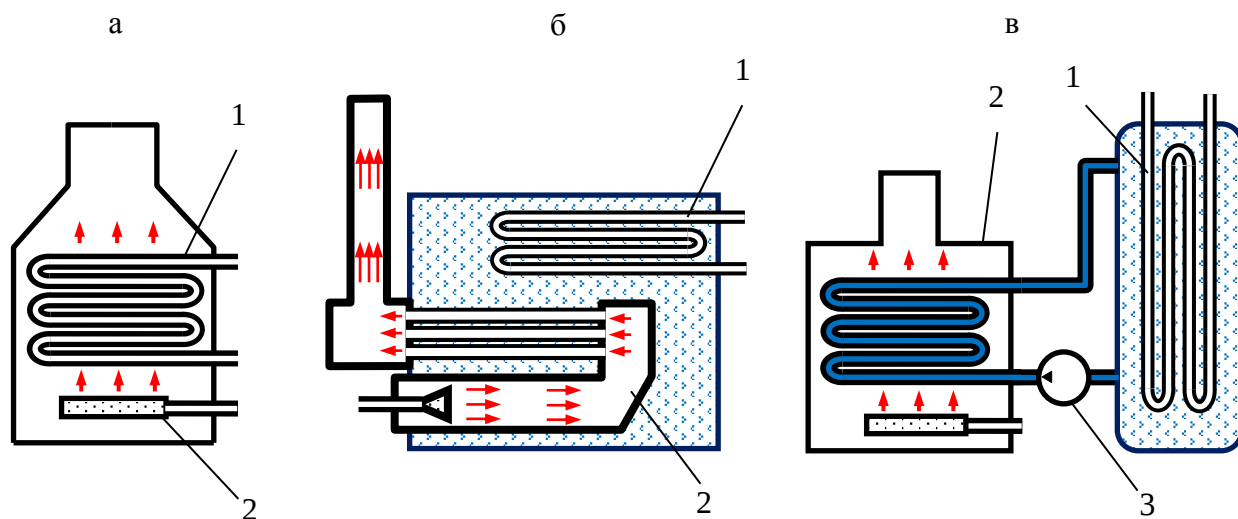
2) подогреватели с промежуточным теплоносителем, содержащие объединенный в общий, заполненный промежуточным теплоносителем, корпус газовый трубчатый теплообменник высокого давления с трубками из нержавеющей стали, а также теплогенератор с трубчатым теплообменником [7];

3) системы подогрева, включающие газовый теплообменник, отдельно размещаемый теплогенератор (обычно, промышленный водогрейный котел), а также систему циркуляции промежуточного теплоносителя в виде центробежных насосов с электроприводом, трубопроводной обвязки и элементов управления (клапанов, кранов и пр.).

Завершение использования подогревателей газа прямого нагрева было обусловлено рядом отказов оборудования, сопровождающихся разрушением труб газового теплообменника вследствие высокотемпературной коррозии стенки. Кроме того, устройства отличались высоким потреблением топливного газа [110].

Подогреватели второго поколения, наиболее массовый тип оборудования, используемый для нагрева газа на ГРС. Устройства имеют достаточно простую конструкцию и отличаются высокой надежностью. При этом эксплуатирующие организации сталкивались с рядом проблем, которые в полной мере не преодолены на сегодняшний день.

Прежде всего, необходимо отметить достаточно низкий коэффициент полезного действия для современных устройств (до 87 %). Также использование при изготовлении оборудования теплогенератора сталей с низкой коррозионной стойкостью, обуславливает его коррозионную повреждаемость (особенно с внутренней стороны дымогарных труб, при взаимодействии с продуктами сгорания природного газа) [49, 72, 73]. Часто устройства эксплуатируются с неоптимальными настройками горелочного оборудования, в результате, на поверхностях теплообмена теплогенератора образуются сажевые отложения, затрудняющие теплообмен (указанная проблема отмечалась производителями устройств) [91]. К конструктивным недостаткам устройств следует отнести недостаточную эффективность теплоизоляции корпуса, что обусловлено особенностями его исполнения, в частности, опоры и присоединительный фланец теплогенератора теплоизоляции не имеют, при этом теплоотвод в окружающую среду с их поверхности может быть значительным [110].



1 – газовый теплообменник; 2 – теплогенератор; 3 – насос

Рисунок 1.17 – Этапы промышленной модернизации систем подогрева газа на ГРС:

- а) первое поколение, прямой нагрев; б) второе поколение, совмещенная конструкция, нагрев газа через промежуточный теплоноситель; в) третье поколение, раздельное размещение теплогенератора и газового теплообменника

Подогреватели третьего поколения достаточно широко внедряются в настоящее время при реконструкции имеющихся и сооружении новых ГРС. Ключевое достоинство системы нагрева – модульность, допускающая обслуживание отдельных блоков без демонтажа системы подогрева, а также многофункциональность отдельных узлов (теплогенератор, кроме нагрева газа, обеспечивает обогрев помещений ГРС в зимнее время). Оборудование, используемое для нагрева промежуточного теплоносителя, представляет собой стандартные водогрейные котлы, отличающиеся малыми габаритами при достаточно вы-

сокой производительности. Газовый теплообменник обычно расположен изолированно от теплогенератора в отдельном помещении или под навесом. Использование циркуляционной системы позволяет снизить объемы промежуточного теплоносителя. Система позволяет осуществлять глубокую регулировку температуры нагрева газа вне зависимости от расхода. К недостаткам устройств следует отнести повышенную сложность и насыщенность вспомогательным оборудованием, высокое электропотребление (привод циркуляционных насосов). Производители гарантируют высокий коэффициент полезного действия устройств, в то же время наличие встроенных потребителей электроэнергии (насосов), а также недостаточная теплоизоляция могут способствовать снижению эффективности устройств до уровня подогревателей первого поколения.

1.5.2 Недостатки систем прямого пламенного нагрева

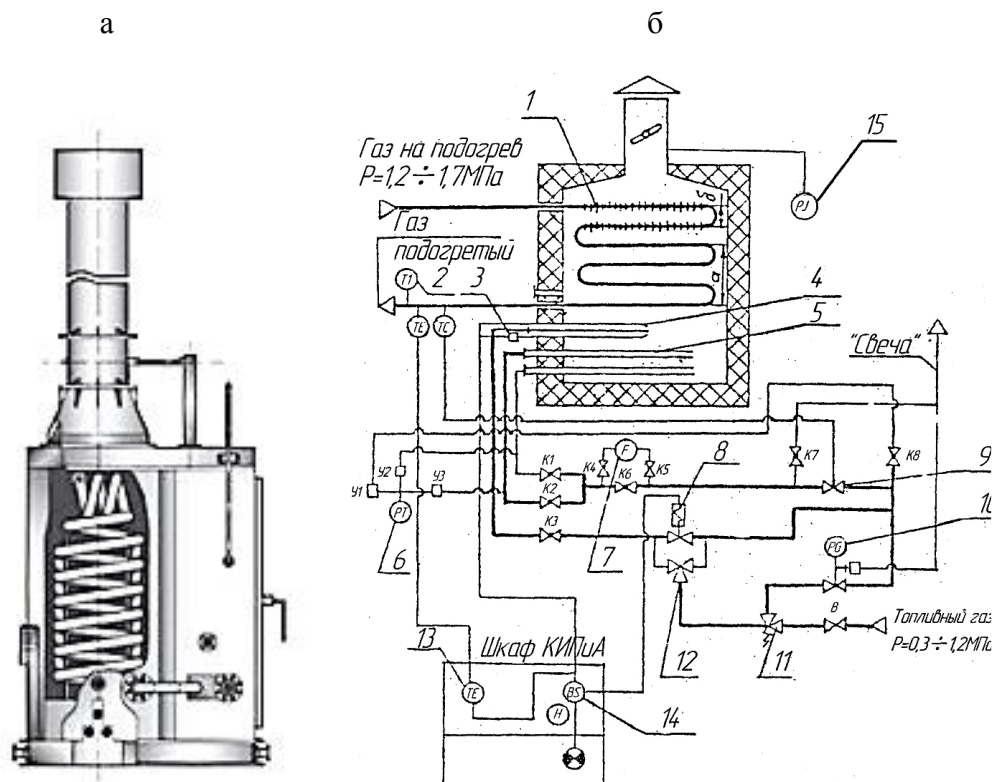
В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 [84] при разработке проектов на сооружение, реконструкцию или ремонт ГРС, применение подогревателей газа прямого нагрева (рисунок 1.18) запрещено, что связано с рядом аварийных отказов, сопровождающихся повреждением оборудования ГРС.

В 1998 г. на ГРС-3 (г. Рыбинск) произошло разрушение трубчатого спирального теплообменника (диаметр 76 мм, толщина стенки 6 мм, материал – сталь 20) подогревателя прямого нагрева БП-27 (продолжительность эксплуатации – 7 лет) с воспламенением подогреваемого газа. В результате снаружи подогревателя газа № 2 сформировался факел (выход пламени через топочное отверстие), воздействующий на выходной коллектор расположенного рядом подогревателя (№ 1) аналогичной конструкции, с последующим перегревом труб и их раскрытием, с образованием струи пламени, приведшей к выгоранию здания ГРС.

При обследовании теплообменника разрушенного подогревателя установлено:

- наличие продольных сквозных и несквозных трещин (рисунок 1.19) на верхней образующей труб;
- наличие зон утонения стенок труб в районе трещин (до 5 мм), что, возможно, объясняется вытягиванием металла при раскрытии трубы;
- соответствие твердости материала теплообменника показателям, характерным для применяемой марки стали (120 единиц по Бринеллю).

Металлографические исследования показали наличие микротрещин глубиной до 4 мм, заполненных продуктами коррозии и окалиной, предположительно имеющих коррозионный механизм возникновения (высокотемпературная газовая коррозия под действием агрессивных компонентов продуктов сгорания топливного газа).



1 – змеевик (с радиационной и конвективной частями); 2 – термометр;
 3 – катушка зажигания; 4 – контрольно-запальное устройство; 5 – горелка;
 6 – напорометр; 7 – счетчик расхода газа; 8 – клапан электромагнитный;
 9 – регулятор температуры; 10 – регулятор низкого давления;
 11 – клапан предохранительный; 12 – кран трехходовой;
 13 – термометр ТПП; 14 – блок розжига и контроля памяти; 15 – тягомер

Рисунок 1.18 – Общий вид (а) и схема (б) подогревателя прямого нагрева (ПГА-200) [68]

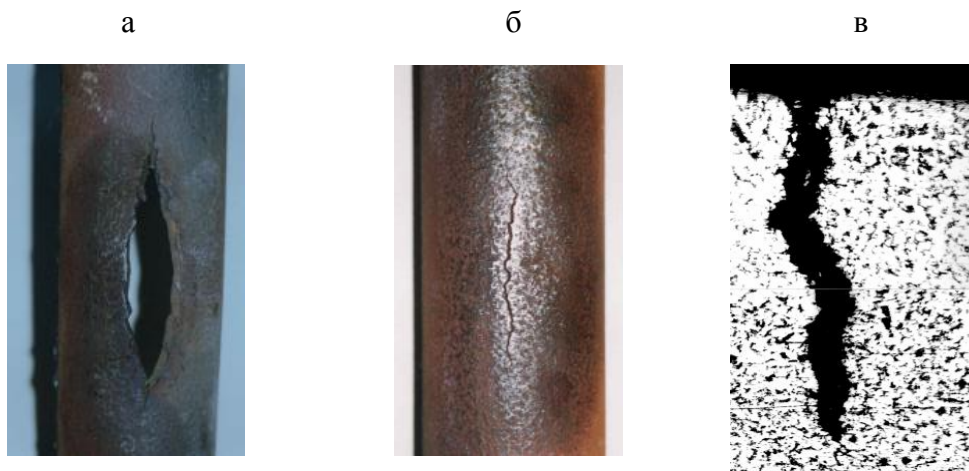


Рисунок 1.19 – Повреждения трубы теплообменника
 подогревателя прямого нагрева БП-27: а) разрушенная трубка теплообменника;
 б) трубка теплообменника с трещиной; в) микроизображение трещины

Общий вывод по причинам аварийного разрушения подогревателя – применение несоответствующих фактическому температурному режиму эксплуатации сталей, подверженных газовой высокотемпературной коррозии. Также, вероятно, следует учесть фактор цикличности работы подогревателя, при остановке которого происходило остывание теплообменника с конденсацией на его поверхности влаги с последующим развитием атмосферной коррозии.

1.5.3 Ограничения эффективности подогревателей газа смешанной конструкции

По данным предприятия-производителя подогревателей газа с промежуточным теплоносителем совмещенной конструкции (ООО «Завод «Газпроммаш»), широко используемые подогреватели газа типа ГТМ-ПТПГ-30 отличаются низкой производительностью. В частности авторами работы [91] (Н.М. Соловьева, П.В. Хворостян, ООО «Завод «Газпроммаш») указано:

- фактическая температура нагрева газа не превышает 25 °С (производительность подогревателя по температуре не превышает 40 % от номинальной);
- при работе подогревателя в условиях недостаточного нагружения имеет место интенсивное образование конденсата и сажевых отложений в дымогарных трубах (в результате имеет место интенсивная коррозионная повреждаемость стенок дымогарных труб и жаровой трубы, снижение теплопроводности стенок дымогарных труб, снижение или закупорка проходного сечения дымогарных труб);
- в некоторых случаях (в условиях малых расходов по подогреваемому газу) подогреватели работали на запальной горелке (что недопустимо);
- наблюдались нестабильное функционирование газовых горелок в условиях низкой производительности (в 10 – 15 раз ниже расхода в номинальном режиме), пульсации факела, неполнота сгорания топливного газа с интенсивным выделением сажи, наличием в продуктах сгорания больших объемов СО, СН₄.

В качестве основных причин неполной загрузки подогревателей выделяют [91, 96, 97]:

- несоответствие фактических и проектных режимов работы ГРС. Как правило, при проектировании ГРС учитывалась перспектива увеличения отбора газа (обычно недостижимая). В результате, фактическая производительность многих ГРС оставалась на уровне 50 % от предполагаемой;
- длительное время в качестве основного (единственного) устройства подогрева использовались подогреватели производительностью 30000 м³/ч (при нормальных условиях).

На основании анализа фактических режимов эксплуатации подогревателей газа, специалистами ООО «Завод «Газпроммаш» предложены мероприятия по комплексной модернизации оборудования нагрева газа, которые в перспективе должны быть реализованы в конструкции нового устройства подогрева ГПМ-ПТПГ-30М (рисунок 1.21) [91].

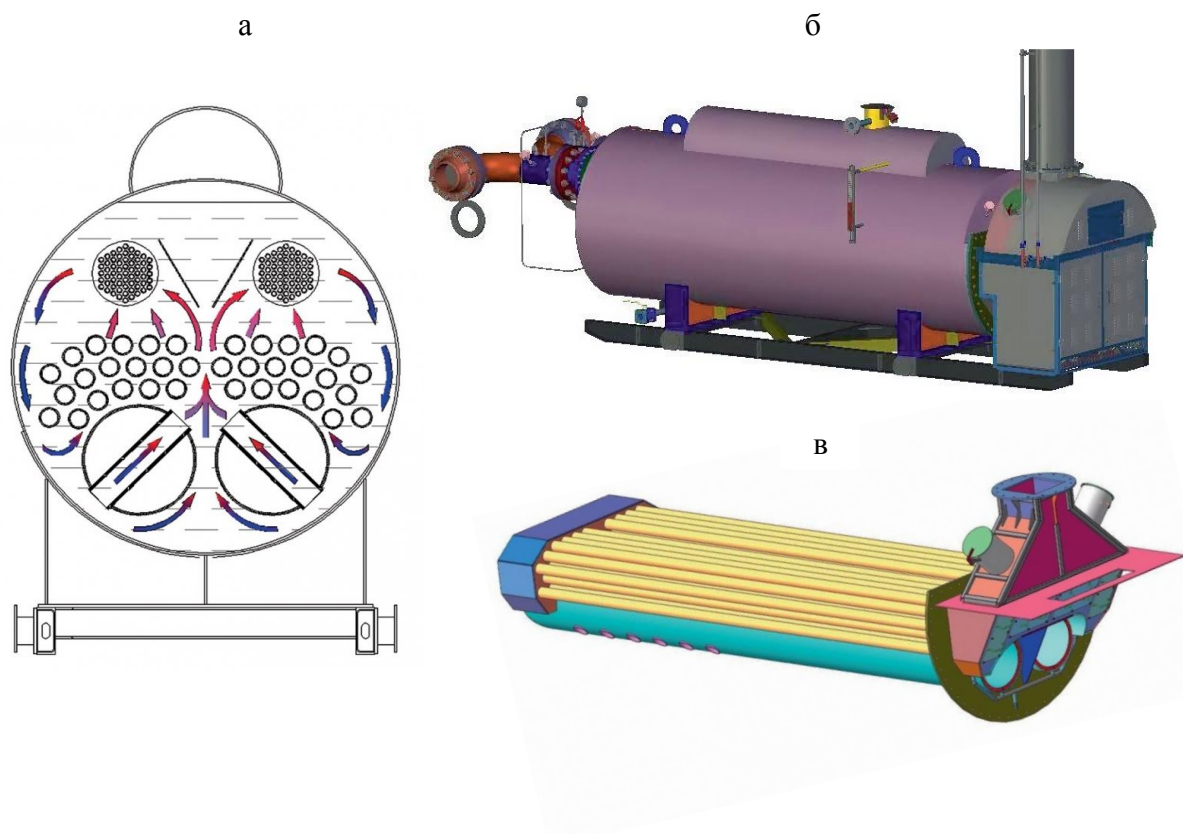


Рисунок 1.20 – Схема модернизации подогревателя газа типа ГТМ-ПТПГ-30, предлагаемая специалистами предприятия ООО «Завод «Газпроммаш» [91]:
а) схема конвективного теплообмена; б) общий вид устройства; г) теплогенератор

Основной отличительный признак новой разработки – включение в конструкцию двух отдельных теплогенераторов, включающих индивидуальные жаровые трубы с горелками (с общим поворотным коробом), а также дымогарные трубы, переходящие в общую приемную камеру дымовой трубы.

Основными целями разработки явились [119]:

1. Повышение коэффициента полезного действия устройства (с 82 до 87 %);
2. Увеличение рабочего диапазона по подогреваемому газу (снижение минимально допустимого нагреваемого объема с 7000 до 3000 м³/ч (при нормальных условиях));
3. Повышение надежности, увеличение продолжительности с 10 до 20 лет;
4. Снижение веса на 2,5 т (с 11 до 7,5 т без учета веса промежуточного теплоносителя);

5. Повышение эффективности работы газового теплообменника.

Рассматриваемая конструкция устройства подогрева, оснащенная двумя теплогенераторами, обеспечивает:

- расширение рабочего диапазона по объему подогреваемого газа (за счет снижения мощности горелок каждого теплогенератора);
- увеличение точности регулирования за счет индивидуальной настройки режимов работы горелок в каждом теплогенераторе.

Дополнительно для повышения эффективности нагрева газа предусмотрено:

- размещение в жаровых трубах поперечных каналов для теплоносителя, чем обеспечивается устранение застойных зон в объеме циркулирующего при нагревании промежуточного теплоносителя;
- применение газового теплообменника в виде U-образного трубного пучка с раздельным размещением приемной и выходной камер, чем достигается снижение трудоемкости изготовления и повышение надежности (за счет отсутствия фасонных деталей сложной формы с разделительными стенками), снижение гидравлических сопротивлений (за счет плавного изменения направления движения газа через теплообменник);
- применение обтекателя в пространстве трубного пучка для лучшего распределения конвективных потоков;
- применение фланцев меньшего диаметра в узлах подключения газопроводов высокого давления, что обеспечивает лучшую герметичность соединений.

Можно предположить, что предлагаемые к внедрению технические решения по модернизации не являются достаточной мерой для повышения эффективности подогревателя совмещенной конструкции. Прежде всего, увеличение количества применяемых горелок снизит надежность системы в целом, так как потребует применения большего количества контрольных и управляющих устройств (по сравнению с исходной конструкцией). Размещение в жаровых трубах поперечных каналов, возможно, также не оправдано, так как появляется риск их прогара (каналы расположены в пределах прямого воздействия факела сгорающего газа). Масса и габаритные размеры подогревателя остаются практически неизменными (снижение на 2,5 т), объем промежуточного теплоносителя не меняется. В конструкции сохранен один из ключевых недостатков – высокая трудоемкость обслуживания и ремонта, обусловленная необходимостью опорожнения корпуса от промежуточного теплоносителя, а также высокой трудоемкостью демонтажа газового теплообменника и теплогенераторов.

Очевидное достоинство предлагаемой схемы модернизации – внедрение газового теплообменника новой конструкции, исключающего узлы сложной формы с большим количеством сварных соединений.

В настоящее время предлагаемые технические решения по оптимизации конструкции подогревателя газа ПТПГ-30 также внедрены в устройствах подогрева «Исток-60», «Исток-120» и пр. В публикации [101] авторами рассмотрена возможность замены используемых на ГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа» подогревателей типа ПТПГ-30, подогревателями типа «Исток» с экономическим обоснованием предлагаемого решения. Экономия средств достигается за счет использования горелочного оборудования, работающего в импульсном режиме, что позволяет оперативно изменять режимы его работы в соответствии с изменением отбора газа, вследствие чего будет обеспечиваться сокращение потребления топливного газа.

Также необходимо отметить, что при разработке решений по оптимизации конструкции подогревателей газа с промежуточным теплоносителем, не рассматриваются вопросы превышения эффективности теплопереноса в теплообменном оборудовании. Например, в публикациях [4, 6] предлагаются варианты повышения эффективности теплообмена за счет использования в теплогенерирующем оборудовании труб с игольчатыми или плоскими ребрами. Указанные решения также могут быть внедрены в конструкции подогревателей газа ГРС.

1.5.4 Факторы снижения эффективности работы подогревателей газа совмещенной конструкции

Опыт эксплуатации подогревателей газа с промежуточным теплоносителем (типа ПТПГ-30 или аналогичных) позволяет выделить ряд недостатков, к которым относятся [8, 49, 69, 70, 71, 72, 73, 74]:

- значительные габаритные размеры и вес устройств (не менее 30 % которого приходится на промежуточный теплоноситель), высокая металлоемкость;
- низкий КПД, обусловленный отсутствием систем утилизации остаточной тепловой энергии выхлопных газов (по данным производителя – для нового устройства не более 82 %);
- высокая трудоемкость ремонтных работ при повреждениях теплогенератора или газового теплообменника;
- значительный объем вредных компонентов в продуктах сгорания.

Также при длительной эксплуатации устройства возможно снижение КПД вследствие интенсивного образования отложений на поверхностях теплообмена теплогенератора и газового теплообменника (рисунок 1.21) [115].

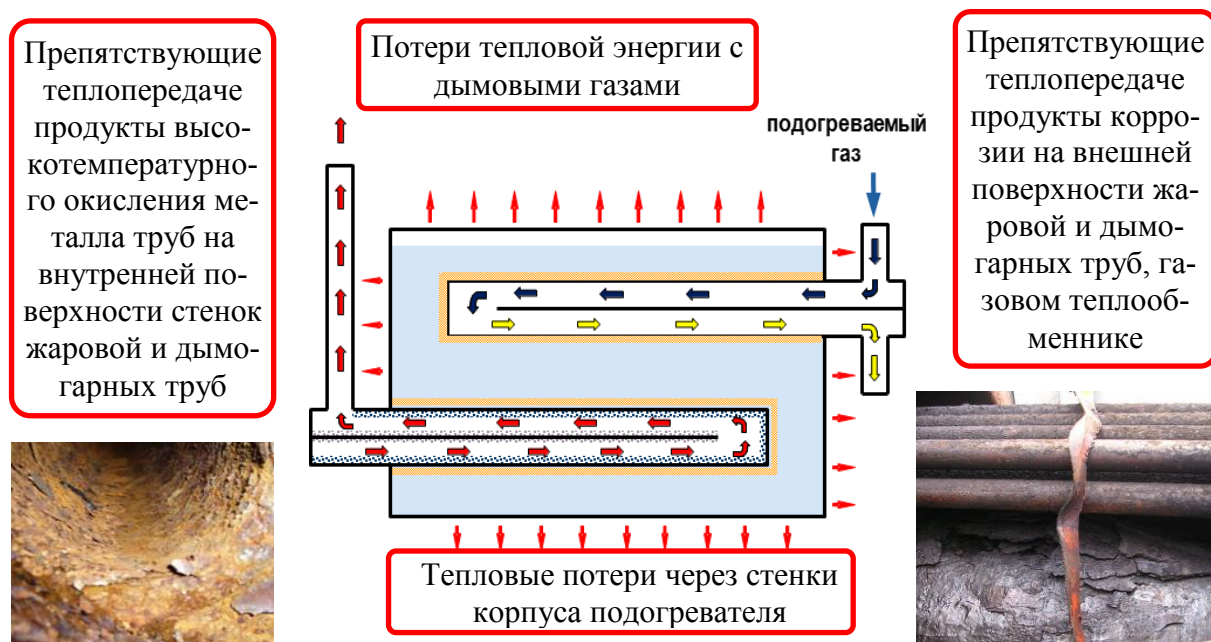


Рисунок 1.21 – Факторы, способствующие снижению эффективности работы подогревателя газа с промежуточным теплоносителем [49, 102]

Теплогенератор (особенно, жаровая труба) работает в режиме высокого температурного нагружения (температура газового факела превышает 1000 °С), в результате на поверхностях теплообмена формируются прочные отложения, представляющие собой продукты высокотемпературного окисления металла. На внутренней поверхности дымогарных труб также формируются коррозионные и сажевые отложения [115].

На внешних поверхностях трубок газового теплообменника возможно образование коррозионных отложений, а также осаждение взвешенных в объеме промежуточного теплоносителя частиц (продуктов коррозии, накипи).

Кроме указанных недостатков подогревателей газа совмещенной конструкции, в некоторых случаях при эксплуатации устройств могут иметь место повышенные тепловые потери, обусловленные недостаточной эффективностью теплоизоляции корпуса.

В качестве средства теплоизоляции корпуса подогревателя типа ПТПГ-30 (ранней конструкции) применялись маты, имеющие оболочку из стеклоткани, заполняемые минеральной (базальтовой) ватой. Толщина теплоизоляционного слоя составляла 20 – 30 мм (рисунок 1.22).

Опыт применения в качестве теплоизоляции материалов на основе минеральных нитей или волокон показывает, что с течением времени при относительно малом тепловом потоке через теплоизоляционный слой (в периоды отключения подогревателей) происходит его постепенное водонасыщение атмосферной влагой и уплотнение под собственным весом [109]. В результате происходит снижение эксплуатационных характеристик теплоизоляции с увеличением коэффициента теплопроводности материала.



Рисунок 1.22 – Характерный вид теплоизоляционного покрытия корпуса подогревателя с длительным сроком эксплуатации (ПТПГ-30)

Для устранения основных недостатков теплоизоляционного слоя (водонасыщение, уплотнение) в современных устройствах используются твердые негорючие пористые теплоизоляционные материалы (например, пенополиуретан), показывающие при эксплуатации меньшую интенсивность снижения характеристик. Также для повышения эффективности теплоизоляции толщина ее слоя в современных подогревателях значительно увеличена (в три раза и выше до 100 – 110 мм).

С целью определения особенностей теплообмена между действующими подогревателями газа и окружающей средой было выполнено детальное тепловизионное обследование подогревающего оборудования ГРС [16, 29, 30, 65, 117]. В качестве объекта контроля выступали подогреватели газа типа ПТПГ-30 ранних версий (срок эксплуатации – 25 лет) и усовершенствованной конструкции (срок эксплуатации – до 8 лет) характеризующиеся сходной теплопроизводительностью и имеющие отличия по организации теплоизоляции корпуса [118].

Фрагмент протокола, содержащего результаты тепловизионного контроля подогревателя газа ПТПГ-30 ранней конструкции, показан на рисунке 1.24 [109]. Установлено, что теплоизоляция корпуса устройства недостаточна и при температуре промежуточного

теплоносителя 55 °С и температуре воздуха минус 12 °С температура облицовочного слоя из стального листа достигает 7 °С. К зонам интенсивного теплоотвода также относятся опоры (температура в зоне стыковки с корпусом достигает 40 °С), узел соединения теплогенератора с корпусом (присоединительный фланец), открытые части приемной камеры дымовой трубы [118].

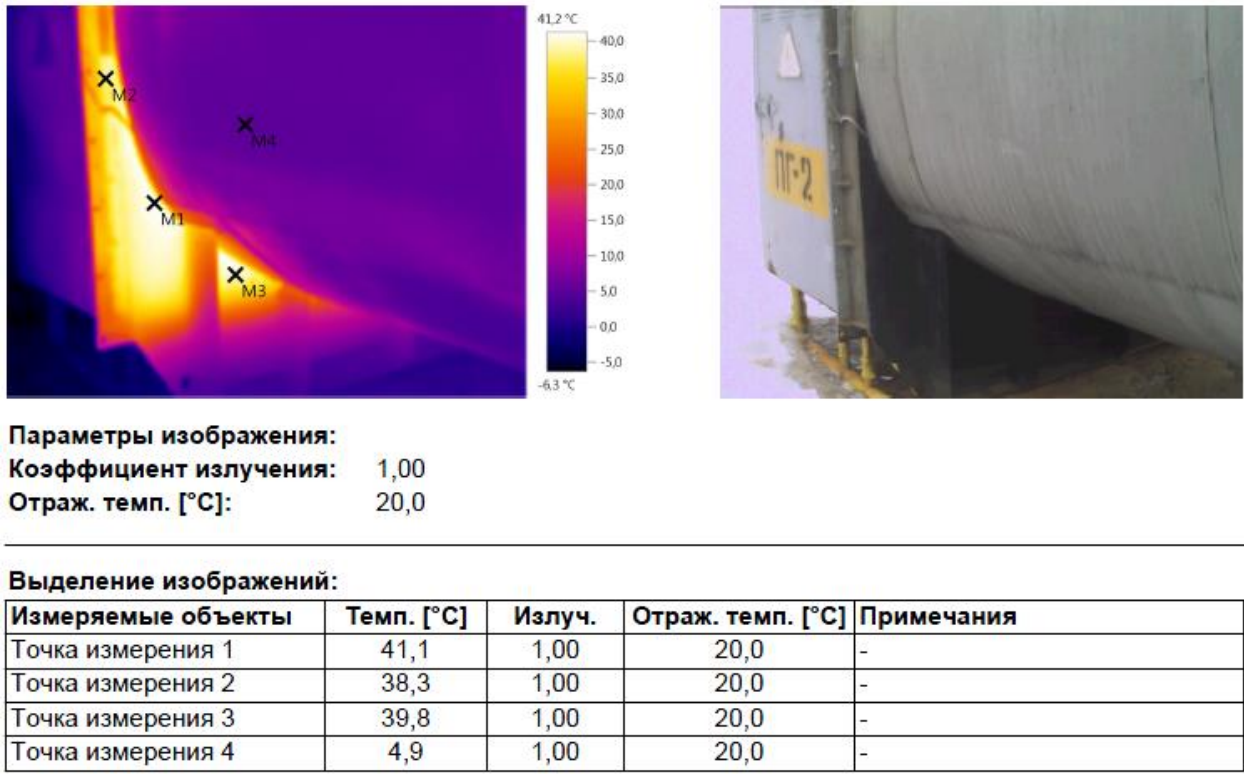
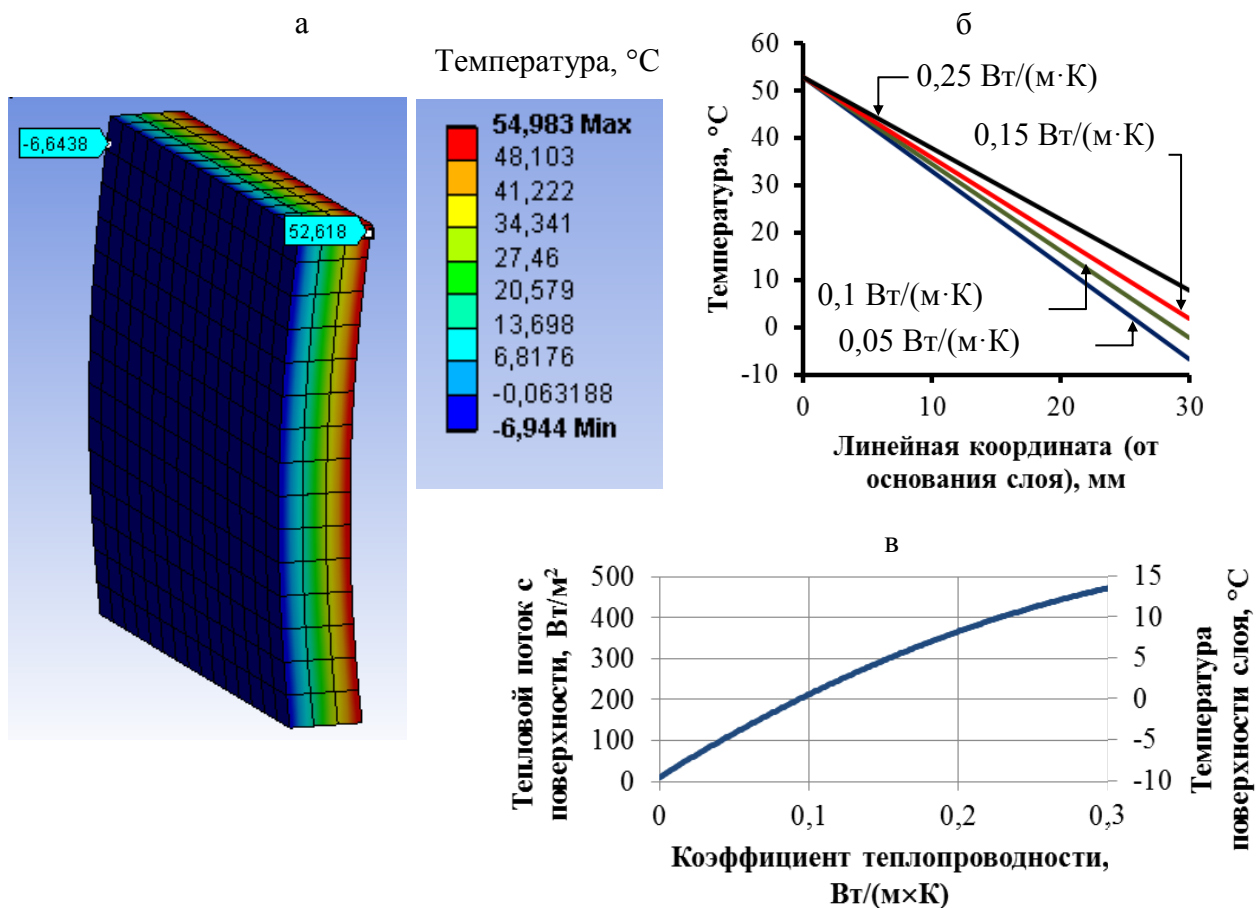


Рисунок 1.23 – Результаты тепловизионного обследования подогревателя газа ранней конструкции с промежуточным теплоносителем

Теплоизоляция корпуса подогревателя выполнена из минеральной ваты, в исходном состоянии имеющей коэффициент теплопроводности $\approx 0,05$ Вт/(м·К). Для условий эксплуатации обследуемого подогревателя температура поверхности при исправном состоянии теплоизоляции должна составлять не больше минус 7 °С, при этом плотность теплового потока с поверхности корпуса составляет ≈ 120 Вт/м² (рисунок 1.24). Фактически зафиксированная температура поверхности корпуса (7 °С) обеспечивается при условии увеличения коэффициента теплопроводности теплоизоляционного материала до $\approx 0,2$ Вт/(м·К), при этом плотность теплового потока возрастает до ≈ 360 Вт/м² (увеличивается примерно в три раза) [109].



а – поле распределения температур; б – график распределения температур по толщине слоя теплоизоляции в зависимости от коэффициента теплопроводности;
в – тепловой поток с поверхности теплоизоляционного слоя при различном коэффициенте теплопроводности материала

Рисунок 1.24 – Оценка теплотерь подогревателя типа ПТПГ-30 ранней конструкции (температура воздуха минус 12 °C, температура промежуточного теплоносителя 55 °C)

Общая площадь поверхности корпуса подогревателя составляет $\approx 24 \text{ м}^2$, соответственно, объем теплотерь составит $\approx 9 \text{ кВт}$ [118].

В соответствии с данными службы эксплуатации ГРС, секундный расход топливного природного газа составляет $\approx 0,011 \text{ м}^3/\text{с}$ [109]. При условии полной утилизации получаемого тепла (что недостижимо в реальных условиях) тепловая мощность устройства составит не менее 350 кВт, из которых 2,6 % составляют тепловые потери через корпус.

Для оценки теплотерь через опоры корпуса (выполненные из стали и не имеющие теплоизоляционного слоя) выполнено расчетное моделирование процессов теплообмена, происходящих в подогревателе при заданном режиме работы (рисунок 1.26), по результатам которого установлено следующее [9, 15]:

- плотность теплового потока проходящего через металл опоры в месте присоединения к корпусу составляет $\approx 33 \text{ кВт/м}^2$;
- при условии, что общая площадь поверхности контакта двух опор с корпусом составляет $0,05 \text{ м}^2$, объем теплопотерь через опоры составит $1,7 \text{ кВт}$, или $\approx 0,5 \%$ от тепловой мощности теплогенератора.

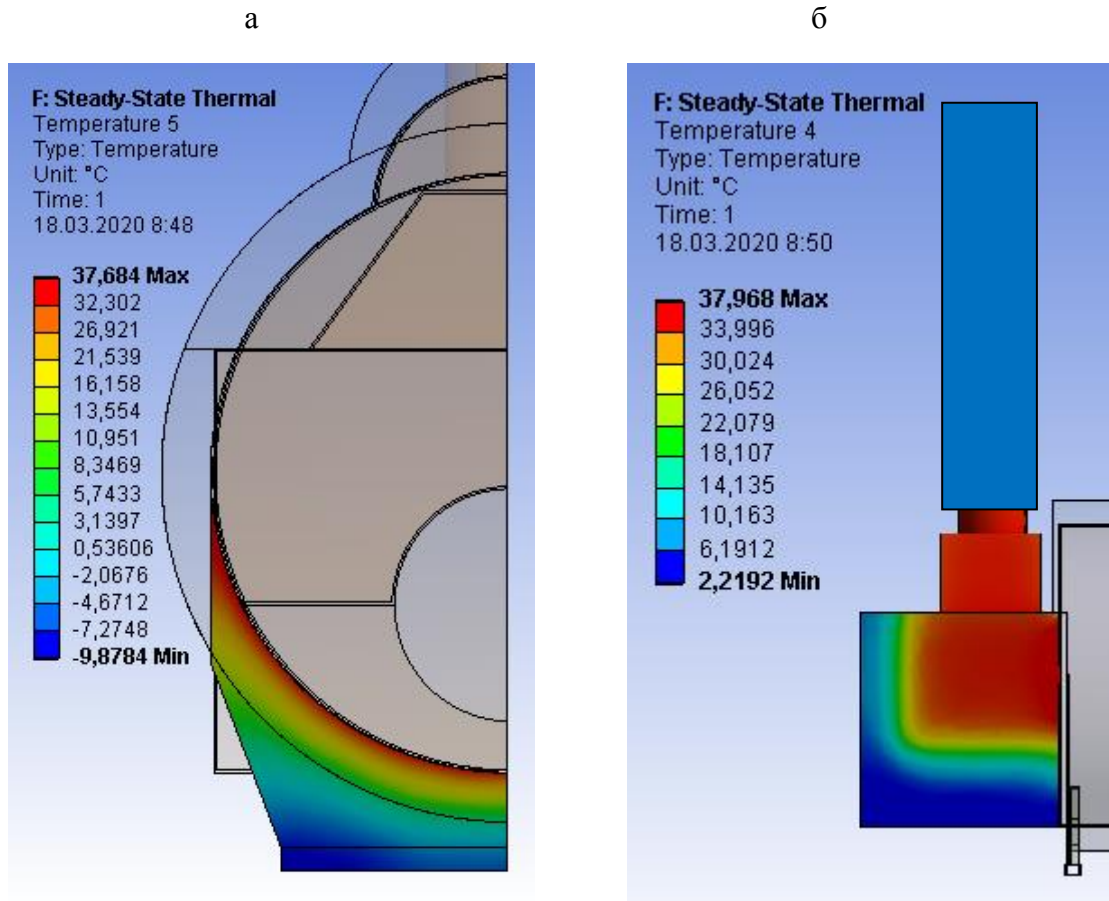


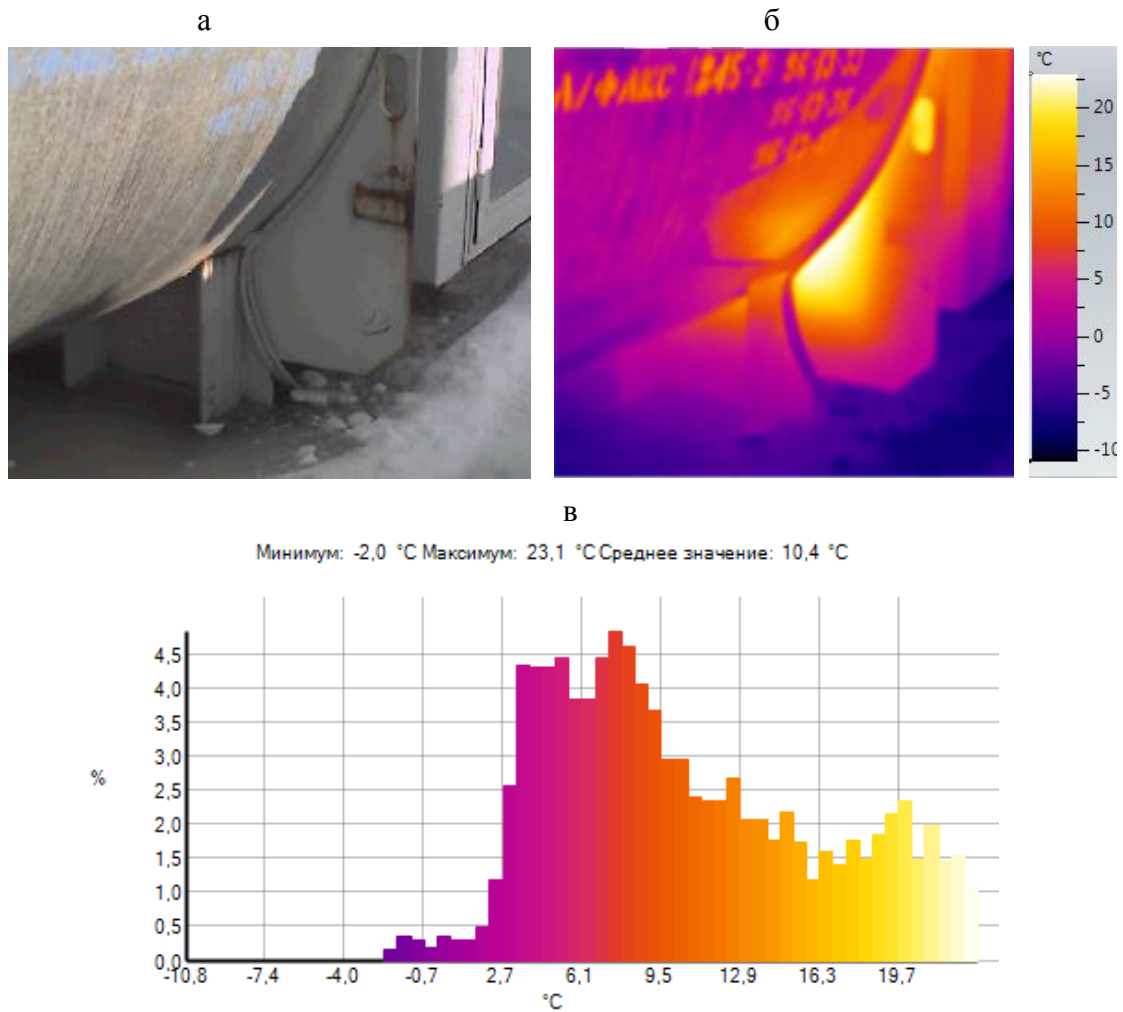
Рисунок 1.25 – Температура опор (а) и приемного короба дымовой трубы (б) в рабочем режиме работы контролируемого устройства (подогревателя типа ПТПГ-30 ранней конструкции)

Плотность теплового потока, отводимого в воздух от поверхности металла приемной камеры дымовой трубы составляет $\approx 1 \text{ кВт/м}^2$. При полной площади поверхности теплообмена, составляющей $\approx 2,7 \text{ м}^2$, теплопотери составят $2,7 \text{ кВт}$, или $\approx 1 \%$ от общей генерируемой тепловой мощности.

Тепловизионное обследование подогревателя усовершенствованной конструкции показало следующее [118]:

- теплоизоляция корпуса достаточно эффективна, температура облицовочного слоя примерно соответствует или немного превышает температуру воздуха;

- поверхность приемной камеры дымовой трубы оснащена теплоизоляционным слоем с внешней облицовкой из стального листа с минимальными тепловыми потерями;
- наибольшая интенсивность излучения зафиксирована на опорах корпуса и присоединительном фланце теплогенератора к корпусу (температура нагрева достигает 23 °С при температуре промежуточного теплоносителя 38 °С (см. рисунок 1.26).



а – общий вид устройства; б – тепловизионный снимок;

в – распределение температуры по видимой поверхности опоры

Рисунок 1.26 – Температура опоры подогревателя газа типа ПТПГ-30 новой конструкции (температура промежуточного теплоносителя 32 °С, температура воздуха – минус 15 °С)

Результаты тепловизионного контроля и расчетного моделированию показывают, что в подогревателе типа ПТПГ-30 ранней конструкции имеют место значительные тепловые потери [109]:

- установлено, что в зимний период в режиме высокой производительности теплогенератора до 2,6 % получаемой тепловой мощности приходится на тепловые потери че-

рез теплоизоляционный слой корпуса, до 0,5 % на тепловые потери через опоры корпуса и до 1 % на тепловые потери с открытых поверхностей приемной камеры дымовой трубы;

– общие тепловые потери тепловой энергии в подогревателе ранней конструкции достигают 4,1 % от общей генерируемой тепловой мощности устройства.

В подогревателях новой конструкции имеет место снижение тепловых потерь, но оно незначительно, так как основные узлы теплоотвода (опоры корпуса, присоединительный фланец теплогенератора) остаются, так же как и в подогревателях ранней конструкции, открытыми (общие тепловые потери с теплоизлучающих поверхностей могут достигать 2 %).

Очевидно, что одним из условий обеспечения высокой эффективности нагрева газа в подогревателях с промежуточным теплоносителем является минимизация тепловых потерь в окружающую среду, что может быть обеспечено, в том числе за счет качественной теплоизоляции поверхностей теплоотвода. Реализация подобных решений позволит повысить КПД устройств без внедрения существенных изменений в конструкцию.

1.5.5 Анализ эффективности модульных систем нагрева газа на ГРС

На сегодняшний день, по заявлениям производителей, модульные системы нагрева газа являются самыми совершенными и активно внедряются как альтернатива подогревающим устройствам других конструкций [116]. Например, предприятием ООО «Завод «Газпроммаш» был представлен перспективный подогреватель модульной конструкции, предназначенный для замены подогревателей прямого нагрева типа ПГА (рисунок 1.28) [2].

Устройство имеет габаритные и установочные размеры, полностью идентичные аналогичным показателям подогревателя ПГА-200, при этом отличается более чем в два раза меньшей массой при сопоставимой производительности и потреблению электроэнергии (таблица 1.5).

По заявлению производителей (ООО «Завод «Газпроммаш») коэффициент полезного действия подогревателей газа раздельно-модульной конструкции (например, модели ГПМ-БПГ-10) может достигать 93 % (см. таблицу 1.5) [2].

Рассматриваемое устройство (подогреватель ГПМ-БПГ-10) включает следующие основные узлы [2]:

- теплогенератор (стандартный водогрейный котел);
- кожухотрубчатый газовый теплообменник с U-образным трубным пучком;
- трубопроводы для подвода и отвода промежуточного теплоносителя;
- циркуляционный насос с электрическим приводом.

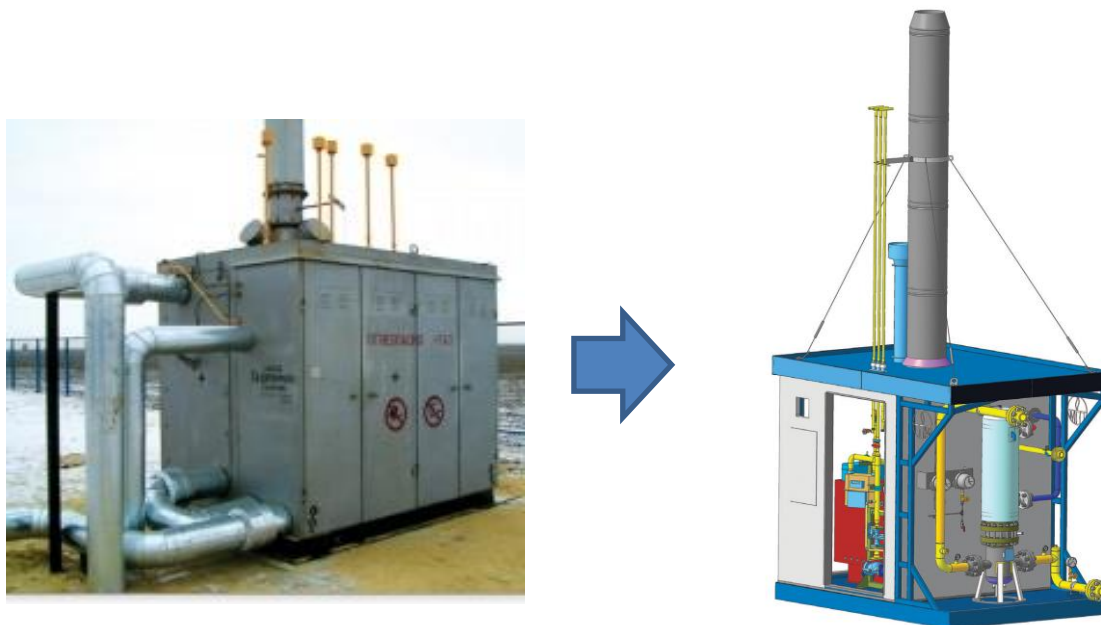


Рисунок 1.27 – Подогреватель прямого нагрева ПГА-200 и предназначенный для его замены перспективный подогреватель модульной конструкции [2]

Электропотребление рассматриваемой модели составляет 1 кВт. Номинальная тепловая производительность достигает 200 кВт при расходе топливного газа $24 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($0,0067 \text{ м}^3/\text{с}$).

Известно, что теплота сгорания $1 \text{ м}^3/\text{ч}$ природного газа составляет 33,5 МДж, соответственно, при работе теплогенератора за 1 с образуется 224,5 кДж тепловой энергии (получаемая мощность составляет 224,5 кВт). При обеспечении заявленной производителем оборудования теплопроизводительности (200 кВт) фактический КПД составит 89 %.

КПД отдельных элементов системы составляет:

- насос центробежный циркуляционный – до 52 % (потери 48 %, при потреблении электроэнергии 1 кВт/ч);
- теплогенератор (котел водогрейный без системы утилизации тепла) – до 93 % (фактически, в номинальном режиме работы, до 85 – 89 %);
- теплообменник кожухотрубчатый – до 95 %;
- тепловые потери с поверхности кожуха теплообменника, трубопроводов, корпуса котла 2 – 3 % (с увеличением в зимнее время с ростом температурного градиента на поверхностях теплоотвода, а также с перспективой роста тепловых потерь за счет деградации свойств теплоизоляционных материалов).

Таблица 1.5 – Сопоставление характеристик подогревателей газа типа ПГА и перспективной модели, выполненной по модульному принципу

Наименование параметра или характеристики	Значение	
	ГПМ-ПГА-200	ГПМ-БПГ-10
Номинальная тепловая производительность, кВт	235	200
Рабочее давление подогреваемого газа, МПа	От 1,2 до 9,0	До 10,0
Рабочее давление топливного газа, МПа	От 0,3 до 1,2	
Давление топливного газа: – перед горелкой, Па; – запальным устройством, МПа	От 1200 до 2000 От 0,05 до 0,07	2000 –
Температура подогреваемого газа, °С: – на входе – на выходе	– 20 70	
Перепад температуры при номинальном режиме на входе и выходе подогревателя, °С	53	
Коэффициент полезного действия, %	80	93
Номинальный расход подогреваемого газа, м³/ч (при нормальных условиях)	10 000	
Расход топливного газа на номинальном режиме, м³/ч (при нормальных условиях), не более	33	24
Температура уходящих дымовых газов, °С	350	160
Потребляемая электрическая мощность, Вт	1050	1000
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота (без учета дымовой трубы)	3600 2200 2700	
Масса подогревателя, кг, не более	5700	2000

Результирующее КПД определяется как произведение КПД отдельных узлов и составляет 82 % (без учета потребления электроэнергии).

В результате установлено, что фактический КПД подогревателя раздельно-модульного исполнения примерно соответствует КПД подогревателя совмещенной конструкции со снижением общей надежности системы за счет ввода уязвимого энергозависимого узла – циркуляционного насоса.

Очевидно, что для повышения фактического КПД необходима разработка новой конструкции подогревателя, обеспечивающей высокую эффективность получения тепловой энергии и ее теплопередачи нагреваемому газу, минимизацию тепловых потерь в окружающую среду.

1.6 Постановка цели и задач диссертационной работы

Цель работы

Разработка метода каскадного понижения давления в газопроводах с применением геотермального маршрутного подогрева газа с учетом особенностей грунтовой вмещающей среды в рамках обоснования термобарических режимов и параметров эксплуатации газопроводов.

