УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

АО «ГИПРОГАЗЦЕНТР»

Отдел технологического проектирования

На правах рукописи

ПАРФЕНОВ ДМИТРИЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАГРЕВА ЭЛЕМЕНТОВ КРАНОВЫХ УЗЛОВ ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ ГАЗОМ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Р.В. Агиней

Ухта – 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

Глава 1. Устройство кранового узла магистрального газопровода, правила эксплуатации. Теплогидравлические процессы в обвязке кранового узла 14

1.1. Технологическое устройство магистрального газопровода, состав кранового узла. Правила эксплуатации 14

1.2. Возникновение нагрева тупиковых ответвлений обвязок КУ при заполнении участков МГ 18

1.3. Анализ теплогидравлических процессов на КУ в момент заполнения МГ 25

1.4. Известные способы предупреждения разогрева тупиковых полостей 38

1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач исследования 47

Глава 2. Моделирование нагрева тупиковых ответвлений технологической обвязки кранового узла 50

2.1. Разработка компьютерной модели и ее обоснование 50

2.2. Механизм нагрева газа в тупиковой полости трубопроводной системы 65

2.3. Вычислительные эксперименты. Определение факторов, влияющих на возникновение эффекта аномального нагрева 73

2.3.1. Физические факторы, характеризующие поток газа 73

2.3.2. Геометрические факторы, характеризующие область движения газа 76

2.3.3. Обобщение и классификация условий возникновения разогрева в тупиковой полости обвязки кранового узла 83

2.4. Вычислительные эксперименты. Определение зависимостей параметров процесса разогрева газа от геометрических и физических факторов 85

2.4.1 Влияние среднего давления потока газа на параметры разогрева газа в тупиковой полости 86

2.4.2. Влияние относительной глубины тупиковой полости на параметры разогрева газа в ней 89

2.5. Математическая модель движения газа в байпасной линии кранового узла. Определение скорости потока газа по байпасной линии кранового узла 93

2.6. Выводы по главе 2 100

Глава 3. Экспериментальные исследования 103

3.1 Планирование экспериментальных исследований 103

3.2 Экспериментальные исследования на крановом узле КУ №11 (км 276,9) в режиме заполнения участков МГ «Бованенково – Ухта» 109

3.3 Экспериментальные исследования разогрева элементов обвязки крановых узлов км 184, км 208 газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» .. 116

3.4 Определение зависимости скорости потока газа по байпасной линии кранового узла от величины раскрытия кранов-регуляторов 127

3.5 Выводы по главе 3 130

Глава 4. Разработка, усовершенствование и внедрение способов эксплуатации крановых узлов 132

4.1. Совершенствование метода организации перетока газа в тупиковой полости 132

4.2. Регулирование режима заполнения газопровода путем контроля скорости движения газа 136

4.3. Модификация типовых проектных решений 139

4.4. Классификация вариантов предотвращения нагрева тупиковых участков крановых узлов. Алгоритм определения лучшего варианта 142

4.5. Внедрение предложенных способов улучшения способов эксплуатации крановых узлов 145

4.5.1. Пример №1. Апробация варианта №1 на КУ Г-1 км 725 145

4.5.2. Пример №2. Реконструкция кранового узла, замена типового решения 155

4.5.3. Экономическая эффективность 161

4.5.4. Эффективность скорости заполнения 163

4.6. Выводы по главе 4 165

Заключение 167

Литература 169

Приложение А 179

Приложение Б 188

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В настоящее время в Российской Федерации создана и эксплуатируется самая обширная сеть магистральных газопроводов (МГ) в мире. Большая часть газотранспортной системы введена в эксплуатацию более 20 лет назад, в связи с чем, в настоящее время требуется необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ. Перед проведением указанных работ производится стравливание газа из объема межкранового участка (или нескольких подряд идущих участков) газопровода, затем – заполнение отремонтированного участка газопровода. Аналогичная процедура заполнения производится и при вводе в эксплуатацию вновь построенных газопроводов. После снижения объемов строительства в 1990-е гг., в настоящее время вновь увеличиваются темпы строительства и ввода в эксплуатацию новых газопроводов. Построен ряд новых магистралей, таких как Бованенково – Ухта, Сахалин – Хабаровск – Владивосток и др.