Задачи исследования:

- 1) определить недостатки и ограничения стандартной технологии предварительного нагрева газа на ГРС, определить и обосновать перечень отказов и нарушений, возникающих при нарушении температурных режимов транспортировки газа;
- 2) выполнить разработку и расчетное обоснование метода каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах. Выполнить оценку энергоэффективности разрабатываемого метода;
- 3) разработать и изготовить опытно-промышленный образец линейного узла редуцирования. Выполнить опытно-промышленную апробацию технологии каскадного понижения давления газа в действующем газопроводе-отводе;
- 4) определить недостатки и ограничения различных видов устройств, используемых для регулирования давления и расхода газа в МГ и технологических газопроводах, разработать новую конструкцию регулирующего устройства, лишенную недостатков аналогов.

Выводы по главе 1

- 1) Выполнен анализ промышленной технологии снижения давления газа на ГРС.
- 2) Определены требования к температурным режимам транспорта газа.
- 3) Определены требования к качеству газа, поставляемого потребителям.
- 4) Установлены основные факторы нарушений и отказов оборудования ГРС при нарушении температурных режимов транспортировки газа.
- 5) Выполнен обзор и анализ технологии обеспечения требуемых температурных режимов транспортировки газа на ГРС с применением устройств подогрева;
- 6) Определены основные недостатки существующих технических решений по обеспечению требуемой температуры газа на ГРС.

Глава 2. Разработка технологии каскадного понижения давления газа в газопроводах-подключениях ГРС

2.1 Анализ тепловых потерь при трубопроводной транспортировке природного газа по магистральным газопроводам, газопроводам-подключениям ГРС, газораспределительным сетям низкого давления

Процесс транспортировки больших объемов природного газа по МГ характеризуется значительным энергопотреблением, в том числе обусловленным недостаточно высокой степенью проработки методов реализации основных технологических процессов в части ресурсосбережения [111].

Под МГ понимают связанные в единую технологическую сеть объекты и оборудование, относящиеся к двум основным целевым категориям:

- компрессорным станциям, содержащим в своем составе оборудование для компримирования газа;
- линейной части, объединяющей компрессорные станции в единую газотранспортную систему [31].

Компримирование газа обычно выполняется с помощью нагнетателей, входящих в состав компрессорных цехов. Процесс компримирования представляет собой адиабатическое сжатие газа, при котором происходит уменьшение его объема с одновременным повышением температуры и давления. Допустимая температура транспортируемого газа определяется с учетом требований к организации процесса транспортировки, обеспечению сохранности изоляционных покрытий, обеспечению прочности, устойчивости и надежности газопровода [31]. Регулирование температуры газа осуществляется за счет применения специального оборудования, работающего на принципах естественного теплообмена, или с использованием специальных систем принудительного охлаждения.

В процессе трубопроводной транспортировки природного газа между компрессорными станциями его охлаждение также обусловлено теплообменом с окружающей газопровод средой, например грунтом, воздухом, водой, а также вследствие адиабатического расширения, связанного с проявлением фактора гидравлических потерь [111].

Из МГ природный газ по газопроводам-отводам подается на ГРС, откуда направляется в газораспределительные сети высокого (0,6 – 1,2 МПа), среднего (0,005 – 0,3 МПа) и низкого (до 0,005 МПа) давления. Основным технологическим процессом ГРС является процедура редуцирования, заключающаяся в уменьшении давления газа с поддержанием его на одном уровне вне зависимости от величины его отбора потребителями. В основе

процедуры редуцирования лежит эффект дросселирования, в общем виде описываемый как процесс перехода газообразной среды через канал с локальным сужением или дросселем, в качестве которого выступают клапаны-регуляторы различных конструкций. Ключевой особенностью процесса дросселирования является сопутствующее охлаждение газа разной степени интенсивности, в том числе с достижением отрицательных температур [111].

Транспортировка охлажденного до отрицательных температур сжатого природного газа связана с рисками гидратообразования, отказами оборудования вследствие переохлаждения, повреждаемостью газопроводов по причине развития процессов морозного пучения грунтов. Для предотвращения переохлаждения газа в технологическое оборудование ГРС включены подогреватели [1, 33, 34], обычно использующие в качестве энергоносителя газ, отбираемый из газопроводов ГРС.

В результате процесс трубопроводной транспортировки природного газа сопровождается значительными тепловыми потерями, обусловленными [111]:

- отбором тепловой энергии от газа после компримирования в оборудовании для охлаждения КС;
- отводом тепловой энергии в грунт;
- отводом тепловой энергии при адиабатическом расширении газа в газопроводе;
- подводом тепловой энергии к газу на ГРС для предотвращения возможных отказов оборудования ГРС, а также оборудования газораспределительных сетей и ГРП.

Охлаждение газа в МГ вследствие значительных объемов транспортировки обычно имеет малую величину, и на входе в КС газ сохраняет положительную температуру. В то же время газ, проходящий через протяженные газопроводы-отводы к ГРС, особенно в условиях пониженного потребления, охлаждается до температуры грунта, которая в зимний период может достигать околонулевых и даже отрицательных значений.

Особенности изменения температурного режима природного газа в процессе трубопроводной транспортировки между КС, а также между МГ и ГРС в виде графика показаны на рисунке 2.1 [111]. Тепловые потери, обусловленные отводом тепловой энергии в грунт, обозначены как $Q_{гр}$, тепловые потери, обусловленные отводом тепла воздух с помощью устройств охлаждения КС, – $Q_{аво}$, подводимая к газу тепловая энергия на ГРС – Q_n , температура газа в МГ – $T_{мг}$, температура газа в газопроводе-отводе – $T_{от}$. Показано, что отбираемый из МГ по газопроводу-отводу газ, особенно в случаях низкого уровня потребления, будет охлаждаться за счет теплообмена с грунтом, далее нагреваться на ГРС с помощью подогревателей, после чего подаваться в газораспределительные сети. В газораспределительных сетях охлаждение газа также будет обусловлено теплообменом с

внешней средой, а также при редуцировании на ГРП, на которых также может быть предусмотрен подогрев газа.

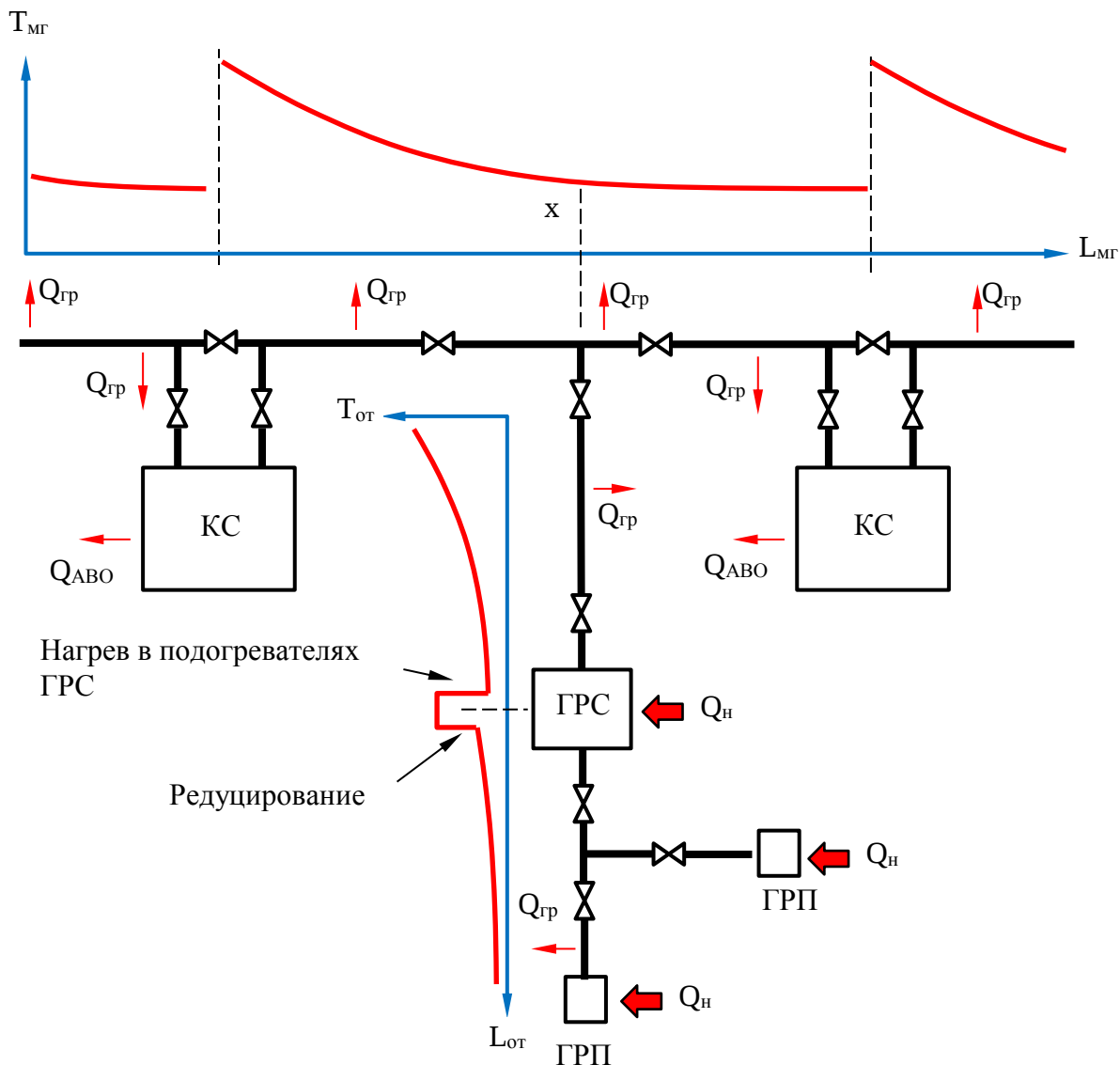


Рисунок 2.1 – Особенности измерения температуры газа
в магистральном газопроводе и газопроводе-отводе

На основании вышеизложенного могут быть получены следующие выводы [111]. Значительные тепловые потери при трубопроводной транспортировке газа обусловлены его интенсивным охлаждением за счет реализации предусмотренных технологических процедур (например, охлаждении с помощью аппаратов воздушного охлаждения компрессорных цехов), а также при взаимодействии газопроводов с окружающей средой. Мероприятия по компенсации тепловых потерь, выполняемые с целью предотвращения охлаждения газа на ГРС и ГРП, заключающиеся в подводе к газу тепловой энергии, обыч-

но получаемой при сгорании газообразного топлива, дополнительно снижают энергетическую эффективность системы газоснабжения потребителей.

Разработка и внедрение технических решений, направленных на уменьшение тепловых потерь при компримировании и трубопроводной транспортировке природного газа, позволяющих уменьшить потребление топливного газа, и, как следствие, снизить расход топливного газа на ГРС и ГРП, является актуальной задачей, решение которой позволит повысить энергоэффективность процесса газоснабжения потребителей, снизить экологические риски.

2.2 Объект исследований

2.2.1 Общие характеристики газопровода-подключения Микунь – Сыктывкар

В качестве объекта исследований выступает подземный газопровод-отвод Микунь – Сыктывкар протяженностью 90 км, выполненный из труб наружным диаметром 720 и 530 мм. Газ в газопровод подается из системы газопроводов Ухта – Торжок. Точка подключения расположена в г. Микунь Республики Коми (рисунки 2.2 и 2.3). Проектное давление в газопроводе 5,4 МПа. Фактическое рабочее давление в газопроводе установлено не выше 4,2 МПа. Температура газа на входе в газопровод-подключение составляет $\approx 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Подача газа с рабочим давлением ниже проектного вызвана необходимостью обеспечения безопасности промышленных, жилых и дачных объектов, расположенных вблизи газопровода. Газопровод на протяжении 17 км проходит по территории в границах городской черты г. Сыктывкара.

Для возможности отбора газа из МГ, обеспечивающих транспортировку газа при рабочем давлении 5,4 МПа (Ухта – Торжок, нитка I и II) и 7,5 МПа (Ухта – Торжок, нитка III), на входе в газопровод-подключение предусмотрен линейный узел редуцирования, оснащенный клапанами-регуляторами.

Глубина заложения газопровода-отвода по уровню верхней образующей составляет 1 м. Проектный расход транспортируемого по газопроводу газа (приведенный к нормальным условиям) составляет 150000 м³/ч.

Газопровод-подключение относится к сооружениям класса КС-3 повышенного уровня ответственности по ГОСТ 27751-2014 [25].

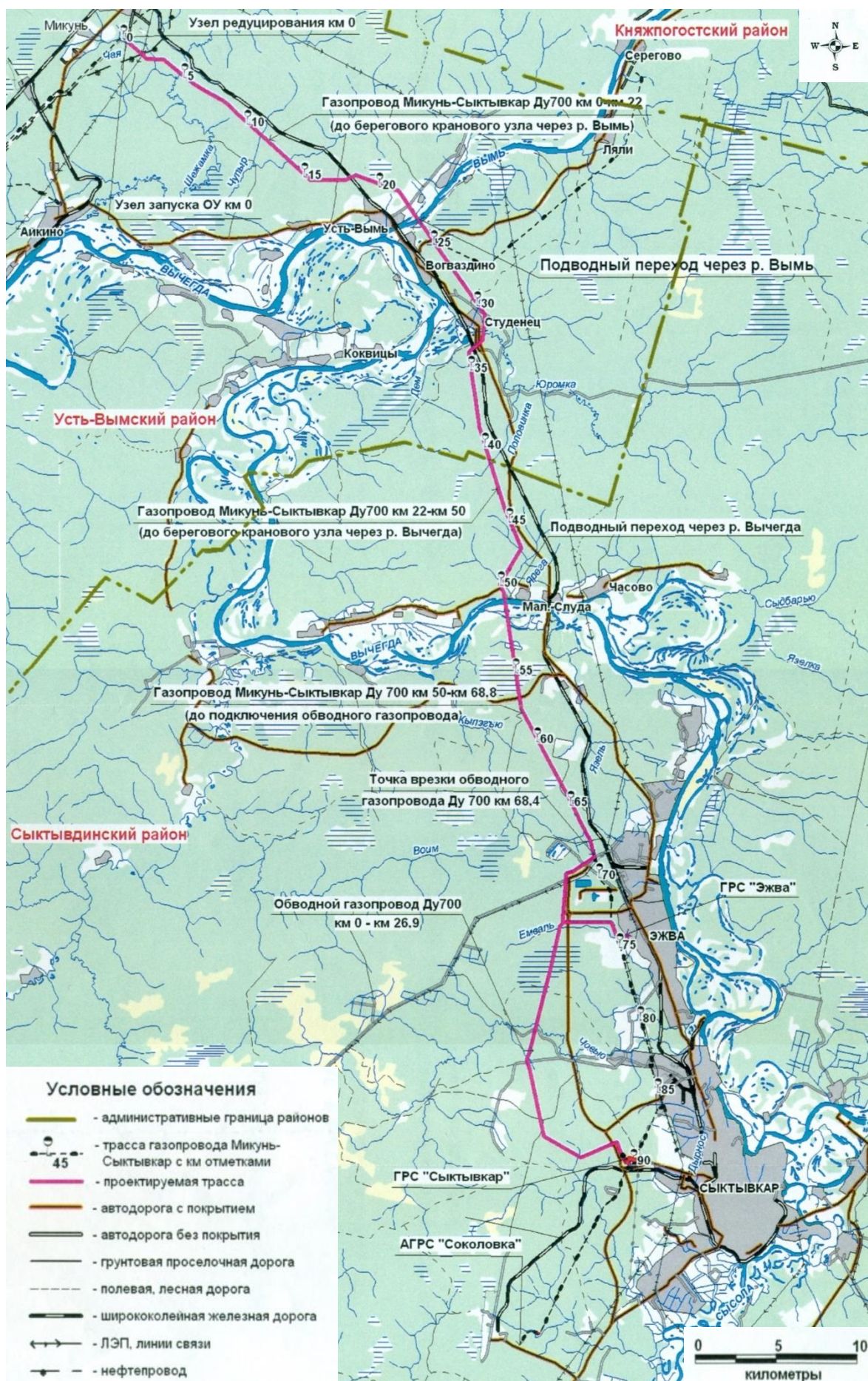


Рисунок 2.2 – Газопровод-подключение Микунь – Сыктывкар

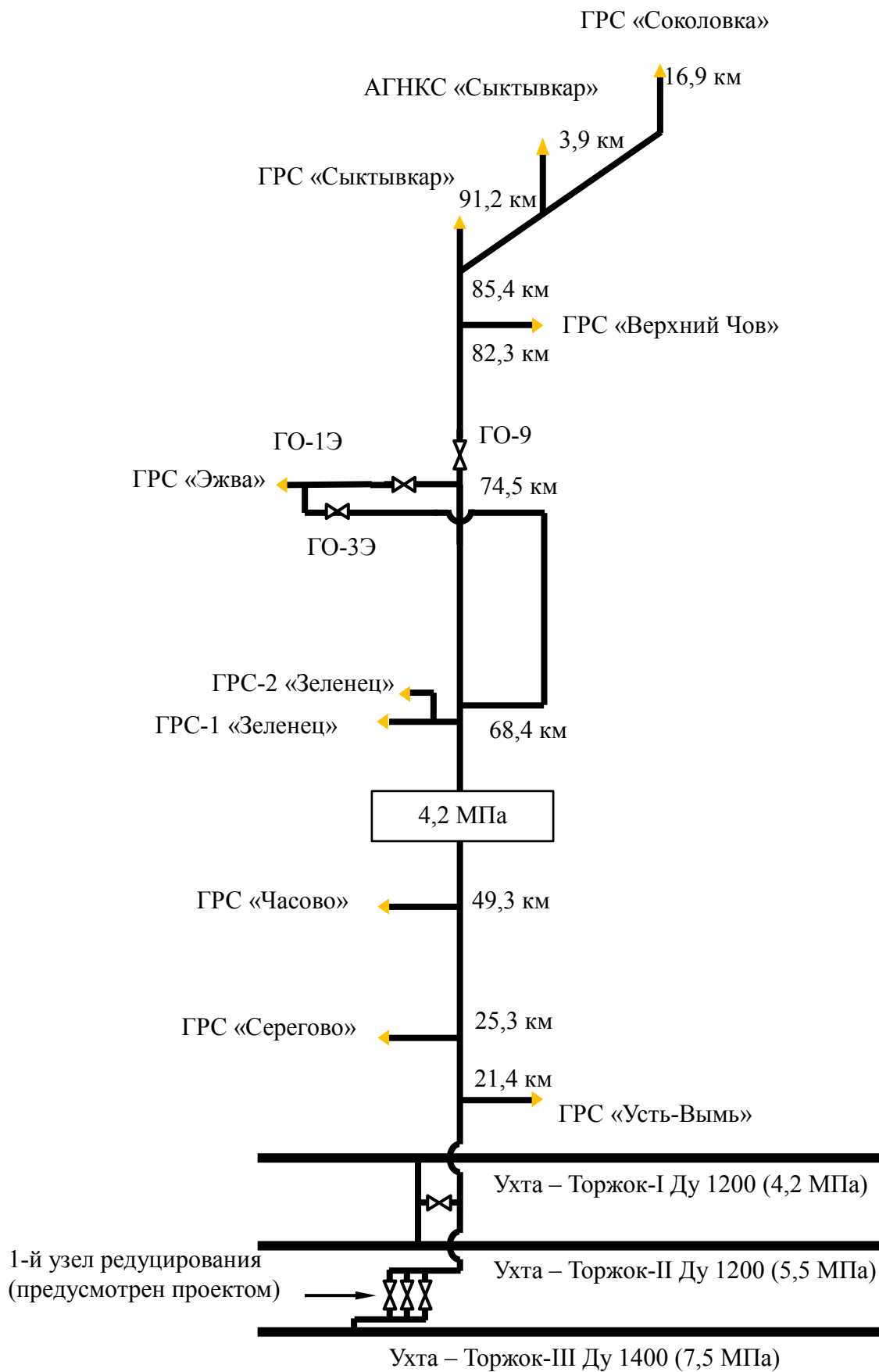


Рисунок 2.3 – Технологическая схема газопровода-подключения
к ГРС «Сыктывкар»

2.2.2 Анализ геологических и климатических показателей трассы газопровода-подключения

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на участках газопровода-отключения, требующим учета при реализации технологии каскадного понижения давления, относятся:

- заболачивание и подтопление (в наиболее пониженных местах в весенний период возможно затопление) территории в пределах слабодренированных пониженных поверхностей. Эти процессы обусловлены превышением количества атмосферных осадков над испарением и инфильтрацией, неглубоким залеганием водоупорных глинистых пород, слаборасчлененным рельефом. Болота на участках газопровода-подключения техники относятся к 1-му и 2-му типу;

- сезонное пучение грунтов, происходящее в деятельном слое во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее интенсивно морозное пучение развито на слабодренированных участках, сложенных с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания водонасыщенным торфом, пылеватыми или глинистыми грунтами. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 1,74 – 2,57 м, а именно: для суглинков и глин – 1,74 м, для супесей и песков мелких и пылеватых – 2,11 м, для песков средней крупности, гравелистых, крупных – 2,26 м, для крупнообломочных грунтов – 2,57 м.

Для региона размещения газопровода-подключения характерен умеренно-континентальный климат, лето короткое и умеренно-прохладное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-холодная. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

Годовая амплитуда среднемесячных температур составляет 32,3 °С.

Самым теплым месяцем года является июль (средняя месячная температура 16,7 °С), самым холодным месяцем – январь (средняя месячная температура минус 15,6 °С).

Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции г. Сыктывкара равна 0,4 °С.

Число дней со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов составляет 187. Средние месячные положительные температуры охватывают период с апреля по октябрь.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, в основном вследствие большой отражательной способности поверхности снега. В то же время снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания. Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова идет от ноября к январю, в месяцы с наибольшей повторяемостью циклонической погоды, когда сохраняются основные запасы снега. Наибольшей величины он достигает во второй декаде марта. Наибольшая за зиму высота снежного покрова достигает 1,2 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в третьей декаде апреля. Полный сход снежного покрова происходит в начале мая.

Среднегодовая скорость ветра 1,0 м/с. В целом за год преобладают ветры юго-западного и южного направления.

2.2.3 Особенности трубопроводной транспортировки природного газа по газопроводам-подключениям в условиях пониженного потребления

Особенности изменения температуры газа, транспортируемого по газопроводу-отводу, соединяющему МГ и ГРС, показаны на рисунке 2.4. В процессе трубопроводной транспортировки по газопроводу-отводу, газ, имеющий начальную температуру $\approx 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, охлаждается до температуры грунта, составляющую $\approx 2\text{ }^{\circ}\text{C}$. На ГРС давление газа уменьшают от 4,2 до 0,6 МПа, в результате без предварительного подогрева газа его температура на выходе ГРС составит примерно минус $\approx 18\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для уменьшения тепловых потерь, обусловленных отводом тепла от газопровода в грунт, может быть использована технология каскадного понижения давления в газопровод-отводе с помощью линейных регуляторов, расположенных в определенном порядке, в зависимости от протяженности трассы газопровода-отвода, грунтовых условий на глубине заложения газопровода, интенсивности процессов сезонного промерзания и оттаивания грунта. Уменьшение расхода топливного газа при редуцировании будет обеспечено за счет реализации следующих ключевых принципов [104]:

- уменьшения величины перепада давления при редуцировании на ГРС;
- снижения давления газа в точке его отбора из МГ на входе в газопровод-отвод до температуры меньшей, чем температура грунта, с последующим нагревом за счет естественного теплообмена между газопроводом-отводом и окружающей средой, с промежуточным редуцированием в линейных регуляторах.

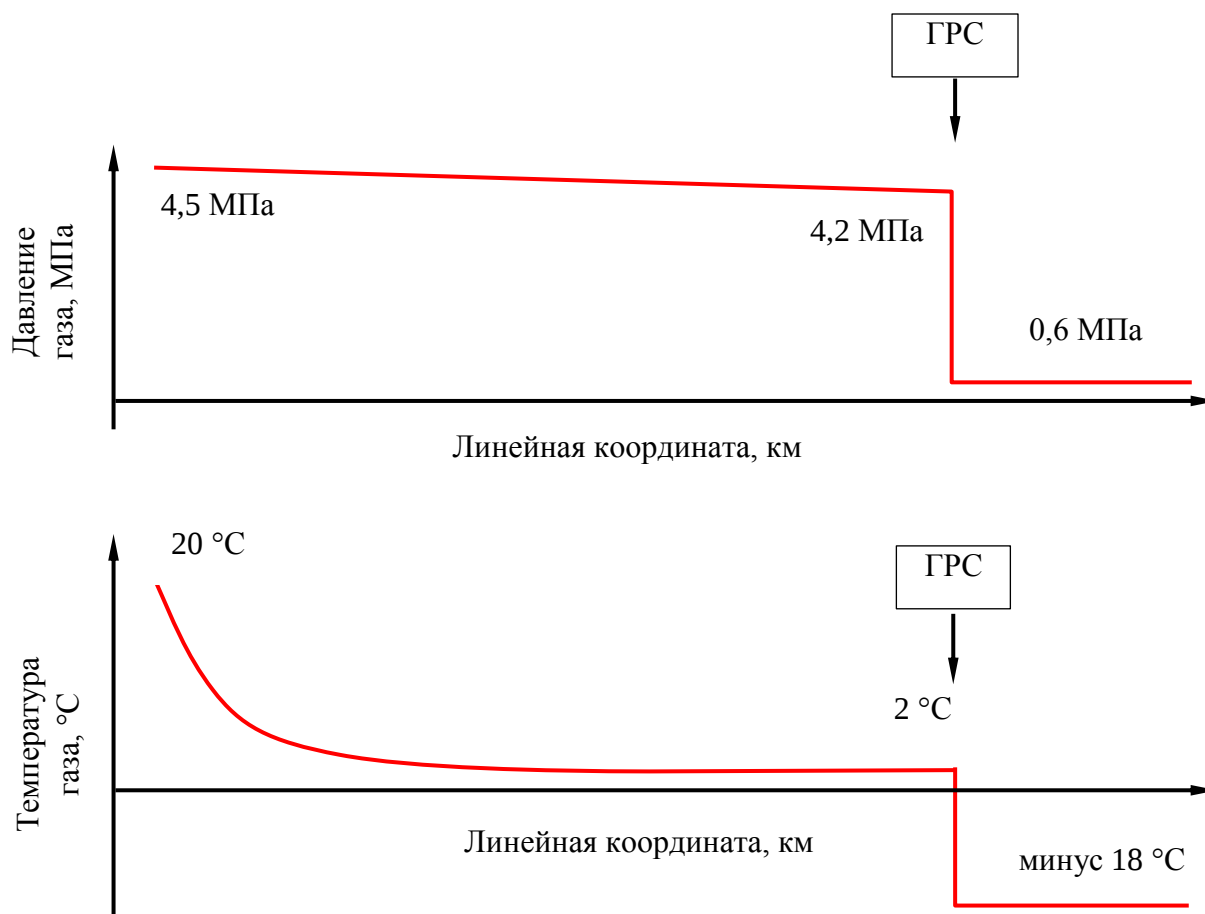


Рисунок 2.4 – Изменение термобарических параметров газа при транспортировке по газопроводу-отводу (без подогрева газа на ГРС)

2.3 Оценка эффективности технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС

2.3.1 Исходные данные

Для апробации технологии каскадного понижения давления газа, на крановом узле газопровода-подключения (74,5 км трассы) планируется к размещению экспериментальный образец линейного узла редуцирования, оснащенного стандартными клапанами-регуляторами, применяемыми в составе блоков редуцирования ГРС.

Схема исполнения линейного узла редуцирования показана на рисунке 2.5. Предполагаемая величина перепада давления на линейном регуляторе определяется с учетом требований к температурным режимам транспортировки газа (с учетом рисков морозного пучения околотрубного грунта при охлаждении, нарушений в работе оборудования при переохлаждении, образования в потоке газа жидкого конденсата или кристаллогидратов).

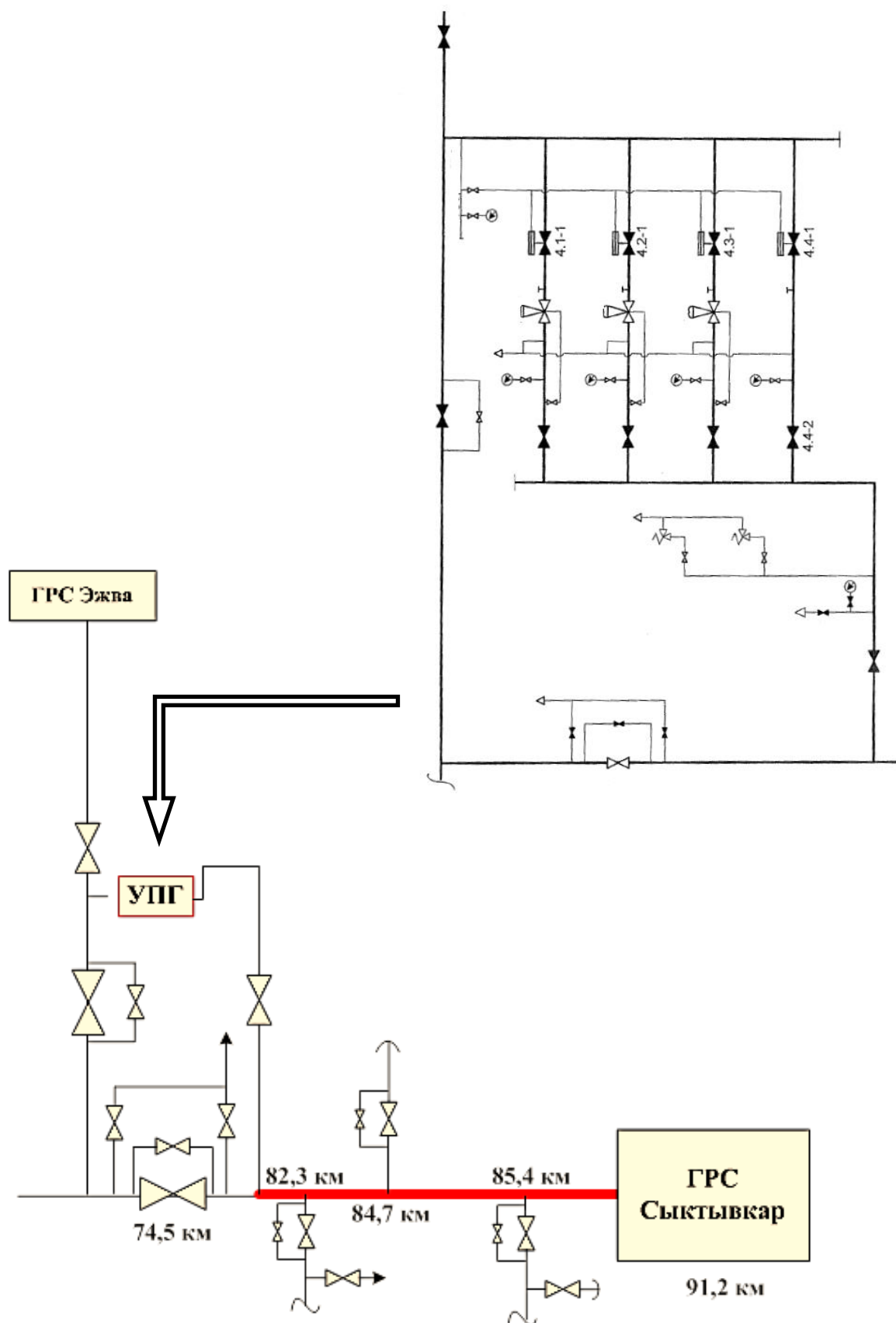


Рисунок 2.5 – Планируемая схема размещения линейного узла редуцирования на газопроводе-подключении Микунь – Сыктывкар

2.3.2 Расчетная оценка параметров функционирования линейного узла редуцирования в составе газопровода-подключения

Расчеты выполняются в соответствии с рекомендациями и с использованием расчетных выражений, представленных в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [85].

Газопровод-отвод условным диаметром 700 мм имеет протяженность 20 км и рассчитан на эксплуатацию при рабочем давлении 5,4 МПа (фактическое рабочее давление от 4,2 до 4,5 МПа) с пропускной способностью 155000 м³/ч (при нормальных условиях) (данные соответствуют фактическим характеристикам газопровода-отвода на ГРС «Сыктывкар»).

Участок трассы газопровода между линейным узлом редуцирования и ГРС «Сыктывкар» проходит преимущественно по равнинным формам рельефа, резкие перепады высот, а также локальные понижения или возвышенности отсутствуют.

Температура газа, подаваемого из МГ в газопровод-отвод, составляет ≈ 2 °С.

Температура грунта на глубине заложения газопровода-отвода в начале зимнего периода (планируемое время опытно-промышленной апробации технологии) составляет 1,5 – 2,0 °С.

Усредненный компонентный состав транспортируемого по газопроводу-подключению газа следующий [75]:

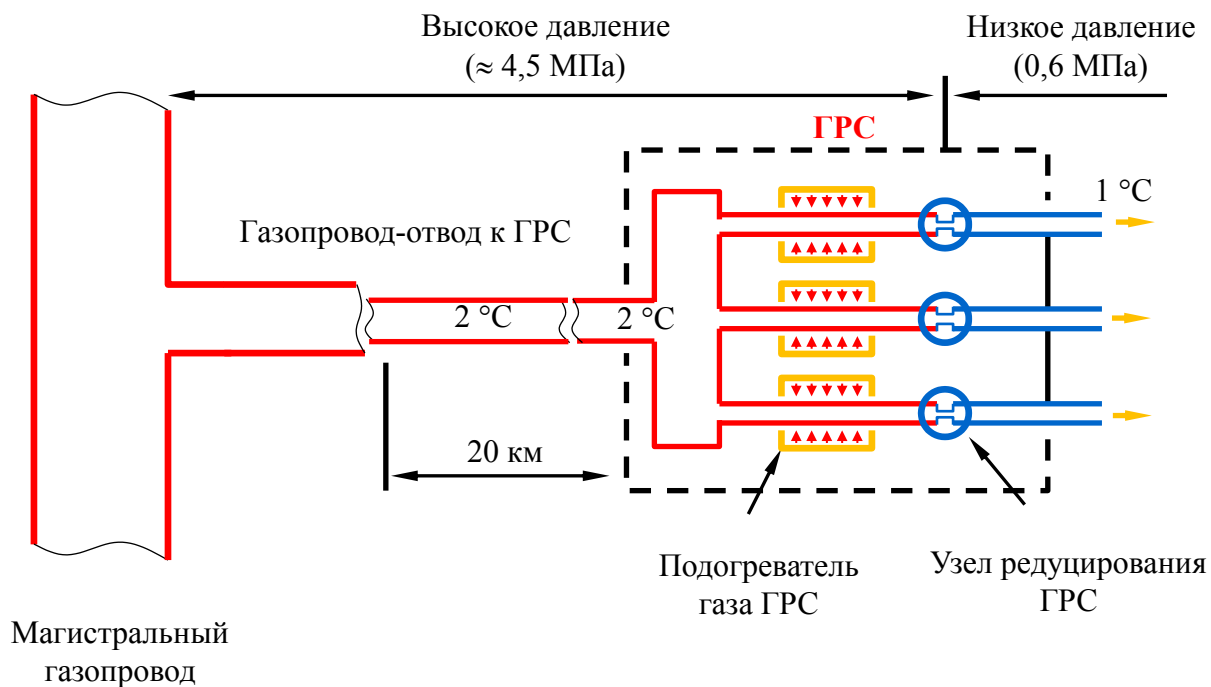
- метан – 98,6 %;
- этан – 0,17 %;
- азот – 1,1 %;
- углекислый газ – 0,18 %;
- прочие компоненты (до 0,03 %).

Рассматриваются два варианта реализации технологии подачи газа к ГРС:

- вариант I «без предварительного редуцирования» – подача газа к ГРС по газопроводу-отводу высокого давления ($P_p = 4,5$ МПа, рисунок 2.6, а);
- вариант II (предлагаемый, «с предварительным редуцированием») – снижение давления газа подаваемого в газопровод-отвод с помощью линейного узла редуцирования (до 2,5 МПа, см. рисунок 2.6, б).

Вариант I представляет собой стандартную общепринятую схему поставки газа к ГРС от МГ высокого давления (4,5 МПа). По варианту II предлагается использование регулятора давления (например, стандартного клапана-регулятора), монтируемого на входе газопровода-отвода и обеспечивающего снижение давления газа с 4,5 до 2,5 МПа.

а



б

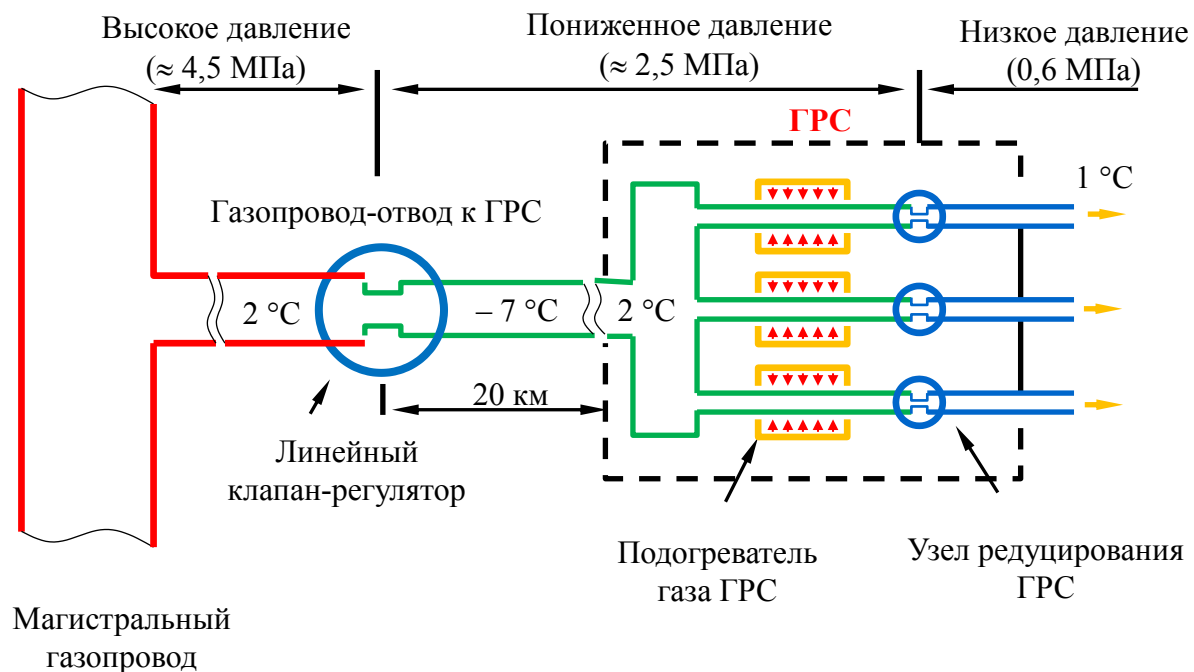


Рисунок 2.6 – Организация транспорта газа по газопроводу-отводу к ГРС без предварительного редуцирования (а) и с предварительным редуцированием (б)

Температура природного газа на выходе линейного узла редуцирования (T_2) может быть приближенно определена по выражению из [85].

Значение коэффициента Джоуля-Томсона для подаваемого по газопроводу-отводу природного газа составляет [27]

$$D_i = H_0 + H_1 \cdot P_{\text{пр}} + H_2 \cdot P_{\text{пр}}^2 + H_3 \cdot P_{\text{пр}}^3, \quad (2.1)$$

$$H_0 = 24,96 - 20,3 \cdot T_{\text{пр}} + 4,57 \cdot T_{\text{пр}}^2, \quad (2.2)$$

$$H_1 = 5,66 - \frac{19,92}{T_{\text{пр}}} + \frac{16,89}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (2.3)$$

$$H_2 = -4,11 - \frac{14,68}{T_{\text{пр}}} - \frac{13,39}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (2.4)$$

$$H_3 = 0,568 + \frac{2,0}{T_{\text{пр}}} - \frac{1,79}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{пн}}}, \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пн}}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{пн}} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{\text{кри}i}, \quad (2.7)$$

$$T_{\text{пн}} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot T_{\text{кри}i}, \quad (2.8)$$

где $P_{\text{кри}}, T_{\text{кри}}$ – критические значения давления и температуры i -го компонента газовой смеси, определяемые по ГОСТ 30319.1 [26] (таблица 2.1);

T, P – температура и давление при нормальных (293 К, 0,1013 МПа) или рабочих условиях;

x_i – концентрация i -го компонента в природном газе.

Таблица 2.1 – Критическое давление и критическая температура компонентов газовой смеси

Состав	Критическая температура $T_{\text{кри}}, ^\circ\text{C}$	Критическое давление $P_{\text{кри}}, \text{МПа}$
Метан	– 147,1	3,393
Этан	– 82,1	4,491
Азот	32,3	4,727
Углекислый газ	31,0	7,523

Результаты расчета коэффициента Джоуля-Томсона транспортируемого по газопроводу-отводу природного газа приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета средней изобарной теплоемкости транспортируемого природного газа

Условия	H_0	H_1	H_2	H_3	D_i , К/МПа
Нормальные (0,1 МПа, 20 °С)	4,54	– 0,15	– 0,22	0,02	4,54
Рабочие (4,5 МПа, 15 °С)	4,71	– 0,138	– 0,26	0,03	4,25

В соответствии с выражением (1.1) и данными таблицы 1.2 снижение на линейном узле редуцирования давления газа с 4,5 до 2,5 МПа будет сопровождаться понижением его температуры от 2 до минус 7 °С.

Определим тепловой режим транспорта газа для вариантов подачи газа «с редуцированием» и «без редуцирования».

Молярная масса природного газа рассчитывается по выражению [85]

$$M = \sum_{i=1}^n x_i \cdot M_i, \quad (2.9)$$

где x_i – концентрация i -го компонента газа;

M_i – молярная масса i -го компонента газа, определяемая по ГОСТ 30319.1 [26].

Результаты расчета молярной массы газовой смеси приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Молярная масса газовой смеси

Состав	Содержание, массовая доля	Молярная масса компонентов, г/моль	Молярная масса смеси, г/моль
Метан	0,986	16,04	16,25
Этан	0,0017	30,07	
Азот	0,011	28,02	
Углекислый газ	0,0018	44,01	

Плотность природного газа, транспортируемого по газопроводу-отводу к ГРС, при стандартных условиях ($P_c = 0,1013$ МПа и $T_c = 293,15$ К) составляет [85]

$$\rho_c = \frac{M \cdot P_c}{R_\mu \cdot T_c \cdot Z_c} \cdot 10^3, \quad (2.10)$$

где R_μ – универсальная газовая постоянная, 8,31 Дж/(моль·К);

Z_c – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях;

T_c – температура газа при стандартных условиях, К.

Коэффициент сжимаемости природного газа (при нормальных условиях) рассчитывается по следующим выражениям [27]:

$$Z_c = 1 + A_1 \cdot P_{пр} + A_2 \cdot P_{пр}^2, \quad (2.11)$$

$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{пр}} - \frac{3,16}{T_{пр}^2} + \frac{1,09}{T_{пр}^3}, \quad (2.12)$$

$$A_2 = -0,0423 - \frac{0,1812}{T_{пр}} + \frac{0,2124}{T_{пр}^2}, \quad (2.13)$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пн}}, \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{пн}}, \quad (2.14)$$

$$P_{пн} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{кpi}, \quad (2.15)$$

$$T_{пн} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot T_{кpi}. \quad (2.16)$$

Результаты расчета параметров газовой смеси (при нормальных условиях), транспортируемой по газопроводу-отводу, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета параметров газовой смеси (при нормальных условиях), транспортируемой по газопроводу-отводу

$T_{пр}$	$P_{пр}$	A_1	A_2	$T_{пн}, ^\circ\text{C}$	$P_{пн}, \text{МПа}$	Z_c	$\rho_c, \text{кг/м}^3$
1,54	0,02	– 0,11	0,014	190,34	4,59	0,997	0,677

Относительная плотность природного газа по воздуху определяется по выражению [27]

$$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_B}, \quad (2.17)$$

где ρ_v – плотность воздуха при стандартных условиях, 1,21 кг/м³.

В данном случае относительная плотность газовой смеси составляет 0,559.

Давление в конце участка составляет:

– 4,5 МПа при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

– 2,5 МПа при организации транспорта по варианту «с предварительным редуцированием».

Температура на выходе газопровода-отвода может быть определена по следующим выражениям [85, 120]:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{ax} - D_i \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-ax}), \quad (2.18)$$

$$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (2.19)$$

где T_0 – температура грунта на глубине заложения газопровода, 2 °С (275 К);

T_n – температура газа в начале участка газопровода, 2 °С (275 К);

x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки (протяженность газопровода-отвода), км;

D_i – среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа;

P_n, P_k – соответственно, начальное и конечное абсолютные давления газа на участке, МПа;

P_{cp} – среднее давление в газопроводе, МПа;

K_{cp} – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, (Вт/м²·К);

q – пропускная способность газопровода, млн. м³/сут;

C_p – средняя изобарная теплоемкость газа, кДж/(кг·К).

Среднее давление газа в газопроводе-отводе рассчитывается по выражению [85]

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_k + \frac{P_n^2}{P_n + P_k} \right). \quad (2.20)$$

Для рассматриваемых случаев среднее давление газа в газопроводе-отводе составляет:

– 4,44 МПа при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

– 2,40 МПа при организации транспорта по варианту «с предварительным редуцированием».

Коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду $K_{\text{ср}}$ для подземных газопроводов вычисляют по выражениям [85]:

$$K_{\text{ср}} = \left(R_{\text{из}} + \frac{1}{\alpha_{\text{гр}}} \right)^{-1}, \quad (2.21)$$

$$\alpha_{\text{гр}} = \frac{\lambda_{\text{гр}}}{10^{-3} \cdot d_{\text{н}}} \left[0,65 + \left(\frac{10^{-3} \cdot d_{\text{н}}}{h_{0\text{э}}} \right) \right], \quad (2.22)$$

$$h_{0\text{э}} = h_0 + \lambda_{\text{гр}} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{\delta_{\text{сн}}}{\lambda_{\text{сн}}} \right), \quad (2.23)$$

$$\alpha_{\text{в}} = 6,2 + 4,2 \cdot v, \quad (2.24)$$

где $\alpha_{\text{гр}}$ – коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт, Вт/(м²·К);

$\lambda_{\text{гр}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, 1,5 Вт/(м·К) (в среднем, для всех типов грунтов в пределах вмещающего объема);

h_0 – глубина заложения оси газопровода от поверхности грунта, 1,2 м;

$\delta_{\text{сн}}$ – толщина снежного покрова, 1,2 м;

$\lambda_{\text{сн}}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, 0,35 Вт/(м·К);

v – скорость ветра, 1 м/с;

$R_{\text{из}}$ – тепловое сопротивление противокоррозионного покрытия газопровода, определяемое по выражению [85]

$$R_{\text{из}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d_{\text{н}}}{2 \cdot \lambda_{\text{из}}} \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{н}}}, \quad (2.25)$$

где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, 530 мм;

$\lambda_{\text{из}}$ – коэффициент теплопроводности полиэтилена, 0,4 Вт/(м·К);

$d_{\text{из}}$ – наружный диаметр трубы с противокоррозионным покрытием, 537 мм.

Результаты расчета коэффициента теплопередачи от газа в окружающую среду представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета коэффициента теплопередачи от газа в окружающую среду

$\alpha_{\text{в}}$	$h_{0\text{э}}$	$\alpha_{\text{гр}}$	$R_{\text{из}}$	$K_{\text{ср}}$
10,4	6,5	3,08	$5,8 \times 10^{-3}$	3,03

Средняя изобарная теплоемкость газа определяется по выражениям [85]:

$$C_p = R \cdot (E_0 + E_1 \cdot P_{\text{пр}} + E_2 \cdot P_{\text{пр}}^2 + E_3 \cdot P_{\text{пр}}^3), \quad (2.26)$$

$$E_0 = 4,437 - 1,015 \cdot T_{\text{пр}} + 0,5917 \cdot T_{\text{пр}}^2, \quad (2.27)$$

$$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{\text{пр}}} + \frac{10,9}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (2.28)$$

$$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{\text{пр}}} - \frac{25,48}{T_{\text{пр}}^2} + \frac{11,81}{T_{\text{пр}}^3}, \quad (2.29)$$

$$E_3 = -0,214 + \frac{0,908}{T_{\text{пр}}} - \frac{0,967}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (2.30)$$

$$R = \frac{8,31}{M}. \quad (2.31)$$

Исходные данные и вычисленное по ним значение средней изобарной теплоемкости транспортируемого по газопроводу-отводу природного газа приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Исходные данные и результат расчета средней изобарной теплоемкости природного газа (при нормальных условиях)

E_0	E_1	E_2	E_3	R	C_p , кДж/(кг·К);
4,275	0,504	0,176	– 0,032	511,5	2,192

Результаты расчета температуры газа в газопровод-отводе для рассматриваемых вариантов транспорта, приведены на рисунке 2.7.

Кроме варианта, предусматривающего снижение давления в линейном редуцирующем узле до 2,5 МПа, рассмотрены варианты снижения давления на входе в газопровод-отвод до 3,0 и 3,5 МПа.

При организации транспорта газа по стандартной схеме (вариант I – «без предварительного редуцирования») температура газа на выходе газопровода-отвода составит 1,8 – 2,0 °С. При реализации варианта II («с предварительным редуцированием») температура газа на выходе газопровода-отвода составит:

- 0 °С при снижении давления на входе до 2,5 МПа;
- 0,5 °С при снижении давления на входе до 3,0 МПа;
- 1 °С при снижении давления на входе до 3,5 МПа.

Давление газа на выходе ГРС составляет 0,6 МПа, разность давления на входе и выходе ГРС составляет:

- 3,80 МПа при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

- 1,69 МПа при организации транспорта по варианту «с предварительным снижением давления до 2,5 МПа»;
- 2,23 МПа при организации транспорта по варианту «с предварительным снижением давления до 3,0 МПа»;
- 2,76 МПа при организации транспорта по варианту «с предварительным снижением давления до 3,5 МПа».

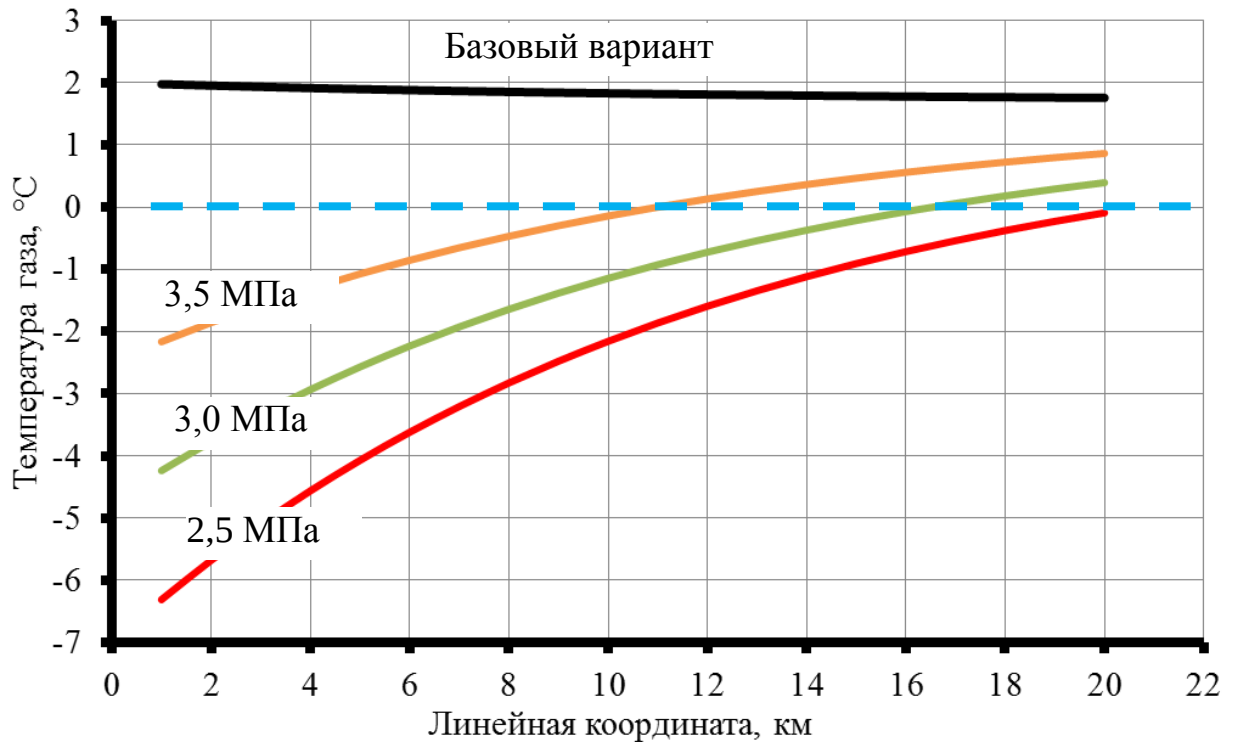


Рисунок 2.7 – Температура газа в газопроводе-отводе на участке между линейного узла редуцирования и ГРС (верхняя кривая – вариант «без предварительного редуцирования», $P_p = 5,4$ МПа, $T_n = 2$ °C; нижние кривые – варианты «с предварительным редуцированием», $P_p = 3,5; 3,0$ и $2,5$ МПа, $T_n = 2$ °C)

Процесс редуцирования газа на ГРС будет сопровождаться понижением его температуры (в данном случае предполагается, что газ перед узлом редуцирования ГРС не подогревается):

- до минус 15,3 °C при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;
- до минус 11,4 °C при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 2,5 МПа;

– до минус 9,5 °С при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,0 МПа;

– до минус 7,6 °С при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,5 МПа.

Зависимость температуры газа на выходе линии редуцирования ГРС от давления газа на входе в газопровод-отвод для рассматриваемого случая, показана на рисунке 2.8.

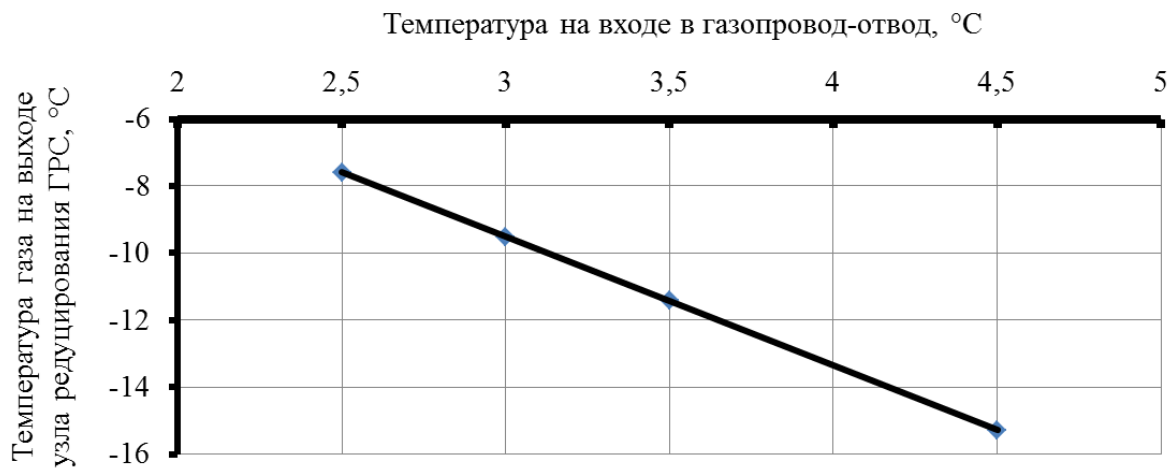


Рисунок 2.8 – Температура газа на выходе узла редуцирования ГРС
(без подогрева, в зависимости от давления на входе в газопровод-отвод)

Количество тепловой энергии, необходимой для нагрева суточного объема поставляемого ГРС газа может быть определено по выражению

$$Q = C_p \cdot m \cdot (T_1 - T_2), \quad (2.32)$$

где m – масса газа, подаваемого ГРС за сутки, $150000 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 0,677 \text{ кг/м}^3 = 2437200 \text{ кг}$ (при нормальных условиях);

T_1 – температура газа на выходе ГРС, принимается равной 2 °С;

T_2 – температура газа на выходе узла редуцирования ГРС (без предварительного подогрева), °С;

C_p – средняя изобарная теплоемкость транспортируемого природного газа, 2192 Дж/(кг·°С).

Суточный объем тепловой энергии, требуемой для нагрева газа, составит:

– 92 ГДж при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

– 51 ГДж при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 2,5 МПа;

- 61 ГДж при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,0 МПа;

- 71 ГДж при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,5 МПа.

Эффективная мощность подогревателя (группы подогревателей) составит:

- 1,3 МВт при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

- 0,75 МВт при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 2,5 МПа;

- 0,9 МВт при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,0 МПа;

- 1,03 МВт при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,5 МПа.

Низшая теплота сгорания природного газа составляет $\approx 36,5$ МДж/м³. Для нагрева суточного объема подаваемого ГРС газа до заданной температуры необходимо израсходовать (с учетом того, что максимальный КПД подогревателей типа ПТПГ-30 составляет 87 %):

- 2532,1 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа по варианту «без предварительного редуцирования»;

- 1405,8 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 2,5 МПа;

- 1688,3 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,0 МПа;

- 1964,22 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,5 МПа.

В результате расчета установлено, что экономия топливного газа в сутки при реализации технологии понижения давления газа на входе в газопровод-отвод составит:

- 1126,3 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 2,5 МПа;

- 847,8 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,0 МПа;

- 567,9 м³ (при нормальных условиях) при организации транспорта газа с предварительным снижением давления до 3,5 МПа.

Основным ограничивающим фактором применения рассматриваемой технологии каскадного регулирования давления в газопроводах-отводах является значительное охла-

ждение газа, в том числе до отрицательных температур. В то же время при соответствующем обосновании может быть определен такой режим, при котором охлаждающее воздействие на грунты может быть минимизировано. В частности, в рассматриваемом случае при снижении давления газа на 1 МПа (с 4,5 до 3,5 МПа) газ охлаждается до минус 2 °С, при этом экономия топливного газа, затрачиваемого на нагрев газа перед узлом редуцирования ГРС, за сутки достигает 0,6 тыс. м³ (при нормальных условиях). За один зимний месяц экономия газа составит 18 тыс. м³ (при нормальных условиях).

2.3.3 Оценка интенсивности охлаждения газа в газопроводе-подключении

Для повышения энергетической эффективности технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении необходимо обеспечить снижение интенсивности охлаждения газа на участке между МГ, из которого осуществляется отбор газа и первым узлом редуцирования. В рассматриваемом случае, расстояние между опытным образцом узла редуцирования и точкой присоединения газопровода-подключения к МГ составляет ≈ 75 км.

Определим параметры охлаждения газа в участке газопровода-подключения большой протяженности, соединяющего опытный линейный узел редуцирования и МГ.

Изменение режима теплообмена между газопроводом-подключением и грунтом может быть обеспечено:

- за счет увеличения глубины заложения газопровода;
- за счет использования теплоизоляционных покрытий.

Указанные методы могут быть реализованы при сооружении новых или при реконструкции уже существующих газопроводов, при этом ключевыми недостатками подобных технических решений будут являться:

- повышение стоимости сооружения или реконструкции объекта;
- недостаточная эффективность решений на протяженных газопроводах с малыми объемами транспортировки (что характерно для газопроводов-отводов к ГРС).

Предполагается с использованием приведенных ранее расчетных выражений проверить условия эффективного использования технических решений по снижению тепловых потерь. В качестве объекта, для которого определяются температурные режимы транспорта газа, принят газопровод-отвод к ГРС диаметром 700 мм, протяженностью 75 км, эксплуатируемый при давлении 5,4 МПа, трасса которого пролегает по преимущественно равнинным формам рельефа. В качестве объекта трубопроводной транспортировки выступает природный газ усредненного состава с содержанием метана на уровне 96 %. Глубина заложения газопровода варьируется от 1 до 2 м (по уровню верхней образующей

труб). В качестве теплоизоляции используется покрытие на основе пенополиуретана, имеющее толщину 50 и 100 мм. Газопровод эксплуатируется в природно-климатических условиях, характерных для Северо-Запада Европейской части Российской Федерации, сезон осенне-зимний. Рассматриваются три уровня загрузки газопровода: 150000 м³/ч («проектный»), 100000 м³/ч («фактический») и 50000 м³/ч («минимальный»). Расход газа приведен к нормальным условиям (давление 0,1013 МПа, температура 273,15 К).

На первом этапе была выполнена оценка степени влияния на интенсивность охлаждения газа, объемов его транспортировки. Также был определен коэффициент теплоотдачи газопровода в окружающую среду в зависимости от его заглубления. В результате было установлено, что уменьшение объема транспортировки от «проектного» до «фактического» и далее до «минимального» уровня способствует повышению интенсивности охлаждения газа в газопроводе. Так, в режиме «проектной» загрузки охлаждение газа происходит в пределах полной длины газопровода по экспоненциальному закону. При уменьшении расхода в три раза до «минимального» уровня охлаждение газа до температуры грунта будет иметь место на половине протяженности газопровода (рисунок 2.9, а).

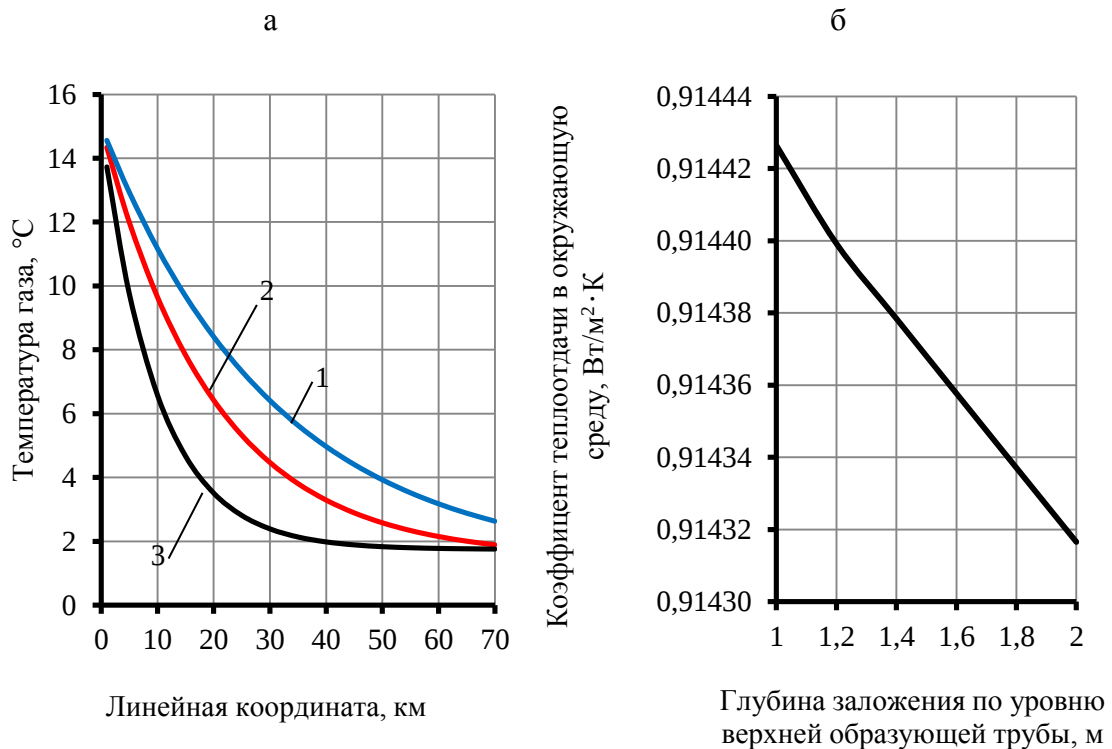


Рисунок 2.9 – Результаты расчетной оценки степени охлаждения газа в газопроводе-отводе к ГРС (а) при расходе 150000 м³/ч (кривая 1), 100000 м³/ч (кривая 2), 50000 м³/ч (кривая 3), коэффициент теплоотдачи в окружающую среду в зависимости от заглубления газопровода (б)

Увеличение заглубления газопровода на глубину от 1 до 2 м не оказывает существенного влияния на термобарические режимы транспортировки (см. рисунок 2.10, б).

Результаты расчетной оценки эффективности технических решений, предполагающих использование теплоизолированных труб, показаны на рисунке 2.10. Установлено, что использование теплоизоляционных покрытий не позволяет значительно уменьшить охлаждение газа в газопроводе и положительный эффект использования теплоизоляции будет проявляться в случае обеспечения высоких расходов. В условиях «минимальной» загрузки газопровода подводимый к ГРС газ будет иметь температуру, соответствующую температуре грунта вне зависимости от толщины теплоизоляционного внешнего слоя (50 или 100 мм).

В результате проведенной расчетной оценки установлено, что эффективность стандартных решений, обычно применяемых для уменьшения интенсивности теплообмена транспортируемого по трубопроводу продукта с окружающей средой, при значительной протяженности маршрута и малых объемах поставки оказывается на достаточно низком уровне.

Кроме указанных методов снижения тепловых потерь в газопроводах-отводах, к рассмотрению может также быть принято техническое решение, предполагающее уменьшение давления газа на входе в газопровод-отвод. Как было указано ранее, принцип снижения давления на ГРС основан на эффекте дросселирования, реализация которого, кроме уменьшения давления газа, способствует его охлаждению.

Интенсивность охлаждения газа при дросселировании определяется коэффициентом Джоуля-Томсона, значение которого зависит от компонентного состава газа. В среднем при снижении давления газа на 1 МПа его температура снизится на $\approx 4,5$ °С. Таким образом, подаваемый на ГРС газ, имеющий температуру, соответствующую температуре грунта (например, 2 °С), и давление 5,4 МПа, после редуцирования обладающий давлением 0,6 МПа, охладится до температуры $\approx$ минус 20 °С. Для уменьшения рисков транспортировки охлажденного газа необходим его предварительный подогрев, выполняемый с помощью подогревателей в составе технологического оборудования ГРС.

Уменьшение давления газа на входе в газопровод-отвод может быть выполнено с помощью стандартных клапанов-регуляторов или специальной запорно-регулирующей аппаратуры. Степень редуцирования определяется в зависимости от температуры газа в точке отбора из МГ, а также предельно допустимой скоростью потока. Например, газ в точке отбора имеет температуру 15 °С и давление 5,4 МПа.

Допустимая температура после редуцирования должна примерно соответствовать температуре грунта (например, 2 °С). В результате давление газа после редуцирования должно составлять $\approx 2,5$ МПа.

При редуцировании на ГРС давление газа уменьшится с 2,5 до 0,6 МПа, при этом он охладится до температуры $\approx$ минус 6,5 °С.

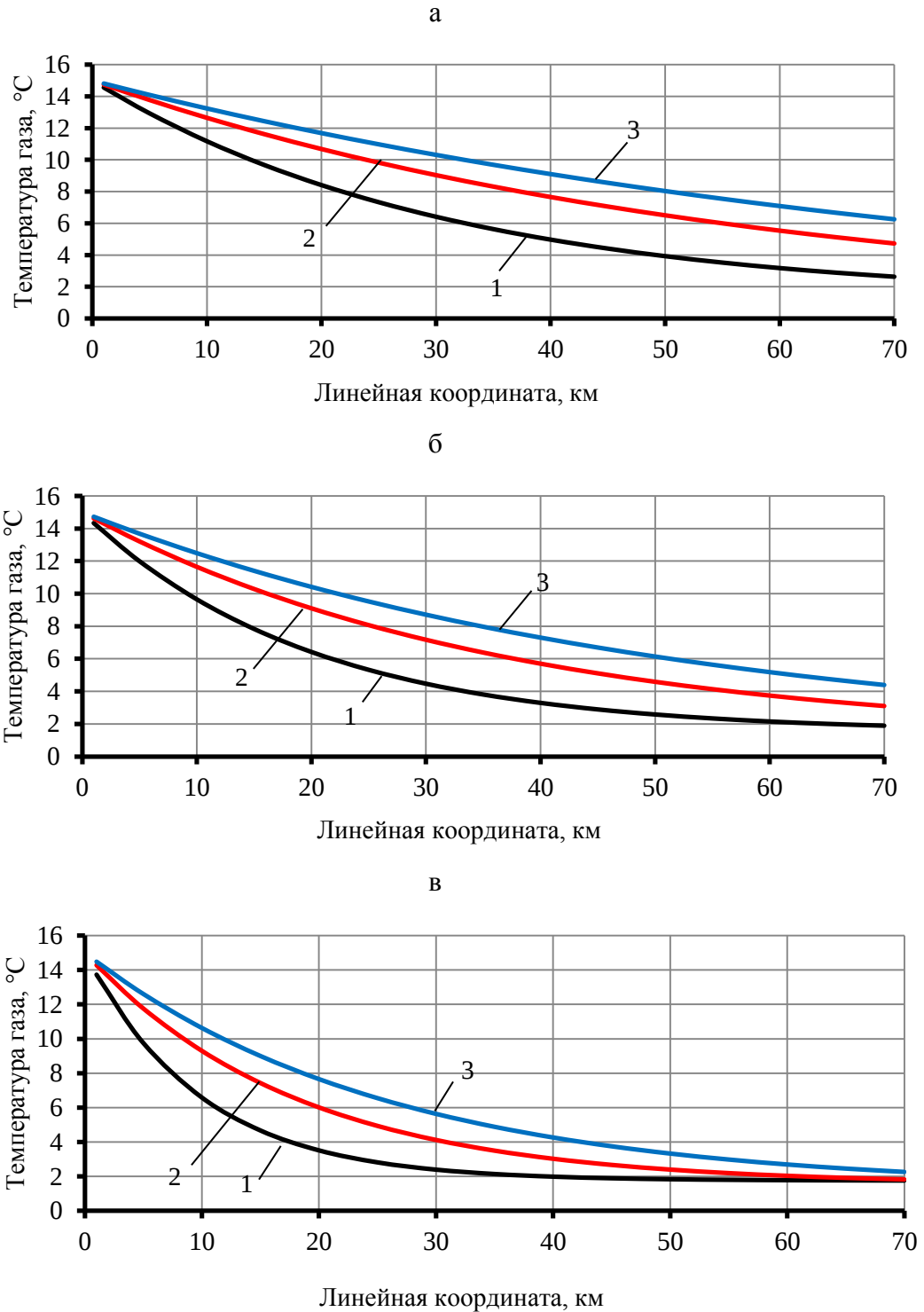


Рисунок 2.10 – Результаты расчета интенсивности охлаждения газа в газопроводе-отводе при расходе: а – 150000 м³/ч; б – 100000 м³/ч; в – 50000 м³/ч

(в случае использования теплоизоляционных покрытий на основе пенополиуретана толщиной 50 мм (кривая 2) и 100 мм (кривая 3), в качестве опорной кривой (кривая 1) использован график охлаждения газа в газопроводе без теплоизоляции)

Также необходимо отметить, что регулирование давления газа на входе в газопроводы-отводы является стандартным решением в случае технической возможности отбора газа из проложенных в одном технологическом коридоре газопроводов, эксплуатируемых при разном рабочем давлении.

Например, на 0 км газопровода-отвода к ГРС «Сыктывкар» (ООО «Газпром трансгаз Ухта») смонтирован линейный узел редуцирования, включающий несколько клапанов-регуляторов, позволяющий выполнять отбор газа из МГ, работающих при рабочем давлении 7,5 и 5,4 МПа, при этом давление в газопроводе-отводе поддерживается на уровне 4,5 МПа.

2.3.4 Технология каскадного понижения давления газа в газопроводах-подключениях ГРС. Общие принципы

Газопровод-отвод (рисунок 2.11), подводящий газ высокого давления с положительной температурой к ГРС, заглубляется в грунт, имеющий стабильно положительную температуру как в летний, так и зимний период, оснащается линейными узлами редуцирования, размещаемыми в определенном порядке вдоль газопровода-отвода и управляемыми с помощью единой цифровой системы, включающей:

- датчики контроля температуры грунта;
- датчики температуры газа;
- расходомеры;
- датчики давления.

Первый узел редуцирования размещается на входе в газопровод-отвод, второй и все последующие узлы редуцирования размещаются вдоль газопровода с заданным шагом, определяемым по результатам тепловых расчетов.

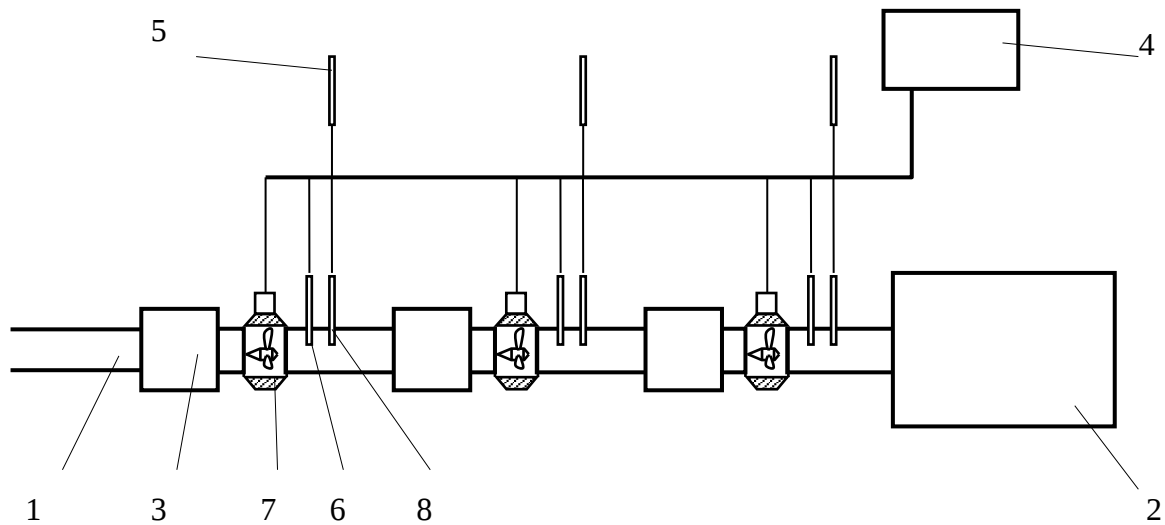
На первом узле снижения давления давление газа понижают на величину, определяемую по условию

$$P_2 = P_1 - \frac{(T_1 - 0,1)}{D_i}, \quad (2.33)$$

где P_1 , T_1 – соответственно, давление и температура газа на входе в первый линейный узел редуцирования, МПа;

P_2 – допустимое давление газа на выходе первого линейного узла редуцирования, МПа;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона для газа, транспортируемого по газопроводу-отводу, °С/МПа.



1 – газопровод; 2 – ГРС; 3 – узел редуцирования; 4 – цифровой блок управления;
5 – датчик температуры грунта; 6 – датчик давления; 7 – расходомер;
8 – датчик температуры газа

Рисунок 2.11 – Схема газопровода-отвода с линейными узлами редуцирования

Далее газ с пониженным давлением направляется к следующему линейному узлу редуцирования газопровода-отвода, при этом его температура, за счет естественного теплообмена, повышается до температуры грунта.

На втором и последующих линейных узлах редуцирования давление газа понижается на величину, определяемую по условию

$$P_{j+1} = P_j - \frac{(T_{гj} - 0,1)}{D_i} \quad (2.34)$$

где P_{j+1} – допустимое давление газа на выходе во второй и все последующие линейные узлы редуцирования, МПа;

P_j , $T_{гj}$ – соответственно, давление и температура газа на входе во второй и все последующие линейные узлы редуцирования, МПа, К.

В результате газ, проходящий по газопроводу-отводу, охлаждается при дросселировании на линейных узлах редуцирования, с последующим нагревом за счет теплового взаимодействия газопровода-отвода с окружающим его грунтом.

На входе в ГРС, газ также имеет температуру, соответствующую температуре грунта, при этом за счет уменьшения разности давлений газа на входе и выходе ГРС, охлаждение газа будет менее интенсивным, чем в случае реализации стандартной техно-

логии, предполагающей, что понижение давления газа осуществляется только на ГРС. В результате, расход топливного газа, используемого в подогревателях ГРС, значительно снижается.

Единая цифровая система обеспечивает непрерывный контроль расхода, температуры и давления газа, а также температуры грунта в окрестности газопровода-отвода, определяет допустимые уровни снижения давления в каждом линейном узле редуцирования, выполняет автоматическое управление процессом ступенчатого понижения давления газа.

Газопровод-отвод условным диаметром 700 мм обеспечивает транспорт газа к ГРС. Давление на входе в газопровод-отвод составляет 5,4 МПа, давление на входе в ГРС составляет 5,1 МПа, протяженность газопровода-отвода 40 км, температура газа на входе в газопровод-отвод 20 °С, температура грунта в зимний период 2 °С.

На ГРС происходит снижение давления газа до 0,6 МПа. При реализации стандартной схемы поставки газа без ступенчатого понижения давления газа в газопровode-отводе, за счет значительной протяженности газопровода-подключения, имеет место охлаждение газа до температуры грунта за счет теплообмена между газопроводом-отводом и грунтом (см. рисунок 2.4). При снижении давления газа на ГРС за счет эффекта дросселирования газ охлаждается до температуры минус 22 °С. Транспортировка охлажденного до отрицательных температур газа связана с рисками, обусловленными повышенной повреждаемостью оборудования при обмерзании, морозным пучением грунтов на трассе газопровода-отвода, снижением пропускной способности газопровода-отвода за счет перекрытия его полости кристаллогидратами.

Для предупреждения интенсивного переохлаждения газа на ГРС выполняется его подогрев с помощью подогревателей, работающих на природном газе [103]. В результате, температура газа низкого давления на выходе ГРС составляет 2 °С.

При внедрении технологии энергосбережения газопровод-отвод оснастили тремя линейными узлами редуцирования [20]. В результате, на первом линейном узле редуцирования давление газа снизили с 5,4 до 1,8 МПа (рисунок 2.12), при этом его температура также снизилась с 20 до 0,1 °С. На входе во второй линейный узел редуцирования температура газа за счет теплообмена между газопроводом-отводом и грунтом составила 2 °С. Давление газа во втором линейном узле редуцирования было понижено на 0,3 МПа, при этом его температура составила 0,1 °С при давлении 1,5 МПа. На входе в третий линейный узел редуцирования температура газа за счет теплообмена между газопроводом-отводом и грунтом также составила 2 °С. Давление газа в третьем линейном узле редуци-

рования было понижено на 0,3 МПа, при этом его температура составила 0,1 °С при давлении 1,2 МПа.

На входе в ГРС за счет теплообмена между газопроводом-отводом и грунтом газ имел температуру 2 °С. Снижение давления газа на ГРС составило 0,6 МПа, при этом газ охладился до температуры минус 1,3 °С (рисунок 2.12) [112].

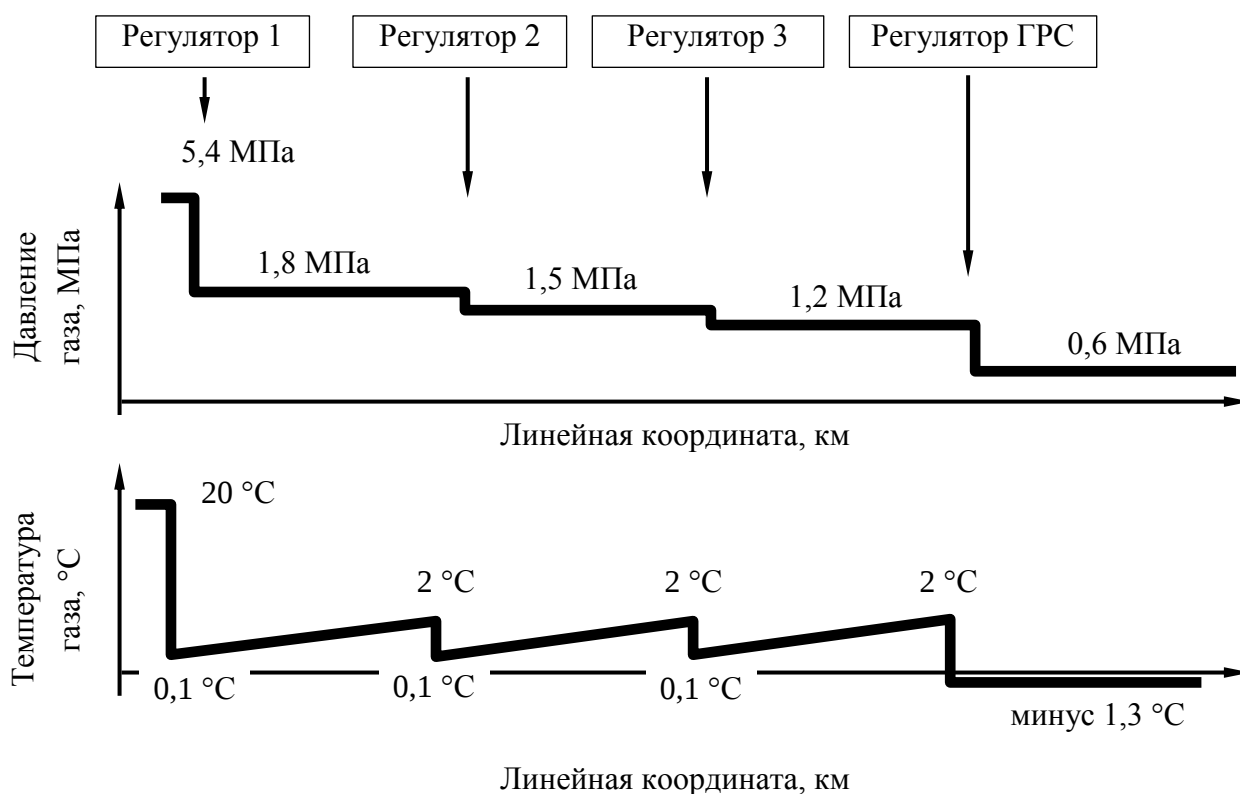


Рисунок 2.12 – Графики изменения давления (вверху) и температуры (внизу) газа в газопроводе-отводе при реализации технологии ступенчатого понижения давления газа в газопроводе-отводе

При реализации стандартной технологии транспортировки газа по газопроводу-отводу, подводимой к газу на ГРС тепловой энергии должно быть достаточно для его нагрева от минус 22 до 2 °С, соответственно $\Delta T = 24$ °С. При реализации технологии ступенчатого понижения давления газа газ должен быть разогрет от минус 1,3 до 2,0 °С, при этом $\Delta T = 3,3$ °С. Соотношение энергопотребления процесса нагрева газа на ГРС при стандартной технологии транспорта газа и при технологии ступенчатого понижения давления в газопроводе-отводе будет соответствовать соотношению температур нагрева, $24\text{ °С}/3,3\text{ °С} = 7,3$. В результате реализации технологии ступенчатого понижения давления газа в газопроводе-отводе затраты энергоносителей на ГРС, затрачиваемых на нагрев газа, могут быть снижены в 7,3 раза.

2.3.5 Выводы по главе 2

- 1) В качестве объекта внедрения энергосберегающей технологии каскадного снижения давления газа выбран газопровод-подключение к ГРС «Сыктывкар» протяженностью 90 км, выполненный из труб диаметром 700 мм, эксплуатируемый при рабочем давлении 5,4 МПа (фактическое рабочее давление составляет 4,2 МПа);
- 2) Размещение опытного образца линейного пункта редуцирования предполагается на 75 км трассы газопровода-подключения, в точке размещения кранового узла ГО-9;
- 3) Выполнен анализ температурных режимов работы линейного узла редуцирования, определен оптимальный перепад давления по условию предотвращения интенсивного охлаждения газа и оборудования;
- 4) Выполнена расчетная оценка параметров охлаждения газа на участке газопровода-подключения между МГ и линейным узлом редуцирования. Показано, что максимальное энергосбережение может быть достигнуто при размещении узла редуцирования в точке присоединения газопровода-подключения к МГ;
- 5) Предложена методика расчетной оценки режимов работы линейных узлов редуцирования при реализации каскадной технологии снижения давления газа в газопроводах-подключениях.

Глава 3. Результаты опытно-промышленной реализации метода каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС

3.1 Линейный узел редуцирования. Конструкция

Проектирование линейного узла редуцирования выполнено с учетом технических требований, приведенных в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические требования к линейному узлу редуцирования, предполагаемому к монтажу на 75,5 км газопровода-подключения Микунь – Сыктывкар

Показатель	Значение
Производительность, м ³ /ч (при нормальных условиях) (min/max)	5000 / 165000
Давление на входе, МПа	5,4
Количество выходов	1
Давление на выходе, МПа (min)	1,2
Температура газа на входе, °С (min/max)	минус 5 / 20
Температура эксплуатации узла редуцирования газа по наружному воздуху, °С	от минус 47 до 35
Сейсмостойкость	до 6 баллов по шкале Рихтера

Линейный узел редуцирования осуществляет снижение и автоматическое поддержание заданного давления газа, обеспечивает стабильную работу во всем диапазоне входного и выходного давления газа. Конструктивное исполнение узла редуцирования обеспечивает надежное и безопасное функционирование в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

Линейный узел редуцирования состоит из трех линий редуцирования (двух рабочих и одной резервной), расположенных на раме для эксплуатации на открытом воздухе. При сборке линейного узла редуцирования использовано демонтируемое при выполнении капитального ремонта ГРС «Эжва» ремонтно-пригодное оборудование. При комплектации линейного узла редуцирования минимизировано применение оборудования зарубежного производства или оборудования, в состав которого входят комплектующие зарубежного производства, не включенного в сводный перечень закупок или по которым отсутствует решение Комиссии по замене материально-технических ресурсов ПАО «Газпром».

Линии редуцирования содержат следующее, последовательно размещаемое оборудование:

- кран с дистанционно управляемым приводом;
- регулятор давления;
- кран с ручным управлением.

Марка примененных регуляторов давления – РДУ-100-64.

В конструкции линейного узла редуцирования предусмотрена возможность подключения отдельных дистанционно управляемых узлов (кранов с механизированным приводом, клапанов-регуляторов) к системе автоматического управления. Отбор импульсного газа для управления оборудованием линейного узла редуцирования выполняется из системы импульсного газа кранового узла ГО-9. В конструкции линейного узла редуцирования предусмотрены технические решения по защите от превышения выходного давления.

Для защиты от атмосферной коррозии при сооружении линейного узла редуцирования предусмотрены мероприятия по покраске надземных металлоконструкций, технологического оборудования и строительных сооружений.

Линейный узел редуцирования поставляется в состоянии максимальной готовности, с обеспечением минимального числа монтажных операций при установке на месте эксплуатации. Разработка и изготовление узла выполнена в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [85].

Система автоматического управления не входит в комплект поставки линейного узла редуцирования. Датчики технологических параметров, узлы управления электроприводных управляющих устройств, указатели положения запорно-регулирующей арматуры комплектуются из демонтируемых при выполнении капитального ремонта ГРС «Эжва» узлов. Допустимая погрешность датчиков для измерения значений основных параметров технологических процессов узла редуцирования газа должна укладываться в следующие диапазоны:

- по группе датчиков давления – от 0,1 до 0,2 %;
- по группе датчиков температуры – от 0,25 до 0,50 %;

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение.

Для управления кранами входных линий узла применяются узлы управления ЭПУУ-15 (24 В), для контроля положения кранов – указатели положения УКП-04.

Датчики контроля выходного давления располагаются после выходного коллектора линейного узла редуцирования.

В конструкции линейного узла редуцирования предусмотрена установка электроизолирующих прокладок между трубопроводом и опорами с сопротивлением изоляции не менее 100 кОм на одну опору, разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром».

Применяемые средства измерения комплектуются из демонтируемых при выполнении капитального ремонта ГРС «Эжва» узлов, имеют свидетельство об утверждении типа средств измерений, обеспечивают метрологические требования к измерениям, соответствуют требованиям к условиям эксплуатации (технологический процесс, климатические условия и т.д.). Используемые средства измерения допущены к применению на объектах ПАО «Газпром». Средства измерения размещены под навесом, на высоте, удобной для осмотра и обслуживания с земли или штатной площадки обслуживания.

Размещение оборудования выполнено с учетом требований по обеспечению свободного доступа к средствам измерения и техническим устройствам при их обслуживании, поверке (калибровке) и ремонте.

Схемы исполнения линейного узла редуцирования показаны на рисунках 3.1 – 3.5.

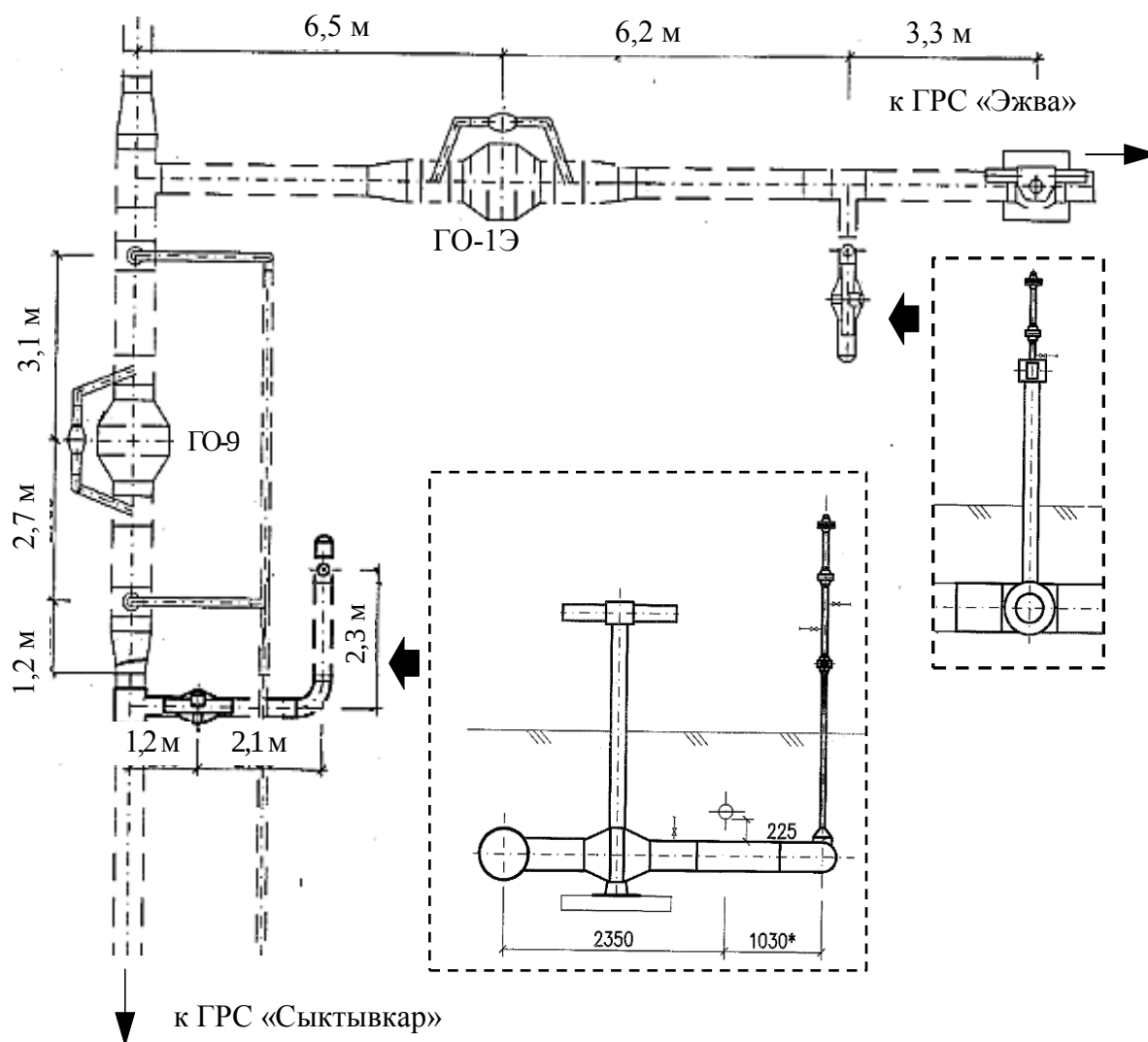
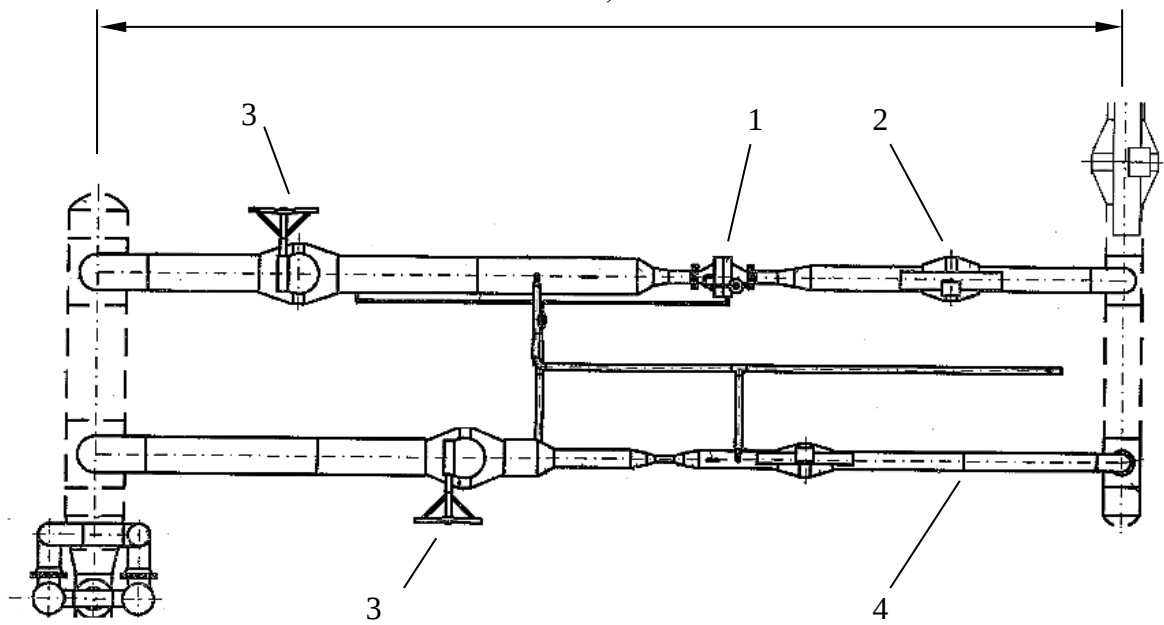


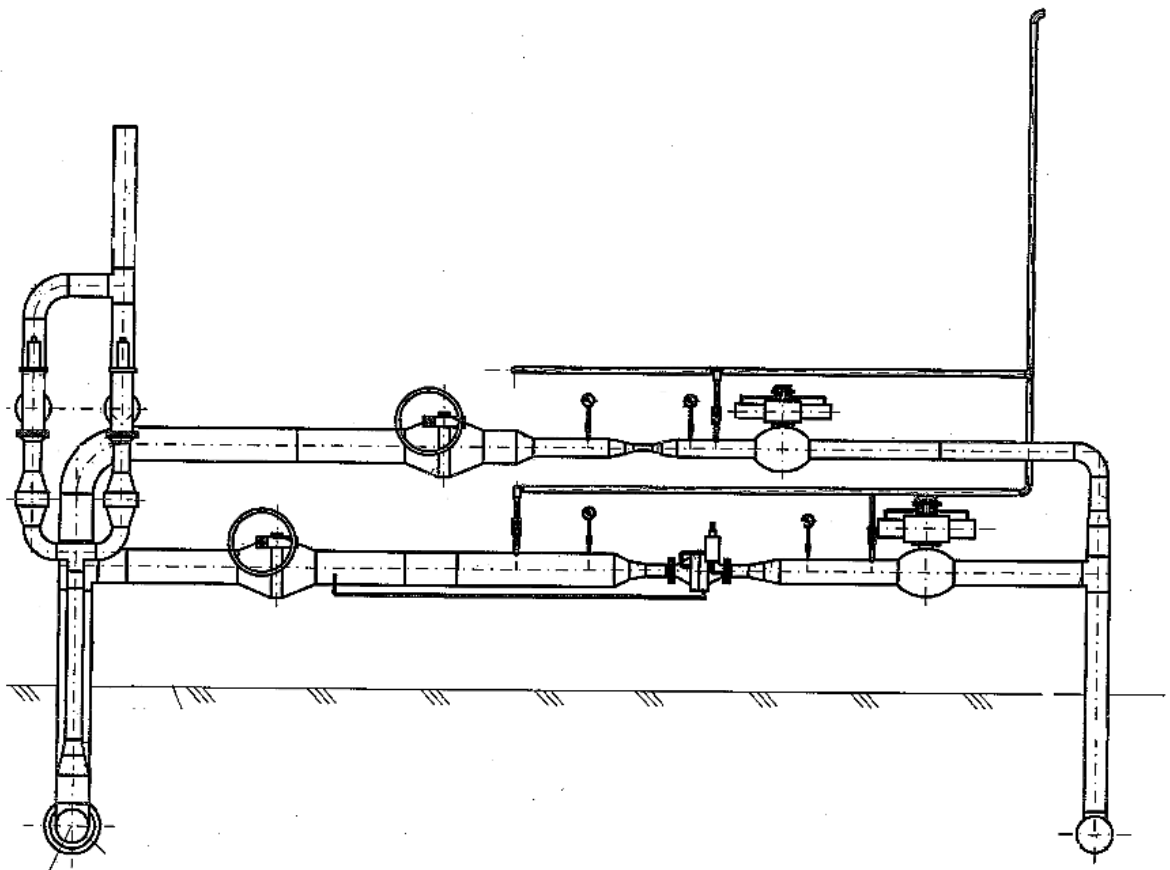
Рисунок 3.1 – Схема размещения узлов подключения линейного узла редуцирования к газопроводам подключениям к ГРС «Сыктывкар» и ГРС «Эжва»

а

9,15 м



б



1 – клапан-регулятор РДУ-64-100; 2 – кран шаровый с механизированным приводом;
3 – кран шаровый с ручным управлением; 4 – линия постоянного расхода

Рисунок 3.2 – Линейный узел редуцирования: а) вид сверху; б) вид
со стороны линии постоянного расхода

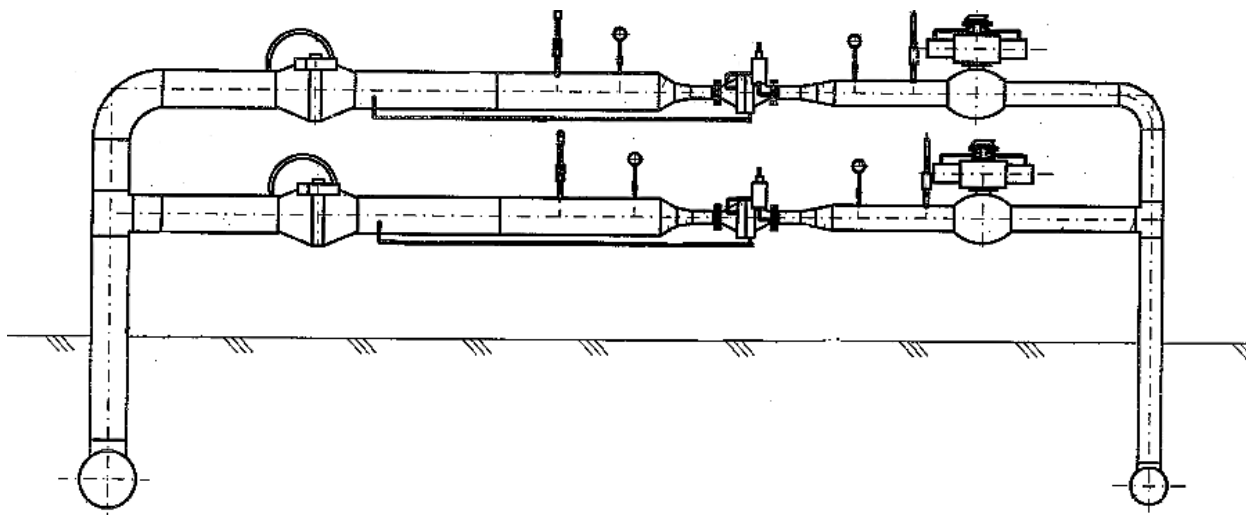


Рисунок 3.3 – Линейный узел редуцирования,
вид со стороны линий регулируемого расхода

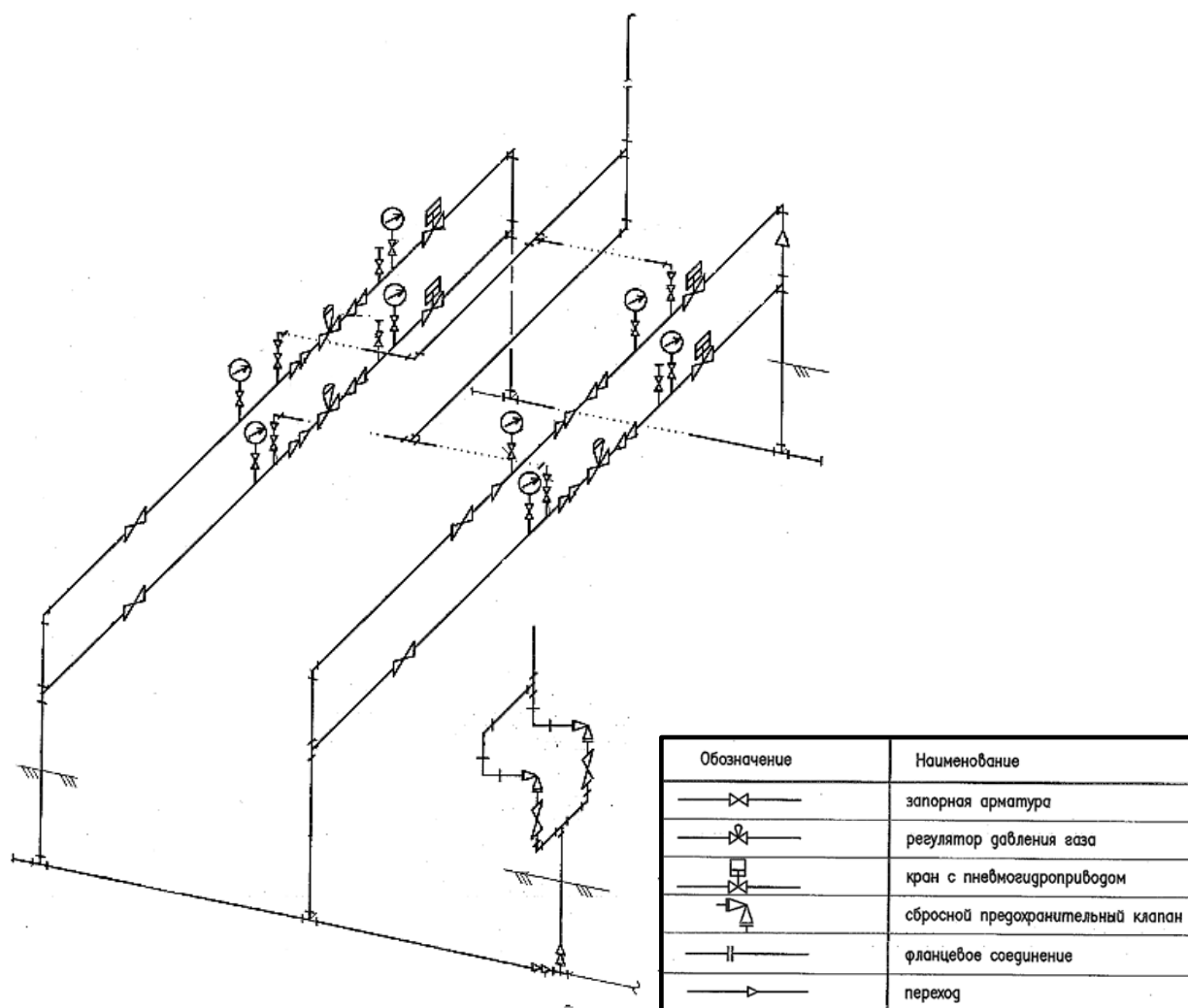
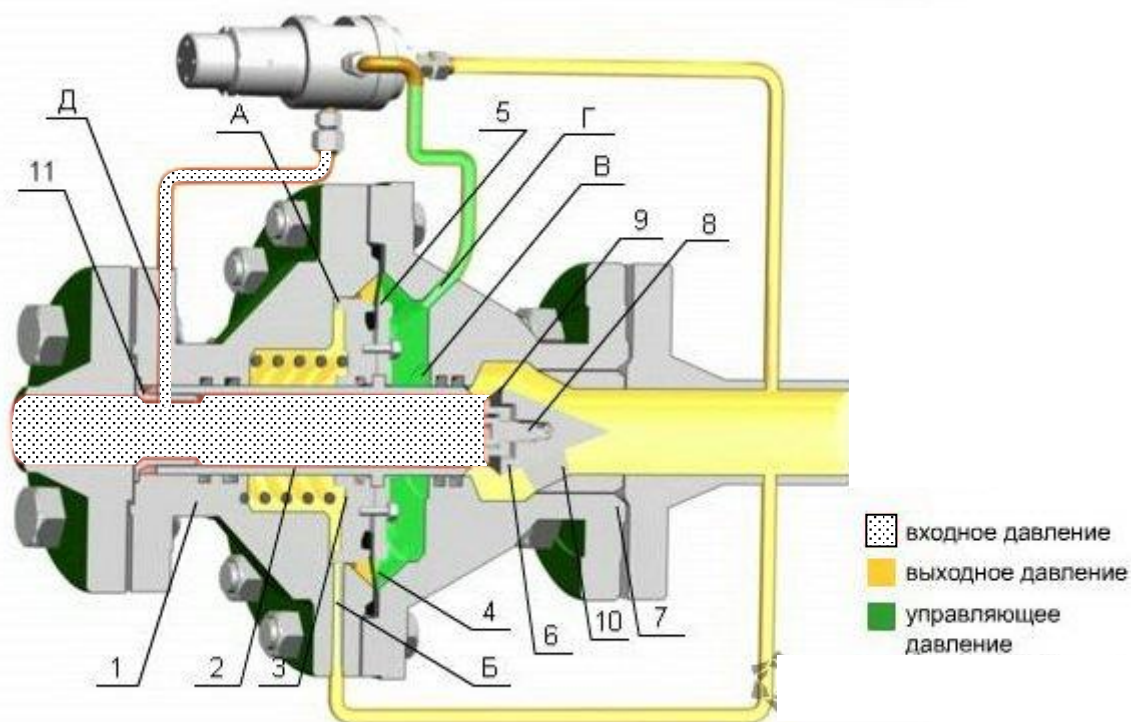


Рисунок 3.4 – Схема линейного узла редуцирования (аксонометрия)



Рисунок 3.5 – Временный узел редуцирования:
а) монтаж; б) опытно-промышленная эксплуатация

Для обеспечения заданных выходных параметров газа (расхода, давления) линейный узел редуцирования оснащен прямооточным клапаном-регулятором РДУ-100-64 (рисунок 3.6).