После проведения ремонтных работ или при введении в эксплуатацию вновь построенного газопровода заполнение участка газопровода производится с использованием байпасной линии обвязки кранового узла. Порядок технологических операций при заполнении участков газопровода и скорость заполнения регламентированы различными документами: СТО Газпром 2-3.5-454-2010, СТО 453045-00159025-150004-2009 Стандарт организации ООО «Газпром трансгаз Ухта», СНиП III-42-80*, СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» и др.

Опыт эксплуатации показывает, что даже при соблюдении требований нормативной документации возникает нештатная ситуация – разогрев элементов обвязки крановых узлов до аварийноопасной температуры, сопровождающийся оплавлением изоляции, нарушением герметичности запорной арматуры и прочими разрушениями, т.е. появляется потенциальная угроза разрушения элементов кранового узла. В результате зачастую возникает необходимость повторного ремонта. Проявление указанного

эффекта усиливается в случае проведения мероприятий, увеличивающих скорость заполнения участков газопровода. В то же время, существует необходимость повышения скорости заполнения газопроводов с целью уменьшения времени ввода в эксплуатацию газопровода, что, в свою очередь, повышает характеристику надежности газопровода (увеличивается коэффициент готовности) и экономические характеристики объекта в целом.

Степень разработанности. Данная работа затрагивает области классической динамики МГ, нелинейной газодинамики, в том числе, связанной с эффектом Гартмана – Шпренгера.

Существенный вклад в исследования разогрева газа в замкнутых областях выше температуры торможения внесли многие отечественные и зарубежные ученые и исследователи, среди которых: А.Я. Черкез, Ю.Б. Елисеев, В.М. Купцов, А.А. Сергиенко, И.Н. Лебедев, Э.А. Буторин, Дж.В. Стретт, W. Chester, E. Brocher, H. Sprenger, B.R. Phillips, J. Hartmann.

Классические труды по газовой динамики принадлежат таким ученым, как Н.Е. Жуковский, С.А. Чаплыгин, Л.С. Лейбензон, И.А. Чарный, И.П. Гинзбург, С.А. Христианович, Л.Г. Лойцянский и другим авторам.

Вопросам моделирования сложных динамических движений газа, в том числе с учетом нелинейных теплофизических свойств посвящены работы следующих авторов: М.В. Лурье, А.В. Некляева, М.А. Гусейнзаде, Р.Г. Галиуллина, О.Б. Бутусова, Ю. А. Быстрова, К. Флетчера, И. А. Белова, П. Г. Фрика, D. C. Wilcox, Р. Пейре, Т.Д. Тейлора, F. Menter, L. Davidson.

В соответствии с нормативными документами, заполнение участков магистрального газопровода (МГ) (протяженностью до 30 км) может происходить в течение нескольких десятков часов (порядка 30-50 часов) при выходе на рабочее давление 7,4МПа.

Отмеченные случаи разогрева тупиковых полостей элементов обвязки крановых узлов не объяснены, не разработаны критерии возникновения и происхождения данного эффекта.

Важным факторами, которые необходимо учитывать при заполнении участков МГ, являются: разработка мероприятий и способов, обеспечивающих безопасность процесса заполнения участков газопровода с повышенными скоростями; ввод в эксплуатацию участков газопровода за минимально короткий срок, что обеспечивает повышение экономических параметров газопровода в целом.

Таким образом, возникает актуальная научно-техническая задача совершенствования проектных решений и разработки мероприятий при эксплуатации крановых узлов (КУ), обеспечивающих безопасность процесса заполнения участков газопроводов. При этом требуются дополнительные теоретические и экспериментальные исследования процессов движения газа в обвязке КУ в момент заполнения участка газопровода.

Цель работы – разработка мероприятий по предотвращению разогрева тупиковых полостей в трубопроводной обвязке кранового узла на стадии их проектирования и эксплуатации.

Задачи исследования:

1. Построить трехмерную компьютерную модель динамического движения газа в обвязке КУ, на которой провести ряд вычислительных экспериментов, замещающих дорогостоящие натурные исследования, с целью определения критериев и условий возникновения эффекта Гартмана – Шпренгера. Изучить способы его предотвращения.

2. Обосновать и выбрать объект исследования, разработать методику проведения эксперимента, произвести замеры параметров процесса в экспериментах, проанализировать результаты произведенных экспериментальных исследований, верифицировать результаты компьютерного моделирования.