А и В – рабочие полости регулятора; Б, Д и Г – рабочие отверстия
 1 – корпус; 2 – затвор; 3 – возвратная пружина; 4 – мембранный привод;
 5 – диск; 6 и 7 – шайба; 8 – седло; 9 – крышка; 10 – винт; 11 – прокладка;
 12 – ребро; 13 – кожух

Рисунок 3.6 – Клапан-регулятор РДУ-100-64 [78]

В состав клапана-регулятора входят следующие системы [78]:

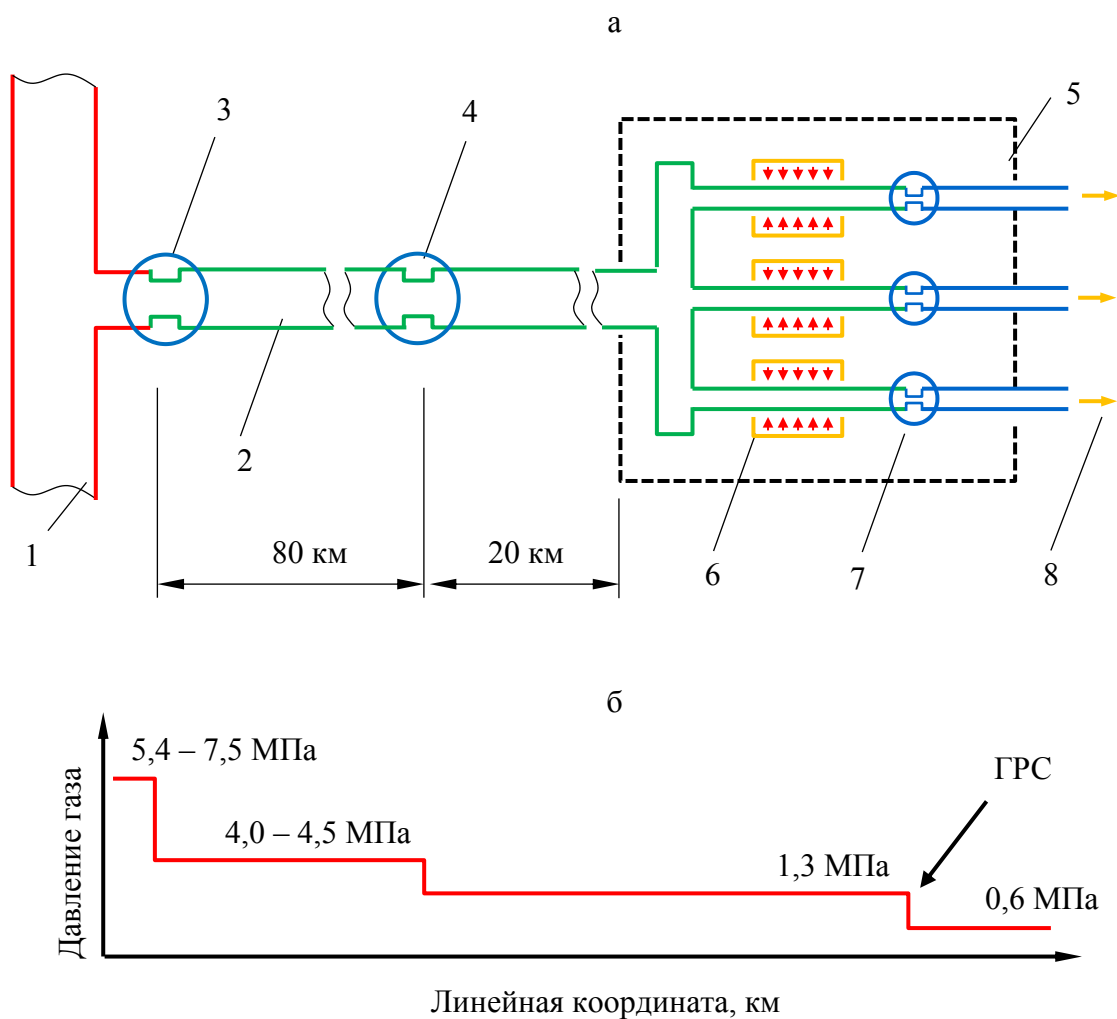
- регулирования расхода (исполнительные узлы, обеспечивающие дозированный перепуск газа);
- управления (устройства, задающие параметры перепуска газа в зависимости от параметров отбора газа потребителями, заданного давления и пр.).

Клапан-регулятор РДУ-100-64 имеет следующие функциональные показатели:

- номинальный диаметр – 100 мм;
- номинальное давление – от 6,4 до 10,0 МПа;
- диапазон рабочих температур от минус 10 до 80 °С;
- максимальный ход затвора при регулировании – 40 мм.

3.2 Опытнo-промышленная апробация технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС

Опытнo-промышленная апробация технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе подключения ГРС выполнена в 2019, 2021, 2022 и 2023 гг. Принципиальная схема работы газопровода подключения с линейными узлами редуцирования показана на рисунке 3.7.



- 1 – магистральный газопровод высокого давления; 2 – газопровод-отвод;
 3 – линейный узел редуцирования на входе в газопровод-отвод (первый);
 4 – промежуточный узел редуцирования (второй); 5 – ГРС; 6 – подогреватели ГРС;
 7 – клапаны регуляторы ГРС; 8 – газ низкого давления

Рисунок 3.7 – Схема газопровода-отвода, соединяющего магистральный газопровод и ГРС, оснащенного двумя линейными узлами редуцирования (а), график изменения давления в газопроводе-отводе (б)

Пробный пуск в работу линейного узла редуцирования (второго), смонтированного на 74,5 км газопровода-подключения ГРС «Сыктывкар» (см. рисунок 2.3), выполнен в период с 23 по 25 октября 2019 г. Работы выполнялись в следующей последовательности:

- 23.10.2019 в 10 часов 30 минут (МСК) выставлены посты в соответствии с программой организации и проведения работ по комплексному опробованию линейного узла редуцирования со снижением давления газа на участке 74,5 – 91,2 км газопровода-подключения ГРС «Сыктывкар» до 1,3 МПа на выходе с линейного узла редуцирования и до 1,2 МПа на входе ГРС «Сыктывкар»;

- в 11 часов выполнено открытие байпаса крана 1Э (см. рисунок 3.1), заполнение участка до входных кранов в линейный (второй) узел редуцирования, открытие крана 1Э и закрытие байпаса крана 1Э, выполнена поочередная настройка клапанов-регуляторов линейного узла редуцирования РД4-1, РД4-2, РД4-3. По окончании настройки клапанов регуляторов выполнено перекрытие кранов линейного (второго) узла редуцирования;

- в 13 часов открыт байпас крана ГО-9 (см. рисунок 3.1), произведено закрытие крана ГО-9;

- в период с 13 по 15 часов осуществлено снижение давления газа в газопроводе-подключении ГРС «Сыктывкар» на участке 74,5 – 91,2 км до значения 1,3 МПа. Заданное значение давления газа поддерживалось за счет регулируемого перепуска газа через байпас крана ГО-9 (см. рисунок 3.1);

- в 15 часов поочередно открыты кран ГО-10, выходные краны с ниток линейного узла редуцирования, закрыт байпас крана ГО-9 (см. рисунок 3.1);

- линейный узел редуцирования запущен в работу;

- 25.10.2019 в 12 часов выполнено поднятие давления на участке 74,5 – 91,2 км газопровода-подключения ГРС «Сыктывкар» до рабочего;

- в 17 часов восстановлен штатный режим работы газопровода-подключения к ГРС «Сыктывкар», линейный узел редуцирования выведен из работы.

В результате проведенной опытно-промышленной апробации было установлено следующее:

- температура газа на выходе с линейного (второго) узла редуцирования имеет отрицательные значения на расстоянии до 1100 м;

- технологическое оборудование ГРС «Верхний Чов», ГРС «Сыктывкар», ГРС АГНКС «Сыктывкар» функционировало в штатном режиме, замечаний выявлено не было.

До пуска линейного (второго) узла редуцирования в работу, в целях недопущения прекращения газоснабжения, необходимо разработать план мероприятий по обеспечению его безотказной автономной работы, включая:

- оценку показателей пучинистости грунтов на участках транспортировки газа с отрицательной температурой;
- рассмотреть потребность в дополнительном пуске линейного (второго) узла редуцирования в период максимального потребления газа потребителями г. Сыктывкара, а также с наименьшим значением температуры воздуха в г. Сыктывкаре для комплексного опробования работы технологического оборудования в связке с автоматикой телеметрией и телемеханикой.

В ходе опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления выполнялся контроль следующих показателей:

- температуры и давления газа на входе и выходе первого и второго линейных узлов редуцирования, а также ГРС, выполняющих отбор газа из газопровода-подключения ГРС «Сыктывкар»;
- температуры воздуха;
- температуры грунта в месте размещения линейного (второго) узла редуцирования;
- температуры поверхности газопровода подключения с помощью датчиков температуры, смонтированных на поверхности трубы, расположенных с шагом 500 м от точки размещения линейного (второго) узла редуцирования на дистанции 6 км.

Особенности измерения температуры грунта и воздуха в период проведения опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении показаны на рисунке 3.8. Температура грунта составляла 11 °С, температура воздуха в среднем составляла 20 °С.

Результаты измерения давления и температуры газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования показаны на рисунках 3.9 и 3.10. Давление и температура газа на входе составляли в среднем, соответственно, 6,4 МПа (64 кгс/см²) и 14,0 °С, давление и температура на выходе – в среднем 4,5 МПа (45,0 кгс/см²) и 1,0 °С.

Результаты измерения давления и температуры газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования показаны на рисунках 3.11 и 3.12. Давление на входе составляло в среднем 3,2 МПа (32,0 кгс/см²), давление на выходе – в среднем 1,2 МПа (12,0 кгс/см²). Температура газа на входе составила в среднем 9,0 °С, на выходе в среднем минус 7 °С. Результаты измерения температуры газа на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» показаны на рисунке 3.13.

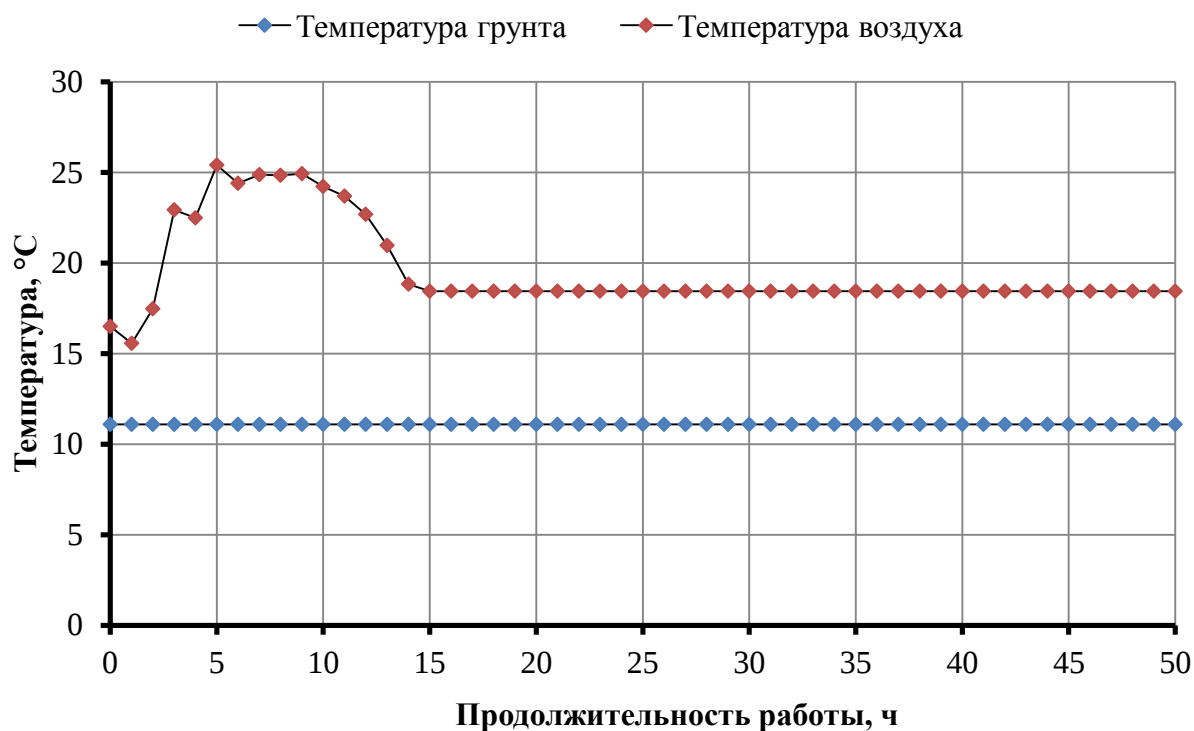


Рисунок 3.8 – Результаты измерения температуры воздуха и грунта при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе-подключении к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

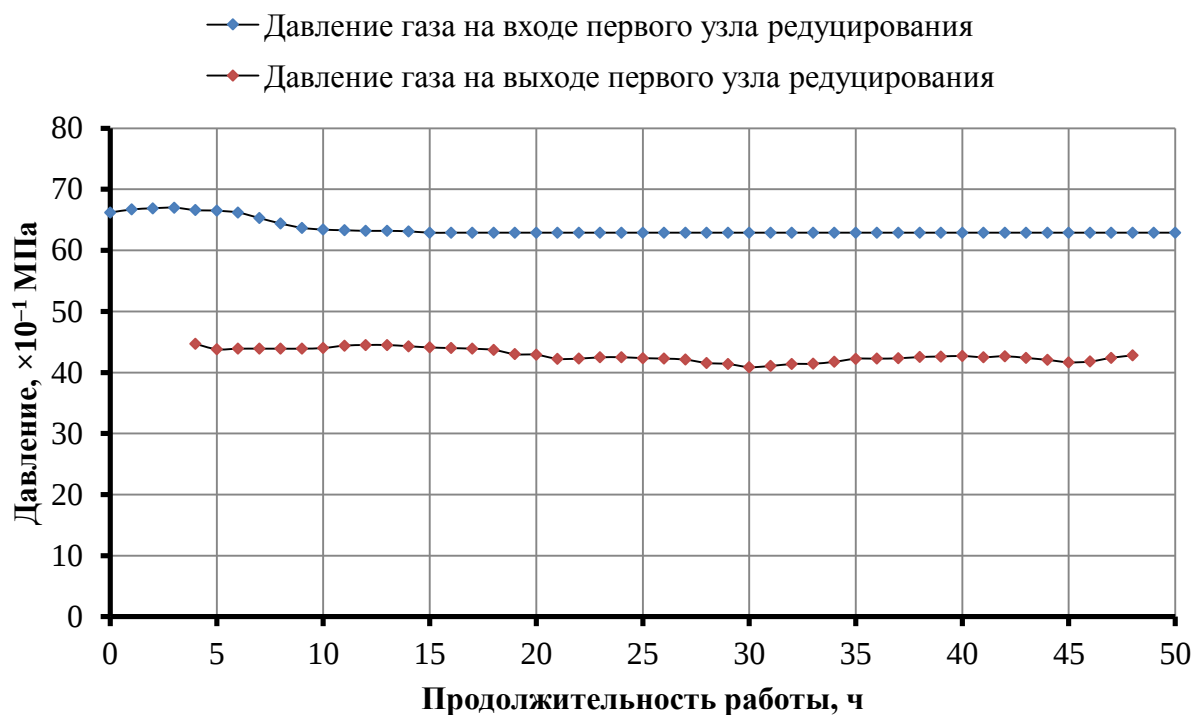


Рисунок 3.9 – Результаты измерения давления газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

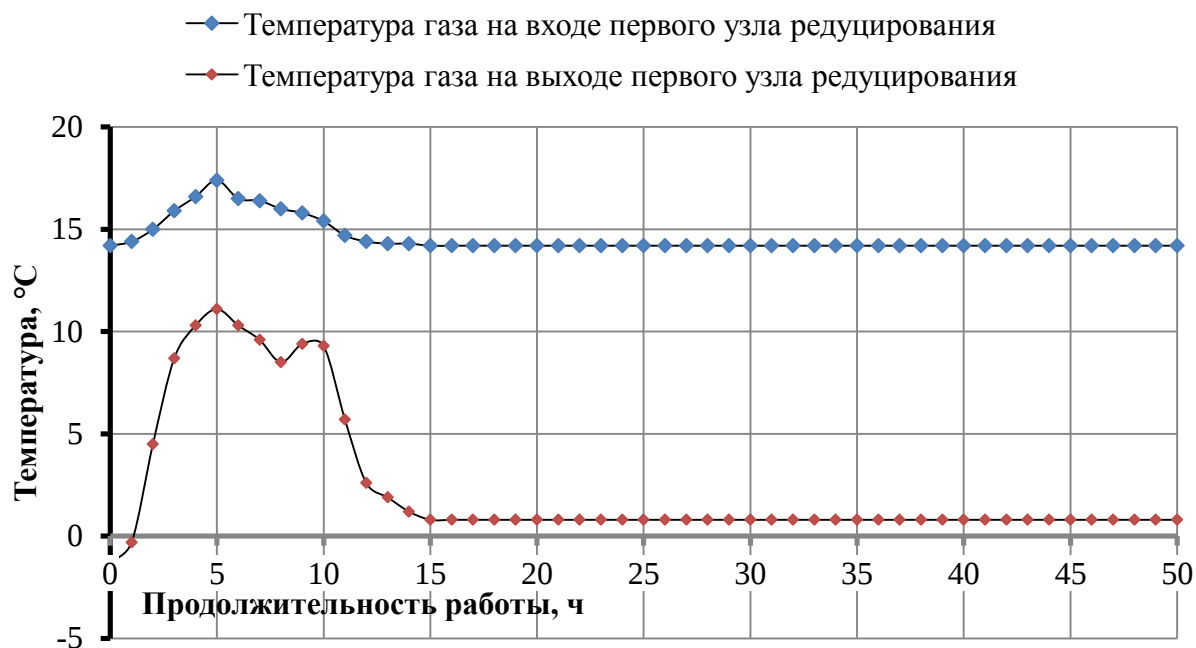


Рисунок 3.10 – Результаты измерения температуры газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

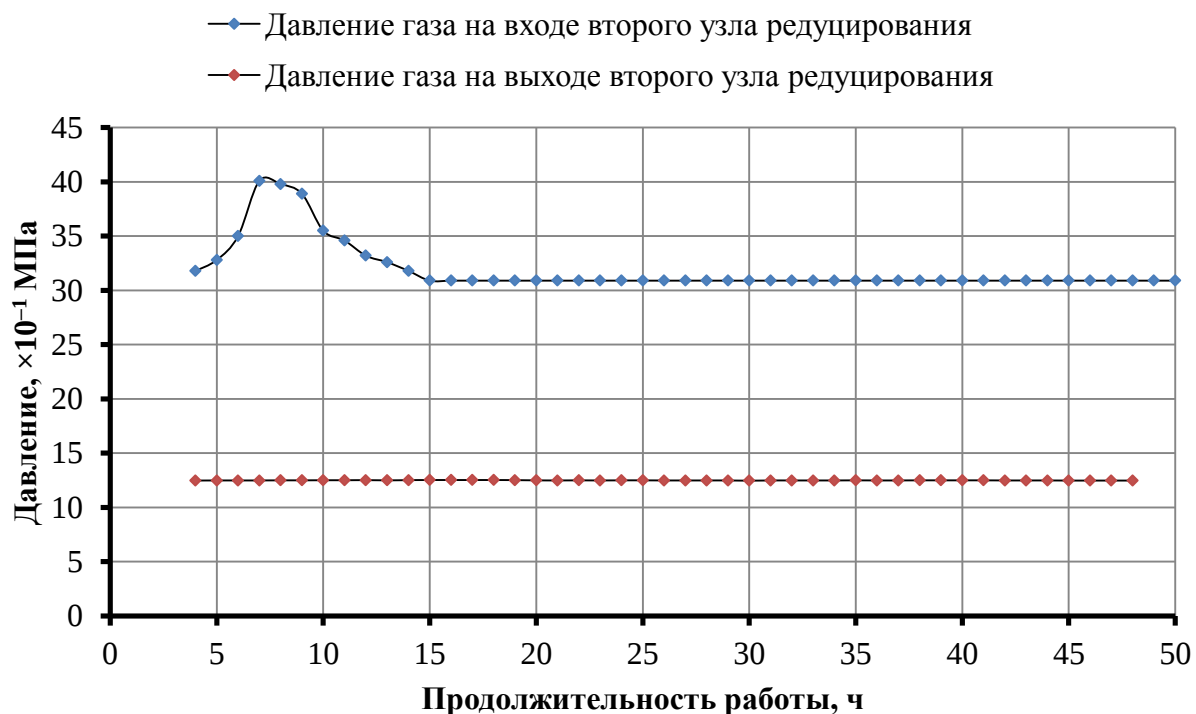


Рисунок 3.11 – Результаты измерения давления газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

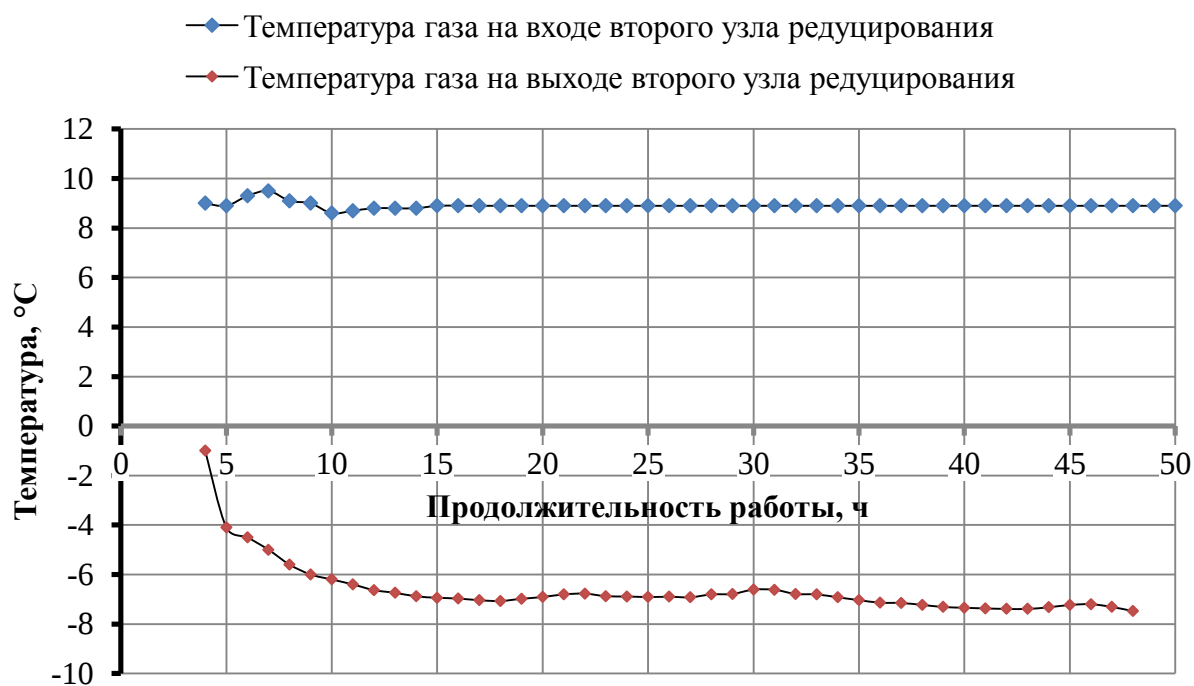


Рисунок 3.12 – Результаты измерения температуры газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

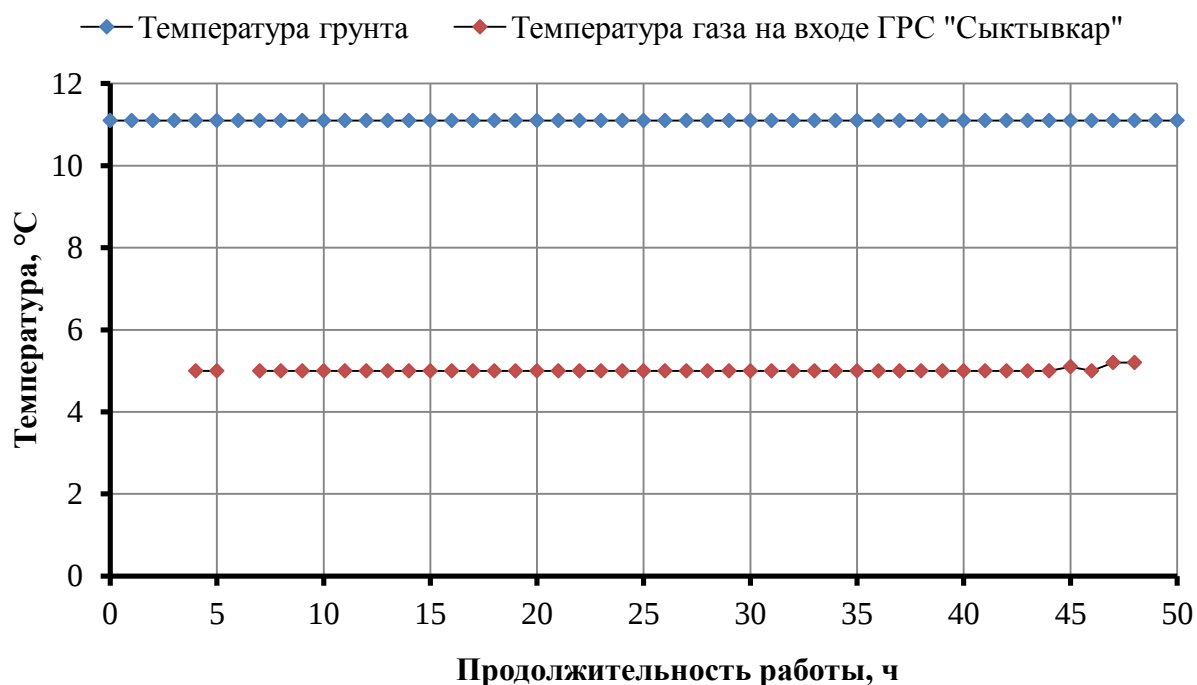


Рисунок 3.13 – Результаты измерения температуры газа на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения (2019 г.)

Температура газа на входе в ГРС «Сыктывкар» составила в среднем 11,0 °С, на выходе в среднем 5,0 °С.

Соотношение температуры грунта и газа на входе линейного (второго) узла редуцирования показаны на рисунке 3.14. В данном случае следует отметить, что температура газа имела стабильно меньшее значение, чем температура грунта, при этом на входе ГРС «Сыктывкар», даже с учетом интенсивного охлаждения при дросселировании на линейном (втором) узле, имело место соответствие температур грунта и газа. В данном случае указанный факт может быть обусловлен пониженными температурами грунтов на участках газопровода-подключения, расположенных перед линейным (вторым) узлом редуцирования, характерными для заболоченных и обводненных участках, переходов через водные преграды.

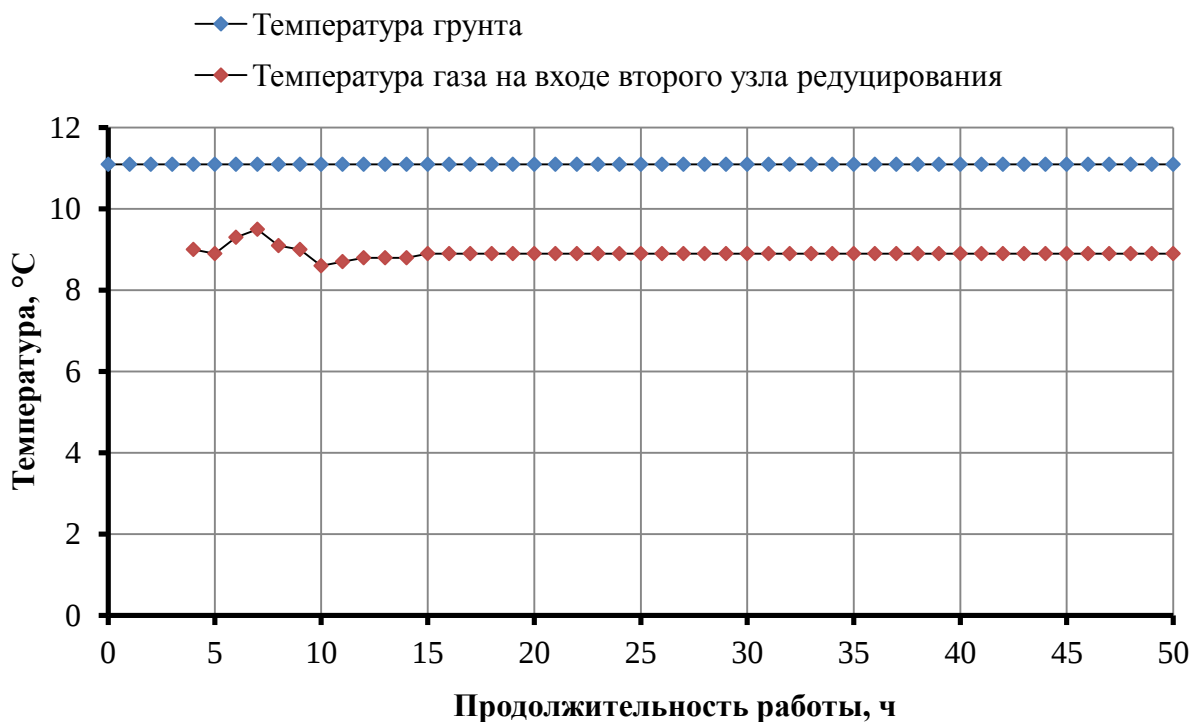
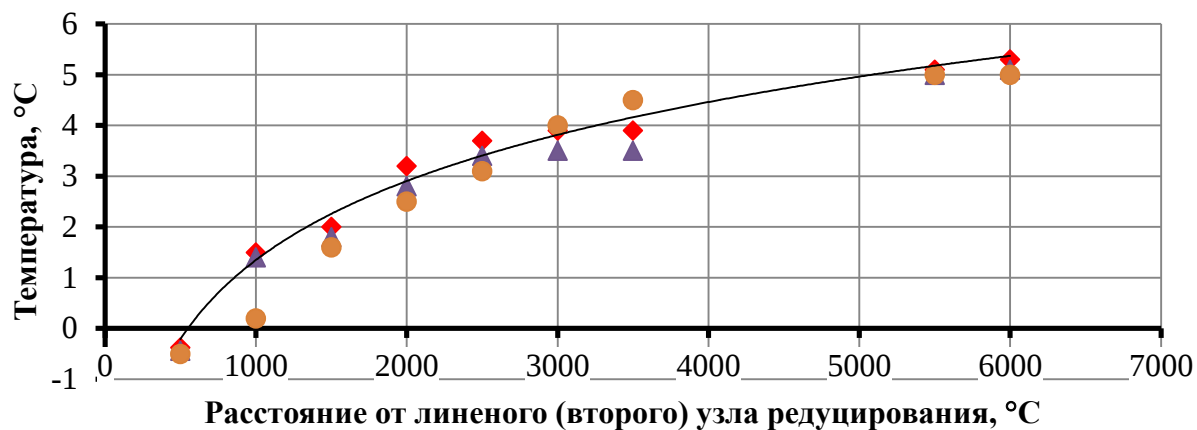


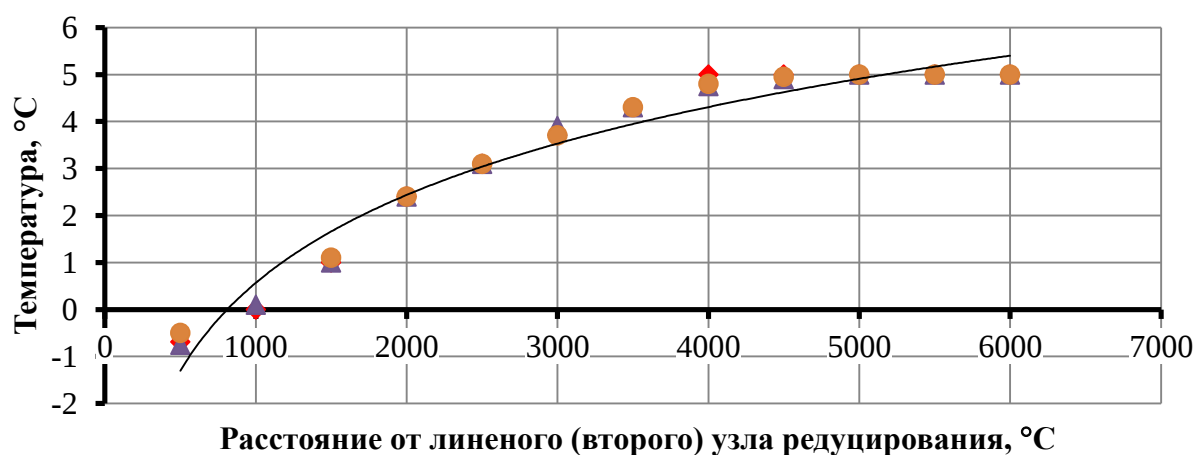
Рисунок 3.14 – Температура грунта и температура газа на входе линейного (второго) узла редуцирования при проведении опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления в газопроводе подключения к ГРС «Сыктывкар» (2019 г.)

Результаты контроля температуры газа на участке газопровода-подключения, расположенном между линейным (вторым) узлом дросселирования и ГРС «Сыктывкар» показаны на рисунке 3.15. Расход газа в среднем составлял 10 тыс. м³/ч (при нормальных условиях). Температура газа достигала положительных значений на дистанции от 500 до 1000 м, на дистанции 6000 м температура газа достигала в среднем 5,0 °С. На входе ГРС «Сыктывкар» температура газа соответствовала температуре грунта.

а



б



в

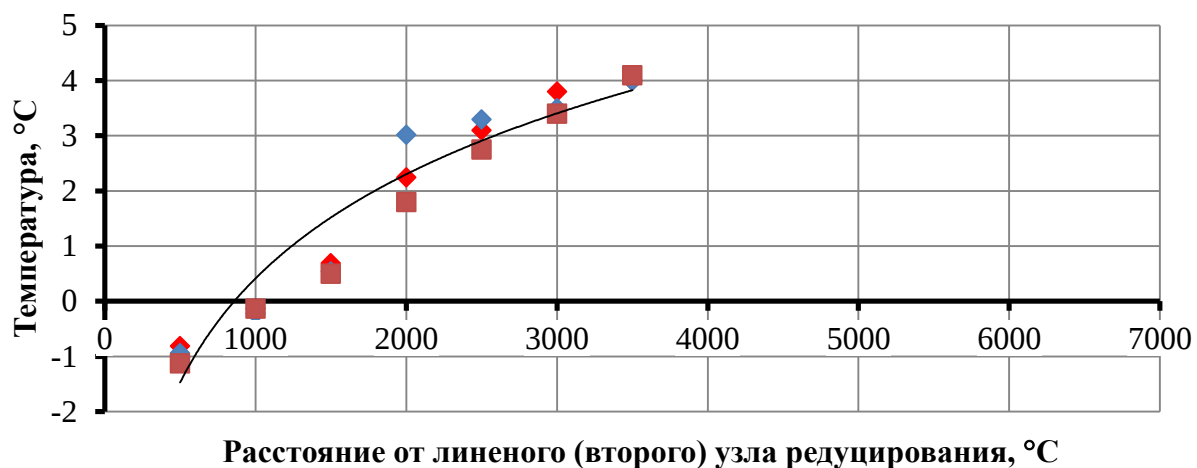


Рисунок 3.15 – Температура газа на участке газопровода-подключения, расположенном между линейным (вторым) узлом дросселирования и ГРС «Сыктывкар» (2019 г.):
а) от 15 до 19 часов с начала испытаний; б) от 24 до 29 часов от начала испытаний;
в) от 39 до 47 часов от начала испытаний

Следующий (второй) этап опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления в газопроводе-подключении ГРС «Сыктывкар» была выполнена в 2021 г. в период с середины августа по середину декабря. Продолжительность непрерывной работы линейного (второго) узла редуцирования составила ≈ 90 суток. Особенности изменения температуры воздуха и грунта в процессе проведения испытаний показаны на рисунке 3.16, а. Температура грунта за 90 суток снижалась с 15,0 до 5,0 °С, температура воздуха на период завершения испытаний составила минус 15 °С.

Давление и температура газа на входе и выходе в линейный (первый) узел редуцирования, соответственно, составили 6,7 МПа (67,0 кгс/см²), 23,0 °С и 3,7 МПа (37,0 кгс/см²), 10,0 °С (см. рисунок 3.16, б и 3.17, а).

Давление и температура газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования, соответственно, составили 3,7 МПа (37,0 кгс/см²), 5,0 – 10,0 °С и 1,2 МПа (12,0 кгс/см²), 5,0 – минус 7,0 °С (см. рисунок 3.17, б и 3.18, а). Температура газа на входе в линейный (второй) узел редуцирования в полной мере соответствует температуре грунта (рисунок 3.18, б).

На ГРС «Сыктывкар» давление газа снижается от 1,2 до 0,6 МПа (от 12,0 до 6,0 кгс/см²), температура газа на входе ГРС составляет 3,0 – 12,0 °С, на выходе 0,0 – 10 °С (рисунок 3.19). Температура газа на входе ГРС «Сыктывкар» в полной мере соответствовала температуре грунта.

Разность температур газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования (рисунок 3.19, а) составляла ≈ 10 °С (перепад давления ≈ 2 МПа (≈ 20 кгс/см²)). В процессе естественного сезонного охлаждения грунта происходило уменьшение температуры газа на входе в линейный (второй) узел редуцирования. В результате, в период завершения второго этапа испытаний (первая половина декабря) температура газа на выходе линейного (второго) узла редуцирования достигала максимально отрицательных значений, имеющих место на первом этапе испытаний, при этом следует отметить, что если на первом этапе температура грунта составляла $\approx 10,0$ °С, то на втором $\approx 5,0$ °С. Так как перепад давления на линейном (втором) узле редуцирования при первом и втором этапе испытаний был на одном уровне ($\approx 2,0$ МПа (≈ 20 кгс/см²)), идентичная температура газа на выходе узла редуцирования может быть обусловлена изменением компонентного состава газа, и, соответственно, изменением его физических свойств (коэффициента Джоуля – Томсона, теплоемкости, теплопроводности и пр.). Фактор влияния температуры воздуха на температуру газа выражен опосредованно, через изменение температуры грунта (рисунок 3.20).

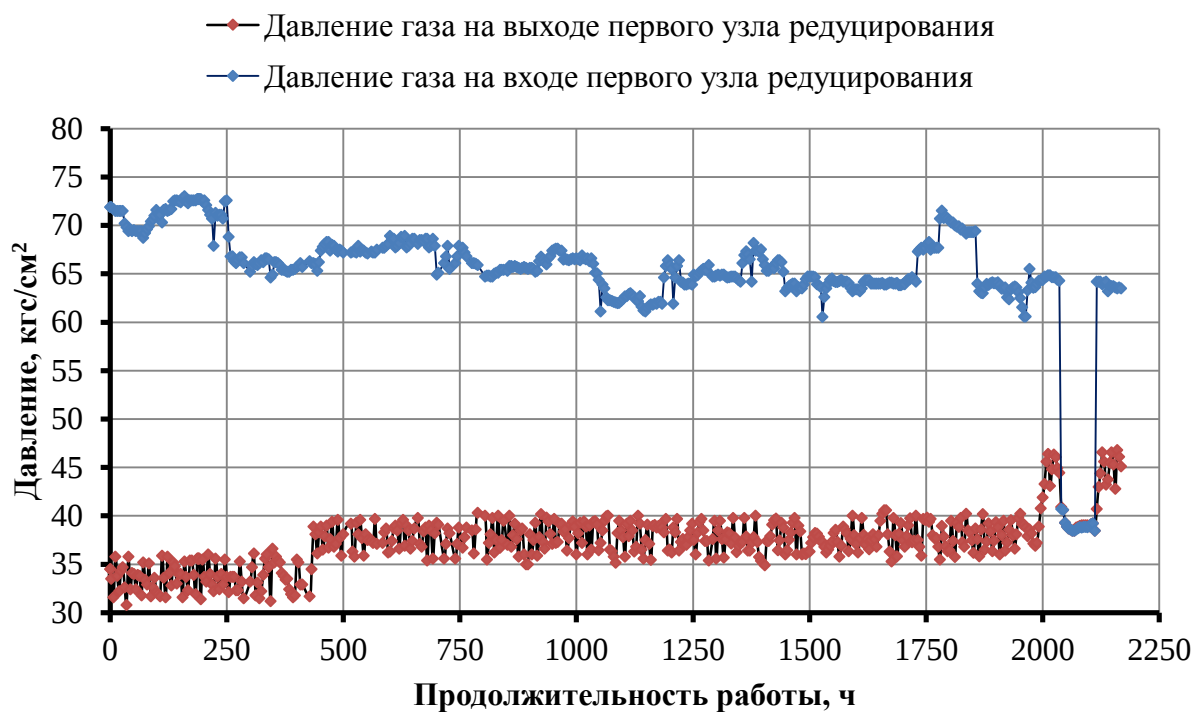
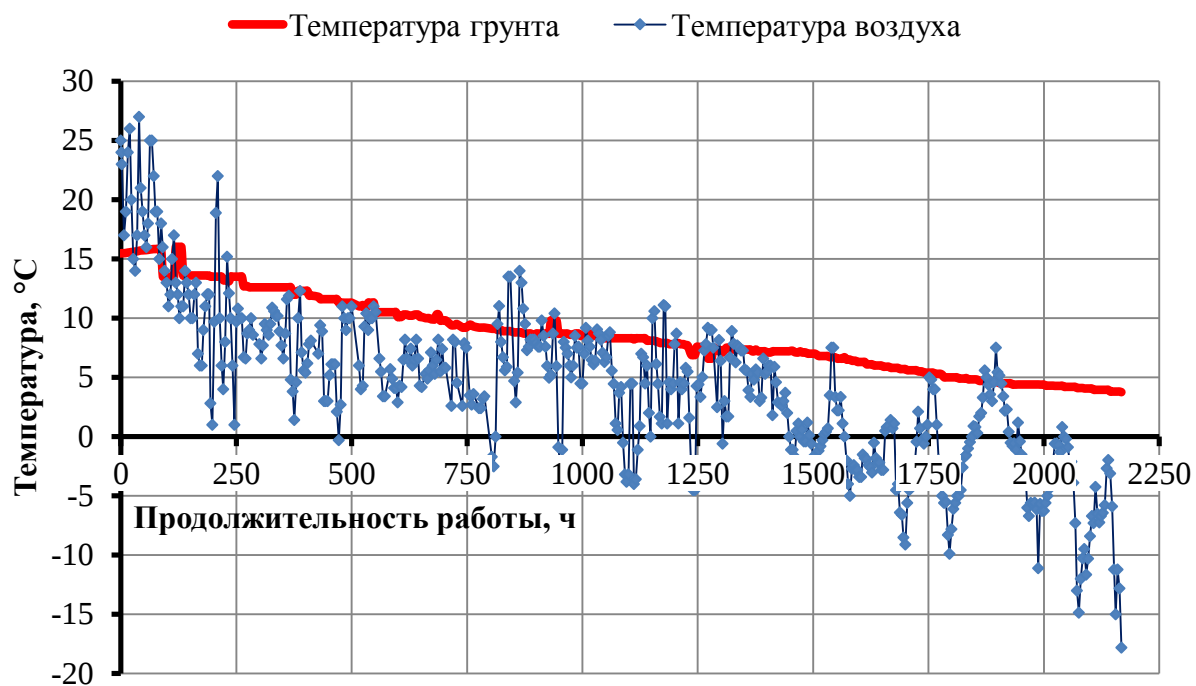
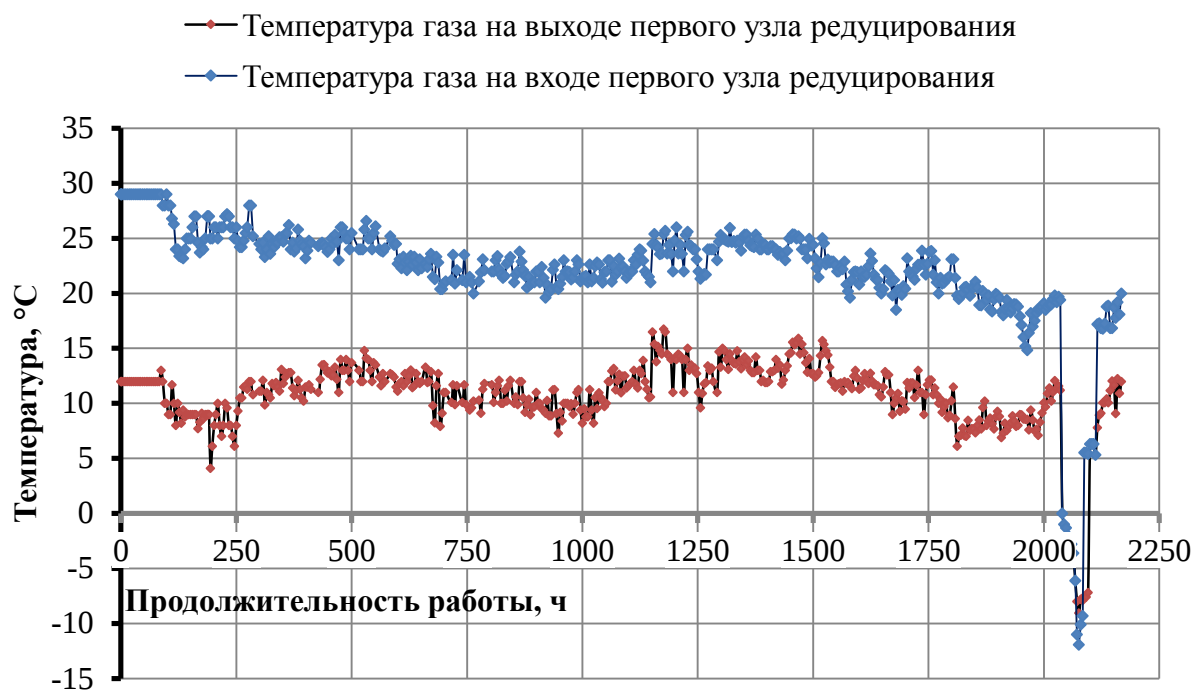


Рисунок 3.16 – Изменение температуры воздуха и грунта в период опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении (а), давление газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (2021 г.)

а



б

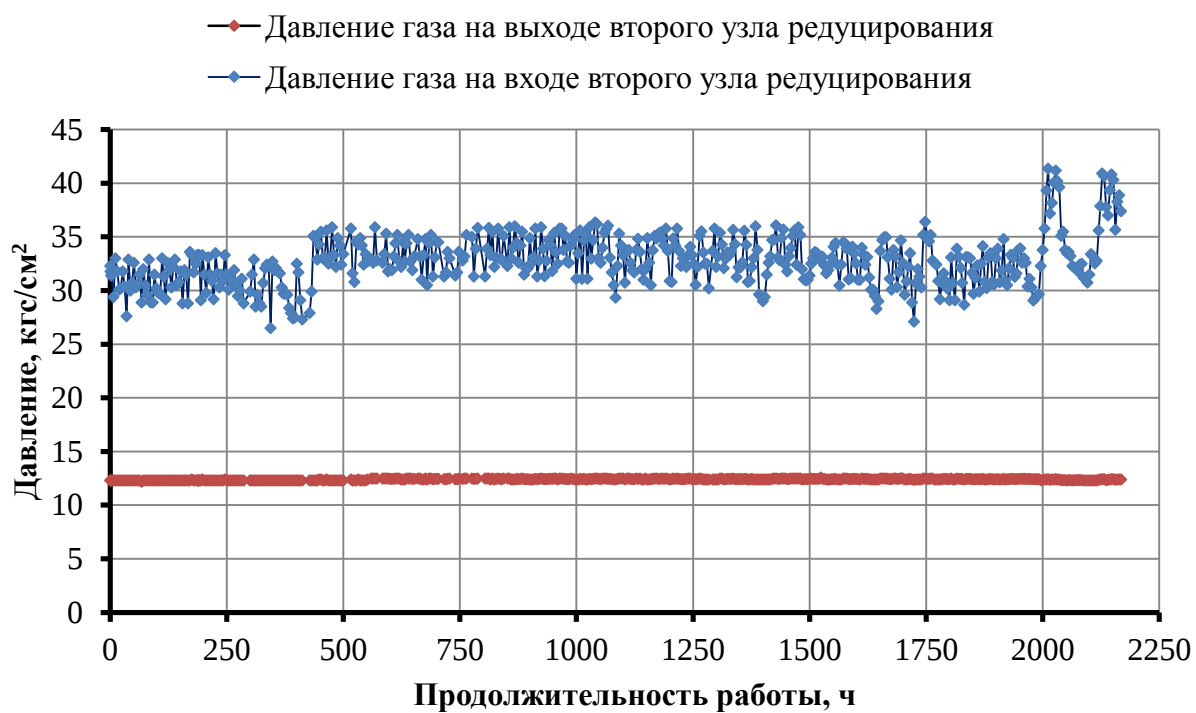
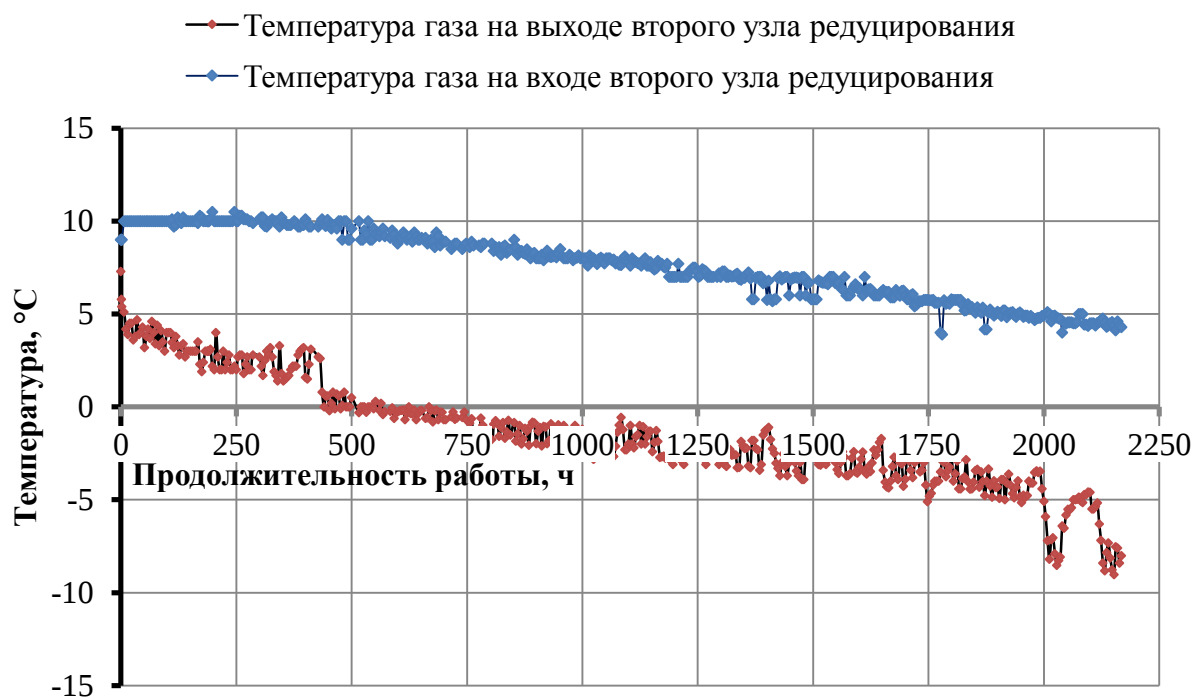


Рисунок 3.17 – Температура газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (а), давление газа на входе и выходе линейный (второго) узла редуцирования (2021 г.)

а



б

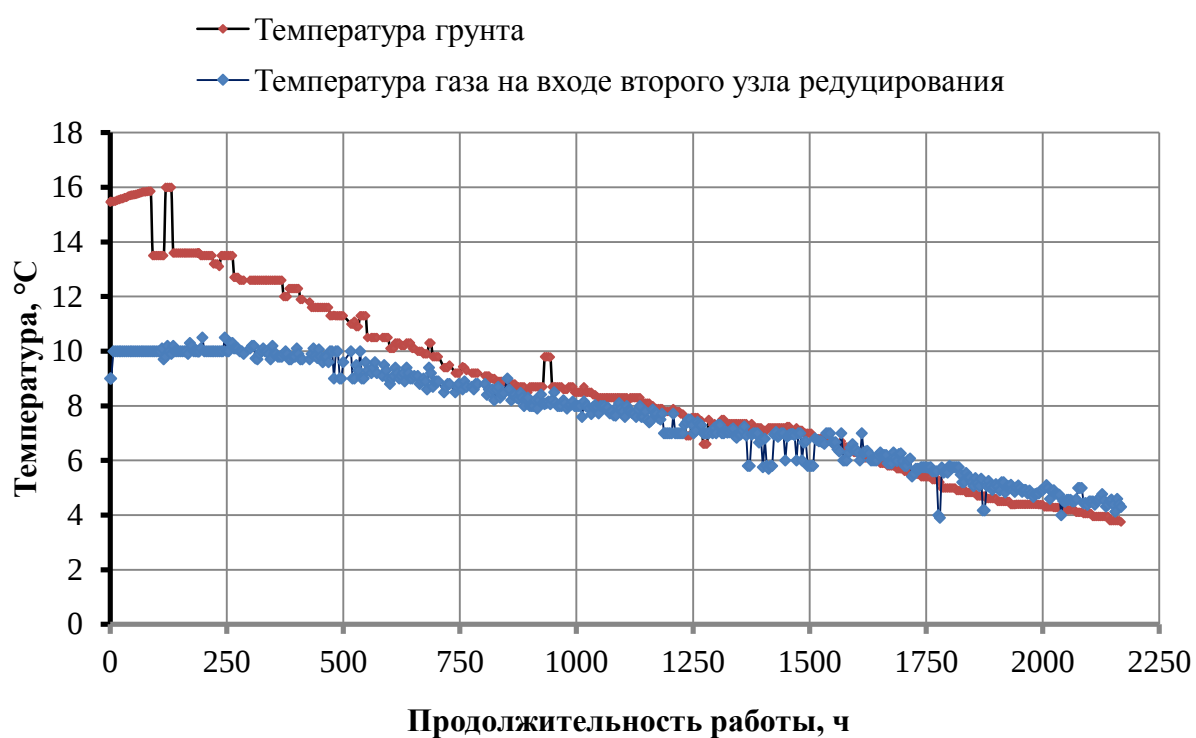
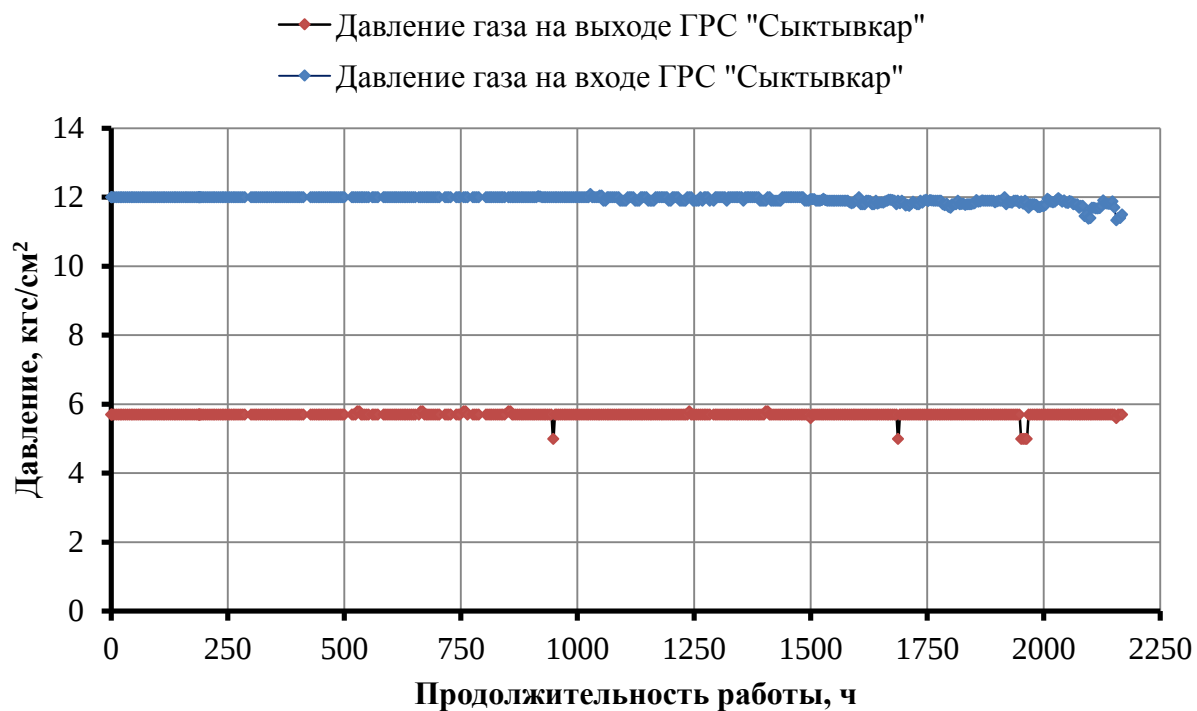


Рисунок 3.18 – Температура газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования (а), температура грунта и газа на входе линейного (второго) узла редуцирования (2021 г.)

а



б

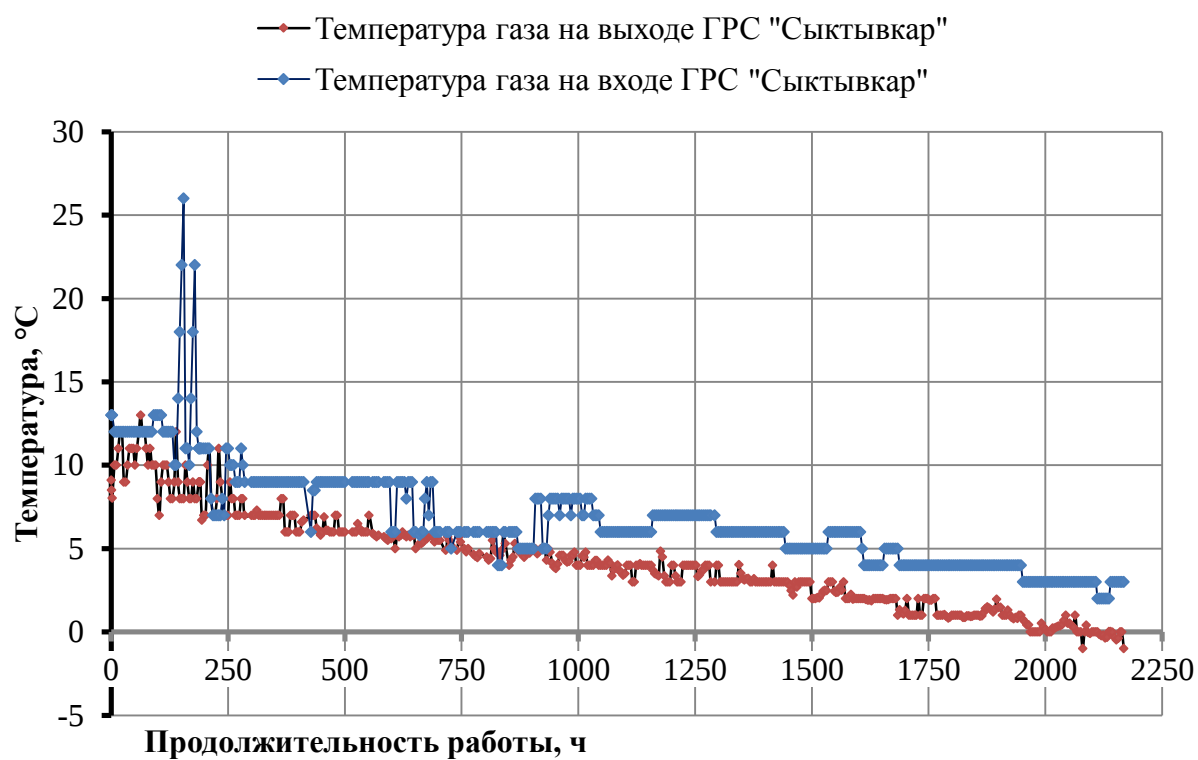


Рисунок 3.19 – Давление газа на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (а), температура грунта на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (2021 г.)

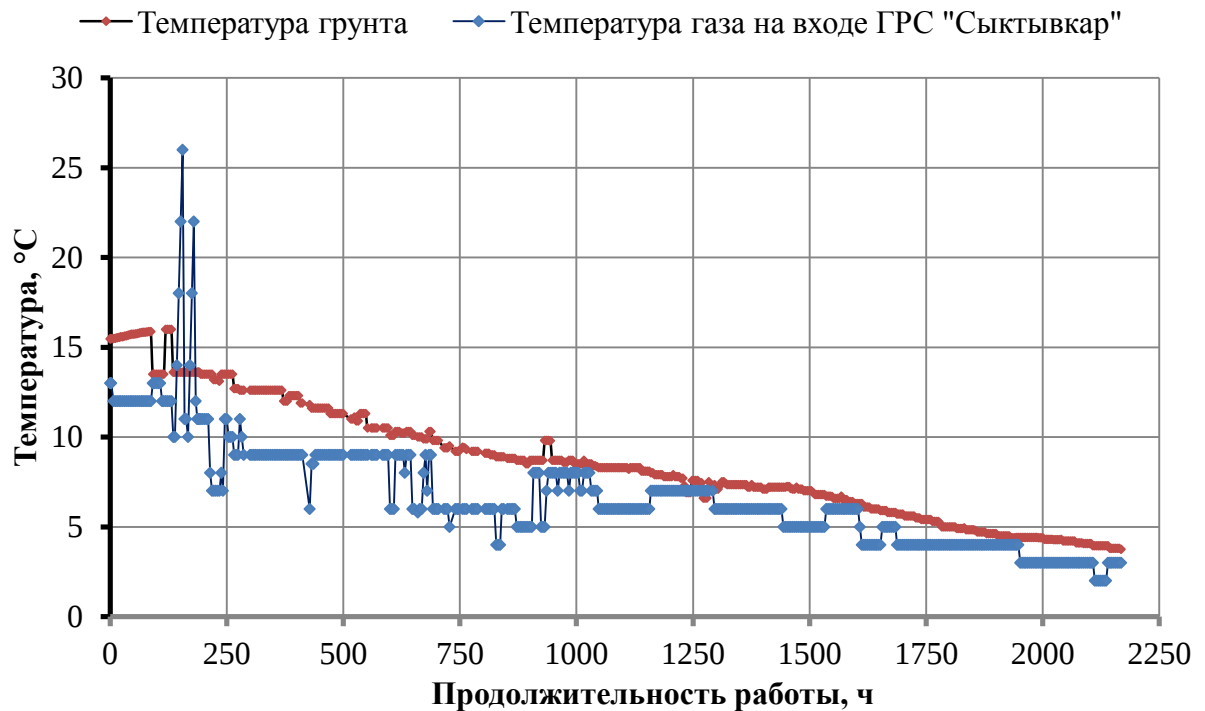


Рисунок 3.20 – Температура грунта и газа на входе ГРС «Сыктывкар» (2021 г.)

Результаты третьего этапа опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении ГРС «Сыктывкар» показаны на рисунках 3.21 – 3.25. Продолжительность испытаний составила ≈ 85 суток. Испытания проведены в период с середины июня по середину сентября. Температура грунта в период испытаний составляла $12,0 - 18,0$ °С. Перепад давления на линейном (первом) узле редуцирования составил $\approx 3,5$ МПа ($\approx 35,0$ кгс/см²) (от $\approx 7,0$ до $\approx 3,5$ МПа (от $\approx 70,0$ до ≈ 35 кгс/см²)), при этом имело место интенсивное охлаждение газа с достижением отрицательных температур вследствие пониженной температуры газа в МГ, из которого осуществлялся отбор газа в газопровод-подключение. Кроме того, имеют место аномально-низкие значения температуры, не характерные для заданного перепада давления, что в данном случае, возможно, объясняется особенностями работы измерительной системы при охлаждении. В результате интенсивного охлаждения газа на входе в газопровод-подключение, разность температур грунта и газа на входе линейного (второй) узел редуцирования достигала $\approx 10,0$ °С (рисунок 3.23, б). Перепад давления на линейном (втором) узле редуцирования составлял $\approx 20,0$ МПа, перепад температуры составил $\approx 8,0$ °С, минимальная температура газа на выходе узла редуцирования составила $\approx 1,5$ °С. Разность температур грунта и газа на входе ГРС «Сыктывкар» составила $\approx 4,0$ °С.

а



б

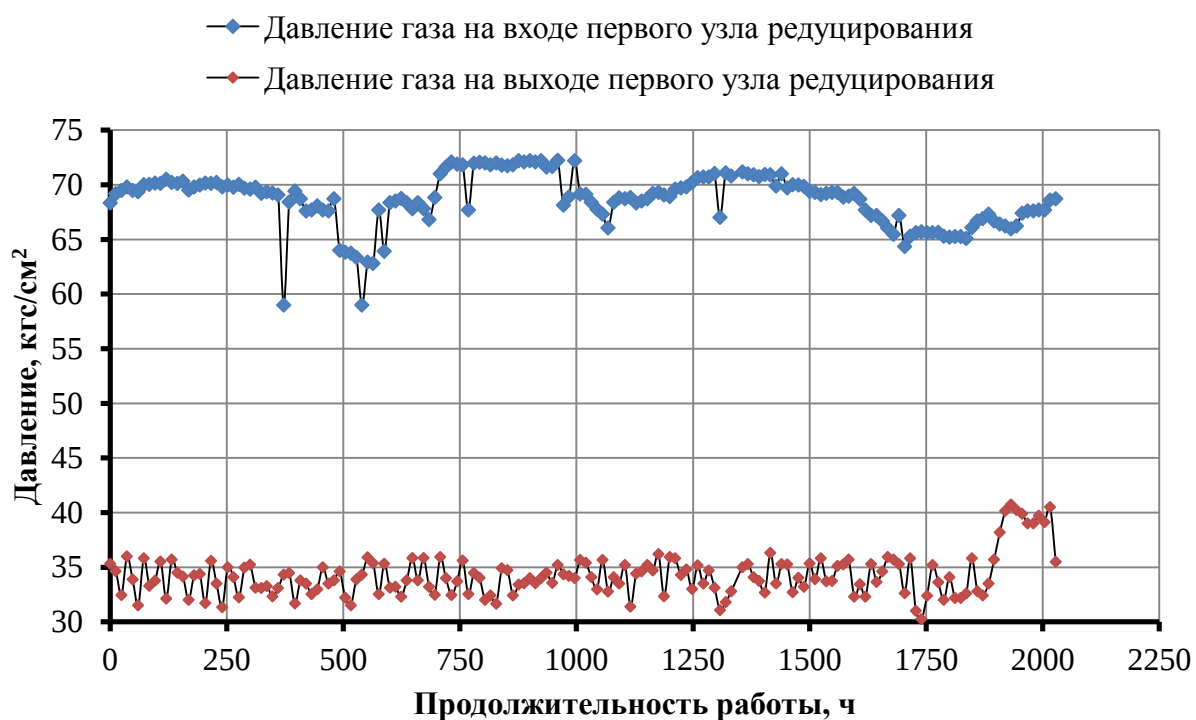
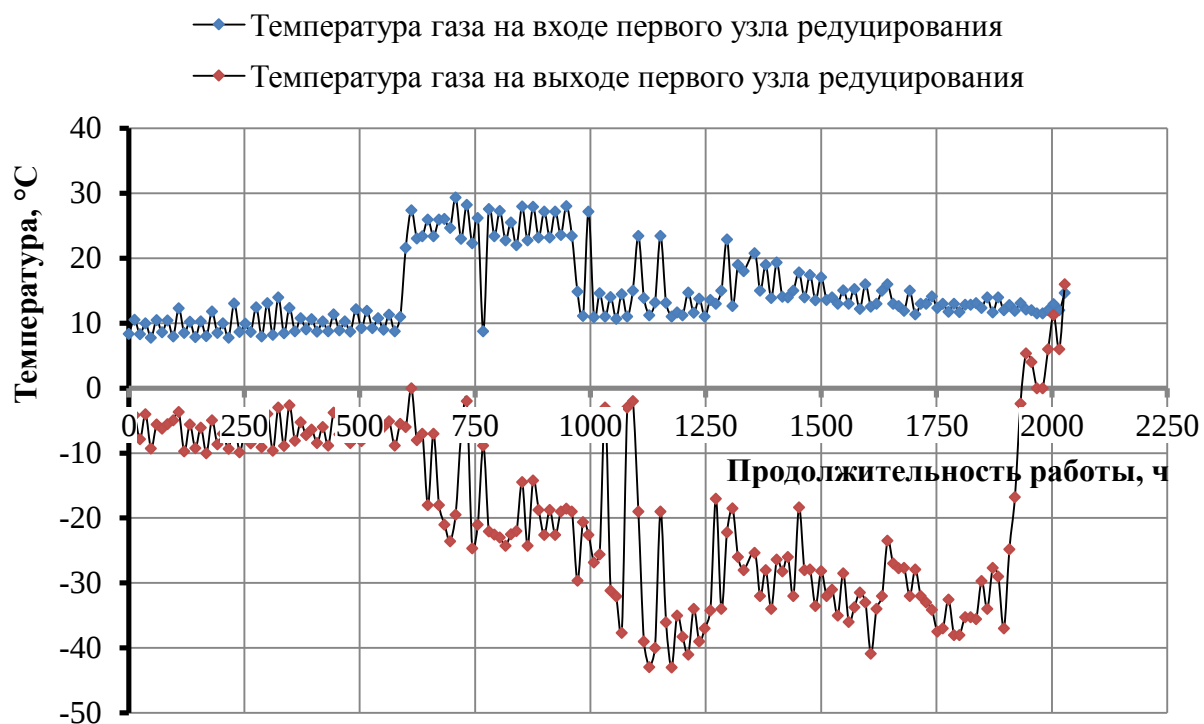


Рисунок 3.21 – Изменение температуры воздуха и грунта в период опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении (а), давление газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (2022 г.)

а



б

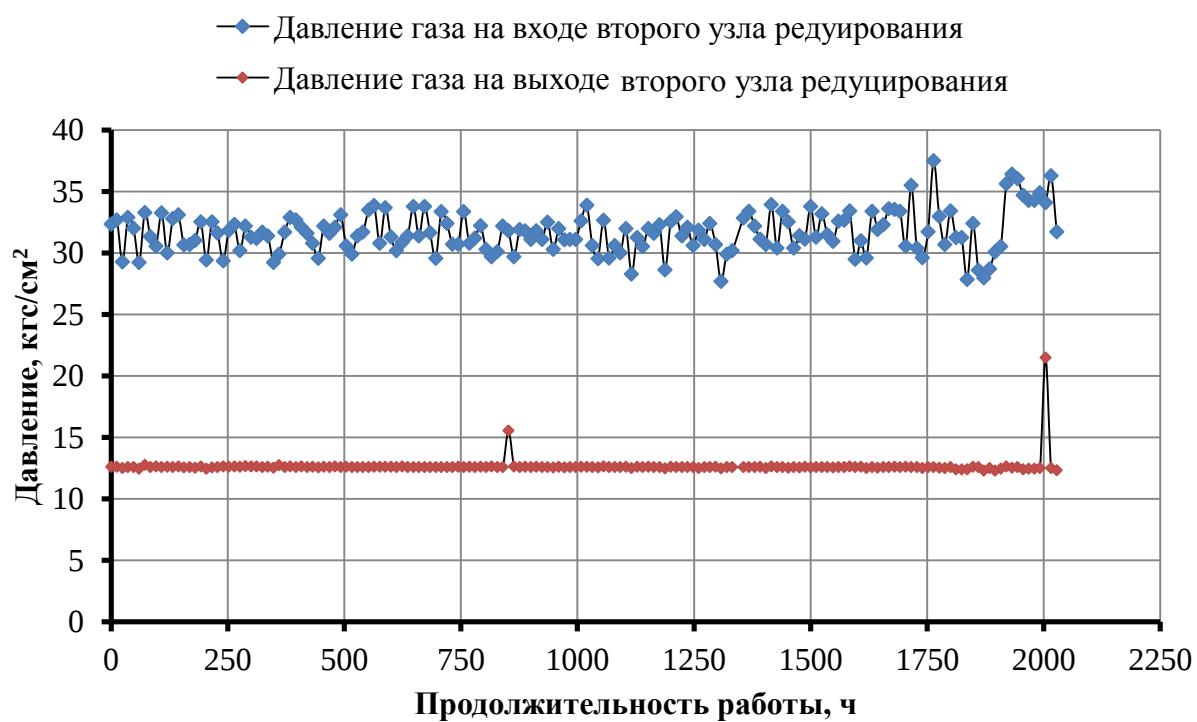
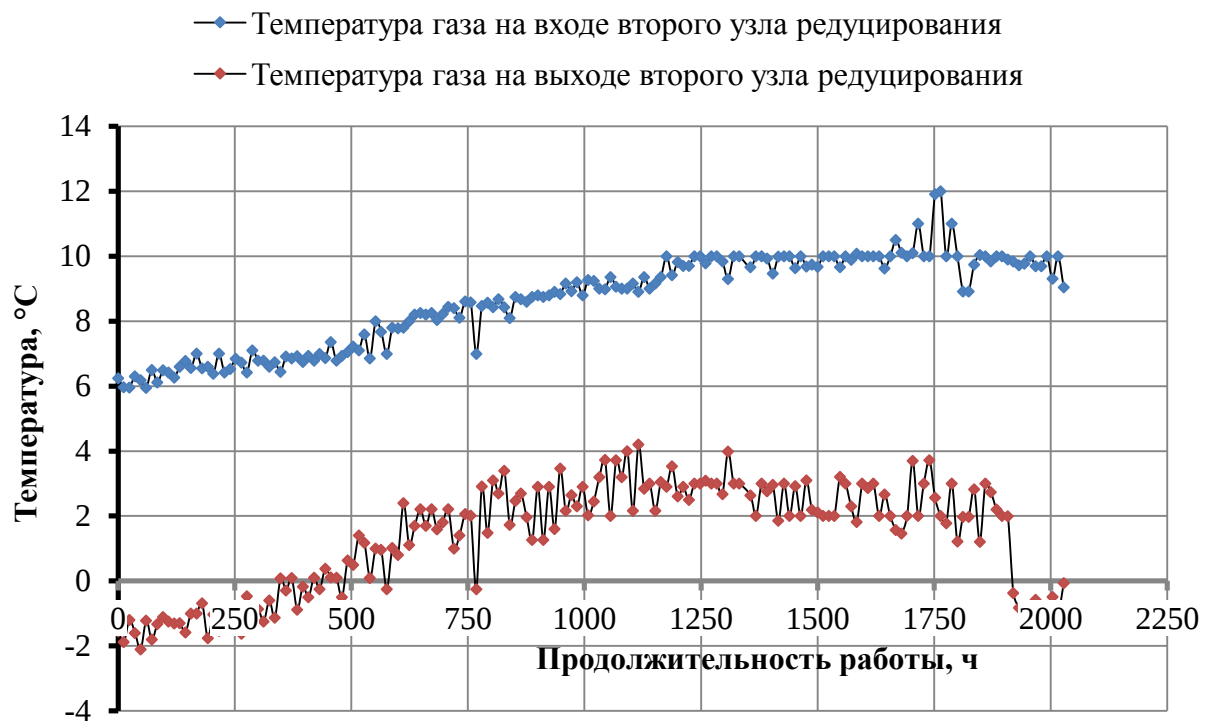


Рисунок 3.22 – Температура газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (а), давление газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования (2022 г.)

а



б

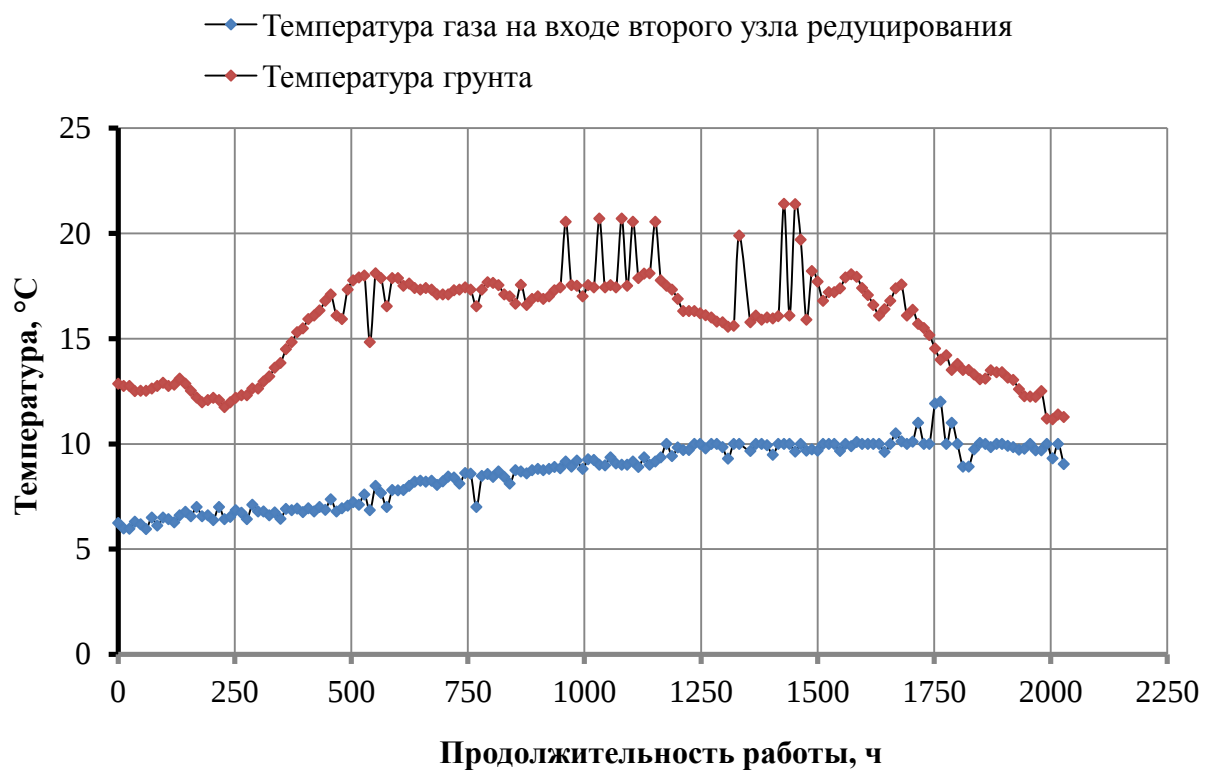
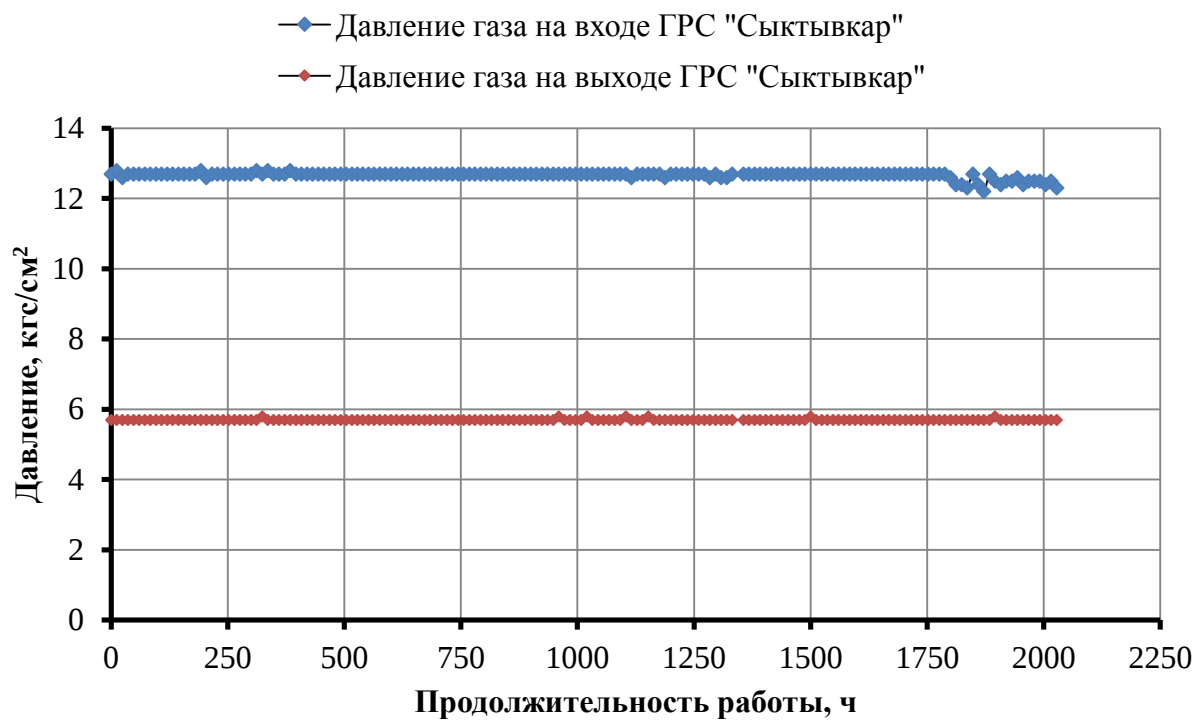


Рисунок 3.23 – Температура газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования (а), температура грунта и газа на входе линейного (второго) узла редуцирования (2022 г.)

а



б

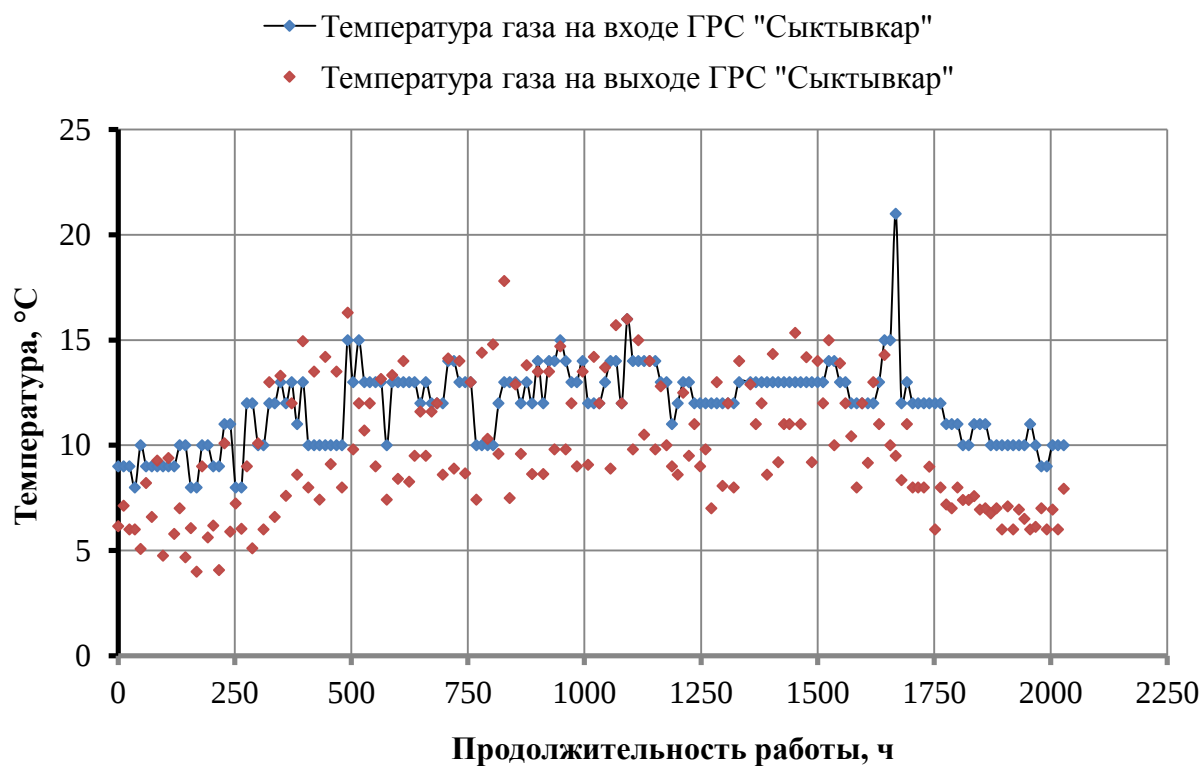


Рисунок 3.24 – Давление газа на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (а),
температура грунта на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (2022 г.)

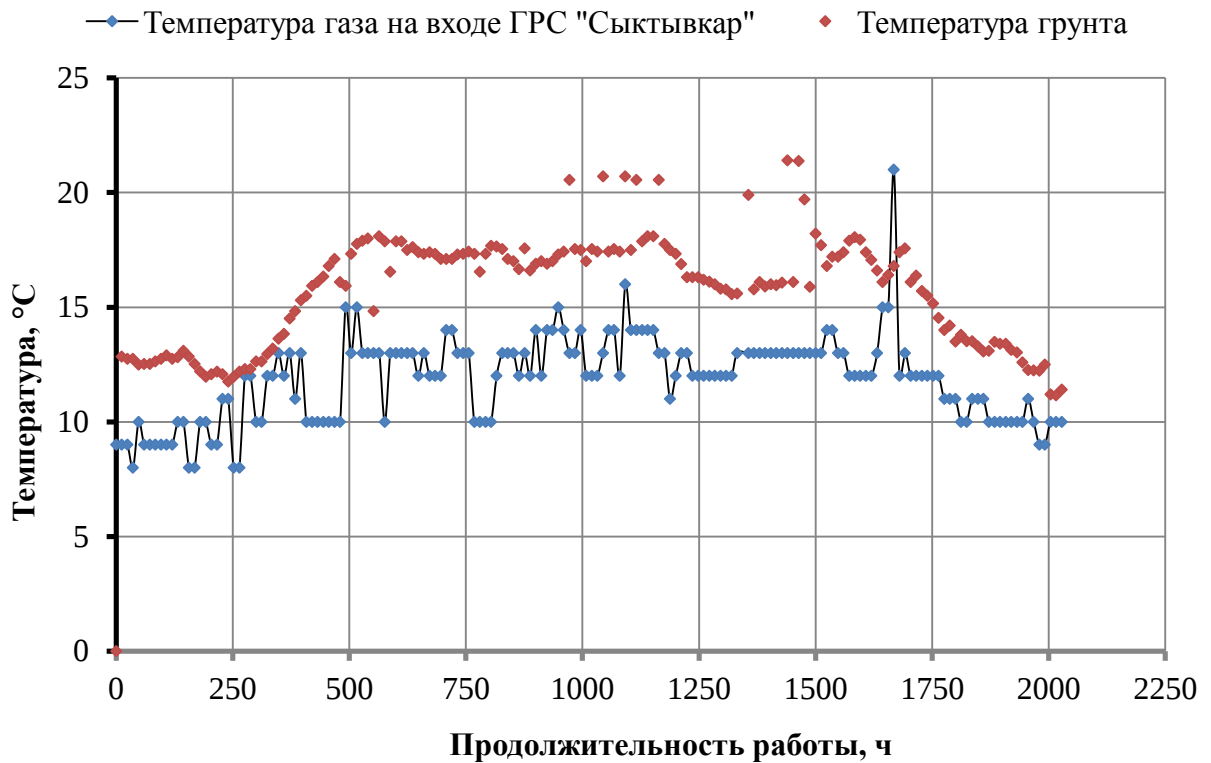


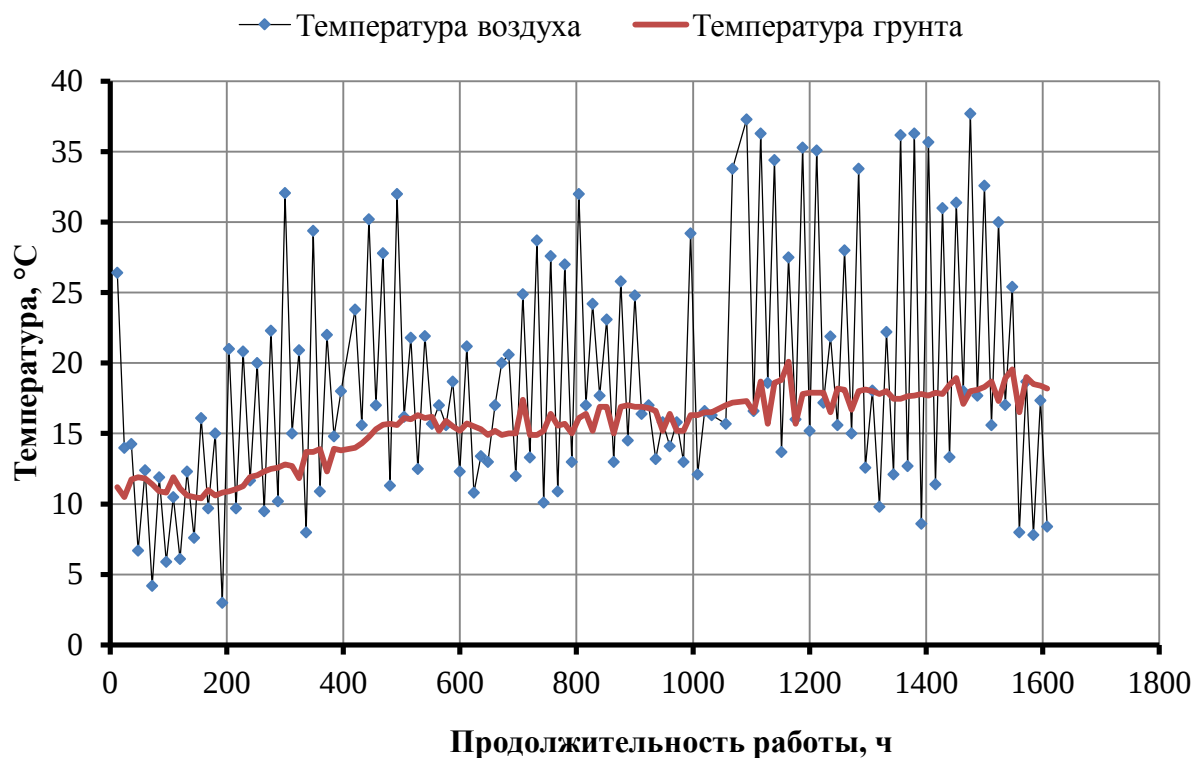
Рисунок 3.25 – Температура грунта и газа на входе ГРС «Сыктывкар» (2022 г.)

Результаты четвертого этапа испытаний в рамках опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления в газопроводе-подключении показаны на рисунках 3.26 – 3.30. Общая продолжительность испытаний составила ≈ 65 суток, испытания проведены в период с середины июля по середину августа. Перепад давления на линейном (первом) узле редуцирования составил $\approx 4,0$ МПа ($\approx 40,0$ кгс/см²), температура газа снизилась на $12,0 - 13,0$ °C и составила $\approx 0,0$ °C. Температура газа на входе линейного (второго) узла редуцирования была меньше температуры грунта на $5,0 - 7,0$ °C и составляла $5,0 - 10,0$ °C. Перепад давления на линейном (втором) узле редуцирования составил $\approx 1,5$ МПа ($\approx 15,0$ кгс/см²) (от $\approx 2,8$ до $\approx 1,3$ МПа (от $\approx 28,0$ до $\approx 13,0$ кгс/см²)), при этом температура газа снизилась на ≈ 5 °C и составила от минус $3,0$ до $3,0$ °C. Температура газа на входе ГРС «Сыктывкар» была меньше температуры грунта на $\approx 4,0$ °C.

В рассматриваемом случае зафиксирована значительная разность между температурой грунта и температурой газа, что, вероятно, может быть обусловлено следующим:

- температурный режим в точке контроля не в полной мере соответствует температурному режиму грунта на других, протяженных участках трассы газопровода-подключения;
- температура газа в МГ была меньше, чем при ранее проведенных (в 2021 г.) этапах испытаний.

а



б

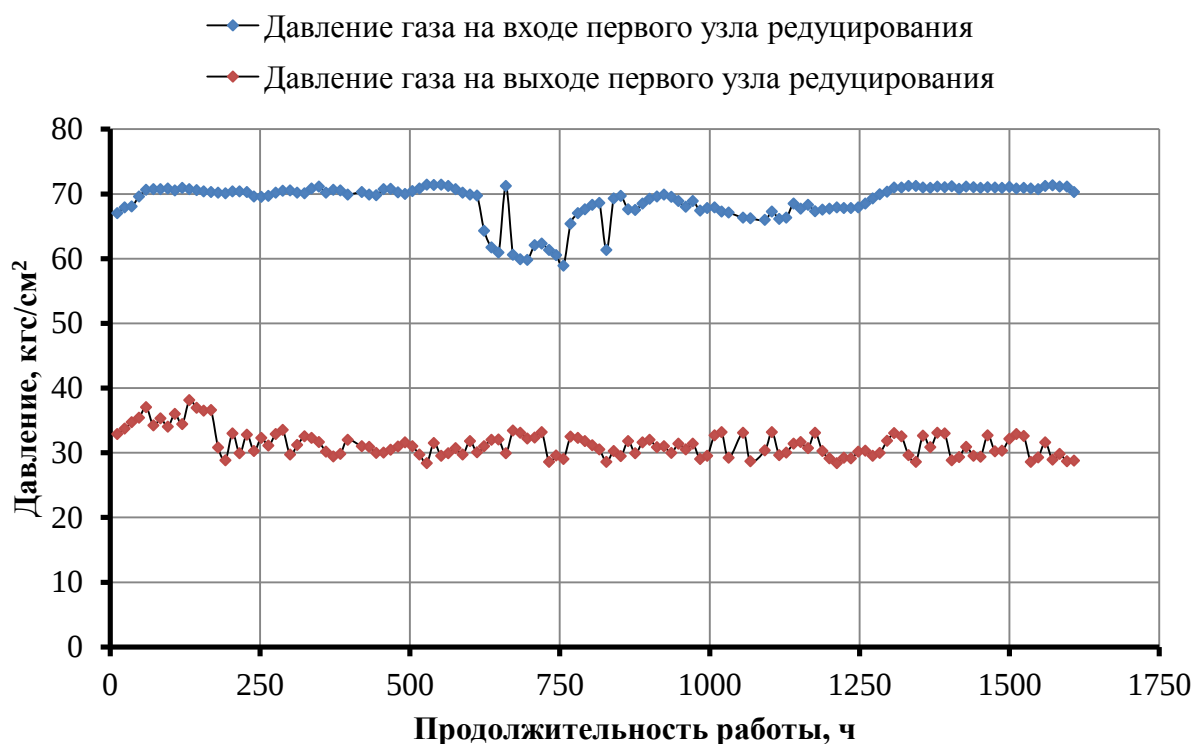
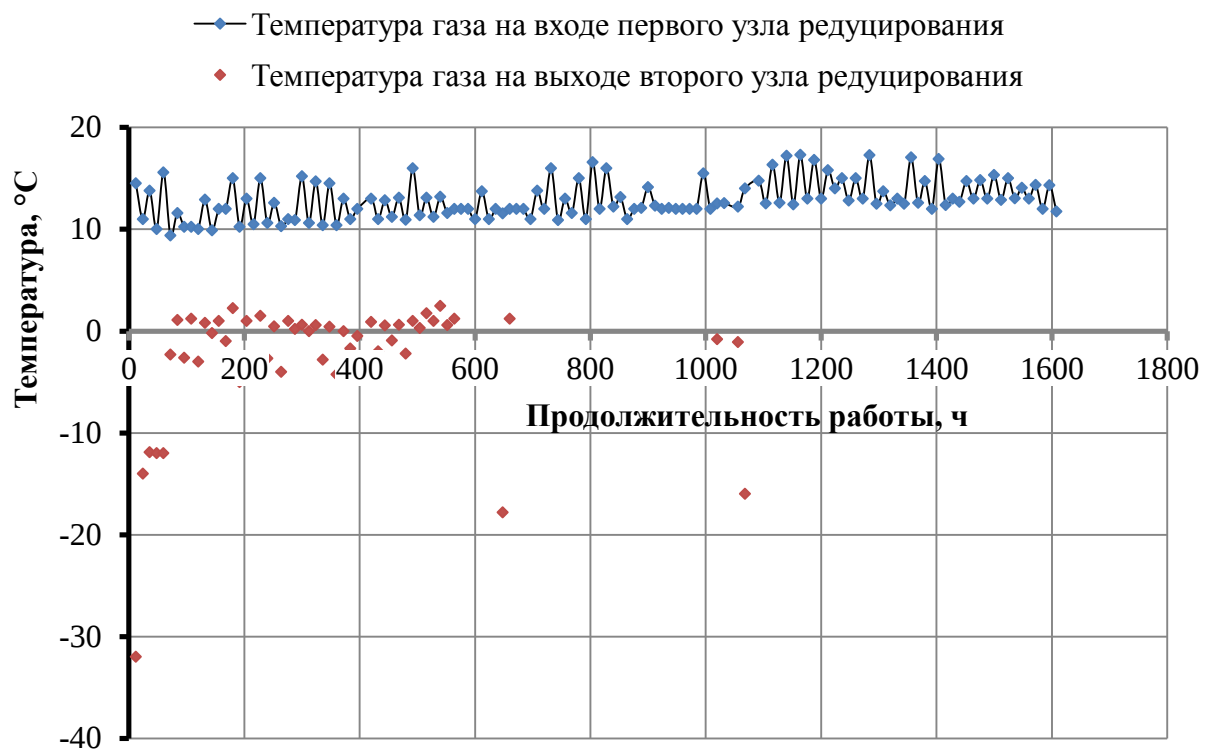


Рисунок 3.26 – Изменение температуры воздуха и грунта в период опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении (а), давление газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (2023 г.)

а

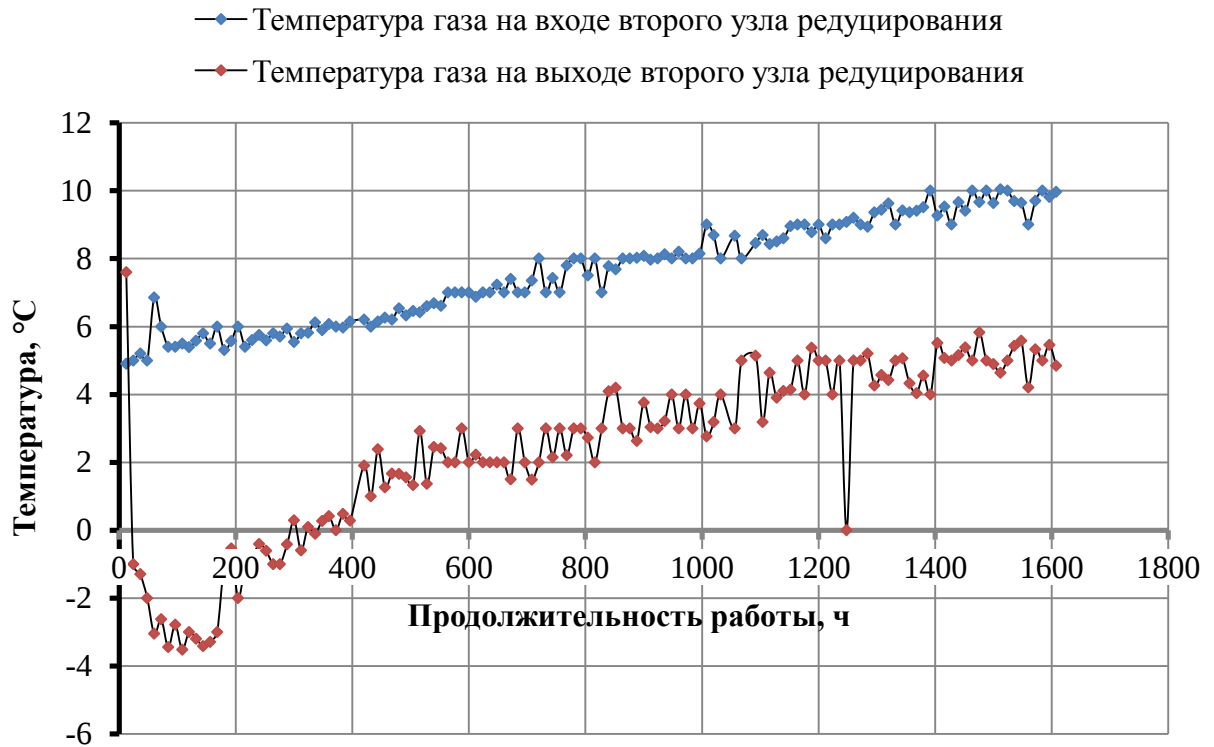


б



Рисунок 3.27 – Температура газа на входе и выходе линейного (первого) узла редуцирования (а), давление газа на входе и выходе линейный (второго) узла редуцирования (2023 г.)

а



б

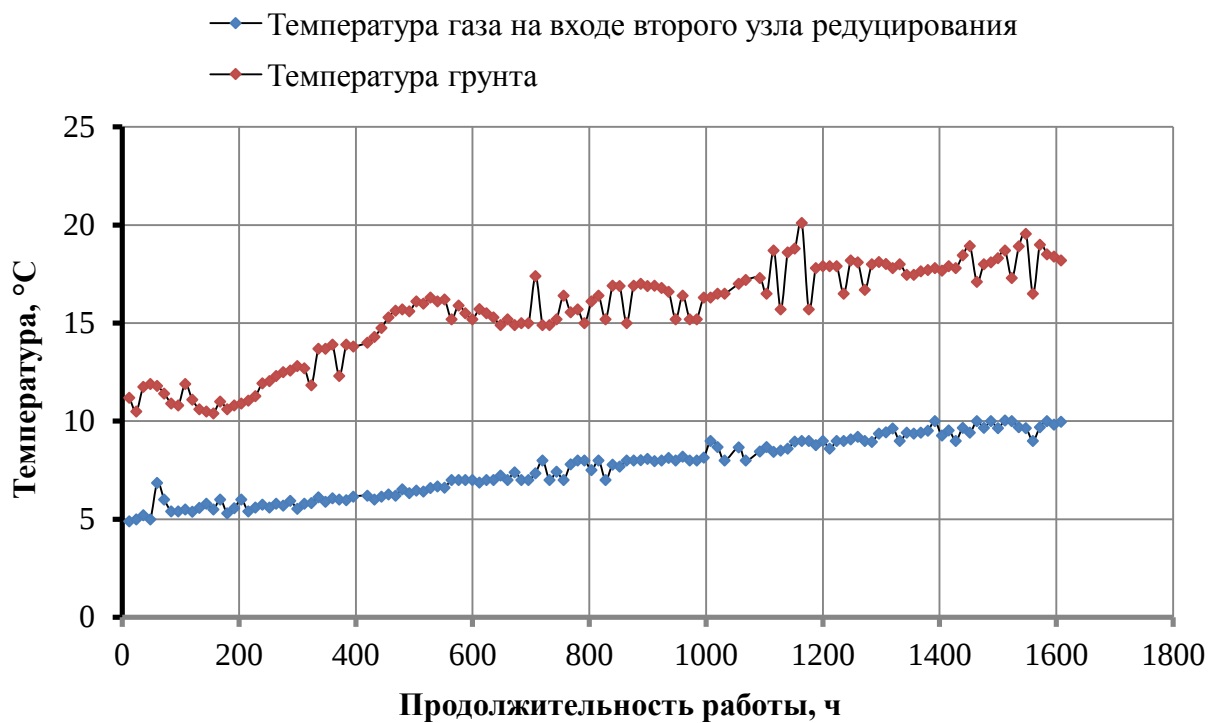
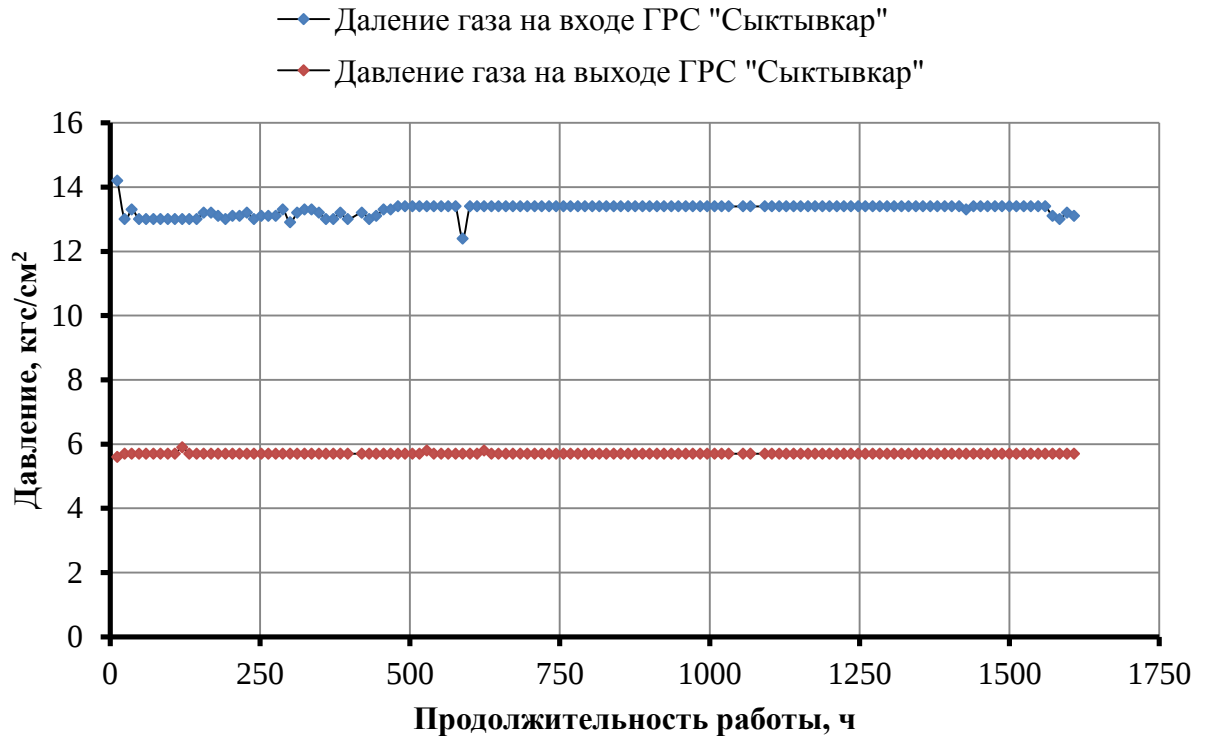


Рисунок 3.28 – Температура газа на входе и выходе линейного (второго) узла редуцирования (а), температура грунта и газа на входе линейного (второго) узла редуцирования (2023 г.)

а



б

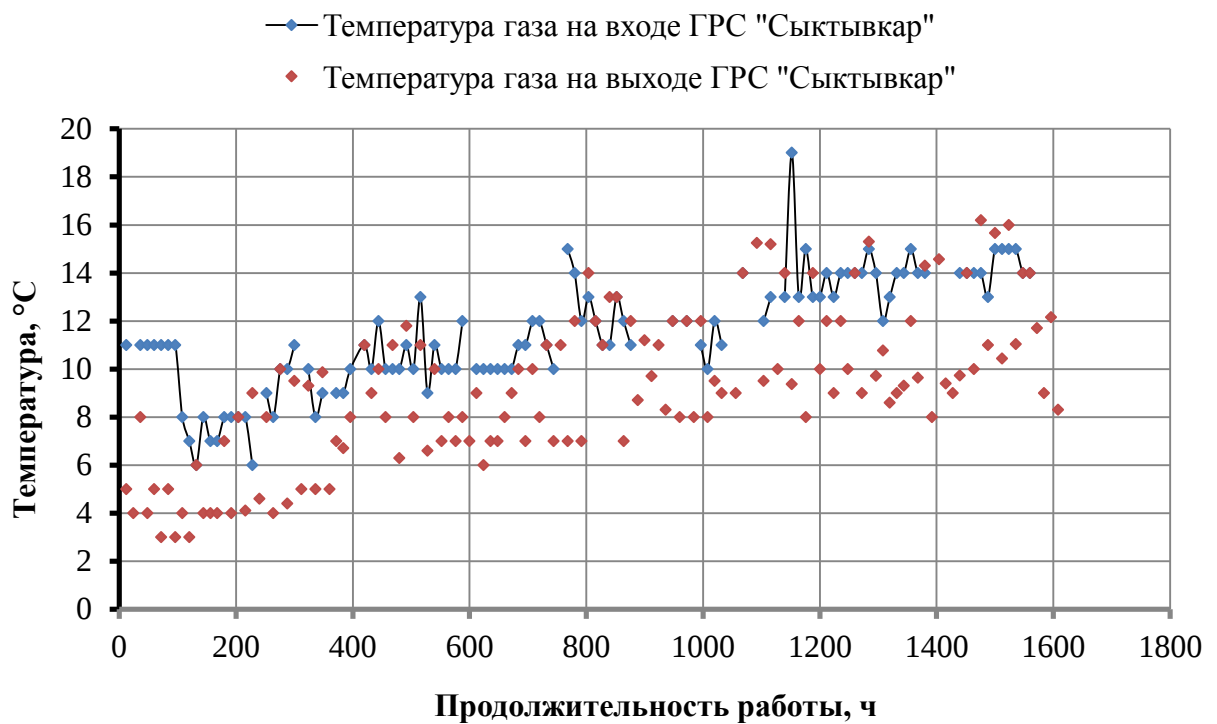


Рисунок 3.29 – Давление газа на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (а),
температура грунта на входе и выходе ГРС «Сыктывкар» (2023 г.)