3. Разработать и внедрить практические рекомендации, позволяющие избегать разогрева в элементах КУ в течение всего жизненного цикла объекта – усовершенствовать существующие проектные решения; разработать мероприятия, реализуемые при эксплуатации КУ, включая

алгоритм определения рационального решения с учетом практической возможности проведения данных мероприятий.

Научная новизна:

1. Построена аналитическая модель движения газа в байпасной линии при заполнении участков магистрального газопровода.

2. Установлены критерии возникновения в трубопроводной обвязке кранового узла эффекта Гартмана – Шпренгера нагрева тупиковой полости, включая скорость движения газа и геометрические характеристики трубопроводов и соединительных деталей.

3. Установлено, что амплитуда пульсаций температуры в тупиковой полости линейно возрастает с ростом давления основного потока.

В тоже время, зависимости скорости роста температуры газа и амплитуды пульсации давления от абсолютного (среднего) давления основного потока газа имеют следующий характер:

$$\begin{cases} y = k_1 x + b_1, \text{ для } x < x_{\text{крит}} (k_1 > 0) \\ y = k_2 x + b_2, \text{ для } x > x_{\text{крит}} (k_2 < 0) \end{cases}$$

В рассмотренных вариантах точка критического давления 2,3÷2,6 МПа.

4. Установлены зависимости амплитуды пульсации давления и температуры, скорости роста температуры газа от относительной глубины полости (относительная глубина равна отношению глубины к диаметру полости, $l_т = L_т/D$). Относительная глубина полости в диапазоне $l_т$ = 30÷35 соответствует максимальным значениям указанных величин.

(Для диаметра 50 мм, абсолютная длина составляет 1,50÷1,75 м, что близко к характерным размерам стояка отбора импульсного газа)

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанные подходы к построению компьютерной модели, включающие в себя выбор уравнения состояния, модели турбулентности, схему построения конечно-элементной сетки, которая позволяет рассчитывать сложные газодинамические процессы, происходящие при

нестационарных режимах движения газа, например, при заполнении участков трубопроводов, дросселировании газа на ГРС и др.

2. Практическая реализация алгоритма выбора технико-технологических решений для предотвращения возникновения эффекта Гартмана – Шпренгера с учетом жизненной стадии трубопровода, скорости движения газа по байпасной линии, геометрических характеристик трубопроводов и соединительных деталей, позволяет снизить риски разрушения элементов трубопровода и повысить надежность магистрального газопровода, путем достижения максимально допустимой скорости заполнения, обеспечивающей снижение времени введения в эксплуатацию и повышение коэффициента готовности газопровода.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решены с использованием экспериментального метода, при этом при проведении экспериментальной части исследования применялись абстрагирование, обобщение и идеализация. При проведении исследований применялись натурные исследования температуры поверхности трубопроводов, метрологический контроль давления в газопроводе. При проведении теоретического анализа использовались методы вычислительного эксперимента на компьютерной модели, реализую-щей набор математических моделей, определяющих поведение реального газа в конкретных условиях.

Степень достоверности и апробация результатов.

Достоверность результатов подтверждается следующими аргументами:

- При построении аналитической модели использовались подходы классической гидромеханики; уравнения моделей, построенных классическими способами.
- При осуществлении компьютерного моделирования использовался современный программный комплекс, верифицированный в различных сферах науки и для различного класса задач. При построении компьютерной модели использовалась наиболее полная система уравнений

Навье – Стокса, с учетом вязкого поведения реального газа, моделируемого уравнением Соав – Редлиха – Квонга, наилучшим образом подходящему к описанию углеводородных газов, а также с учетом обобщенной модели турбулентности Ментера переноса сдвиговых напряжений. Вычисления производились с использованием супер-ЭВМ, с задействованием для расчета до 96 процессорных ядер.