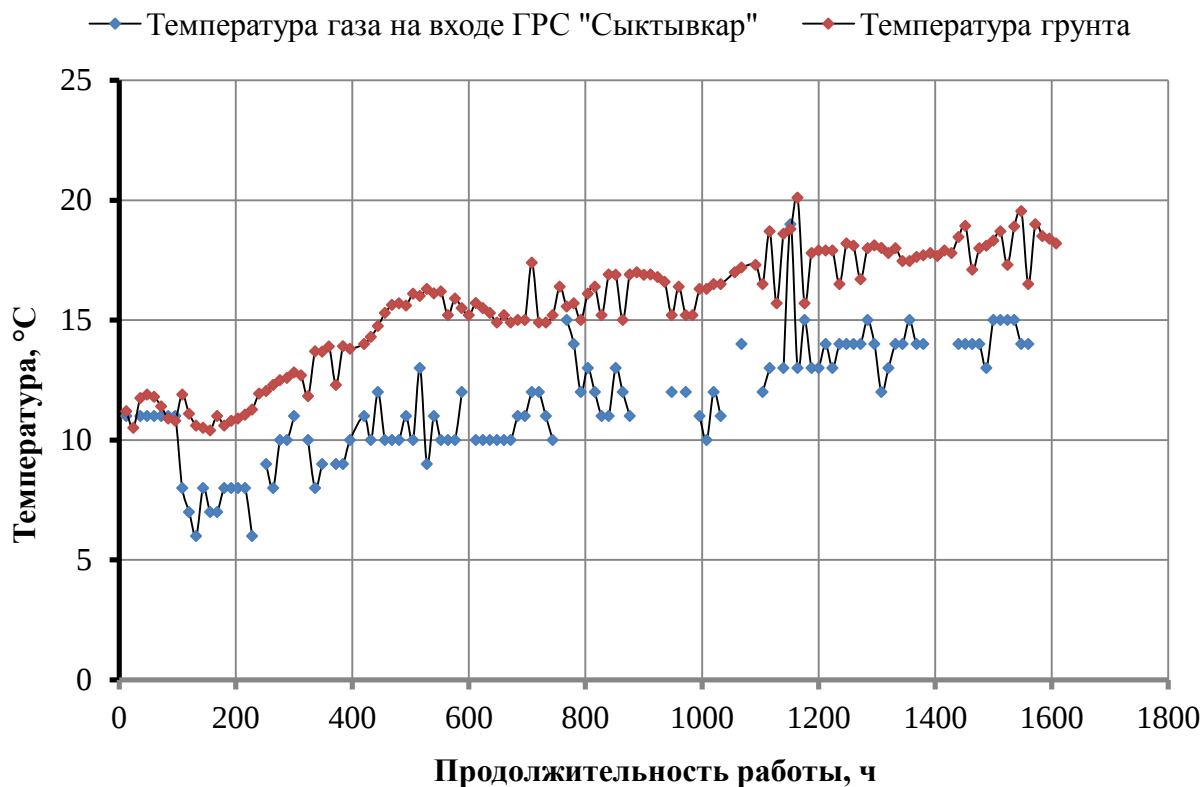


Рисунок 3.30 – Температура грунта и газа на входе ГРС «Сыктывкар» (2023 г.)

В результате проведенной многоэтапной опытно-промышленной апробации технологии каскадного снижения давления газа в газопроводе-подключении было установлено следующее:

– была подтверждена энергоэффективность реализуемого технического решения по организации транспортировки газа с последовательным снижением давления. В частности, при опытно-промышленной реализации технологии транспортировки, из технологических операций, реализуемых на ГРС «Сыктывкар» и ГРС «Верхний Чов» была исключена процедура подогрева газа (экономия топливного газа 100 %);

– была подтверждена работоспособность линейного узла редуцирования, выполненного с использованием оборудования, демонтированного при реконструкции ГРС «Эжва»;

– принятая схема размещения линейного (второго) узла редуцирования не позволила включить в экспериментальный режим газоснабжения (с каскадным понижением давления) ГРС «Эжва». Указанная ГРС обеспечивает газоснабжение крупного промышленного узла с расходом газа на уровне 150 тыс. м³/ч (при нормальных условиях) (расход газа на

ГРС «Сыктывкар» и ГРС «Верхний Чов» в сумме составляла в среднем 15 тыс. м³/ч (при нормальных условиях)).

Результаты расчетно-экспериментальной оценки экономии топливного газа, используемого для подогрева газа на ГРС «Эжва» за счет подачи газа в газопровод-подключение при пониженном давлении (3,0 МПа (30 кгс/см²)) при реализации опытно-промышленной технологии каскадного понижения давления газа (четвертый этап испытаний, 2023 г.) показаны на рисунке 3.31. Допустимая температура газа на выходе ГРС «Эжва» составляла минус 2 °С.

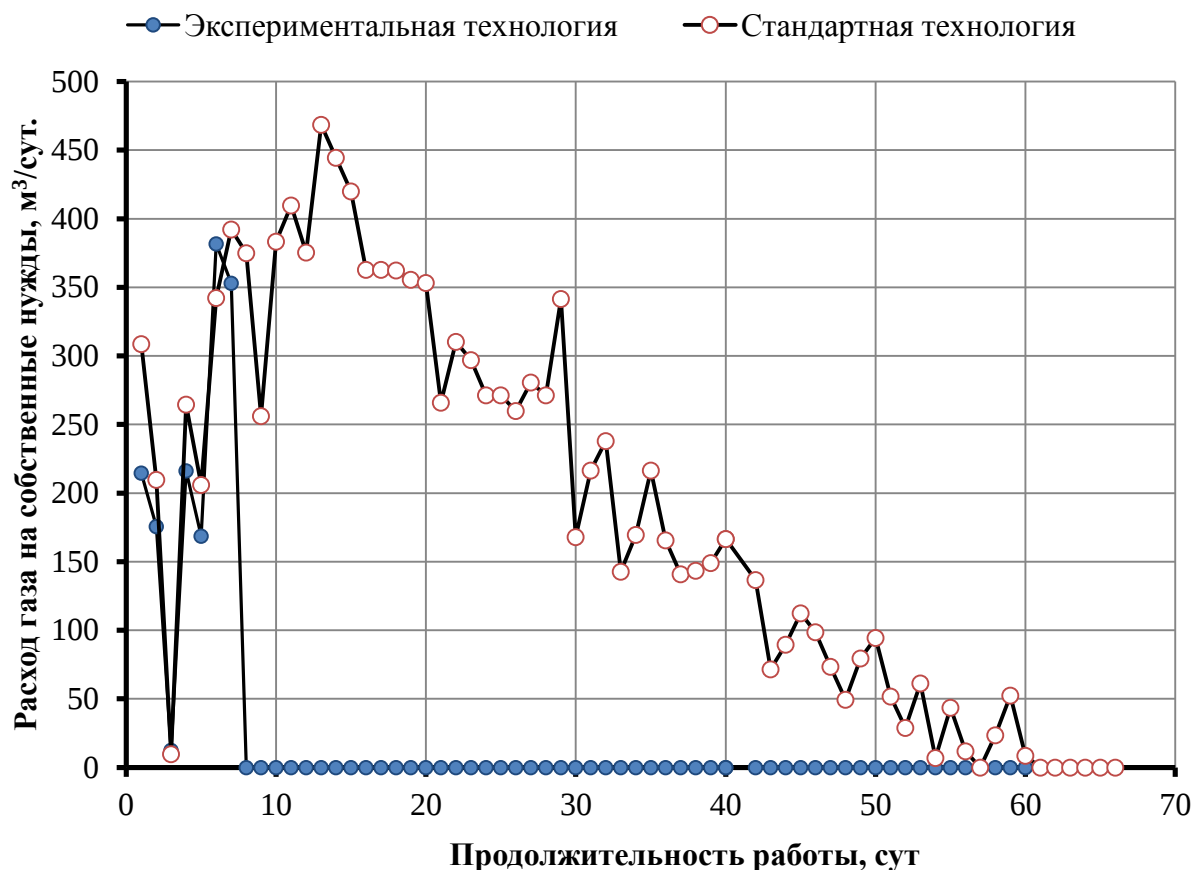


Рисунок 3.31 – Потребление газа на собственные нужды ГРС «Эжва» при опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-подключении (2023 г.)

Общее потребление газа на ГРС «Эжва» на собственные нужды в период проведения испытаний (продолжительность ≈ 66 суток) составило $\approx 1,52$ тыс. м³ (при нормальных условиях). При реализации стандартной технологии, расход газа на собственные нужды составлял $\approx 12,41$ тыс. м³ (при нормальных условиях). В результате реализации экспериментальной технологии экономия топливного газа составила ≈ 88 %.

3.3 Выводы по главе 3

- 1) Выполнена разработка и монтаж линейного узла редуцирования на 75,5 км газопровода-подключения к ГРС «Сыктывкар»;
- 2) Выполнена опытно-промышленная апробация технологии каскадного понижения давления в газопроводе-отводе, оснащённом двумя линейными узлами редуцирования, размещёнными на 0 и 75 км газопровода-подключения. Испытания включали четыре этапа общей продолжительностью 9 месяцев;
- 3) Подтверждено снижение потребления топливного газа в подогревателях газа за счёт уменьшения перепада давления на входе и выходе узла редуцирования ГРС.

Глава 4. Разработка конструкции устройства регулирования расхода и давления в составе линейных узлов редуцирования

4.1 Анализ технологии регулирования давления и расхода на объектах трубопроводной транспортировки природного газа

Для регулирования давления и расхода газа в МГ и технологических газопроводах, а также в газораспределительных сетях могут быть использованы (таблица 4.1) [58, 63, 64]:

- клапаны-регуляторы, стандартно применяемые на ГРС;
- системы регулирования пропускной способности, содержащих группу запирающих устройств, в качестве которых могут быть использованы, например, шаровые краны (или запорная арматура с другими схемами исполнения запирающего узла);
- специальные запорно-регулирующие и перепускающие устройства с различными вариантами исполнения, конструктивно реализующие разнообразные принципы управляемого перепуска газа.

Принцип действия клапанов-регуляторов, применяемых на ГРС, приведен в главе 1 настоящей диссертационной работы. Ключевым достоинством указанных устройств регулирования является возможность точного управления расходом и давлением в широких диапазонах значений. Также следует отметить широкое распространение и значительный опыт эксплуатации регулирующих устройств указанного типа. Кроме того в настоящее время в производстве освоены образцы клапанов-регуляторов, отличающиеся высокой производительностью, что допускает их использование в составе линейных узлов редуцирования газопроводов-подключений, работающих в условиях высоких расходов газа, без необходимости одновременного использования нескольких устройств (в отличие от описанной в главе 2 и фактически реализованной схемы исполнения опытно-промышленного образца линейного узла редуцирования, укомплектованного несколькими клапанами-регуляторами РДУ-100-64 [78], смонтированного на газопроводе-подключении к ГРС «Сыктывкар»).

Системы регулирования пропускной способности, содержащие группу запирающих устройств, представляющих собой стандартную запорную арматуру, достаточно известны и реализованы на действующих газопроводах-подключениях, выполняющих отбор газа из газопроводов, рабочее давление газа в которых превышает рабочее давление газопровода-подключения. В частности, указанная схема регулирования смонтирована на 0 км газопровода Микунь – Сыктывкар, имеющего рабочее давление 5,4 МПа для возможности

отбора газа из МГ Ухта – Торжок-1, имеющего рабочее давление 7,4 МПа. К достоинствам указанной схемы регулирования следует отнести возможность комплектования стандартным оборудованием (запорной арматурой) с подбором индивидуальных функциональных показателей (например, максимальной пропускной способности, шага регулирования) в зависимости от конкретных предполагаемых условий эксплуатации. Регулирование может осуществляться как в ручном (при стабильном отборе газа), так и автоматическом режиме, при наличии соответствующей системы управления исполнительными механизмами в зависимости от величины отбора газа и установленного допустимого перепада давления.

К специальным устройствам управляемого перепуска газа с регулированием давления и расхода относятся различные варианты запорно-регулирующих устройств, также штатно применяемые на газопроводах. Например, в качестве средства регулирования может быть использован дискретный клапан-регулятор (ДКД), а также запорно-регулирующие устройства, реализующие другие принципы ограничения перепуска газа. В настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Ухта» существует опыт длительной эксплуатации регулирующей арматуры типа ДКД, используемой как в составе блоков редуцирования ГРС, так и на линейной части МГ (см. п. 4.3). Запорно-регулирующие устройства, аналогичные по исполнению шаровым кранам, также имеют некоторое распространение на объектах ПАО «Газпром», например, в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» имеется опыт эксплуатации устройств указанного типа на газопроводах-подключениях (устройства предназначены для предотвращения превышения отбора газа потребителями выше установленных нормативов). Устройства регулирования расхода, аналогичные по конструкции клапанам регуляторам с осевым ходом запирающего узла, в ООО «Газпром трансгаз Ухта» применяются в составе систем снабжения топливным газом силового газотурбинного привода газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций.

В общем виде, вне зависимости от реализуемой схемы управлением перепуска газа, устройства регулирования расхода и давления должны включать:

- узел регулирования;
- исполнительное устройство (привод узла регулирования);
- систему автоматики с набором измерительных устройств, осуществляющую управление исполнительным устройством.

При выборе системы линейного регулирования давления необходимо учитывать следующее:

- надежность и безопасность эксплуатации в условиях ограниченной возможности проведения технического обслуживания и ремонта (линейные узлы редуцирования могут

располагаться в том числе на труднодоступных участках трассы газопровода);

- дублирование управляющих устройств, наличие резервных систем управления;
- возможность функционирования при отказах централизованного электроснабжения;
- высокоэффективная система уплотнений в узлах перепуска, сохраняющих работоспособность при длительной эксплуатации.

Таблица 4.1 – Типовые схемы регулирования давления и расхода в газопроводах

Схема регулирования	Достоинства	Недостатки
Клапаны-регуляторы ГРС	1. Широкое распространение (основная система регулирования давления и расхода на ГРС), большой опыт эксплуатации устройств данного типа; 2. Разнообразие серийных изделий с различными схемами исполнения и функциональными показателями; 3. Возможность работы автоматики без внешнего электроснабжения; 4. Техническая простота системы управления; 5. Высокая надежность системы уплотнения в запирающих и перепускающих узлах (обычно уплотнение работает на сжатие при отсутствии скольжения и сдвига); 6. Высокая точность регулирования, давления и расхода, возможность непрерывного обеспечения заданных режимов перепуска газа	1. Высокая вероятность отказа при переохлаждении (вследствие охлаждения газа при дросселировании, а также при низкой температуре воздуха в случаях размещения оборудования на открытых площадках); 2. Возможный отказ системы управления при снижении качества газа (высокие требования к подготовке импульсного газа, используемого системой управления оборудования); 3. Повышенная рекомендованная частота проведения работ по техническому обслуживанию; 4. Сложность синхронизированной работы регуляторов в группе при оснащении каждого регулятора индивидуальной системой управления; 5. Избыточные показатели регулирования давления и расхода для систем линейного дросселирования
Группа запирающих устройств	1. Простота конструкции, высокая надежность и работоспособность, в том числе в условиях открытых площадок при неблагоприятных условиях окружающей среды; 2. Ремонтопригодность; 3. Отсутствие необходимости использования специализированных узлов и деталей (используются стандартные трубные детали и запорная арматура);	1. Отсутствие серийных систем автоматического управления запорной арматурой в группе (при внедрении, необходимость обеспечения ее функционирования, в том числе при отказах централизованного электроснабжения); 2. Система эффективна при условии обеспечения постоянства отбора газа потребителями без значительных перепадов;

Продолжение таблицы 4.1

Схема регулирования	Достоинства	Недостатки
Группа запирающих устройств	4. Возможность изготовления системы регулирования с заданными (специфическими) функциональными показателями, в том числе силами эксплуатирующей организации	3. Низкая точность регулирования (повышение точности требует увеличения количества запорных устройств с соответствующим снижением надежности)
Специальная запорно-регулирующая арматура	1. Вид запорно-регулирующих устройств, специально предназначенных для применения в составе газопроводов; 2. Наличие промышленных образцов устройств с различными схемами организации регулируемого перепуска газа; 3. Нарботанный опыт эксплуатации устройств указанного типа	1. Высокая техническая сложность систем управления; 2. Зависимость системы управления от внешних источников электроснабжения; 3. В некоторых случаях недостаточная надежность систем управления при работе оборудования на открытых площадках; 4. Необходимость использования цифровой системы со специальными алгоритмами управления

4.2 Анализ опыта эксплуатации систем регулирования с группами запирающих устройств

Система регулирования давления и расхода, включающая четыре перепускные линии малого диаметра, размещена на 0 км газопровода Микунь – Сыктывкар. Схема размещения основного оборудования показана на рисунке 4.1. В состав системы регулирования входят:

- подводящий и отводящий коллекторы, диаметром 300 мм, содержащие отводы 90°, тройники, патрубки, сферические заглушки;
- четыре перепускные линии диаметром 50 мм (1 ед.), 80 мм (1 ед.) и 100 мм (2 ед.);
- шаровые краны с ручным и механизированным (пневматическим) приводом (по 2 ед. на одну линию перепуска).

Максимальная пропускная способность системы регулирования составляет ≈ 200 тыс. м³/ч (при нормальных условиях). Регулирование осуществляется в ручном режиме в зависимости от фактической величины отбора газа потребителями, в число которых входит крупный промышленный узел. Продолжительность эксплуатации системы регулирования составляет больше 20 лет. Типовой режим работы системы регулирования

показан на рисунке 4.2.

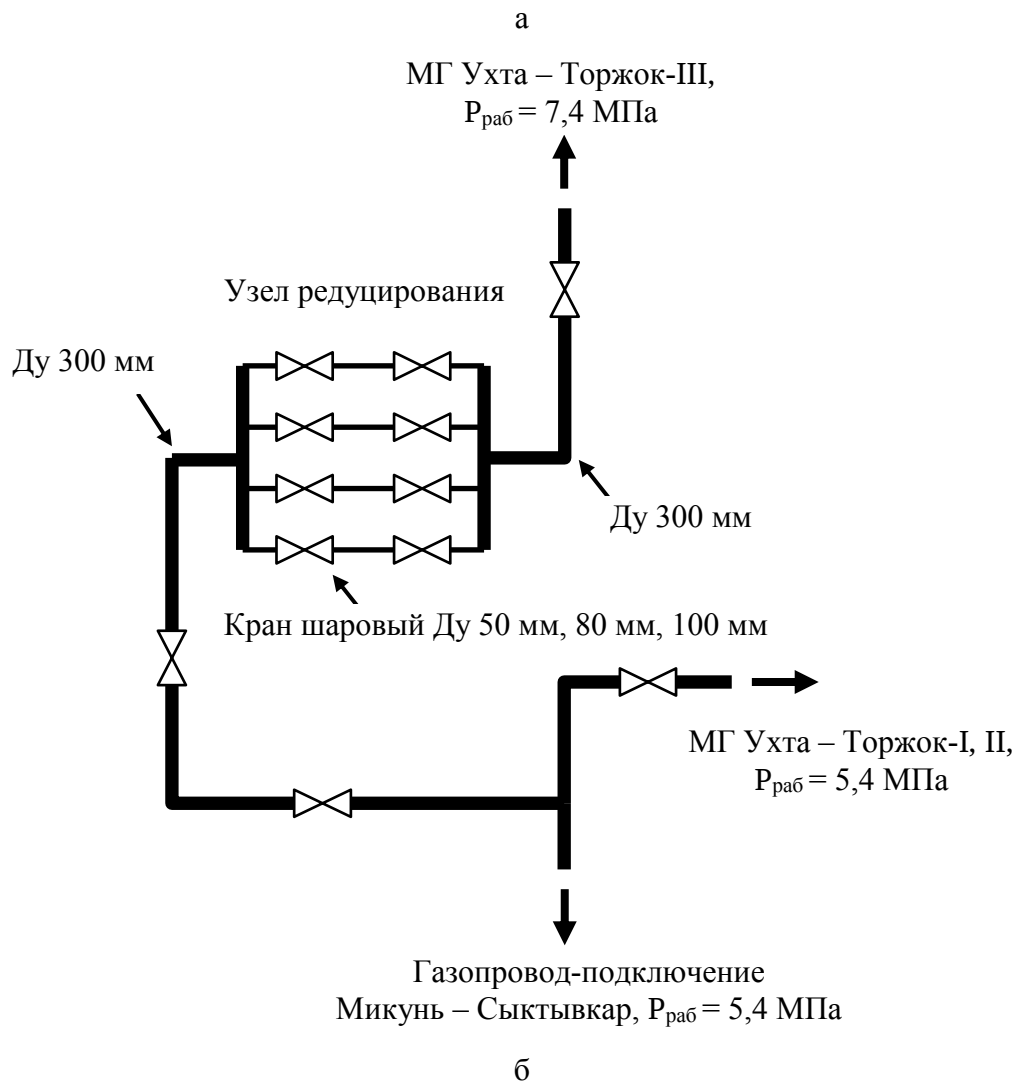


Рисунок 4.1 – Схема исполнения (а) и общий вид (б) системы регулирования давления и расхода с группой запирающих устройств

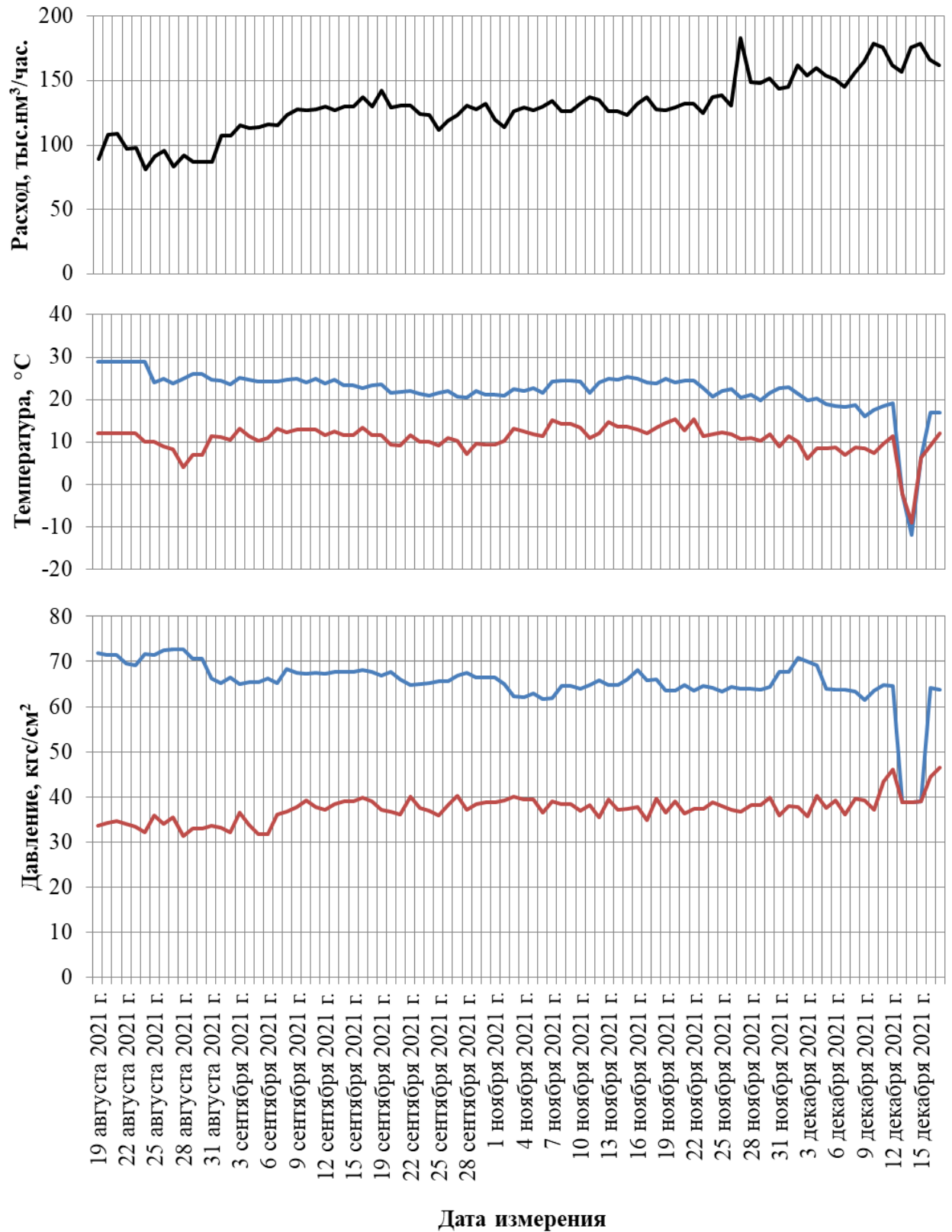


Рисунок 4.2 – Режимы работы системы регулирования давления и расхода с группой запирающих устройств, смонтированной на 0 км газопровода Микунь – Сыктывкар (верхняя кривая – значение параметра на входе

системы регулирования, нижняя – на выходе)

Поддерживаемый перепад давления в среднем составляет 3,5 – 4,0 МПа (35 – 40 кгс/см²), при этом снижение температуры газа в среднем составляет $\approx 10,0$ °С. Система регулирования достаточно эффективна в рассматриваемых условиях эксплуатации, при этом к основным недостаткам технического исполнения (кроме указанных в таблице 4.1) следует отнести отсутствие защитного укрытия, а также повышенный уровень шума при повышении объема отбора газа потребителями. Кроме того следует отметить несовершенную форму трубопроводов, обеспечивающих переток высокоскоростных потоков газа.

Ориентировочная оценка пропускной способности редуцирующих линий в составе системы регулирования может быть выполнена в соответствии с расчетной методикой, приведенной в РД 50-411-83 [77], предназначенной для определения параметров сужающих устройств, используемых в системах измерения расхода (на 2024 г. документ обозначен как действующий).

Объемный расход осушенного природного газа, приведенный к нормальным условиям, может быть определен по выражению

$$Q_{\text{ном}} = \alpha \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{p \cdot \Delta p \cdot T_{\text{ном}}}{\rho_{\text{ном}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot T \cdot K}}, \quad (4.1)$$

где α – коэффициент расхода;

ε – поправочный коэффициент;

d – диаметр дросселирующей линии, м;

p – давление газа на входе в дросселирующую линию, Па;

Δp – перепад давления на входе и выходе дросселирующей линии, Па;

$T_{\text{ном}}$ – номинальная температура, 293,15 К;

$\rho_{\text{ном}}$ – плотность природного газа усредненного состава, 0,7 кг/м³;

$p_{\text{ном}}$ – атмосферное давление, 101325 Па;

T – температура газа в дросселирующей линии, К;

K – коэффициент сжимаемости газа, 0,99.

Коэффициент расхода α рассчитывается по выражению [1]

$$\alpha = 0,80017 - 0,01801 \cdot m - 0,7022 \cdot m^2 - 0,332 \cdot m^3, \quad (4.2)$$

где m – относительная площадь линии дросселирования, определяемая по выражению

$$m = \frac{d^2}{D^2}, \quad (4.3)$$

где D – диаметр подводящего и отводящего коллекторов, м.

Поправочный коэффициент ε рассчитывают по выражению

$$\varepsilon = \left(\left(1 - \frac{\Delta p}{p}\right)^{\frac{2}{\chi}} \cdot \frac{\chi}{\chi - 1} \cdot \frac{1 - \left(1 - \frac{\Delta p}{p}\right)^{\frac{\chi-1}{\chi}}}{\frac{\Delta p}{p}} \cdot \frac{1 - m^2}{1 - m^2 \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{p}\right)^{\frac{2}{\chi}}} \right)^{0,5}, \quad (4.4)$$

где χ – показатель адиабаты для природного газа, 1,31.

Результаты расчета максимальной пропускной способности линий дросселирования в составе системы регулирования, показанной на рисунке 4.1, приведены на рисунке 4.3.

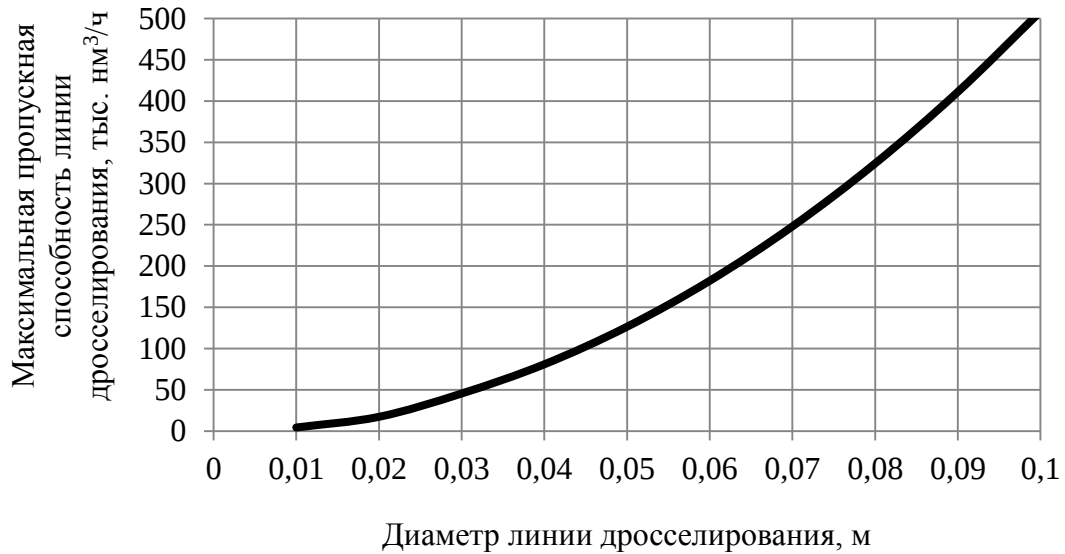


Рисунок 4.3 – Максимальная пропускная способность линий дросселирования в составе системы регулирования в зависимости от диаметра

В результате установлено, что максимальная пропускная способность линий дросселирования диаметром 100 мм избыточна и необходимый максимальный расход (200 тыс. м³/ч (при нормальных условиях)) обеспечивается при использовании узла перепуска с внутренним цилиндрическим каналом диаметра 0,065 м. В летний период для обеспечения заданного расхода достаточным является использование перепускной линии с внутренним диаметром 0,05 м.

Важным условием обеспечения точного управления расходом является оснащение системы регулирования запорно-регулирующей арматурой, допускающей эксплуатацию с промежуточным положением запирающего узла с обозначением условного прохода в зависимости от его промежуточного положения. Кроме того, для совершенствования указанной системы регулирования необходимо:

– увеличить количество перепускающих линий малого диаметра;

- оснастить систему устройствами контроля давления и расхода;
- оснастить перепускающие линии запорно-регулирующей арматурой с механизированным приводом;
- интеллектуальным блоком, обеспечивающим в автоматическом режиме, в зависимости от объемов отбора газа, управление запорно-регулирующей арматурой.

4.3 Анализ опыта эксплуатации дискретных кранов-дросселей

4.3.1 Объемы использования дискретных кранов-дросселей на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Количество используемых на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта» ДКД, их функциональное назначение, а также условный диаметр (Ду) показаны в таблице 4.2, количество ДКД, в зависимости от Ду, показано в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Количество используемых на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта» ДКД

Производственное подразделение ООО «Газпром трансгаз Ухта»	Количество единиц, условный диаметр (Ду, в мм), в зависимости от функционального назначения		
	ДКД с функцией «ограничение расхода газа на выходе ГРС»	ДКД с функцией «регулятор давления на узле редуцирования ГРС»	ДКД с функцией «межсистемная переключательная линия на линейной части газопровода-подключения»
Печорское ЛПУМГ	—	—	2 ед., Ду 300
Сосногорское ЛПУМГ	—	2 ед., Ду 300	1 ед., Ду 300
Приводинское ЛПУМГ	1 ед., Ду 200	2 ед., Ду 150	1 ед., Ду 200
Грязовецкое ЛПУМГ	1 ед., Ду 200; 6 ед., Ду 300	—	2 ед., Ду 300
Мышкинское ЛПУМГ	2 ед., Ду 200	—	2 ед., Ду 200
Шекснинское ЛПУМГ	1 ед., Ду 200; 4 ед., Ду 300; 3 ед., Ду 400	2 ед., Ду 200; 4 ед., Ду 300	—
Переславское ЛПУМГ	—	—	2 ед., Ду 500

Таблица 4.3 – Количество ДКД в зависимости от Ду (ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Условный диаметр (Ду, в мм)	150	200	300	400	500	Всего
Количество единиц	2	10	22	4	2	40

Пример размещения ДКД на ГРС «Сосногорск» показан на рисунках 4.4 и 4.5.

а



б



Рисунок 4.4 – Дискретные клапаны-дрессели в составе оборудования блока редуцирования ГРС «Сосногорск»: а) общий вид; б) исполнение линии редуцирования

а



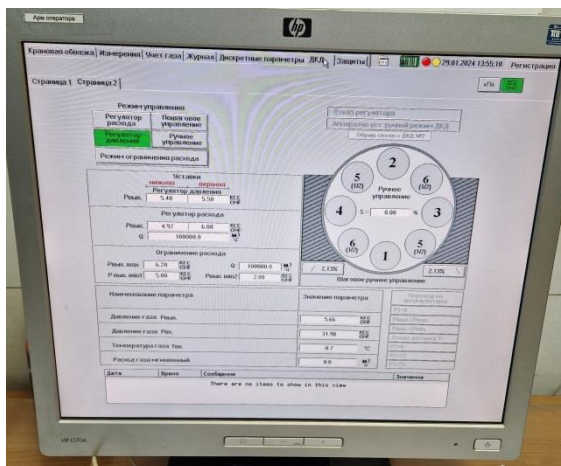
б



в



г



д



Рисунок 4.5 – Автоматизированная система управления ДКД (ГРС «Сосногорск»):

а) размещение блоков управления; б, в) цифровые блоки управления ДКД;

г) интерфейс программы управления ДКД;

д) электропневматические управляющие клапаны

4.3.2 Анализ конструктивного исполнения дискретного клапана-дросселя

Конструкция дискретного клапана-дросселя представляет собой объект интеллектуальной собственности (патент РФ № 2114457, опубл. 27.06.1998, авторы Галицкий Ю.В., Грачев В.В., Гулиенко А.И., Шталенков В.М. [23]). Устройство регулирования давления и расхода может быть использовано в системах добычи и транспортировки газа

и жидкости на объектах транспортировки и переработки газообразных и жидких сред. В ДКД реализован принцип регулируемого перепуска рабочей среды с разделением потока.

ДКД с импульсной системой управления содержит входной 1 (рисунок 4.6) и выходной 9 патрубки, разделенные перегородкой 7, соединенной с корпусом 2 цилиндрическими полыми стяжками 3, внутри которых расположены расходные шайбы 8, управляющие полости 35, а также подпружиненные на закрытие двухпозиционные поршни 6, перемещающиеся в гильзах 4.

Преобразователи 30 содержат двухпозиционный трехпроходный орган 16 (шар или золотник), вход которого связан с коллектором подвода 21, первый выход – с управляющей полостью 35, а второй – с коллектором 12 утилизации, а также электромеханический привод 18 с концевыми сигнализаторами. Электрический вход 15 привода 18 связан с выходом 23 блока управления 29. Электрические выходы 19 и 20 сигнализаторов связаны со вторыми входами 27 блока управления 29. Преобразователи 30 снабжены двухпозиционным ручным (автономным) механическим входом 17.

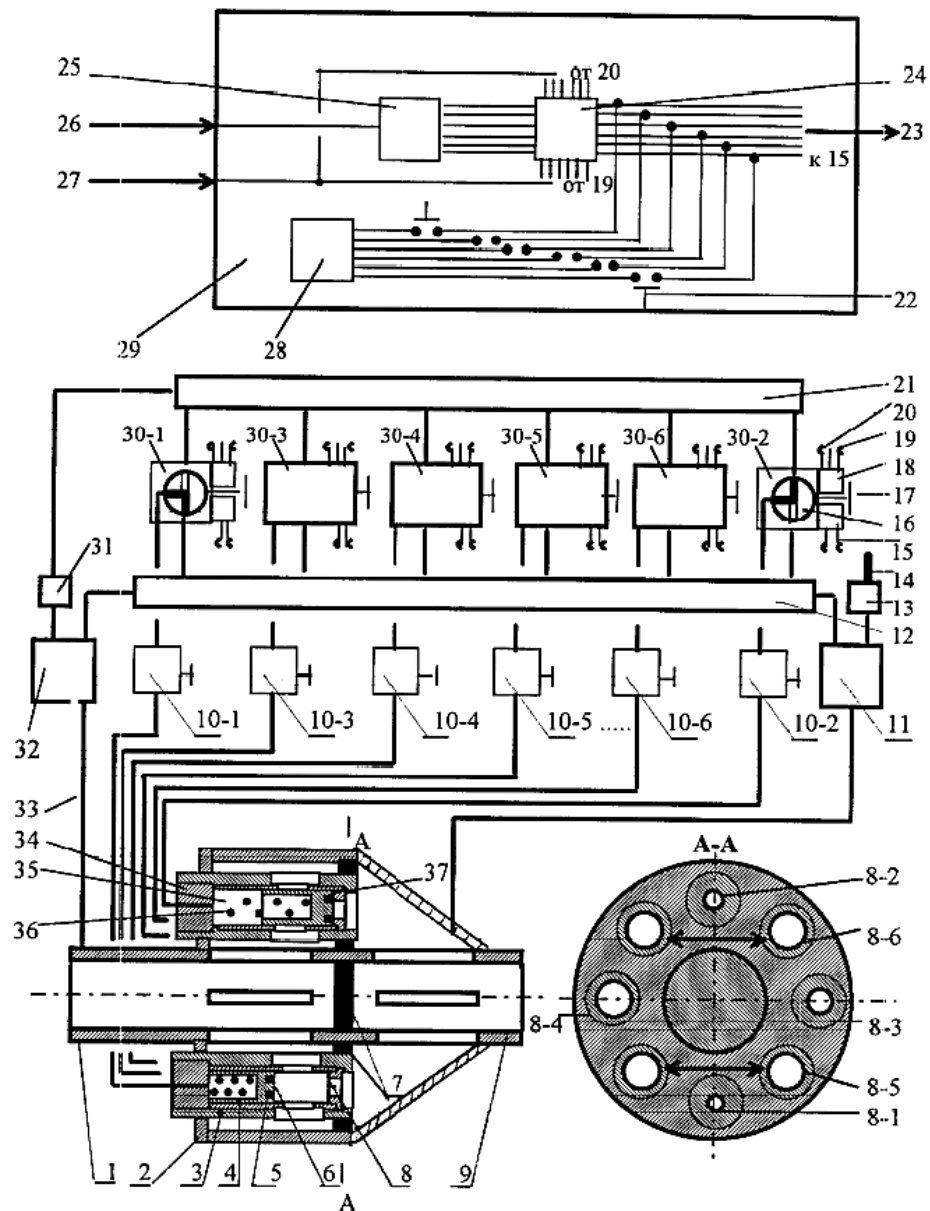
Блок управления 29 оснащен первым входом 26 внешнего сигнала, который преобразуется кодовым устройством 25 в соответствующий числу преобразователей 30 код управления, отражающий, какое состояние («открыто» или «закрыто») должны занять поршни 6 для обеспечения требуемой площади сечения ДКД. Код поступает на первый вход формирователя 24 импульсов, а с его выхода 23 – на электрический вход 15 привода 18. Подача импульсов прекращается формирователем после поступления сигнала с электрических выходов 19 и 20 концевых сигнализаторов, привода 18, при этом выходы 19 и 20 отражают состояние («открыто» или «закрыто») органа 16 преобразователя. Блок управления 29 снабжен органами ручного дистанционного электроуправления 22, электрический вход которых связан с источником электроуправления 28, в выход – с выходами 23 блока управления 29.

ДКД также содержит [23, 59]:

- двухпозиционный трехпроходный клапан 32 подвода рабочей среды, вход которого соединен с входом коллектора 21 подвода, первый выход – с источником рабочей среды, второй выход – с коллектором 12 ее утилизации;

- двухпозиционный трехпроводный клапан 11, вход которого соединен с коллектором 12 утилизации, первый выход – с выходным патрубком 9, а второй выход – со входом в обратный клапан 13, выход которого соединен с трубопроводом 14 утилизации;

- двухпозиционные клапаны 10, вход которых соединен с первым выходом преобразователя 30, а выход – с входом в управляющую полость 35.



- 1 – подводящий патрубок; 2 – корпус; 3 – цилиндрическая полая стяжка; 4 – гильза;
 5 – уплотнение; 6 – двухпозиционный поршень; 7 – перегородка; 8 – шайба расходная;
 9 – выходной патрубок; 10 – клапан двухпозиционный; 11 – двухпозиционный
 трехпроводный клапан; 12 – утилизационный коллектор; 13 – клапан обратный;
 14 – утилизационный трубопровод; 15 – вход электрический; 16 – исполнительный узел
 преобразователя; 17 – двухпозиционный ручной механический вход; 18 – привод;
 19, 20 – электрические выходы сигнализаторов; 21 – подводящий коллектор; 22 – узлы
 ручного дистанционного электроуправления; 23 – выход формирователя импульсов;
 24 – формирователь импульсов; 25 – устройство кодовое; 26, 27 – первый и второй вход
 внешнего сигнала; 28 – источник электроуправления; 29 – блок управления;
 30 – преобразователи; 31 – фильтр; 32 – клапан подвода рабочей среды; 33 – трубопровод;
 34 – упор; 35 – управляющие полости; 36 – пружина; 37 – неуравновешенная площадь

Рисунок 4.6 – Схема исполнения ДКД (патент РФ № 2114457 [23])

В качестве рабочей среды преобразователей 30 может использоваться протекающая через ДКД среда и тогда трубопровод 33 подключаться к входному патрубку 1 или же трубопровод 33 подключается к внешнему источнику среды, давление в котором не ниже давления на выходе в ДКД. Клапаны 10, 11 и 32 являются технологическими и предназначены для обеспечения функционирования ДКД при ремонтах.

Реализация принципа двухпозиционности в запорных органах и преобразователя приводит к тому, что их подвижные механические элементы находятся во взвешенном состоянии только кратковременно на переходных режимах, а остальное время они прижаты к упорам и имеют избыточное перестановочное усилие при страгивании. Поэтому после отработки конечной серии импульсов управления ДКД функционально соответствует дроссельной шайбе, чем обеспечивается повышенная надежность системы.

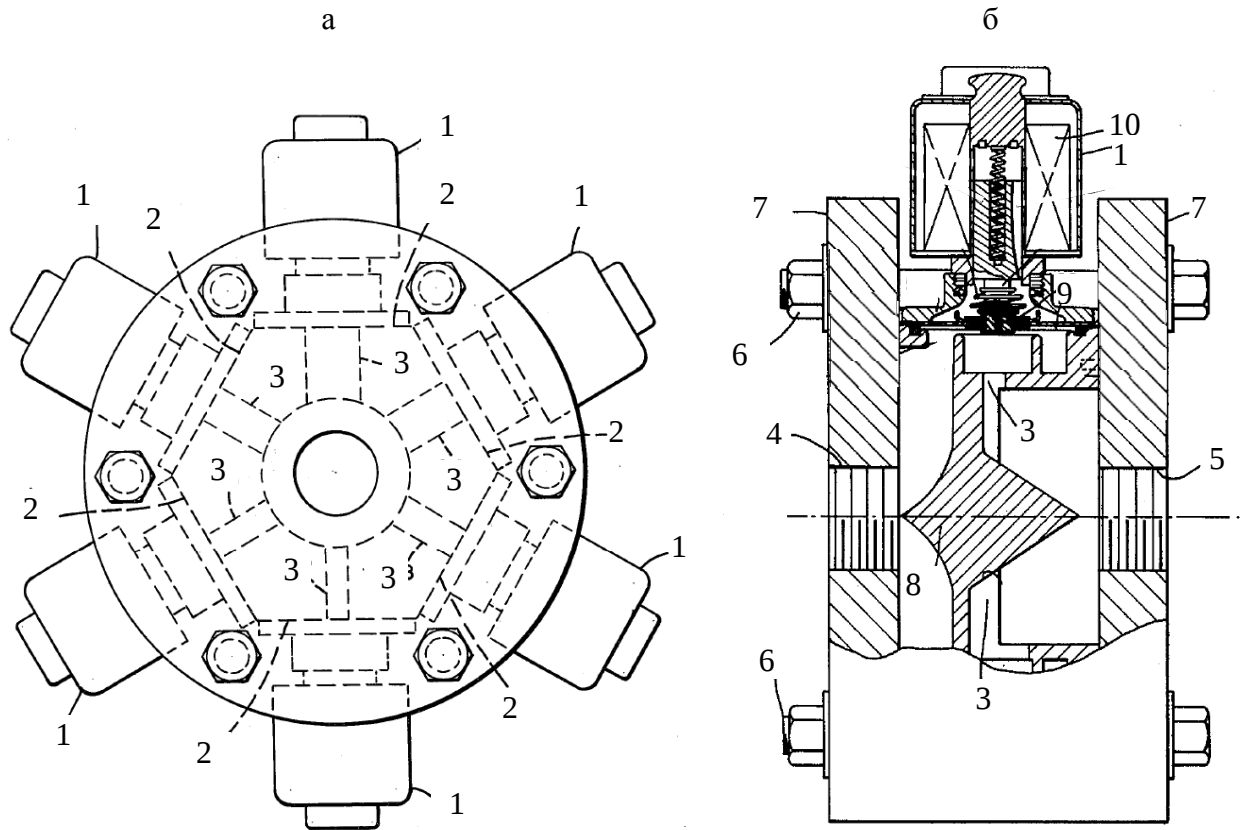
В узле управления устройства предусмотрена возможность управления технологическим процессом регулируемого перепуска рабочей среды в ручном режиме при отказах систем автоматики, что также повышает надежность.

В качестве прототипа изобретения является устройство дискретного регулирования давления и расхода с запорными электроприводными клапанами, описанное в [38]. Кроме того, в качестве аналога, использована модель регулятора (рисунок 4.7) по патенту US № 4019533, опубл. 26.04.1977, авторы James B. Jerde, Victor B. van Blerk [121].

Устройство регулирования, описанное в патенте US № 4019533 [121], так же как и устройство по патенту РФ № 2114457 [23], обеспечивает разделение потока среды с регулированием перепуска за счет одновременного использования нескольких перепускающих каналов разного диаметра, открываемых и закрываемых с помощью клапанов, управляемых по определенному алгоритму (рисунок 4.7).

Основным отличием устройства по патенту US № 4019533 [121] от устройства по патенту РФ № 2114457 [23] является то, что в качестве привода клапанов используются электроприводные устройства с управляющим электромагнитом и подпружиненным на закрытие сердечником, связанным с тарелкой клапана стальным втягиваемым.

В качестве основного недостатка регулятора давления по патенту US № 4019533 [121] авторами патента РФ № 2114457 [23] заявлена низкая надежность, обусловлена возможной нестабильностью электроснабжения узла управления потоком рабочей среды. При этом необходимо отметить, что устройство по патенту US № 4019533 [121] имеет более простую конструкцию из-за отсутствия технически сложной и требующей высокой точности изготовления отдельных узлов электропневматической системы управления в устройстве по патенту РФ № 2114457 [23].



- 1 – корпус электропривода клапана; 2 – седло клапана; 3 – перепускной канал;
 4 – входное отверстие; 5 – выходное отверстие; 6 – стяжные болты корпуса;
 7 – корпус; 8 – перегородка с перепускными каналами, седлами клапанов;
 9 – тарелка клапана; 10 – электромагнит

Рисунок 4.7 – Регулятор давления по патенту US № 4019533:

а) вид спереди; б) вид сбоку, разрез [121]

4.3.3 Анализ технологии дискретного регулирования давления и расхода газа в ДКД

Дроссельная характеристика ДКД (зависимость площади проходного сечения от сигнала управления) имеет дискретный характер (рисунок 4.8) и показывает зависимость между входным токовым (или иным) сигналом управления и величиной площади проходного сечения, реализующейся включением определенной комбинации преобразователей (их номера даны на оси ординат) и, следовательно, комбинации расходных шайб.

Дроссельная характеристика регулятора определена как равноступенчатая, изменяемая с шагом 2,13 %. Задаваемой площади перепуска соответствует определенный набор открытых перепускающих клапанов.

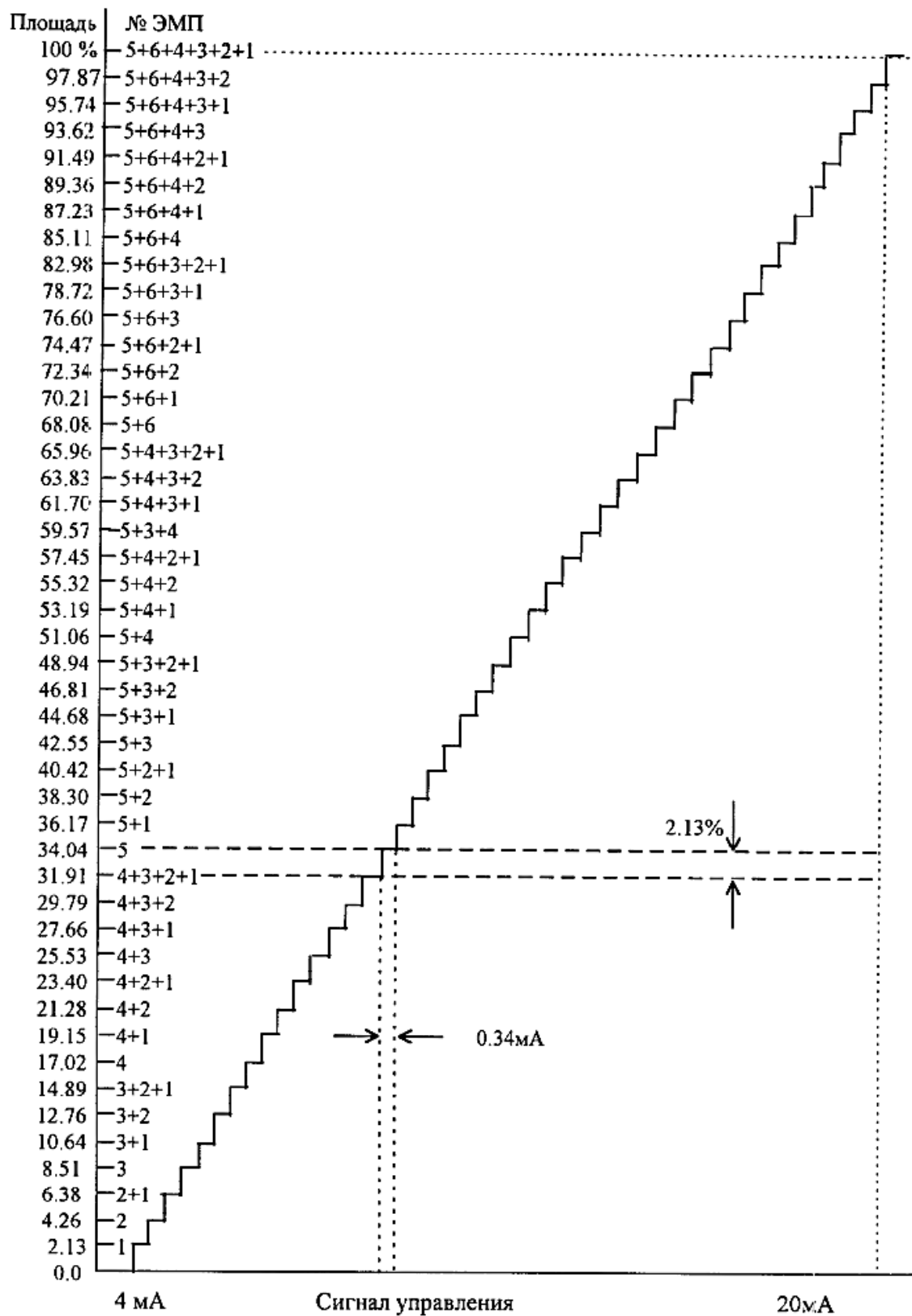


Рисунок 4.8 – Расходная характеристика ДКД в зависимости от параметров управляющего сигнала (патент РФ № 2114457 [23])

Массовый расход рабочей газообразной среды (G_{dkd} , в кг/с), перепускаемой через регулятор, может быть определен по выражению [59]

$$G_{dkd} = \varphi \cdot S_{max} \cdot \Delta S_{dkd} \cdot P_{вх} \cdot \sqrt{2 \cdot \chi \cdot \frac{\chi - 1}{R \cdot T_{вх}} \cdot \left(\left(\frac{P_{вых}}{P_{вх}} \right)^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{P_{вых}}{P_{вх}} \right)^{\frac{\chi + 1}{\chi}} \right)}, \quad (4.5)$$

где φ – коэффициент потерь полного давления φ , который учитывает диссипативные потери в проточной части ДКД;

S_{max} – максимальное геометрическое значение площади перепуска, м²;

ΔS_{dkd} – величина открытия клапана, отн.ед;

$P_{вх}$ и $T_{вх}$ – давления и температуры на входе в устройство регулирования, соответственно, в Па и К;

χ – показатель адиабаты рабочей газообразной среды;

R – газовая постоянная, Дж/(кг·К).