- Все результаты вычислительных экспериментов и аналитической модели были верифицированы экспериментальными исследованиями, проведенными на реальных работающих объектах.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: I,II Научно-практических конференциях молодых ученых и специалистов АО «Гипрогазцентр» «Актуальные вопросы проектирования объектов добычи и транспорта газа», (г.Н.Новгород ОАО «Гипрогазцентр» 2013 г., 2015г.); 10,11 Всероссийских конференциях молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» (г.Москва РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 2013г., 2015г.); II научно-практический семинар «Применение современных компьютерных технологий численного моделирования для решения задач минерально-сырьевого сектора» г.Санкт-Петербург СПГУ 2017 г.; Международная конференция «Рассохинские чтения» г.Ухта УГТУ 2017 г.; Международная научно-практическую конференция обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» г. Нижневартовск ТИУ 2017 г.; VIII научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов г.Томск ООО «Газпром трансгаз Томск» 2017 г.; XVIII конкурс ПАО «Газпром» по компьютерному проектированию и информационным технологиям в 2017 году г.Санкт-Петербург НОУ «Газпром корпоративный институт»; XII Международная учебно-научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт – 2017» г.Уфа УГНТУ 2017 г.

Разработанные способы модификации технологических решений, улучшающие эксплуатацию КУ, внедрены при проведении ремонтно-восстановительных работ на «КУ Г-1 км 725» МГ «Ухта – Торжок 1» (1 нитка) и «КУ №877» МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» км 877.

При внедрении предложенных решений в рамках одной эксплуатирующей организации за 2017 год получен интегральный экономический эффект 4,74 млн. р.

Результаты работы внедрены при разработке отраслевого стандарта ПАО «Газпром» «Магистральный газопровод. Обвязка технологического оборудования. Технико-технологические и конструктивные решения».

Теоретическая значимость исследования:

Раскрыты основные методики моделирования движения газа в нелинейных условиях динамических процессов, происходящих со скоростями, близкими к скорости звука (число Маха M~0,8..1,0) в обвязках КУ при заполнении участков МГ.

Изучены критерии проявления эффекта Гартмана – Шпренгера в трубопроводной обвязке КУ МГ.

Усовершенствованы проектные решения, применяемые при проектировании обвязки КУ МГ.

Разработаны практические способы предотвращения негативного явления на объектах повышенной опасности – МГ.

Создан универсальный алгоритм выбора наилучшего варианта в конкретных условиях, в зависимости от жизненной стадии изделия – КУ.

Практическая значимость работы:

Разработан нормативно-технический документ «Магистральный газопровод. Обвязка технологического оборудования. Технико-технологические и конструктивные решения» (СТО Газпром, на момент подготовки данной работы находится на стадии согласования и введения в действие).

Разработано устройство, применяемое на существующих крановых узлах, позволяющее при минимальной модификации избежать проявления негативного эффекта (на устройство и его использование получен патент №2577896 (РФ) от 20.03.2016) . Изобретение вошло в список «100 лучших изобретений России» за 2016 год, утвержденный Приказом Роспатента №99 от 27.06.2017 г.

Определены алгоритмы и последовательность работы для сотрудников, непосредственно проводящих работы по заполнению участков магистральных газопроводов, позволяющие предотвращать возникновение опасного разогрева тупиковых полостей обвязки кранового узла.

Сведения о публикациях автора: по теме диссертации опубликовано 11 печатных работ, из них 3 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК, получен 1 патент РФ на изобретение-модель, подготовлена заявка на изобретение РФ «Способ предупреждения нагрева элементов трубной обвязки кранового узла при заполнении участков газопроводов».

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, содержит 175 страниц текста без приложений, 91 рисунков, 15 таблиц, список литературы из 91 наименований и одно приложение.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, изучении отечественных и зарубежных достижений в соответствующей области науки, проведении теоретических и экспериментальных исследований, анализе полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении патентных заявок, участии в разработке стандарта СТО Газпром.

Автор считает своим долгом выразить благодарность коллективам ООО «Газпром Трансгаз Ухта» и ООО «Газпром Трансгаз Томск» за помощь в технической организации и проведении экспериментальных исследований

.

ГЛАВА 1. УСТРОЙСТВО КРАНОВОГО УЗЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ. ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ОБВЯЗКЕ КРАНОВОГО УЗЛА

1.1. Технологическое устройство магистрального газопровода, состав кранового узла. Правила эксплуатации

Согласно требованиям нормативной документации в конструкции газопровода необходимо предусматривать установку запорной арматуры (ЗА) на расстоянии, определяемом расчетом, но не превышающем 30 км [54]. ЗА устанавливается с целью создания секций МГ, необходимых для уменьшения объема стравливаемого газа при проведении ремонтных работ, а также в аварийных ситуациях. В случае аварийной ситуации или при проведении ремонтных работ закрытие ЗА позволит осуществлять стравливание газа из отключенного участка протяженностью не более 30 км, а не из всего газопровода.

Помимо указанной ситуации, необходимо также предусматривать установку ЗА на берегах водных преград, в начале каждого ответвления от газопровода, на ответвлениях к ГРС, на входе и выходе газопроводов из УКПГ, КС, СПХГ и прочих ситуациях [54].

Установка ЗА обычно представляет собой сооружение – крановый узел (КУ), состоящий из линейного крана, байпасной обвязки, вспомогательных кранов, свечи продувки МГ, измерительного оборудования и различных датчиков.

Байпасная обвязка линейных крановых узлов и кранов перемычек, согласно регламентирующим нормативам, выполняется с устройством линии дополнительного байпаса DN = 50..150 мм с двумя кранами (кранами-

регуляторами). Правилами эксплуатации МГ запрещено производить открытие ЗА DN≥500 мм при перепаде давления газа на затворе более 0,2 МПа [55].

На основании этого разработана типовая схема кранового узла [57], приведенная на рисунке 1.1.

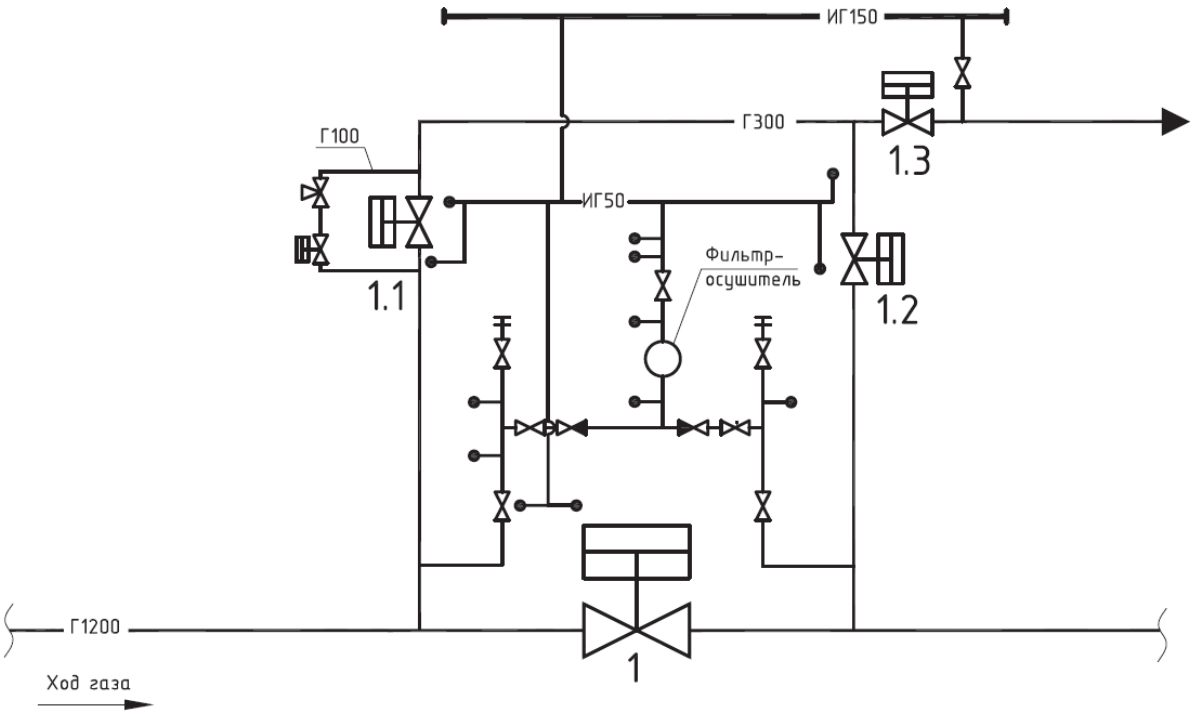


Рисунок 1.1. Типовая схема КУ [57]

По схеме видно, что для линейного крана (как правило, DN1000-DN1400) предполагается сооружение обвязки с байпасной линией DN300, на которой устанавливается два крана – 1.1 и 1.2, дублирующие линейный кран, и один кран 1.3, отсекающий выход на свечу сброса газа. Также для одного дублирующего крана (1.1) устанавливается дополнительная байпасная линия DN100, на которой, в свою очередь, устанавливаются кран и кран-регулятор (позволяющий регулировать скорость перепуска газа).