Величина перепада давления на входе ограничена по условию непревышения скоростью истечения газа скорости звука. Предельно допустимый перепад давления определяется по условию

$$\left(\frac{P_{вх}}{P_{вых}} \right)_{кр} = \left(\frac{\chi + 1}{2} \right)^{\frac{\chi}{\chi - 1}}, \quad (4.6)$$

При условии, что показатель адиабаты газа составляет $\approx 1,31$, $(P_{вх}/P_{вых})_{кр}$ будет составлять $\approx 1,84$ [6].

В документации на ДКД обычно приведена максимальная эффективная величина площади его проходного сечения ($S_{эф}$) которая представляет собой сумму площадей проходного сечения расходных шайб (S_{max}), умноженную на коэффициент потерь полного давления φ . Параметр $S_{эф}$ определяется по условию обеспечения максимального расхода и составляет от 30 до 60 % от площади входного патрубка.

Величина объемного расхода газа через ДКД (Q_{dkd} , в м³/ч (при нормальных условиях)) может быть определена путем деления параметра G_{dkd} , (4.6) на плотность газа в нормальных условиях (ρ_n , в кг/м³), а также ввода в выражение (4.6) следующих относительных величин:

– относительного давления газа

$$\bar{P}_r = \frac{P_{вх}}{P_n}, \quad (4.7)$$

где P_n – давление при нормальных условиях, Па;

– относительной газовой постоянной

$$\bar{K} = \left(\frac{K_H}{K_{BX}} \right)^{0,5}, \quad (4.8)$$

где K_H – показатель адиабаты при нормальных условиях;

K_{BX} – показатель адиабаты для условий на входе в устройство регулирования;

– относительной температуры газа

$$\bar{T}_r = \left(\frac{T_H}{T_{BX}} \right)^{0,5}, \quad (4.9)$$

где T_H – температура при нормальных условиях, Па;

– поправки на скорость газа

$$\bar{V}_r = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)^{\frac{\chi+1}{\chi}}}}{\sqrt{\left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)_{кр}^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)_{кр}^{\frac{\chi+1}{\chi}}}}. \quad (4.10)$$

С учетом выражений (4.7) – (4.10), выражение (4.6) преобразуется к виду

$$Q_{dkd} = S_{эф} \cdot \Delta S_{dkd} \cdot \bar{P}_r \cdot \bar{K} \cdot \bar{T}_r \cdot \bar{V}_r \cdot (R_H \cdot T_H)^{0,5} \times \\ \times \sqrt{\frac{2 \cdot \chi}{\chi - 1} \cdot \left(\left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)_{кр}^{\frac{2}{\chi}} - \left(\frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \right)_{кр}^{\frac{\chi+1}{\chi}} \right)}. \quad (4.11)$$

Особенности изменения поправки на скорость $\bar{V}_r$ показаны на рисунке 4.9.

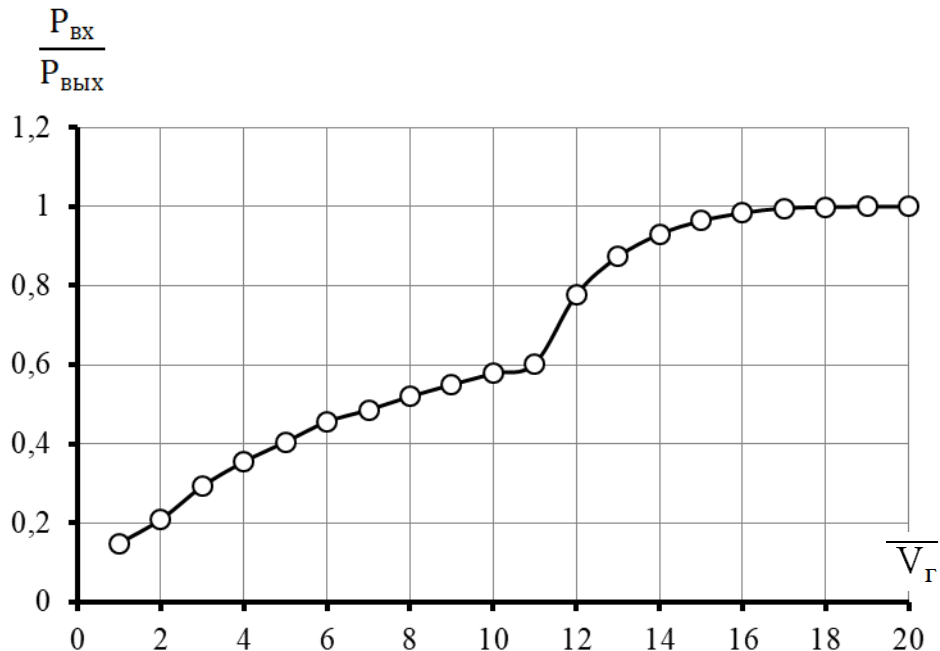


Рисунок 4.9 – Значение поправки на скорость газа в зависимости

от отношения давления на входе и выходе регулирующего устройства [59]

ДКД содержит восемь узлов регулирования (перепуска), оснащенных расходными

шайбами, их которых:

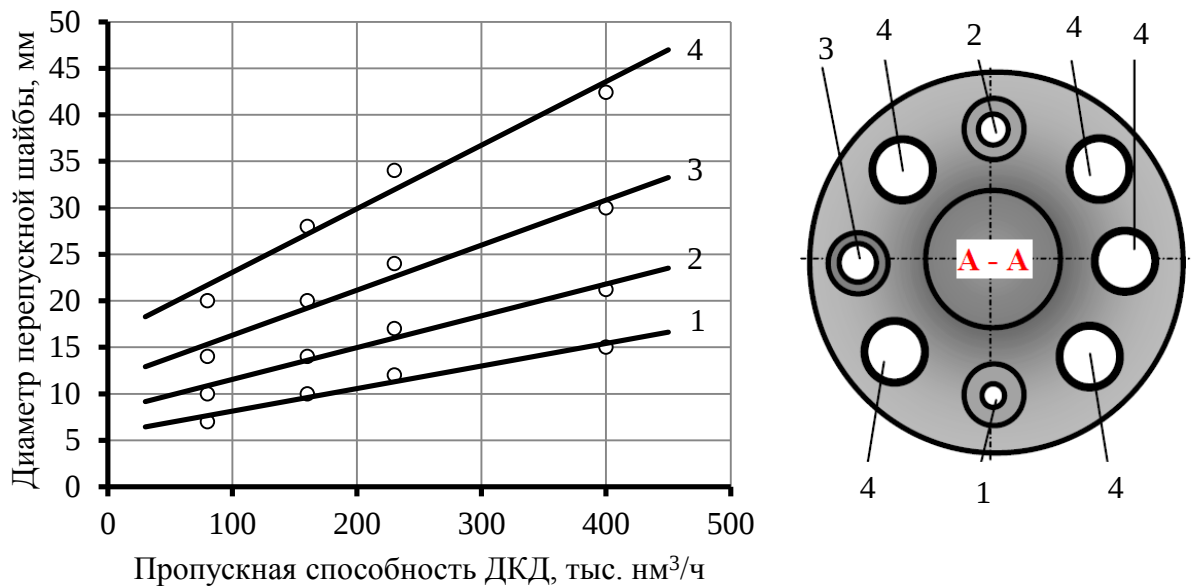
- первая расходная шайба имеет минимальную площадь перепуска;
- площадь перепуска второй расходной шайбы в два раза больше, чем у первой;
- площадь перепуска третьей расходной шайбы в четыре раза больше, чем у первой;
- площадь перепуска четвертой, пятой, шестой, седьмой и восьмой расходных шайб в восемь раз больше, чем у первой.

Пятый и шестой, а также седьмой и восьмой перепускающие клапаны работают в парах синхронно, при этом каждая пара имеет единую систему управления, а общая площадь перепуска расходных шайб одной пары перепускных клапанов в 16 раз превышает площадь перепуска первой расходной шайбы.

Порядок последовательного включения регулирующих клапанов для обеспечения линейного повышения пропускной способности ДКД показан в таблице 4.4. Обозначенный в первом столбце таблицы номер шага регулирования соответствует общей площади перепускных шайб открытых перепускающих клапанов (площадь задана в относительных единицах, одна единица соответствует минимальной площади одной перепускной шайбы). Используемое в конструкции ДКД указанное количество перепускных клапанов, оснащенное перепускными шайбами, имеющими, указанное соотношение площадей перепуска позволяет осуществлять дискретное регулирование расхода с изменением площади перепуска на одном шаге на постоянную величину (2,13 %).

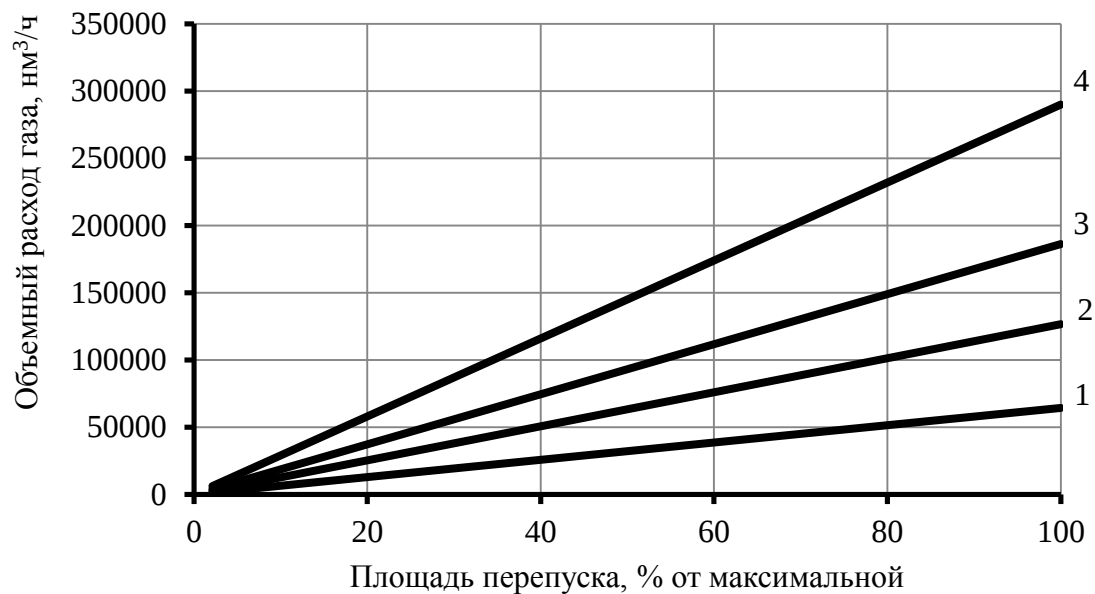
Диаметр перепускных шайб, в зависимости от заявленной пропускной способности ДКД, показан на рисунке 4.10. Результаты расчета объемного расхода, в зависимости от диаметра перепускных шайб для перепада давления 7,5 МПа – 5,5 МПа, показаны на рисунке 4.11.

Указанная схема регулирования может быть использована, например, в системе с набором отдельных узлов перепуска, в качестве которых выступает стандартная запорная арматура, при этом количество управляющих узлов может быть уменьшено. Например, при использовании шести узлов перепуска (из которых три будут иметь равный и максимальный диаметр, в восемь раз превышающий минимальный диаметр перепуска системы), количество шагов регулирования будет снижено до 31, при этом изменение расхода на каждом шаге будет составлять 3,23 % от максимального объемного расхода. Сокращение количества узлов перепуска снизит точность регулирования, с одновременным повышением надежности системы перепуска. Необходимо отметить, что в аналоге ДКД (патент US № 4019533 [121]) также использовано шесть управляющих клапанов.



1 – первая перепускная шайба с минимальным диаметром; 2 – вторая перепускная шайба;
3 – третья перепускная шайба; 4 – перепускные шайбы с четвертой по восьмую

Рисунок 4.10 – Диаметр перепускных шайб в зависимости
от максимальной пропускной способности ДКД [59]



1 – максимальная площадь перепуска $1212,8 \text{ мм}^2$ (диаметр перепускных шайб 7; 10; 14 и 20 мм); 2 – $2392,7 \text{ мм}^2$ (диаметр перепускных шайб 10; 14; 20 и 28 мм);
3 – $3514,4 \text{ мм}^2$ (диаметр перепускных шайб 12; 17; 24 и 34 мм); 4 – $5474,0 \text{ мм}^2$
(диаметр перепускных шайб 15; 21; 30 и 42 мм)

Рисунок 4.11 – Объемный расход газа в зависимости
от площади перепуска (ДКД-47)

Таблица 4.4 – Эффективная площадь перепуска ДКД при различном сочетании расходных шайб различного диаметра

Шаг регулирования	Условная пропускная способность одной расходной шайбы						Площадь перепуска, % от max
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
1	1	×	×	×	×	×	2,13
2	×	2	×	×	×	×	4,26
3	1	2	×	×	×	×	6,38
4	×	×	4	×	×	×	8,51
5	1	×	4	×	×	×	10,64
6	×	2	4	×	×	×	12,77
7	1	2	4	×	×	×	14,89
8	×	×	×	8	×	×	17,02
9	1	×	×	8	×	×	19,15
10	×	2	×	8	×	×	21,28
11	1	2	×	8	×	×	23,40
12	×	×	4	8	×	×	25,53
13	1	×	4	8	×	×	27,66
14	×	2	4	8	×	×	29,79
15	1	2	4	8	×	×	31,91
16	×	×	×	×	16	×	34,04
17	1	×	×	×	16	×	36,17
18	×	2	×	×	16	×	38,30
19	1	2	×	×	16	×	40,43
20	×	×	4	×	16	×	42,55
21	1		4	×	16	×	44,68
22	×	2	4	×	16	×	46,81
23	1	2	4	×	16	×	48,94
24	×	×	×	8	16	×	51,06
25	1	×	×	8	16	×	53,19
26	×	2	×	8	16	×	55,32
27	1	2	×	8	16	×	57,45
28	×	×	4	8	16	×	59,57
29	1	×	4	8	16	×	61,70
30	×	2	4	8	16	×	63,83
31	1	2	4	8	16	×	65,96
32	×	×	×	×	16	16	68,09
33	1	×	×	×	16	16	70,21
34	×	2	×	×	16	16	72,34
35	1	2	×	×	16	16	74,47
36	×	×	4	×	16	16	76,60
37	1	×	4	×	16	16	78,72
38	×	2	4	×	16	16	80,85
39	1	2	4	×	16	16	82,98
40	×	×	×	8	16	16	85,11
41	1	×	×	8	16	16	87,23
42	×	2	×	8	16	16	89,36
43	1	2	×	8	16	16	91,49
44	×	×	4	8	16	16	93,62
45	1	×	4	8	16	16	95,74
46	×	2	4	8	16	16	97,87
47	1	2	4	8	16	16	100,00

4.3.4 Анализ конструктивного исполнения системы автоматического управления ДКД

Для управления запорными клапанами ДКД используются двухпозиционные трехпроходные краны (рисунок 4.12) с электропневматическим управлением – электропневматический триггер (ЭПТ), вход которого связан с коллектором подвода импульсного газа, первый выход – с управляющей полостью, второй выход – с коллектором утилизации газа. Система управления содержит исполнительный орган (золотник), электромагнитные клапаны управления, рукоятки ручного управления, концевые сигнализаторы положения золотника.

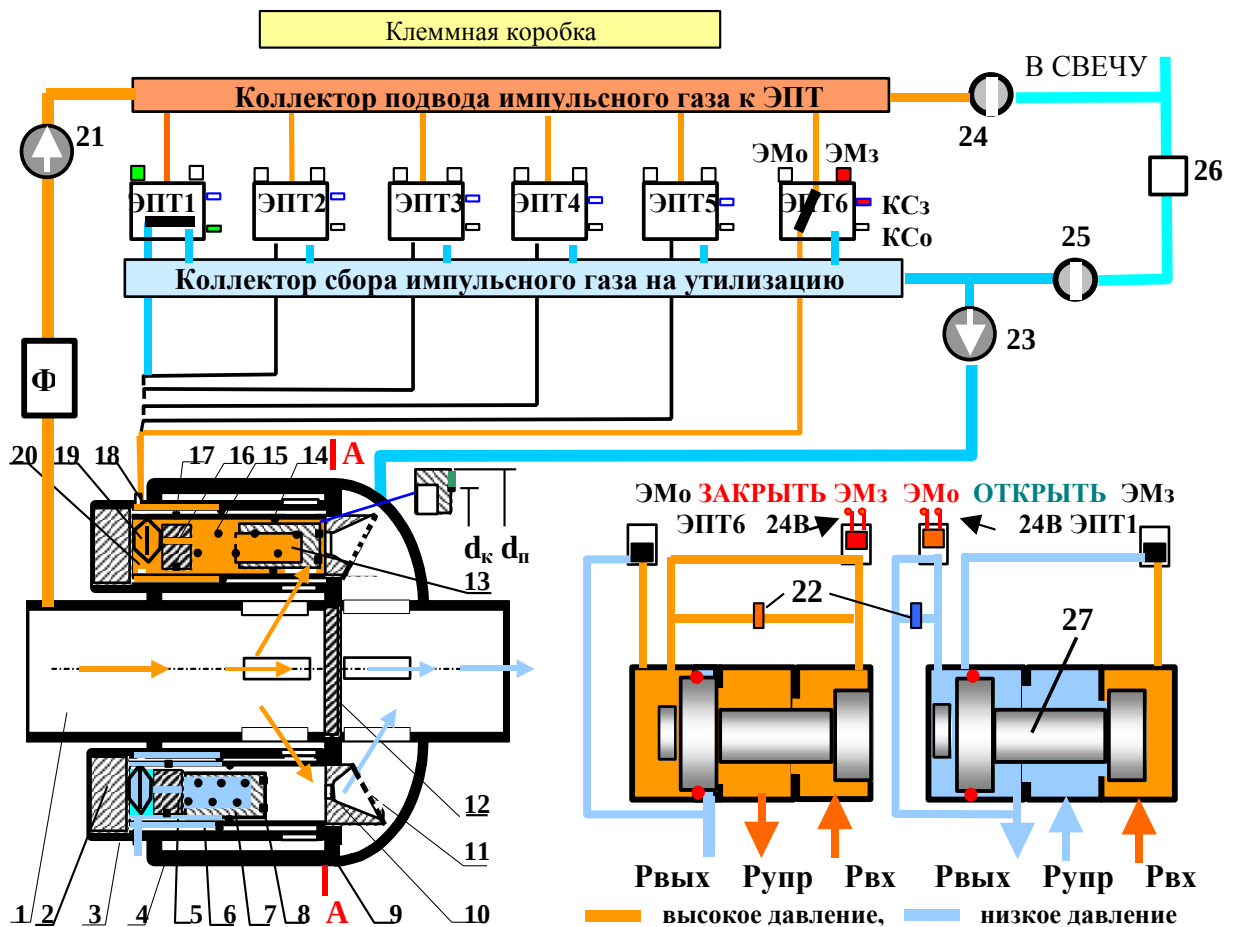
Для перепуска протока через расходную шайбу на электромагнит соответствующего управляющего устройства (см. рисунок 4.12, ЭПТ) подается напряжение питания. После срабатывания электромагнита полость у левого торца золотника (см. рисунок 4.12, позиция 27) соединяется с коллектором утилизации газа, в результате, золотник под действием перепада давлений перемещается влево с обеспечением соединения управляющей полости (см. рисунок 4.12, позиция 19) с выходом ДКД. Давление в управляющей полости падает и на поршне создается усилие, под действием которого он перемещается влево (см. рисунок 4.12, нижний клапан перепуска). При окончании движения золотника замыкается цепь концевого сигнализатора (см. рисунок 4.12, обозначение КС), сигнал с которого поступает в блок управления, в результате, с электромагнита ЭПТ снимается напряжение питания.

Для прекращения перепуска газа через клапан, на электромагнит соответствующего ЭПТ подается напряжение. После срабатывания электромагнита в полости обеих торцов золотника (см. рисунок 4.12) подводится давление, при этом, так как площадь левого торца больше чем правого, золотник перемещается вправо, в результате чего обеспечивается соединение полости (см. рисунок 4.12, позиция 19) с входом ДКД. Давление в полости возрастает и под действием сил пружин (см. рисунок 4.12, позиции 15 и 20), а также силы от перепада давления поршень (см. рисунок 4.12, позиция 7) перемещается вправо. Концевой сигнализатор (см. рисунок 4.12, обозначение КС) выдает сигнал о закрытии клапана.

При отсутствии давления все поршни перепускных клапанов, вследствие начальной затяжки пружин (см. рисунок 4.12, позиции 15 и 20) перемещаются вправо, в результате чего перепуск газа через ДКД становится невозможным.

Время срабатывания перепускных клапанов ДКД зависит от перепада давления на входе и выходе и составляет от 0,2 до 0,5 с.

Ручное механическое управление ДКД (рисунок 4.13) при отсутствии электро-снабжения производится рукоятками ручного управления, смонтированными на каждом ЭПТ. Рукоятки ручного управления, окрашенные в синий цвет, предназначены для открытия клапанов, в оранжевый – для закрытия. При нажатии на рукоятку (открытия или закрытия) открывается байпас вокруг электромагнита, в результате, золотник (см. рисунок 4.12, позиция 27) перемещается от упора до упора. Указатель состояния ЭПТ переходит в положение «открыто» или «закрыто».



Ф – фильтр; ЭПТ – электропневматическое устройство управления (триггер);

ЭМ – электромагнит; КС – концевые сигнализаторы

- 1 – трубопровод; 2 – упор (заглушка); 3 – стяжка; 4 – корпус; 5 – противоударная масса; 6 – гильза; 7 – поршень; 8 – торцевое уплотнение; 9, 12 – перегородки; 10 – расходная шайба; 11 – шумогаситель; 13 – демпфирующая полость; 14, 17 – уплотнения; 15 – пружина; 16 – жиклер; 18 – штуцер; 19 – управляющая полость; 20 – пружины; 21 – кран подвода импульсного газа; 22 – краны отсечки, 23, 24 – кран утилизации газа; 25 – кран связи со свечой; 26 – обратный клапан; 27 – золотник

Рисунок 4.12 – Схема управления перепускными клапанами ДКД [59]



Рисунок 4.13 – Система ручного управления ДКД [59]

Система цифрового управления ДКД представляет собой цифровой, одноканальный регулятор с импульсной выдачей команд на срабатывание пропускных клапанов.

Технические характеристики регулятора следующие:

- длительность импульсов управления – от 40 до 100 мс;
- период выдачи команд управления на изменение площади проходного сечения ДК) – от 1 до 255 с;
- время полного закрытия проходного сечения ДКД – 1 с;
- при выходе значения регулируемого параметра за зону максимально / минимального значений выходного давления в пределах установленных ограничений, формируется сигнал «отказ» регулятора, при этом блокируется выдача импульсов на изменение площади проходного сечения ДКД и он остается в положении на момент возникновения отказной ситуации. На внешние цепи выдается сигнал «отказ» в виде замыкания сухого контакта реле;
- в наличии дополнительный вход управления режимом работы и изменения настроек по мультиплексному каналу информационного обмена RS-232C от системы высшего уровня;
- при отказе контроллера регулятора управление площадью проходного сечения ДКД может продолжаться в ручном режиме;
- электрические коммуникации от блока дистанционного управления выводятся на разводку к клеммным колодкам пульту в соответствии со схемой подключения.

Структура регулятора приведена на рисунке 4.14. Регулятор содержит:

- блок приема и обработки первичной информации с датчиков;
- микроконтроллер для расчёта текущей величины расхода газа, расчета величины отклонения (рассогласования), реализации алгоритмов регулирования расхода и ограни-

чения давления и др.;

- блок выдачи импульсов управления на срабатывание запорных клапанов;
- дисплей для отображения информации, световые индикаторы, клавиши управления (рисунок 4.15).



Рисунок 4.14 – Структура цифрового регулятора в системе управления ДКД [59]



Рисунок 4.15 – Панель управления регулятора ДКД [59]

4.3.5 Техническое обслуживание и ремонт

При эксплуатации ДКД производителем рекомендовано не реже одного раза в месяц выполнять периодические осмотры, при которых определяют [59]:

- общее состояние ДКД;
- герметичность резьбовых соединений;
- затяжку резьбовых соединений.

Регламентные работы по техническому обслуживанию блока дистанционного управления, предполагающие проверку и регулировку каналов измерения давления и температуры газа на входе и выходе регулятора, следует проводить не реже одного раза в шесть месяцев.

Не реже одного раза в два года необходимо проверить герметичность торцевых уплотнений поршней перепускных клапанов.

4.3.6 Нарушения и отказы оборудования, эксплуатируемого на объектах транспортировки газа ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Перечень нарушений и отказов, выявленных при эксплуатации ДКД на объектах транспортировки газа ООО «Газпром трансгаз Ухта», приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Перечень нарушений и отказов, выявленных при эксплуатации ДКД на объектах транспортировки газа ООО «Газпром трансгаз Ухта» в период с 2006 по 2009 гг.

Объект размещения ДКД	Модель	Дата ввода в эксплуатацию	Описание отказа	Выполненные работы по устранению отказа
ГРС-2, Усинская перемычка	ДКД-47 300/300	1999 г.	14.05.07 – Заклинивание штока обратной связи, триггер № 2. 16.09.07 – Ремонт шторки обратной связи триггера № 3. 01.11.07 – Отказ ТСМ. 02.11.07 – Утечка по штоку КШ20 подачи импульсного газа. 29.11.07 – Отказ блока управления МК	14.05.07 – Замена вала обратной связи. 15.07.07 – Закрепление шторки обратной связи триггера № 5, регулировка. 16.09.07 – Закрепление шторки триггера № 3. Установка блока управления, калибровка каналов измерения. 01.11.07 – Замена ТСМ. 02.11.07 – Замена КШ20. 30.11.07 – Установка старого блока управления

Продолжение таблицы 4.5

Объект размещения ДКД	Модель	Дата ввода в эксплуатацию	Описание отказа	Выполненные работы по устранению отказа
ГРС «Сосногорск», ТЭЦ нитка 1	ДКД-47 300/500	2006 г.	26.10.06 – Просадка по давлению до 0,3 МПа (3 кгс/см ²). Причины. 1. Работа одного ДКД. 2. Большое время переключения с разряда на разряд (30 с). 3. Пошаговое изменение расходного сечения ДКД	Проведены пусконаладочные работы
			2007 г. Отсутствие связи с верхним уровнем (САУ ГРС «Янтарь-2»). Причина: Нарушение контакта в разъеме DB9 между БУ и САУ	Проверка блока управления с использованием специального программного обеспечения. Восстановление контакта на разъеме. Проведено ТО систем автоматики ГРС с калибровкой датчиков и измерительных каналов
			2006 г. Заедание поршней запорных клапанов. Утечки по поршням и ЭПТ. Заедание поршней запорных клапанов	Проточка поршней с гильзами вследствие появления задиров на теле поршней запорных клапанов. Замена уплотнительных колец на поршнях и электропневматических триггерах. Очистка фильтров, разборка плунжерной пары ЭПТ с целью очистки от грязи
501 км. Отвод на Великий Устюг (ГРС «Красавино»)	ДКД-47 200/200	2005 г.	2006 г. Превышение заданного давления. Причина: Заклинивания триггеров на блоке управления	Проведены работы по ТО оборудования электропневматического привода
ГРС «Вологда, ТЭЦ»	ДКД-47 300/700	2005 г.	2006 г. Отказ 3 и 6 ЭПТ (триггеров)	Проведены работы по ТО оборудования электропневматического привода

Продолжение таблицы 4.5

Объект размещения ДКД	Модель	Дата ввода в эксплуатацию	Описание отказа	Выполненные работы по устранению отказа
ГРС «Буй», выход 1	ДКД-47 300/300	2002 г.	2006 г. Отказ блока дистанционного управления	Проведены работы по ТО оборудования электропневматического привода
ГРС «Коза»	ДКД-47 200/200	2005 г.	2006 г. Отказ ТСМ	
945 км, 1-я нитка	ДКД-47 300/700	2005 г.	2006 г. Замерзание триггеров. Открытие на обратном перепаде	Заменено ПО ДКД, выполнено ТО
			2007 г. Засорение электропневматических триггеров. Отказ указателя положения триггера. Замерзание электропневматических триггеров	Выполнено ТО с разборкой. В линию импульсного газа установлен фильтр. Произведена чистка и продувка триггеров. Произведена замена указателя положения триггеров
			2008 г. Переток по двум поршням. Причина: Выработка фторопластового уплотнения	Замена уплотнительных колец поршней перепускных клапанов
945 км, 2-я нитка	ДКД-47 300/700	2005 г.	2006 г. Замерзание триггеров. Открытие на обратном перепаде	Заменено ПО ДКД, выполнено ТО
			2007 г. Засорение электропневматических триггеров. Замерзание электропневматических триггеров	Выполнено ТО с разборкой. Установлен фильтр в линию импульсного газа. Произведена чистка и продувка триггеров
971 км.	ДКД 47-400/1000	2006 г.	2007 г. Заклинивание поршней 3 и 5 разрядов. На поверхностях гильзы и поршня 6 разряда задиры металла от окалин. Вышли из строя указатели положения триггера 1 и 6. Засорение триггеров. Отказ датчика температуры	Выполнено ТО с разборкой. Установлен фильтр в линию импульсного газа. Заменен датчик температуры. Заменены указатели положения триггеров

Продолжение таблицы 4.5

Объект размещения ДКД	Модель	Дата ввода в эксплуатацию	Описание отказа	Выполненные работы по устранению отказа
ГРС-2 «Череповец» (город), выход 1	ДКД-47 300/700	2005 г.	11.12.06 – Утечка газа в блоке управления через триггер 2-го разряда в закрытом положении	Выполнено ТО блока управления
			19.03.07 – Утечка газа через поворотный шток ЭПТ № 2. Причина: Уплотнительное кольцо гайки с дефектом и гайка откручена	Выполнено техническое обслуживание блока управления
ГРС-2 «Череповец» (Север-сталь), выход 1	ДКД-47 300/700	2005 г.	2006 г. Отказ триггера. Причина: Износ и заклинивание вала датчика обратной связи	Выполнено ТО блока управления
ГРС-2 «Череповец» (город), выход 2	ДКД-47 300/700	2005 г.	9.10.07 – Не открывается перепускной клапан 1-го разряда. Причина: Заклинивание поворотного штока (при разборке лопнул). 28.05.07 – Отказ перепускного клапана 4-го разряда	Замена неисправных узлов
			2009 г. Трещина в металле поршня перепускного клапана 4-го разряда. Причина: Дефект металла заготовки поршня	Выполнена замена поршня
ГРС-3 «Рыбинск»	ДКД-47 300/300	1999 г.	Отказ триггеров, режимов	Ремонт узлов с заменой поврежденных деталей

По результатам анализа отказов и нарушений, выявленных при эксплуатации ДКД на объектах транспортировки газа ООО «Газпром трансгаз Ухта», установлено следующее [52]:

– большинство отказов ДКД обусловлено нарушениями работоспособности оборудования в составе системы электропневматической системы управления;

- отсутствие системы подготовки импульсного газа способствует нарушению работоспособности вследствие замерзания конденсата и заклинивания подвижных частей системы управления вследствие засорения твердыми частицами;
- часть отказов обусловлена недостаточным качеством комплектующих изделий.

4.4 Регулирование давления в газопроводах природного газа с использованием запорно-регулирующей арматуры

4.4.1 Запорно-регулирующая арматура, устройства ограничения расхода

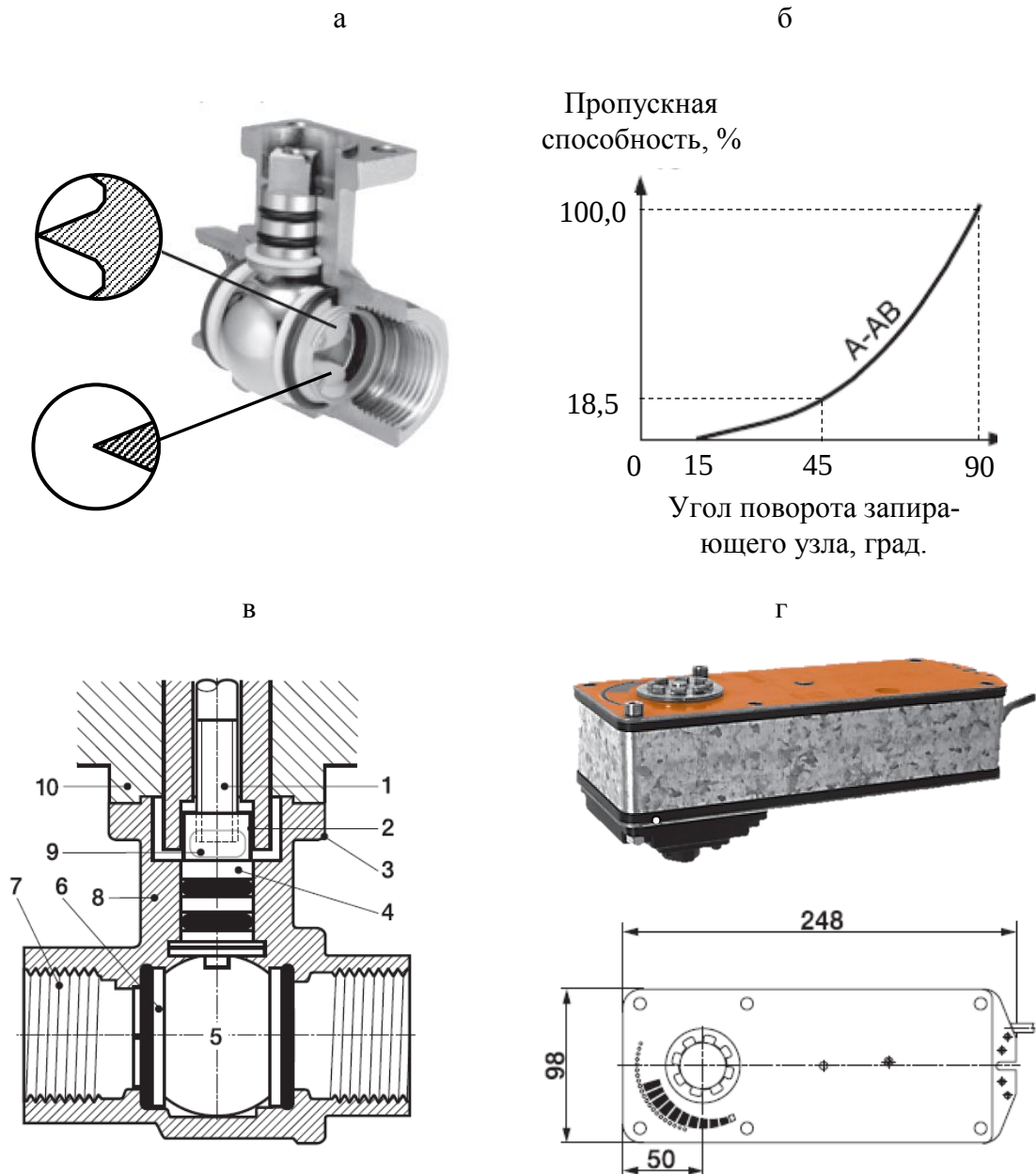
Опытный образец линейного узла редуцирования, используемый при опытно-промышленной апробации технологии каскадного регулирования давления газа в газопроводе-подключении ГРС, оснащенный клапанами-регуляторами, отличается значительными геометрическими размерами и весом. Кроме того, использование стандартных клапанов-регуляторов способствует снижению надежности работы устройства в целом (в ходе опытно-промышленной апробации при охлаждении клапанов-регуляторов имело место замерзание конденсата в импульсных трубках с последующим отказом системы управления).

В качестве альтернативы применяемой опытно-промышленной конструкции узла редуцирования может быть использована запорно-регулирующая арматура, например размещаемая в составе оборудования крановых узлов и позволяющая осуществлять регулирование давления в газопроводе-подключении.

В настоящее время промышленно освоены образцы запорно-регулирующих устройств, по конструкции идентичные шаровым кранам, отличающиеся применением запирающего узла в виде шара с проходным сечением специальной формы. В отличие от стандартных шаровых кранов, запорно-регулирующие шаровые краны могут эксплуатироваться при промежуточном размещении запирающего узла с выполнением функции регулирования или ограничения расхода рабочей среды.

Пример исполнения малогабаритного запорно-регулирующего крана для жидких рабочих сред показан на рисунке 4.16 (компания «BELIMO», Швейцария, Ду до 50 мм). Запорно-регулирующий кран оснащен запирающим узлом в виде шара с проходным отверстием специальной формы. Ход запорно-регулирующего узла составляет 90°. Зависимость расхода от угла поворота запорно-регулирующего узла имеет нелинейный характер (см. рисунок 4.16, б). При повороте запорно-регулирующего узла на угол до 15° проходное сечение перекрыто полностью. По конструкции кран полностью аналогичен типовому

шаровому крану без функции регулирования (см. рисунок 4.16, в). Устройство может быть оснащено электроприводом (см. рисунок 4.16, г).

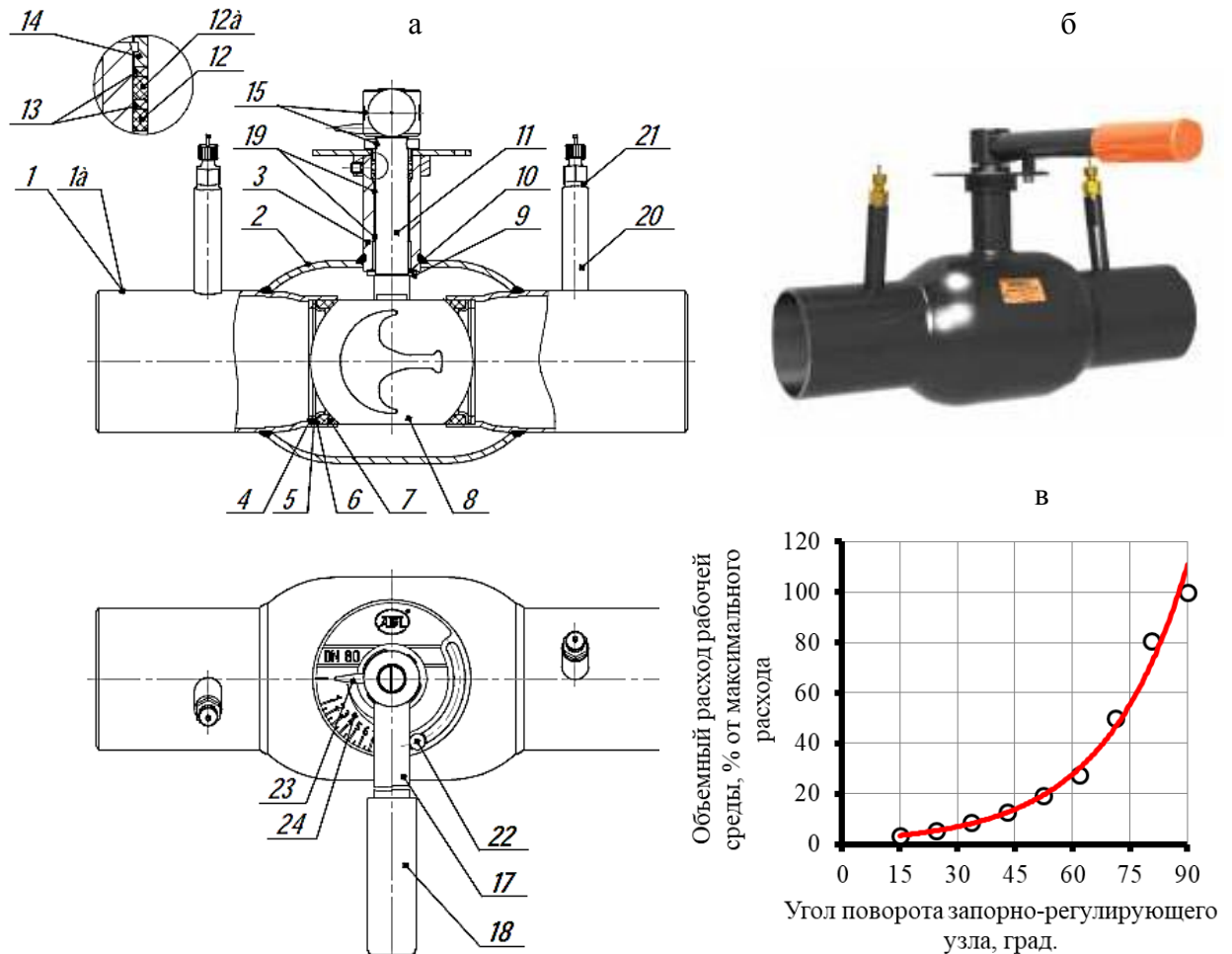


1 – винт; 2 – вал привода запирающего узла; 3 – фланец; 4 – уплотнение вала;
5 – запирающий узел; 6 – уплотнение запирающего узла; 7 – присоединительная резьба;
8 – корпус; 9 – дренажное отверстие; 10 – теплоизоляция

Рисунок 4.16 – Запорно-регулирующий кран для жидких сред (компания «BELIMO», Швейцария): а) общий вид, форма проходного сечения в режиме максимальной пропускной способности и в режиме ограничения расхода; б) расходная характеристика крана-регулятора; в) конструктивное исполнение крана-регулятора; г) электропривод (для крана-регулятора Ду 50)

Пример исполнения запорно-регулирующего крана для жидких сред с диаметром условного прохода до 150 мм со сварным корпусом, производства компании АДЛ (Рос-

сия) показан на рисунке 4.17. В данном случае запорно-регулирующий узел также выполнен в виде шара с проходным отверстием специальной формы. Ход запорно-регулирующего узла составляет 90° . Зависимость расхода от угла поворота запирающего узла, так же как в ранее рассмотренном кране-регуляторе, имеет нелинейный (экспоненциальный) характер.



- 1 – патрубки под приварку, фланец; 2 – корпус; 3 – корпус штока;
 4 – кольцо горловое; 5 – пружина тарельчатая; 6 – кольцо опорное;
 7 – уплотнение запорно-регулирующего узла; 8 – запорно-регулирующий узел;
 9 – шайба штока; 10 – шайба фрикционная; 11 – шток; 12 – кольцевое уплотнение;
 13 – подкладка для кольца; 14 – кольцо прокладочное; 15 – штифт; 16 – гайка;
 17 – рукоятка; 18 – оболочка; 19 – подшипник скольжения; 20 – патрубок отводной;
 21 – порт измерительный; 22 – скоба; 23 – указатель

Рисунок 4.17 – Запорно-регулирующий кран для жидких сред
 (компания «АДЛ», Россия, Ду до 300 мм): а) конструкция; б) общий вид;
 в) ограничение расхода

В общем случае, шаровые краны-регуляторы для жидких сред имеют типовое исполнение запирающего узла. Сферический запирающий узел имеет проходной цилиндрически канал, на участке входа рабочей среды выполненный в форме круга, а на участке выхода – имеющий специальную, условно Т-образную форму (рисунок 4.18).

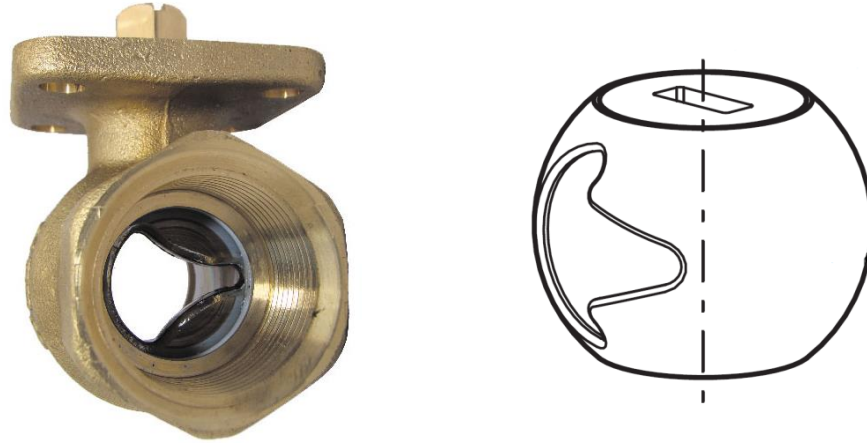


Рисунок 4.18 – Исполнение запорно-регулирующего узла в арматуре для жидких сред

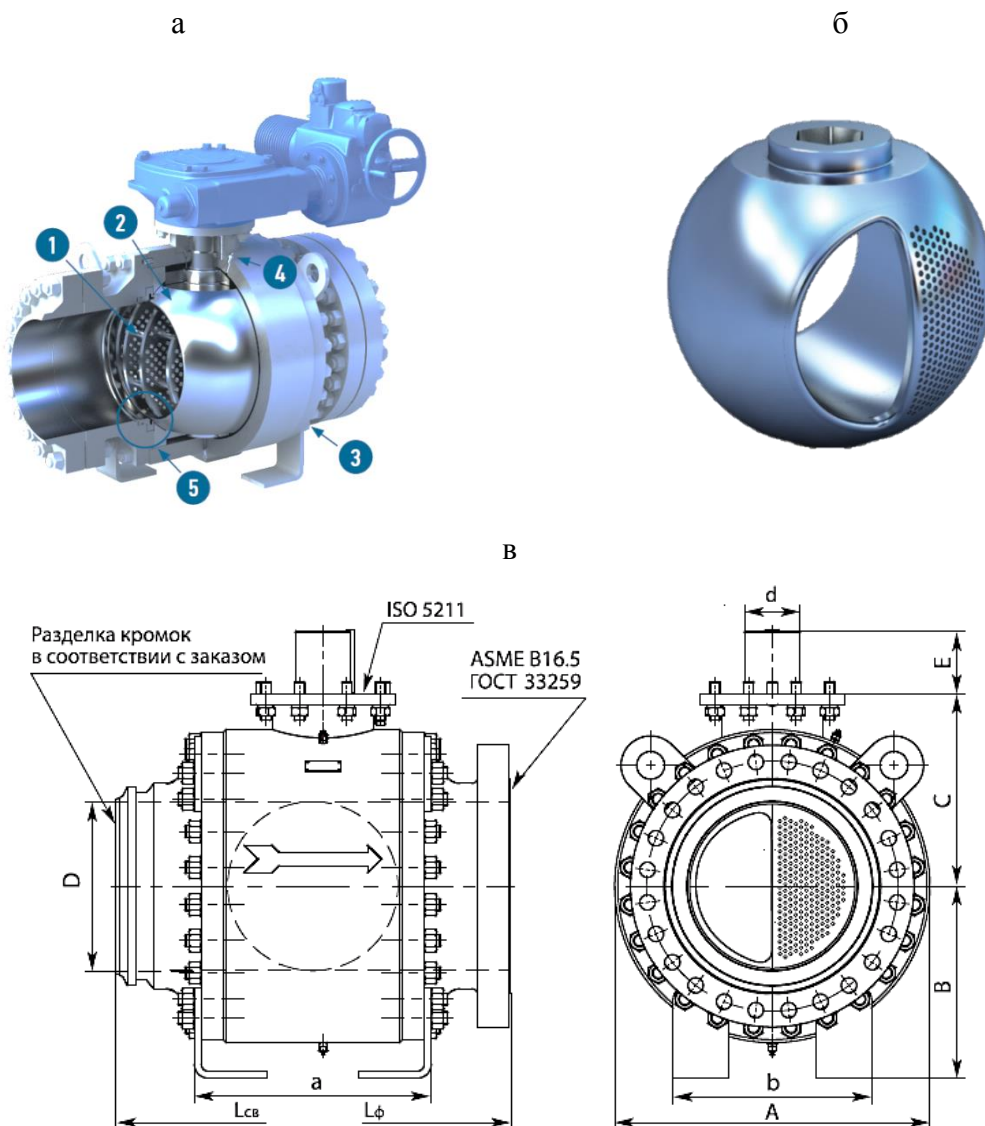
Пример исполнения шарового запорно-регулирующего крана большого диаметра для газообразной рабочей среды показан на рисунке 4.19 (ООО «ТД ПТПА», Россия, г. Пенза). Запорно-регулирующий шаровидный узел на участке выхода рабочей среды имеет полукруглое выходное отверстие, а также полукруглую перегородку с перфорацией. В режиме регулирования или ограничения расхода перепуск газа может выполняться только через перфорацию или одновременно: через перфорацию полукруглой стенки и полукруглое отверстие. По заявлению производителя, для крана указанной конструкции (рисунок 4.20) значимость пропускной способности от угла поворота сферического запорного элемента носит нелинейный характер.

Кроме запорно-регулирующих устройств с запирающим узлом в виде шара, также известны устройства ограничения расхода с запирающим узлом в виде поворотного диска. Дисковая запорно-регулирующая арматура может применяться в трубопроводных системах как низкого, так и высокого давления (например, известна запорно-регулирующая арматура с дисковым затвором, производства компании «РУСТ-95», может быть использована при рабочем давлении до 25 МПа).

Пример исполнения дроссельной заслонки для регулирования давления и расхода в системах газоснабжения теплогенерирующего оборудования показан на рисунке 4.21. Управление расходом выполняется за счет регулирования зазора между поворотным диском и стенкой перепускного канала. Диск размещается на валу, один конец которого вы-

веден за пределы корпуса запорно-регулирующего устройства через систему уплотнений и присоединен к устройству управления (ручному или механизированному).

Запорно-регулирующая дисковая арматура производства «РУСТ-95», предназначенная к использованию в том числе в газопроводах высокого давления, построена по трехэксцентриковому принципу, который заключается в том, что при переводе диска в положение «открыто» выполняется отвод уплотнительных поверхностей друг от друга без негативного взаимодействия (деформации, трения и т.п.). При переводе диска в положение «закрыто» уплотнение происходит только в самый последний момент, что уменьшает износ поверхностей уплотнения и тем самым обеспечивает повышенный ресурс устройства.



1 – рассекаватель; 2 – запирающий (регулирующий) элемент; 3 – корпус;
4 – уплотнение штока; 5 – уплотнение корпуса

Рисунок 4.19 – Кран шаровый запорно-регулирующий для газообразных сред
(ООО «ТД ПТПА», Россия, г. Пенза)

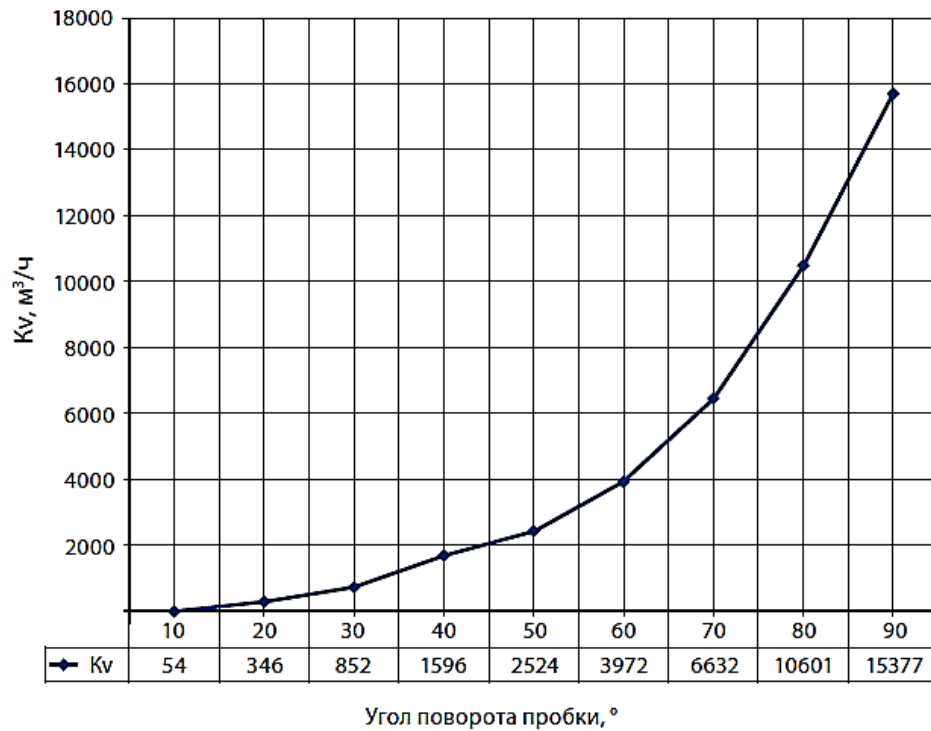


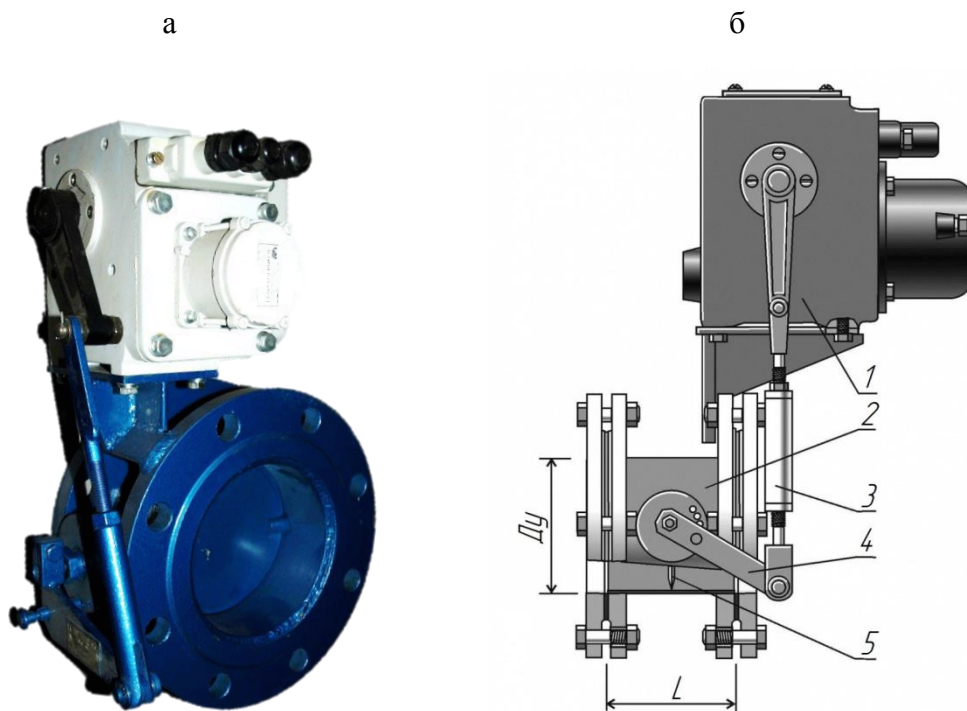
Рисунок 4.20 – Пропускная способность крана-регулятора в зависимости от угла поворота запирающего элемента (ООО «ТД ПТПА», Россия, г. Пенза)

Также известны устройства ограничения расхода (УОРГ), по конструкции идентичные дроссельным заслонкам, в которых в качестве запорно-регулирующего узла также используется поворотный диск.