Схема МГ представлена на рисунке 1.2.

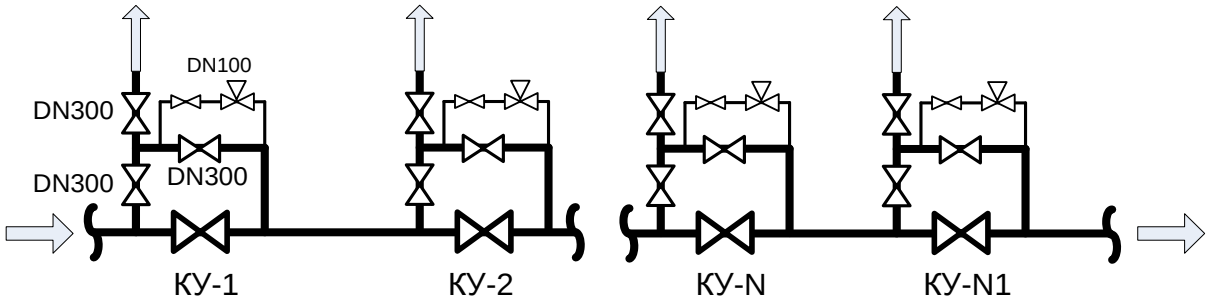


Рисунок 1.2. Схема МГ

При строительстве нового газопровода или после проведения работ на уже действующем газопроводе возникает необходимость заполнения газопровода. В этом случае, непосредственно в первоначальный момент открывать линейный кран (1) не допустимо. Газопровод заполняют через байпасную линию DN300, при этом на первоначальном этапе (если заполняемый участок был полностью опустошен), как правило, используют линию DN100 (соответственно при закрытом байпасируемом кране DN300 1.1, см. рисунок 1.1). Такой порядок работы позволяет осуществлять процедуру заполнения МГ плавно, а также регулировать скорость заполнения.

Следует заметить, что согласно пункту 11.32 [52], при заполнении газопровода для пневматических испытаний подъем давления в газопроводе следует производить плавно, не более 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в час.

Эксплуатирующие организации на практике допускают более высокую скорость заполнения, например: до 20 кгс/см^2 скорость подъема давления не должна превышать 5 кгс/см^2 в час; после 20 кгс/см^2 и до рабочего давления скорость подъема давления не должна превышать 3 кгс/см^2 в час [56]. Ускоренное заполнение МГ, таким образом, осуществляется в следующем порядке:

- на начальном этапе заполнение осуществляется следующим образом – кран 1.1 закрыт, кран 1.2 открыт, дополнительная байпасная линия DN100 открыта;

- через непродолжительное время дополнительно открывается кран 1.1.

Подобная схема заполнения не имеет ограничений с точки зрения прочности и иных соображений и, в целом, ее можно использовать при заполнении участка МГ, опорожненного для проведения ремонтных работ.

Увеличение скорости заполнения производится с целями:

1. Уменьшения времени простоя газопровода в связи со строительно-монтажными или ремонтными работами, а, следовательно, увеличения времени работы, что влечет за собой повышение объема товаротранспортной работы.

2. Увеличения коэффициента готовности газопровода, т.е. повышения параметра надежности технически сложного объекта – МГ, за счет сокращения времени ввода в эксплуатацию участка МГ после ремонтных работ.

В нормативных документах, в частности, в [52, 53], приводятся консервативные критерии скорости заполнения. Для этих критериев можно отметить следующее:

- Большое время заполнения протяженных участков МГ, следовательно низкая его производительность и товаротранспортная работа.
- Имеются внутренние противоречия в нормативных документах. Так, например, указывается, что необходимо контролировать скорость роста давления, при этом не указывается точка, в которой необходимо осуществлять контроль (по заполняемому участку МГ, давление существенно изменяется по длине участка).
- Правилами эксплуатации простым шаровым краном запрещено регулировать скорость заполнения, в случае отсутствия кранов-регуляторов.

- В процессе заполнения участка МГ требуется большое количество людей для постоянного контроля различных параметров (давление в участке МГ, температура элементов обвязки ТПО КУ и пр.) и проведения управляющих действий (установка требуемого положения кранов).

В тоже время, практика эксплуатации КУ показывает, что, во-первых, выполнение этих критериев не позволяет быстро проводить заполнение. Во-вторых, в некоторых ситуациях, несмотря на то, что заполнение МГ осуществляется в соответствии с регламентами, происходит разогрев стояков отбора импульсного газа (ОИГ) со стороны заполняемого участка, а так же части дополнительной байпасной линии DN100. Разогрев происходит до температур, нарушающих герметичность ЗА, оплавление наружной изоляции и пр. проявлений, т.е. создается пожароопасная ситуация на объекте повышенной опасности – газопроводе. Контролировать появление указанного эффекта в полевых условиях зачастую проблематично вследствие того, что эффект проявляется в течение нескольких секунд и воздействие температуры успевает повредить уплотнители запорной арматуры, изоляционные покрытия и др.

1.2. Возникновение нагрева тупиковых ответвлений обвязок КУ при заполнении участков МГ

Отмечены случаи нагрева отдельных элементов обвязки крановых узлов до температур, вызывающих оплавление наружной изоляции газопроводов, выделение едкого дыма и потерю герметичности запорно-регулирующей арматуры.

В процессе сбора информации о случаях нагрева тупиковых участков крановых узлов удалось достоверно установить, что эффект нагрева был зафиксирован в различных газотранспортных обществах на следующих газопроводах:

ООО «Газпром трансгаз Ухта»: МГ «СРТО – Торжок», «Ухта – Торжок» II, «Ухта – Торжок» III, «СЕГ – 1», «СЕГ – 2», «Грязовец – Ленинград» 1, «Бованенково – Ухта» I;

ООО «Газпром трансгаз Томск»: МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»;

ООО «Газпром трансгаз Краснодар»: МГ «Джубга – Лазаревское – Сочи», «Голубой поток».

Замена негерметичной ЗА на КУ в большинстве случаев сопряжена с затратами, понесенными на приобретение самой арматуры, сварочно-монтажные работы и стравливание газа, что приводит к дополнительным финансовым и временным затратам, загрязнению окружающей среды и срыву объемов поставок газа потребителю.

Зачастую информацию о факте разогрева не указывают по ряду возможных причин, таких, как:

- заполнение участков МГ проводят с некоторыми отклонениями от регламентированных норм для ускорения процесса заполнения. Указание на аварийную ситуацию повлечет за собой расследование причин и возможные наказания за нарушение регламентированных норм;
- разогрев стояков ОИГ может происходить до температур 50–60 ^{0}С, не представляющих собой аварийную ситуацию, следовательно, факт не требует фиксации;
- нехватка персонала на рабочей площадке может повлечь за собой недостаточное внимание, и, следовательно, факт нагрева элементов КУ может быть не замечен;
- работники ЛПУ, не придавая должного значения потенциальной опасности явления, принимают на себя ответственность по решению сложившейся проблемы, и самостоятельно производят

различные действия для предотвращения разогрева до аварийных величин.

Заметим, что не имелось задокументированной точной фиксации температуры разогрева стояков ОИГ или иных элементов КУ. По сообщениям работников непосредственно производящих работы на КУ по заполнению участка МГ, в некоторых случаях отмечалось, что «разогрев происходит до покраснения железа стояка ОИГ» (имеется ввиду новый КУ, на котором стояк ОИГ еще не был покрыт защитными и изоляционными покрытиями), «при соприкосновении бумаги с поверхностью стояка происходило воспламенение бумаги». Подобные явления происходят при температуре ~500-600 ^{0}С и выше.

Приведем примеры зафиксированных случаев.

Пример №1

01 ноября 2012 года при заполнении газом участка км 377,1 – км 435 МГ «Бованенково – Ухта» I (1 нитка) посредством подачи газа под избыточным давлением Р=8,5 МПа через байпасные краны 1С и 2С DN300 кранового узла БУ-1 км 377,1 был выявлен сильный нагрев (более 100°С) байпасной линии DN100 крана 2С, включая краны БП и РГ, и стояка отбора газа DN50 (краны В и Г), врезанного после крана БУ-1 (рисунок 1.3). Под воздействием температуры произошло плавление заводской изоляции трубы с выделением едкого дыма.