В качестве средства регулирования расхода и давления в газопроводах могут быть использованы различные типы клапанов-регуляторов (рисунок 4.22), осуществляющие регулирование за счет перемещения запирающего узла по оси потока или в направлении, перпендикулярном оси потока.

Клапаны-регуляторы (ограничители расхода) с перпендикулярным потоку ходом запорно-регулирующего узла по конструкции и организации регулирования идентичны клапанам-регуляторам, применяемым в узлах редуцирования ГРС (см. главу 1).

В осевых клапанах-регуляторах (ограничителях расхода) поток газа направляется вдоль оси клапана, обтекая специальный узел, в котором размещается регулирующее устройство в виде перфорированной втулки, внутри которой расположен плунжер или поршень с осевым ходом. В процессе регулирования перепуска поршень движется внутри втулки, перекрывая перфорированные отверстия. Осевое перемещение поршня регулятора выполняется, например, с помощью реечной передачи, обеспечивающей преобразование поперечного потока хода штока привода, в осевой ход поршня (см. рисунок 4.22, б).



1 – электропривод; 2 – корпус; 3 – шток; 4 – рычаг; 5 – диск

Рисунок 4.21 – Заслонка дроссельная с электроприводом поворотного диска:

а) общий вид; б) привод (электронный ресурс <https://gazovik-pro.ru/>)

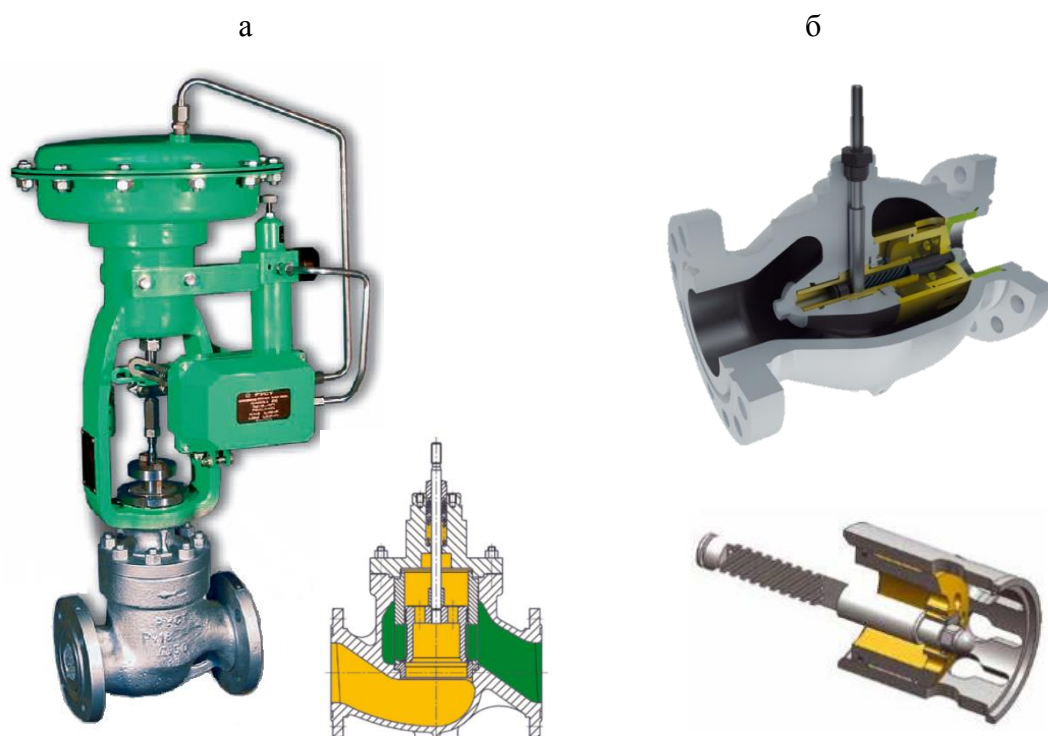


Рисунок 4.22 – Клапаны регуляторы (ограничители расхода) с поперечным (а) и осевым (б) ходом запорно-регулирующего узла («РУСТ-95») [92]

В качестве регуляторов расхода может быть использована запорно-регулирующая арматура с сегментным исполнением запорно-регулирующего узла, по конструкции идентичная дисковым запорно-регулирующим устройствам (регулирование также осуществляется при повороте сегмента вокруг оси, ориентированной перпендикулярно оси потока), отличающаяся тем, что сегмент при переводе в положение «открыто» не перекрывает перепускной канал в корпусе арматуры (рисунок 4.23).

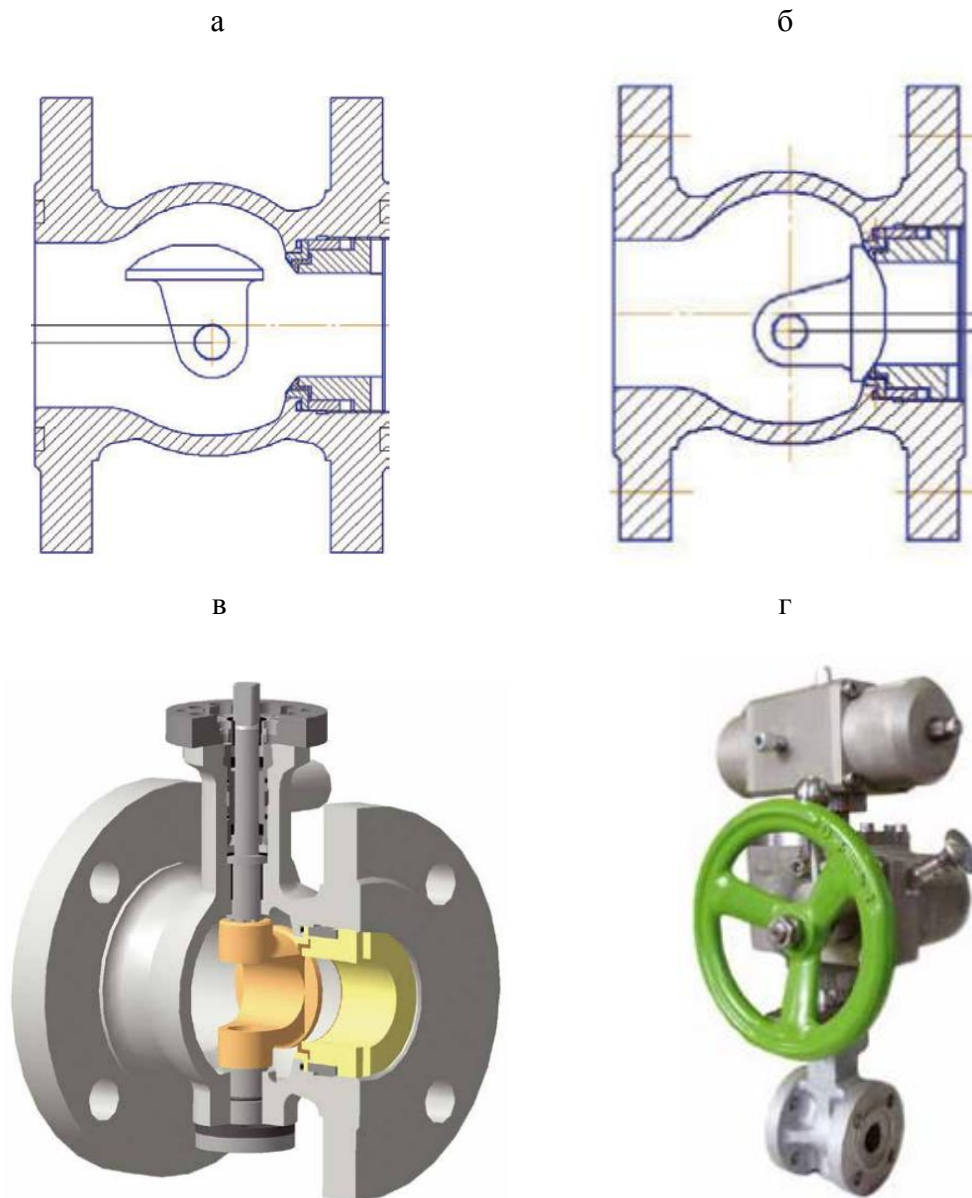


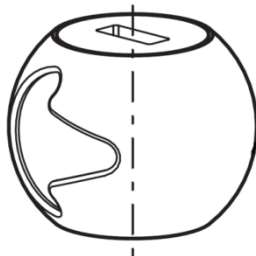
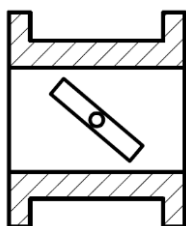
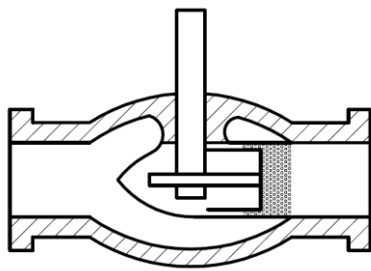
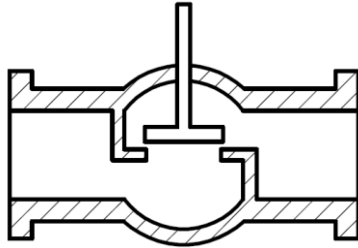
Рисунок 4.23 – Клапан-регулятор сегментный («РУСТ-200»): а) запорно-регулирующий узел в положении «открыто»; б) запорно-регулирующий узел в положении «закрыто»; в) исполнение запорно-регулирующего узла; г) общий вид клапана-регулятора («РУСТ-95»)

Перемещение запорно-регулирующего узла в сегментном клапане-регуляторе обычно организуется таким образом, чтобы исключалось трение по уплотнению в промежуточных положениях запорно-регулирующего узла.

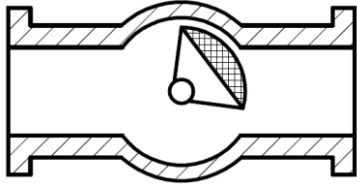
4.4.2 Анализ принципов регулирования потока газа в трубопроводах

Ключевые принципы регулирования расхода с помощью запорно-регулирующей арматуры приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Ключевые принципы регулирования расхода

Тип запорно-регулирующего узла	Схема	Ограничения
Шар с каналом специальной формы		1. Частичное перекрытие канала при переводе запорно-регулирующего узла в положение «открыто»; 2. Ограничение ресурса вследствие износа уплотнений; 3. Значительные геометрические размеры
Поворотный диск		1. Частичное перекрытие канала при переводе запорно-регулирующего узла в положение «открыто»; 2. Несовершенство геометрической формы участка перепуска
Перфорированная втулка и поршень с осевым ходом		1. Перекрытие канала при переводе запорно-регулирующего узла в положение «открыто»; 2. Повышенный износ боковой поверхности поршня; 3. Повышенная повреждаемость в условиях переохлаждения, а также при наличии в рабочей среде загрязнений
Тарельчатый клапан с ходом в направлении, перпендикулярном оси потока		1. Частичное перекрытие канала при переводе запорно-регулирующего узла в положение «открыто»; 2. Несовершенство геометрической формы участка перепуска

Продолжение таблицы 4.6

Тип запорно-регулирующего узла	Схема	Ограничения
Поворотный сегмент		1. Большинство изделий не предназначено для работы при высоком давлении транспортируемой среды; 2. Несовершенство геометрической формы участка перепуска

В результате проведенного анализа основных схем исполнения запорно-регулирующей арматуры установлено следующее:

1. В настоящее время разработаны и промышленно освоены регуляторы расхода, различными способами реализующие общий принцип, заключающийся в изменении площади проходного сечения перепускного канала в корпусе устройства;

2. Ключевым недостатком применяемых схем регулирования (кроме устройств с поворотным сегментом) является постоянное частичное перекрытие перепускного канала с соответствующим снижением эффективной площади перепуска при переводе запорно-регулирующих узлов в положение «открыто»;

3. При использовании в качестве линейных узлов дросселирования в составе трубопроводов-подключений, указанные устройства потребуют обустройства специальной трубопроводной обвязки с дополнительной запорной арматурой вследствие невозможности организации пропуска внутритрубных средств диагностики (устройства следует размещать в байпасной линии, обеспечивающей перепуск газа в обход, например, шарового крана, переведенного в положение «закрыто»). Использование устройств с сегментным запорно-регулирующим узлом ограничено вследствие заявленного производителями малого рабочего давления.

Для преодоления указанных ограничений серийных устройств необходима разработка запорно-регулирующего крана, работающего в режиме ограничения расхода при этом способного обеспечить перепуск внутритрубных устройств.

4.4.3 Разработка конструкции запорно-регулирующего шарового крана с возможностью пропуска внутритрубных устройств

В качестве аналогов и прототипа запорно-регулирующего шарового крана использованы следующие разработки:

1. Патент РФ № 173073, В22С9/00, F16К5/06, опубликован 08.08.2017 [90]. Заготовка пробки шарового крана, выполненная из четырех попарно расположенных сегмен-

тов, сопряженных между собой посредством сварки с образованием сферического элемента с центральным каналом и цапфами, при этом одна пара противоположно расположенных сегментов выполнена с зонами уплотнения пробки, а другая пара – с цапфами. Пара сегментов с цапфами выполнена посредством литья или обработки металлов давлением. Пара сегментов с зонами уплотнения выполнена посредством литья или обработки металлов давлением. Отношение длины А, ширины В сегментов, выполненных с зонами уплотнения, и диаметра центрального канала заготовки пробки $D_{\text{кан}}$ составляет $(0,3 - 2,5):(0,3 - 2,0):1$. Отношение длины С, ширины Д сегментов, выполненных с цапфами, и диаметра центрального канала заготовки пробки $D_{\text{кан}}$ составляет $(0,5 - 1,3):(0,5 - 1,5):1$. Сегменты заготовки пробки выполнены с ребрами жесткости. Недостатком известной полезной модели является отсутствие возможности точной регулировки расхода потока среды на малых углах открытия устройства, нивелируя при этом проблематику турбулизации потока среды.

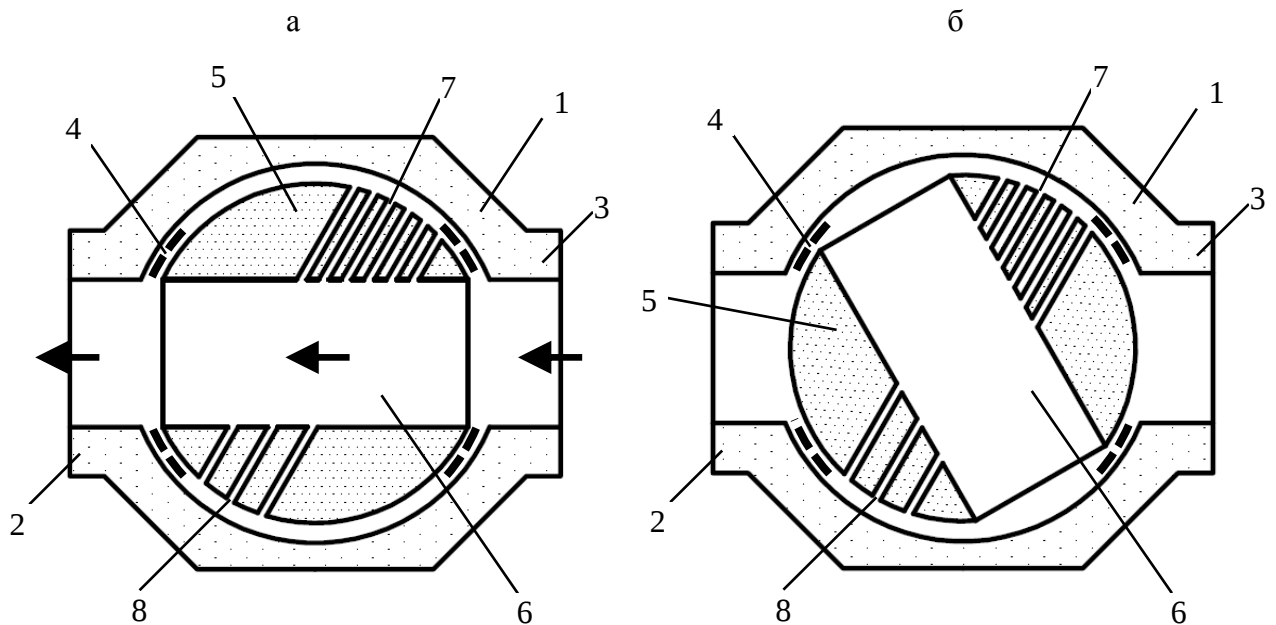
2. Патент РФ № 2578506, F16K5/06, F16K27/06, опубликован 27.03.2016 [60]. Гибридный шаровой кран-трансформер, включающий корпус со сквозным отверстием, разъемно соединенный с входным и выходным патрубками для соединения с трубопроводной магистралью. В сквозном отверстии размещена поворачиваемая шпинделем шаровая пробка, сообщенная с патрубками и сопряженная с подвижным и неподвижным кольцевым металлическим уплотнением. Входной патрубок снабжен винтовым средством перемещения подвижного кольцевого уплотнения. Оси шпинделя и винта расположены под прямым углом друг к другу. Каждый из патрубков прикреплен к фланцу, выполненному на корпусе посредством своего внутреннего фланца, выполненного на каждом патрубке с возможностью обеспечения пересечения под углом $\alpha = 20^\circ - 45^\circ$ оси фланца и оси сквозного отверстия в корпусе. Внутренний фланец каждого патрубка и фланец корпуса имеют возможность трансформации крана перестановкой патрубков в соответствии с расстояниями между центрами соединительных отверстий, расположенных на осях, смещенных по кругу относительно центра фланца на угловой шаг. Винт расположен соосно упомянутому сквозному отверстию и шарнирно соединен с перфорированным диском, на торце которого отформовано указанное подвижное кольцевое уплотнение, размещенное в кольцевой проточке, выполненной во входном патрубке, с возможностью осевого перемещения перфорированного диска на величину, обеспечивающую свободный поворот шаровой пробки. Недостатком известного изобретения является отсутствие возможности проведения внутритрубной дефектоскопии, предусматривающей пропуск через внутреннее пространство трубопровода внутритрубных дефектоскопов, по причине входящего в конструкцию крана перфорированного диска, прилегающего к сферической поверхности пробки.

3. Патент РФ № 209328, F16K5/10, F16K5/12, опубликовано 15.03.2022 [62]. Запорно-регулирующий шаровой кран, включающий корпус с входным и выходным патрубками, седло, установленное во входной части корпуса по направлению потока рабочей среды, установленную в корпусе поворотную сферическую пробку со сквозным проходным отверстием, управляемую приводным штоком, рассекающий поток среды, выполненный в виде трех соединенных между собой дросселирующих пластин с круглыми сквозными отверстиями на их поверхностях, жестко прикрепленных к внутренней поверхности пробки с расположением пластин вдоль оси проходного отверстия пробки параллельно оси ее поворота на равном расстоянии друг от друга, при этом торцы пластин на входе и выходе потока среды выполнены дугообразными. На поверхностях пластин непосредственно у дугообразных их торцов и на равном расстоянии от них выполнены дополнительные круглые сквозные отверстия, диаметры которых меньше диаметров имеющихся отверстий на поверхностях пластин. При этом дополнительные круглые сквозные отверстия расположены на равном расстоянии между собой и симметрично относительно оси прохода. Недостатком известной полезной модели является отсутствие возможности проведения внутритрубной дефектоскопии, предусматривающей пропуск через внутреннее пространство трубопровода внутритрубных дефектоскопов, по причине входящего в конструкцию крана рассекающего потока среды, жестко прикрепленного к внутренней поверхности пробки.

4. Патент РФ № 2327920, F16K5/12, F16K47/04, опубликован 27.06.2008 (прототип) [5]. Клапан регулирующий, включающий составной корпус с входным и выходным патрубками, шаровой поворотный затвор со сквозным отверстием, шток, уплотнение штока и седла шарового поворотного затвора. В сквозном отверстии шарового затвора закреплены элементы дросселирования. Элементы дросселирования выполнены в виде по меньшей мере одного блока связанных друг с другом перегородок. Эти перегородки расположены параллельно друг другу с щелевыми зазорами для протока среды между ними. Боковые поверхности этих перегородок с одной или обеих сторон выполнены рельефными, например в виде ребер или сот, или волнообразными. Торцовые поверхности этих перегородок с внешней стороны сквозного отверстия шарового затвора выполнены сферической формы равного радиуса с наружной поверхностью шарового затвора. Недостатком изобретения является отсутствие возможности проведения внутритрубной дефектоскопии, предусматривающей пропуск через внутреннее пространство трубопровода внутритрубных дефектоскопов, по причине входящего в конструкцию клапана жестко закрепленных элементов дросселирования.

Для устранения недостатков известных устройств разработан запорно-регулирующий шаровой кран, содержащий корпус (рисунок 4.24) с входным и выходным патрубками, уплотнительными элементами и шаровым запорно-регулирующим поворотным узлом, содержащим:

- один цилиндрический перепускной канал, диаметр которого соответствует внутреннему диаметру трубопровода;
- параллельные цилиндрические впускные и выпускные каналы малого диаметра, ось которых повернута в плоскости вращения шарового поворотного узла относительно оси перепускного канала на 60° , соединяющие наружную поверхность шарового поворотного узла и полость перепускного канала.



1 – корпус; 2, 3 – входной и выходной патрубки; 4 – уплотнение;

5 – запорно-регулирующий узел; 6 – перепускной канал;

7, 8 – впускные и выпускные каналы малого диаметра

Рисунок 4.24 – Кран шаровый запорно-регулирующий: а) положение запорно-регулирующего узла в режиме максимальной пропускной способности (положение «открыто»); б) положение запорно-регулирующего узла в режиме «закрыто»

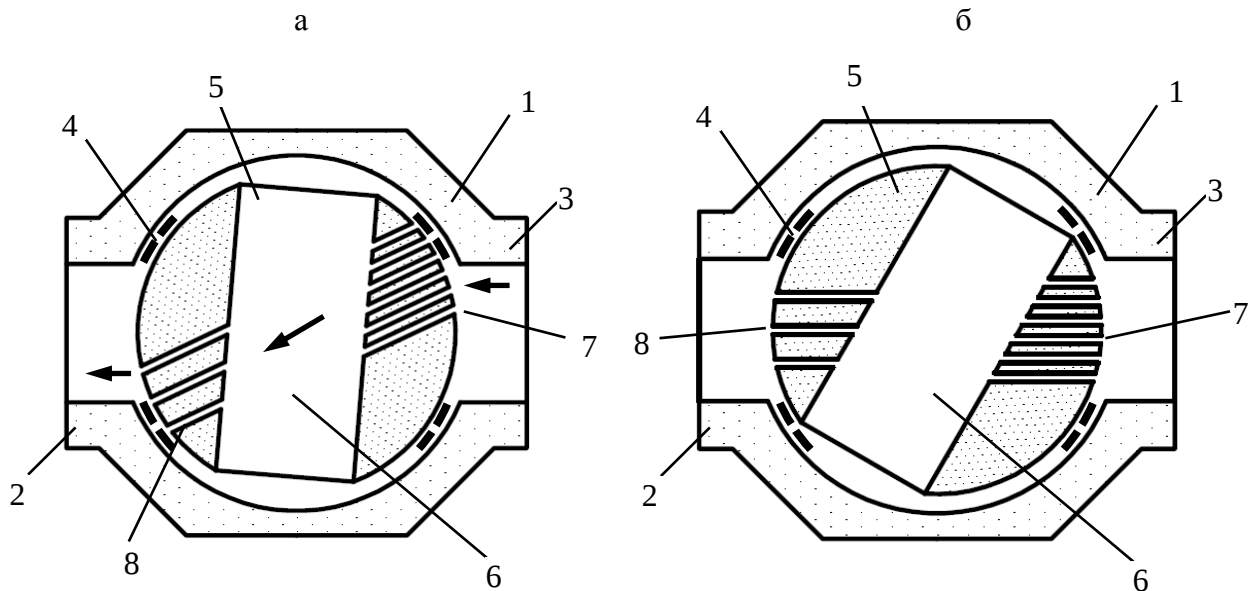
Режимы функционирования запорно-регулирующего шарового крана следующие:

- режим максимального расхода (шаровой поворотный узел ориентируется таким образом, чтобы напротив входного и выходного патрубков корпуса располагался перепускной канал большого диаметра (см. рисунок 4.24, а);

– режим перекрытия трубопровода (шаровой поворотный узел ориентируется таким образом, чтобы напротив входного и выходного патрубков располагался участок поверхности шарового поворотного узла без перепускного канала и без впускных и выпускных каналов малого диаметра (см. рисунок 4.24, б);

– режим регулирования расхода (шаровой поворотный узел ориентируется таким образом, чтобы напротив входного и выходного патрубков располагались каналы малого диаметра (рисунок 4.25, а). Регулирование расхода обеспечивается за счет частичного перекрытия каналов малого диаметра (см. рисунок 4.25, б) уплотнительными элементами при перемещении шарового поворотного узла.

Двукратное превышение количества впускных каналов малого диаметра над количеством выпускных каналов малого диаметра обеспечивает ступенчатое понижение давления газообразной среды при прохождении через запорно-регулирующий шаровой кран.



1 – корпус; 2, 3 – входной и выходной патрубки; 4 – уплотнение;

5 – запорно-регулирующий узел; 6 – перепускной канал;

7, 8 – впускные и выпускные каналы малого диаметра

Рисунок 4.25 – Кран шаровой запорно-регулирующий: а) положение запорно-регулирующего узла в режиме минимального перепуска; б) положение запорно-регулирующего узла в режиме максимального перепуска через отверстия малого диаметра

Запорно-регулирующий шаровой кран работает следующим образом. Например, необходимо обеспечить регулирование давления и расхода газа в газопроводе, на входе, оснащенном запорно-регулирующим шаровым краном. Для обеспечения регулирования

давления и расхода в газопроводе, параллельные впускные каналы малого диаметра и параллельные выпускные каналы малого диаметра за счет вращения шарового поворотного узла ориентируют напротив входного патрубка и выходного патрубка корпуса. В результате, в процессе перетока газа через параллельные впускные каналы малого диаметра и параллельные выпускные каналы малого диаметра, за счет эффекта дросселирования, происходит уменьшение давления газа на заданную величину (например, в два раза, с 7,5 до 3,8 МПа). При этом, за счет двукратного превышения количества параллельных впускных каналов малого диаметра над количеством параллельных выпускных каналов малого диаметра, происходит ступенчатое понижение давления (например, с 7,5 до 5,6 МПа в полости перепускного канала и с 5,6 до 3,8 МПа на выходе запорно-регулирующего шарового крана), в результате происходит снижение интенсивности турбулентных возмущений потока газа, уменьшение эрозионного износа шарового поворотного узла и корпуса, уменьшение интенсивности охлаждения оборудования запорно-регулирующего шарового крана. Уменьшение интенсивности охлаждения происходит за счет частичного теплообмена между газом в полости перепускного канала и газом на входе в запорно-регулирующий шаровой кран через корпус и шарового поворотного узла.

Реализация в конструкции запорно-регулирующего шарового крана предлагаемых технических решений позволит:

- сохранить пропускную способность перепускного канала устройства с целью проведения периодической внутритрубной дефектоскопии, предусматривающей пропуск через внутреннее пространство трубопровода внутритрубных дефектоскопов;
- функционировать запорно-регулирующему шаровому крану в трех режимах: «открыто», «закрыто», «регулирование потока среды»;
- значительно снизить области турбулизации потока транспортируемой среды, а также уменьшить эрозионный износ внутренней полости устройства, обеспечивая при этом высокую точность регулировки расхода потока среды на малых углах открытия устройства, снизить интенсивность охлаждения оборудования при регулируемом перепуске газа через запорно-регулирующий шаровой кран.

4.5 Выводы по главе 4

- 1) Выполнен обзор и анализ основных методов регулирования (ограничения) расхода в газопроводах;
- 2) Выполнен анализ опыта применения различных методов регулирования (ограничения) расхода и давления газа с использованием групп запирающих устройств (на при-

мере газопровода-подключения Микунь – Сыктывкар, а также ДКД, применяемых объектах транспортировки газа ООО «Газпром трансгаз Ухта»;

3) Показаны основные недостатки дискретных клапанов-дросселей. Приведен перечень отказов и нарушений. Установлено, что наименее отказоустойчивой системой в составе ДКД является система управления, отличающаяся излишней сложностью конструкции;

4) Выполнен обзор и анализ различных типов запорно-регулирующей арматуры. Определены ключевые недостатки, основным из которых является ограниченная пропускная способность устройств, обусловленная особенностями исполнения запорно-регулирующих узлов;

5) Предложена конструкция запорно-регулирующего шарового крана, в конструкции которого предусмотрен пропуск внутритрубных средств диагностики (подана заявка на изобретение).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Определены недостатки и ограничения стандартной технологии предварительного нагрева газа на ГРС, определен перечень отказов и нарушений, возникающих при нарушении температурных режимов транспортировки газа. Предложен новый научный подход к энергосбережению при трубопроводной транспортировке природного газа по газопроводам-отводам, обеспечивающий уменьшение объемов генерации тепловой энергии для нагрева газа перед узлом редуцирования ГРС за счет использования тепловой энергии, возникающей попутно при компримировании газа на КС, а также за счет использования геотермальной энергии грунта.

2. Разработан новый метод каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах, предполагающий использование последовательно расположенных линейных узлов редуцирования, распределенных вдоль газопровода. Получены расчетные выражения для определения оптимальной величины перепада давления транспортируемого газа на каждом линейном узле редуцирования с учетом параметров расхода, давления и температуры газа, температуры грунта, температуры воздуха.

3. Разработан опытно-промышленный образец линейного узла редуцирования. Выполнена практическая апробация нового метода каскадного понижения давления газа на действующем газопроводе-отводе Микунь – Сыктывкар с изготовлением, монтажом и опытно-промышленным опробованием двух линейных узлов регуляторов давления газа. При опытно-промышленной апробации метода каскадного снижения давления транспортируемого газа достигнуто сокращение потребления топливного газа на ГРС на 88 %.

4. Разработана новая перспективная конструкция линейного запорно-регулирующего устройства, включающая спрофилированные каналы в шаровом запирающем органе и обеспечивающая перепуск газа с заданным перепадом давления и полно проходным сечением. Получен сопутствующий практический эффект от реализации метода каскадного снижения давления транспортируемого газа, заключающийся в повышении безопасности эксплуатации газопровода-отвода за счет уменьшения воздействия на промышленную и гражданскую инфраструктуру повреждающих факторов, в случае потенциально возможного аварийного разрушения газопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агабабян В.Е. Вопросы энергосбережения и повышения энергетической эффективности при строительстве и эксплуатации газораспределительных станций // Сфера. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 124 – 128.
2. Агабабян Р.Е., Захаров А.А., Маслин А.Г. Блок подогрева газа для замены подогревателей газа прямого нагрева типа ПГА-200 при капитальном ремонте ГРС // Вестник Газпроммаша (электронный журнал, <https://www.gazprommash.ru/factory/vestnik>), № 9.
3. О подогреве газа в детандер-генераторных агрегатах / В.С. Агабабов, А.В. Корягин, В.Т. Титов, Н.А. Михайлов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2001. – № 1. – С. 38 – 42.
4. Акулов К.А. Теплообменные трубы аппаратов воздушного охлаждения с игольчатыми ребрам // Трубопроводный транспорт. – 2006: Тез. докл. Межд. науч.-практ. конф. – Уфа, 2006.
5. Андреев А.П., Панчева Ю.С., Панчева Г.Ю. Клапан регулирующий / Патент РФ № 2327920, F16K5/12, F16K47/04, опубликован 27.06.2008.
6. Афанасьева И.В. Перспективные методы оребрения теплообменных аппаратов // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 7. – С. 114 – 121.
7. Банных О.П. Основные конструкции и тепловой расчет теплообменников. – СПб.: СПбНИУ ИТМО, 2012. – 42 с.
8. Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Методы повышения энергетической эффективности трубопроводного транспорта природного газа. – СПб.: Недра, 2008. – 439 с.
9. Барулина М.А. Использование Ansys Workbench для работы с геометрическими моделями. – М.:Эдитус, 2012. – 316 с.
10. Белецкий В.Д. Газовые сети и хранилища. – Омск: Издательство ОмГТУ, 2010. – 57 с.
11. Белинский, А.В. Техничко-экономические аспекты технического перевооружения газораспределительных станций / А.В. Белинский, С.Н. Речинский, О.И. Ребров, И.В. Клейменов, Л.С. Клейменова // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 10. – С. 24 – 31.
12. Белинский А.В., Ребров О.И., Речинский С.Н. Малозатратные способы увеличения производственной мощности эксплуатируемых газораспределительных станций // Вести газовой науки. – 2018. – № 2. – С. 88 – 100.

13. Брошук А.В. Особенности работы регуляторов давления при отрицательных температурах. Современные технические решения в регуляторах давления СП «Термо-Брест» ООО // Трубопроводная арматура и оборудование. – 2017. – № 1.
14. Брошук А.В., Лазорик А.С. Домовые регуляторы давления газа для российских условий эксплуатации // Вестник арматуростроителя (<https://armavest.ru>) 2017 г., № 3 (электронная версия).
15. Бруйка В.А. Инженерный анализ в ANSYS Workbench. – Самара: 2010. – 271 с.
16. Вавилов В.П., Александров А.Н. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 76 с.
17. ВРД 39-1.8-022-2001. Номенклатурный перечень газораспределительных станций магистральных газопроводов. – Тюмень: «ТюменНИИгипрогаз», 2001. – 33 с.
18. Верещагин А.Г. Регулятор давления РДУ-Т – как метод борьбы с гидратообразованием при редуцировании газа // Сфера. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 54 – 56.
19. Воронин А.В., Мальханов О.В. Об экономической эффективности проекта внедрения энергосберегающей турбодетандерной установки ЭТДУ-1500 на ГРП ТЭЦ ОАО «Сода» // Энергосбережение и водоподготовка. – 2005. – № 6.
20. Гадельшина А.Р., Галикеев А.Р., Китаев С.В. Повышение потенциала энергосбережения за счет реализации мероприятий по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации оборудования газораспределительных станций ПАО «Газпром» // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – С. 6 – 10.
21. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989. – 249 с.
22. Галикеев А.Р., Китаев С.В., Гадельшина А.Р. Повышение роли газораспределительных станций при реализации ресурсосберегающих технологий в магистральном транспорте газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 9. – С. 26 – 30.
23. Галицкий, Ю.В. Дискретный клапан дроссель с импульсной системой управления / Ю.В. Галицкий, В.В. Грачев, А.И. Гулиенко, В.М. Шталенко / Патент на изобретение № 2114457, опубл. 27.06.1998.
24. Горчев С.В., Горохов В.В. Способ совместной выработки электроэнергии, тепла и холода в системах газоснабжения на станциях технологического понижения давления газа // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2017. – № 2. – С. 22 – 25.
25. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований, основные положения. – М.: Стандартинформ, 2016. – 16 с.
26. ГОСТ 30319.1-2015. Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Общие положения

27. ГОСТ 30319.2-2015. Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Определения коэффициента сжимаемости
28. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2019. – 12 с.
29. ГОСТ Р 54852-2011. Здания и сооружения. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций. – М.: Стандартинформ, 2012.
30. ГОСТ Р 56511-2015. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2016.
31. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. – М.: Стандартинформ, 2015. – 106 с.
32. ГОСТ Р 54973-2012. Переработка попутного нефтяного газа. – М.: Стандартинформ, 2013. – 20 с.
33. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции (справочник). – СПб.: Химиздат, 2004.
34. Данилов А.А. Газораспределительные станции. – СПб.: Недра, 1997. – 240 с.
35. Дистанов Р.Ю., Посмак М.П., Лигачев А.В. Перспективы развития газораспределительных станций ПАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 12. – С. 34 – 38.
36. Долгов А.Н., Путилина И.М., Попов Е.А. Системы автоматического управления на газораспределительных станциях // Наука, техника и образование. – 2016. – С. 85 – 87.
37. Иголкин, А.А. Снижение колебаний и шума в пневмогидромеханических системах. – Самара: Изд-во СНЦ РАН, 2005. – 314 с.
38. Залманзон Л.А. Микропроцессоры и управление потоками жидкостей и газов. – М.: Наука, 1984. – 320 с.
39. Золотаревский С.А. Газоснабжение в зимних условиях: проблемы комфортности и безопасности // Трубопроводная арматура и оборудование. – 2016. – № 6.
40. Иванов Д.В., Доль А.В. Введение в Ansys Workbench. – Саратов: Амирит, 2016. – 56 с.
41. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
42. Илюхин В.Н. Динамика регуляторов давления газораспределительных станций // автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Самара, «Самарский государственный аэрокосмический университет имени академика С.П. Королева» (СГАУ), 2006.

43. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
44. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 508 с.
45. Кадыров Э.Д., Симаков А.С., Воловиков А.Ю., Соколова Е.А. Автоматизированная системы оперативного диспетчерского управления газораспределительной станцией // Записки Горного института. – 2012. – Т. 192. – С. 150 – 152.
46. Карасев И.С. Повышение надежности и эффективности работы подогревателей газа типа «ГПМ-ПТПГ-30» в составе узлов предотвращения гидратообразований газораспределительных станций ООО «Газпром трансгаз Ухта» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 2. – 98 с.
47. Капыш В.В., Кулемин Н.В., Истомин В.А. Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях // Вести газовой науки. – 2013. – № 4. – С. 125 – 131.
48. Катаев К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. Химические науки. – 2011. – С. 22 – 23.
49. Кузьбожев А.С., Посмак М.П., Канев А.В. Анализ причин снижения тепловой производительности подогревателей газа ПТПГ-30 АГРС «Эжва» Микуньского ЛПУМГ // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2009. – № 3. – С. 21 – 23.
50. Кузьминов А.В. Метод расчета турбулентных течений несжимаемой жидкости на основе двухслойной $(k - \epsilon)$ -модели // Вычислительные технологии. – 2001. – Т. 6. – № 5. – С. 73 – 86.
51. Куликова Е.С., Кузьмин О.С., Сечин В.И. Разработка технического решения для повышения безопасной эксплуатации редуцирующего оборудования газораспределительной станции // Международный научно-исследовательский журнал «Техносферная безопасность (в энергетике)». – 2023. – № 7.
52. Лисенков Д.Н. Анализ надежности узлов газораспределительной станции методом статистики отказов // Вестник магистратуры. – 2019. – № 2 – С. 17 – 19.
53. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974. – С. 14 – 53.
54. Мальханов О.В. Энергосберегающие турбодетандерные комплексы для ГРС и ГРП // Надежность и безопасность энергетики. – 2008. – № 1. – С. 70 – 73.
55. Мальханов В.П. О рациональном использовании энергии избыточного перепада давления топливного газа КС // Энергосбережение и водоподготовка. – 2003. – № 3.
56. Мальханов В.П. Турбодетандерные агрегаты в системах подготовки и распределения природного газа. – М.: «Нефть и газ», 2004. – 226 с.

57. Мальханов В.П., Петухов М.А. и др. Опытнo-промышленная эксплуатация турбодетандерной установки. // Газовая промышленность. – 1994. – № 1.
58. Михайлов В.В., Тутов И.А. Метод регулирования давления в газораспределительной сети // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 4. – С. 155 – 159.
59. Многофункциональная система управления потоком газа на основе дискретного клапана-дросселя. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – М.: ЭкоГазЭнерго, 2003. – 33 с.
60. Мороз В.В., Логанов Ю.Д. Гибридный шаровой кран-трансформер / Патент РФ № 2578506, F16K5/06, F16K27/06, опубликован 27.03.2016.
61. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Нефть и газ. – 2006. – № 1. – С. 50 – 56.
62. Мышонков А.Н. / Патент РФ № 209328, F16K5/10, F16K5/12, опубликовано 15.03.2022.
63. Наволоцкий С.А., Лисенков Д.Н., Новосельцев А.В., Хабибуллин И.М. Способы повышения надежности автоматической газораспределительной станции // Газовая промышленность. – 2019. – № 6. – С. 80 – 83.
64. Наволоцкий С.А., Хабибуллин И.М., Хабибуллин М.Г. Опыт эксплуатации газораспределительной станции нового поколения // Газовая промышленность. – 2019. – № 9. – С. 156 – 158.
65. Неразрушающий контроль: Справочник: В 7 т. Под общ. ред. В.В. Клюева. Т.5: Кн.1: Тепловой контроль. – М.: Машиностроение, 2004.
66. Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации (с изменениями на 9 марта 2022 года). Постановление Правительства РФ от 31.10.2009, № 879.
67. ОСТ 51.40-93. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – 11 с.
68. Подогреватель газа автоматический ПГА-200. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – Щекино: ООО «Щекинский завод РТО», 2010. – 19 с.
69. Посмак М.П. Анализ текущего состояния и технические решения при капитальном ремонте ГРС ООО «Газпром трансгаз Ухта» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2010. – № 11. – С. 28 – 29.
70. Посмак М.П. Повышение эффективности эксплуатации теплообменного оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2012. – 129 с.

71. Посмак М.П., Кузьбожев А.С., Шишкин И.В. Исследование коррозионной активности промежуточного теплоносителя на основе гликоля в подогревателях газа ГРС // Контроль. Диагностика. – 2011. – № 6. – С. 29 – 32.

72. Посмак М.П., Кузьбожев А.С. Повышение КПД подогревателя газа на ГРС с промежуточным теплоносителем на основе гликоля // Тез. докл. В сб. тез. IV Межд. науч.-техн. конф. GTS-2011. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 142 с.

73. Посмак М.П. Кузьбожев А.С. Анализ эксплуатационного опыта снижения КПД подогревателя газа ГРС с промежуточным теплоносителем на основе гликоля // Контроль. Диагностика. – 2011. – № 7. – С. 29 – 33.

74. Посмак М.П. Повышение эффективности эксплуатации теплообменного оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов. / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – М.: 2012. – 129 с.

75. Природный газ. Метан: Справ. / С.Ю. Пирогов, Л.А. Акулов, М.В. Ведерников и др. – СПб.: НПО «Профессионал», 2006. – 848 с.

76. Пронин В.А., Жигновская Д.В., Цветков В.А. Введение в расчетную платформу Ansys Workbench: Лабораторные работы. Часть 1. – СПб: Университет ИТМО, 2019. – 46 с.

77. РД 50-411-83. Методические указания. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств. – М.: Издательство стандартов, 1984. – 55 с.

78. Регулятор давления газа прямого действия РДУ. Руководство по монтажу, наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию.

79. Регулятор давления Tartarini, серия 971. Инструкция по эксплуатации. Электронный ресурс www.tartarini-naturalgas.com.

80. Ряховский С.В., Паскаль Л.Г. Основные принципы создания единой системы учета газа в региональной компании поставщика газа // Энергосбережение. –. 2005. – № 10. – С. 15 – 18.

81. Солопов С.А., Мельцер А.М., Капанова А.Б. К вопросу о проектировании регулирующих клапанов // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 2. – Ч. 2.

82. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: «Газпром Экспо», 2011. – 18 с.

83. СТО Газпром 2-2.3-1081-2016. Газораспределительные станции. Общие технические требования. – М.: ПАО «Газпром», 2016. – 117 с.

84. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Газораспределительные станции. Правила эксплуатации. – М.: Газпром Экспо, 2021. – 207 с.
85. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 205 с.
86. СТО Газпром 5.4-2007. Газ горючий природный. Методика расчета температуры точки росы по углеводородам. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 55 с.
87. СТО Газпром 041-2008. Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 25 с.
88. Слесаренко В.В., Макушин С.В., Кулиев Г.С. К вопросу неэффективности применения существующей технологии борьбы с гидратообразованием на ГРС Приморского края // Молодой ученый. – 2019. – № 25. – С. 140 – 144.
89. Смирнов С.А., Зайцев Д.К. Метод конечных объемов в приложении к задачам гидрогазодинамики и теплообмена в областях сложной геометрии // Научно-технические ведомости. – № 2. – 2004. – 21 с.
90. Синявский М.А. Заготовка пробки шарового крана / Патент РФ № 173073, В22С9/00, F16K5/06, опубликован 08.08.2017.
91. Соловьёва Н.М., Хворостян П.В. Подогреватели газа с промежуточным теплоносителем. Опыт применения // Вестник Газпроммаша, Электронный ресурс http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik1/vestnik_st3.
92. Сумбаев А.В. Осевые клапаны РУСТ серии 900 // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – С. 54 – 56.
93. Твердохлебов В.И., Мальханов В.П. Утилизационные турбодетандерные установки для ГРС и КС // Газовая промышленность. – 1985. – № 7.
94. Уразов Р.Р. Динамика накопления газогидратных отложений в действующих газопроводах // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Тезисы докладов научно-практической конференции (Уфа, 25 мая 2005 г.). – Уфа: ТРАНСПЭКТ, 2005. – С. 135 – 137.
95. Урванов С.В., Кондрашова Ю.Н. Газизова О.В., Скворцов Д.С. Разработка и исследование существующих возможностей применения детандер-генераторного агрегата для газораспределительной станции с использованием в качестве системы подогрева газа тепловой насосной установки // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17. – № 2. – С. 5 – 13.
96. Усманов Р.Р., Асадуллин А.И. Эффективная загрузка действующих и создаваемых мощностей газораспределительных станций ООО «Газпром трансгаз Уфа» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 12 – С. 44 – 49.

97. Усманов Р.Р., Асадуллин А.И., Чучкалов М.В. Повышение эффективности работы оборудования ГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа» в рамках реализации энергосберегающих проектов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – № 12. – С. 50 – 54.

98. Федорова Н.Н., Вальгер С.А., Захарова Ю.В. Моделирование гидрогазодинамических процессов в ПК ANSYS 17.0. – Новосибирск: НГАСУ, 2016. – 168 с.

99. Федотова Т.В., Мартынова А.А. Анализ термобарических условий образования гидратов с помощью программного комплекса Aspen Hysys на месторождениях, расположенных в осложненных климатических условиях // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 38. – С. 720 – 731.

100. Шаблий Л.С., Кривцов А.В., Колмакова Д.А. Компьютерное моделирование типовых гидравлических и газодинамических процессов двигателей и энергетических установок в ANSYS Fluent. – Самара: Изд-во Самар. ун-та, 2017. – 108 с.

101. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристики газопровода при наличии гидратотложений // Теплофизика высоких температур. – 2004. – Т. 42. – № 3. – С. 461 – 468.

102. Шальнев М.О., Денисова Я.В., Батталов А.Ф. Повышение экономической эффективности работы ООО «Газпром трансгаз Казань» при эксплуатации подогревателей газа на газораспределительной станции // Омский научный вестник. – 2023. – № 4. – С. 53 – 58.

103. Шерстобитова Т.В., Орехов М.С. Разработка системы управления подогревом природного газа на газораспределительной станции // Вестник ПНИПУ. – 2017. – № 4. – С. 105 – 113.

104. Щипачев А.М., Белоусов А.Е., Дмитриева А.С. Повышение эффективности редуцирования природного газа на газораспределительных станциях. – М.: «Neftegaz.RU», 2020. – С. 92 – 96.

105. Чайницын, Г.Л. Эксплуатация газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1971. – 168 с.

106. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.

107. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидративания. Методические указания к выполнению практических работ. – Томск: Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.

108. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности / [под ред. Земенкова Ю.Д.]. – М., Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 608 с.

109. Янчук В.М. Определение тепловых потерь подогревателя газа газораспределительной станции с промежуточным теплоносителем / В.М. Янчук, И.В. Шишкин, С.А. Шкулов, Д.В. Федотов, П.А. Кузьбожев, А.В. Сальников // Вести газовой науки. – 2020. – Спецвыпуск (43). – С. 93 – 97.

110. Янчук В.М. Перспективные направления совершенствования систем подогрева газа на ГРС / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин, С.А. Шкулов, П.А. Кузьбожев // Газовая промышленность. – 2022. – № 6 (834). – С. 52 – 58.

111. Янчук В.М. Методы снижения тепловых потерь при транспортировке газа по протяженным газопроводам-отводам / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.В. Шишкин, И.Н. Бирилло, П.А. Кузьбожев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 95 – 106.

112. Янчук В.М. Разработка технологии каскадного понижения давления газа в протяженных газопроводах-отводах газораспределительных станций / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.В. Шишкин, И.Н. Бирилло, П.А. Кузьбожев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 63 – 74.

113. Янчук В.М., Кузьбожев П.А., Сальников А.В. Направления конструктивно-технологического совершенствования систем подогрева газа газораспределительных станций // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» в 2 ч. / под редакцией Р.В. Агинеи – Ч. 1 – 2020. – С. 123 – 128.

114. Янчук В.М., Кузьбожев П.А., Сальников А.В. Пути совершенствования систем подогрева газа на газораспределительных станциях // Нефтегазовый терминал. Выпуск 19: материалы Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / под ред. С.Ю. Подорожникова: Тюмень, 2021. – С. 465 – 473.

115. Янчук В.М., Кузьбожев П.А., Сальников А.В. Разработка принципиальных конструктивных решений для повышения эффективности подогревателей газа газораспределительных станций с промежуточным теплоносителем // Нефтегазовый терминал. Выпуск 19: материалы Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / под общ. ред. С. Ю. Подорожникова.: Тюмень, 2021. – С. 473 – 478.

116. Янчук В.М., Кузьбожев П.А., Сальников А.В. Направления совершенствования подогревателей газа модульной конструкции // Нефтегазовый терминал. Выпуск 19: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина / под общ. ред. М.А. Александрова. – 2021. – С. 479 – 483.

117.Янчук В.М. Совершенствование методологии оценки тепловых потерь подогревателей газа на ГРС / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин, П.А. Кузьбожев, С.А. Шкулов // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» / под редакцией Р.В. Агиней. – В 3 ч. Ч. 2 – 2021. – С. 152 – 154.

118.Янчук В.М. Опыт применения тепловизионного метода контроля на подогревателях газа ГРС / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин, П.А. Кузьбожев, С.А. Шкулов // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» / под редакцией Р.В. Агиней. – В 3 ч. Ч. 2 – 2021. – С. 154 – 157.

119.Янчук В.М. Оптимизация режимов работы подогревателей газа ПТПГ-30 / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин, П.А. Кузьбожев // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» (3 – 4 февраля 2022 г.) / под редакцией Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2022. – С. 419 – 423.

120.Янчук В.М. Определение гидравлических потерь высокоскоростных потоков газа в трубопроводах газораспределительных станций / В.М. Янчук, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин // Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» (2 – 3 февраля 2023 г.) / под редакцией Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2023. – С. 314 – 318.

121.James B. Jerde, Victor B. van Blerk, Digital valve assembly // United States Patent № 4019533, Filed: July 17, 1975.

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДАЮ



И.о. главного инженера – первого
заместителя генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Н.С. Кухта

«03» июня 2024 г.

АКТ

о внедрении и использовании результатов диссертационной работы

ЯНЧУКА ВИТАЛИЯ МИХАЙЛОВИЧА

**«Разработка метода каскадного понижения давления при эксплуатации
газопроводов с применением линейно распределенных запорно-
регулирующих устройств»**

представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по
специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и
хранилищ»

Комиссия в составе: председателя Д.С. Волкова – заместителя
генерального директора по эксплуатации газопроводов

членов комиссии:

к.т.н. И.А. Меркурьевой – начальника технического отдела,

Д.К. Курашева – заместителя начальника технического отдела,

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы
«Разработка метода каскадного понижения давления при эксплуатации
газопроводов с применением линейно распределенных запорно-регулирующих
устройств», представленной на соискание ученой степени кандидата
технических наук по специальности 2.8.5 «Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ», внедрены в процессе эксплуатации
газопровода «Микунь-Сыктывкар» ООО «Газпром трансгаз Ухта» в виде:

1. Практических энергосберегающих мероприятий по перераспределению
и принципиальному улучшению полезного использования тепловой энергии,
возникающей попутно в технологических процессах компримирования и
дресселирования газа, за счет реализации новой научной идеи маршрутного
геотермального подогрева транспортируемого трубопроводного газа.

2. Опытного-промышленного образца линейного узла редуцирования, разработанного, спроектированного, изготовленного и смонтированного на 80 км газопровода-отвода «Микунь-Сыктывкар».

3. Метода каскадного понижения давления газа в газопроводах-отводах, предполагающего использование последовательно расположенных двух линейных узлов редуцирования, распределенных вдоль газопровода. Метод прошел экспериментальную апробацию в реальных условиях эксплуатации газопровода-отвода «Микунь-Сыктывкар» в период 2019-2023 г.

Использование указанных результатов позволило:

- сократить объем топливного газа, расходуемого на предварительный подогрев транспортируемого газа на ГРС «Эжва», в процессе опытно-промышленного опробования разработанного метода в течение 66 суток с 12,41 тыс. м³ (стандартная технология) до 1,52 тыс. м³ (новая технология). Таким образом, экономия топливного газа составила 88 %;

- повысить безопасность эксплуатации газопровода-отвода «Микунь-Сыктывкар», обусловленной снижением рисков воздействия повреждающих факторов на промышленную и гражданскую инфраструктуру, в случае потенциально возможного аварийного разрушения газопровода.

Председатель комиссии _____

Д.С. Волков

Члены комиссии

к.т.н., И.А. Меркурьева

Д.К. Курашев

Адрес: ООО «Газпром трансгаз Ухта», набережная Газовиков 10/1, г. Ухта, Республика Коми, 169300, Россия.

Телефон: справочная служба — коммутатор (+7 8216) 76-00-56,

Факс: (+7 8216) 74-69-66; Электронная почта: sgp@sgp.gazprom.ru