Подобная ситуация, но с меньшей температурой нагрева стояков ОИГ, также была зафиксирована на крановом узле БУ-1 км 315,5 при заполнении участка ЛЧ км 315,5 – км 317 через открытые краны 1С БП и РГ.

Потерянный объем газа, составил 6600 тыс.м^3, что в денежном эквиваленте при цене 5 руб/м^3 составило 33 млн.руб.

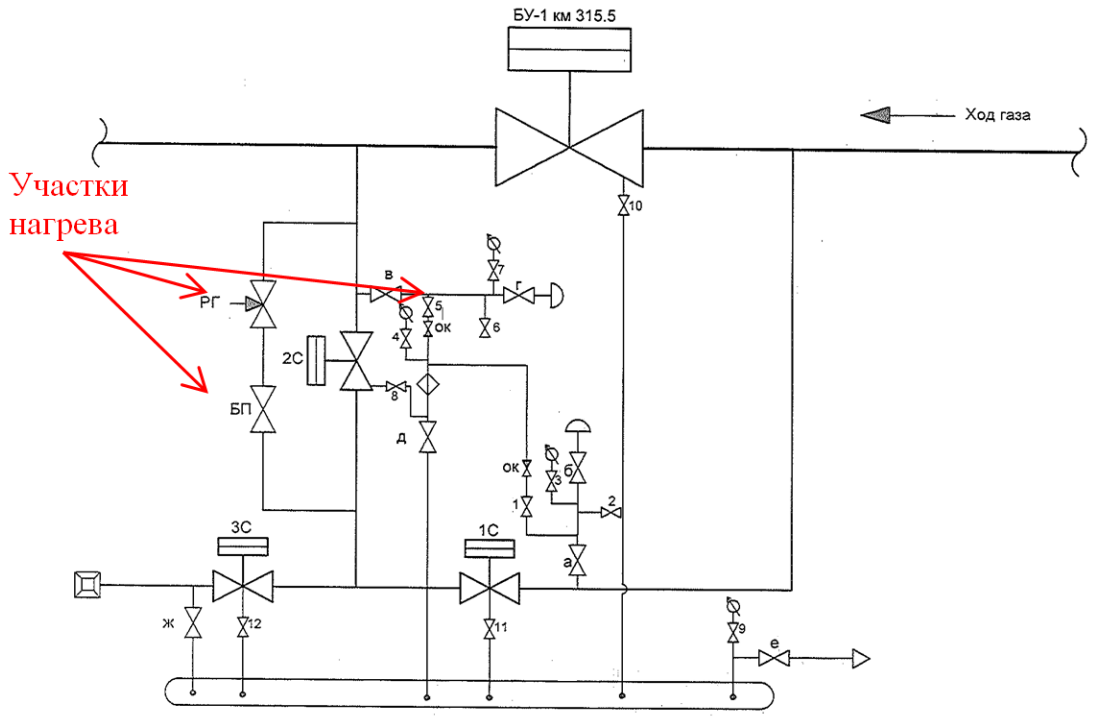


Рисунок 1.3. Схема обвязки кранового узла БУ-1, км 377,1 МГ «Бованенково – Ухта» I (1 нитка)

Пример №2

В Нюксенском ЛПУ МГ в процессе заполнения газом участка км 1765 – км 1768,5 МГ «Ухта – Торжок» I («Ухта – Грязовец») (6 нитка) из МГ «СРТО – Торжок» (5 нитка) произошел нагрев байпасного крана 1Б1С. В процессе нагрева произошло оплавление изоляции удлинительной колонны крана DN100 байпасной линии кранового узла и потеря герметичности крана DN100 (рисунок 1.4).

Рисунок 1.4. Последствия нагрева крана байпасной линии DN100 и удлинительной колонны кранового узла ГМ-65 в Нюксенском ЛПУ МГ [24]

Для восстановления работоспособности кранового узла были проведены работы по замене негерметичного шарового крана и восстановлению изоляции колонны. Выполнение данных работ и конструктивная особенность кранового узла неизбежно повлекли за собой стравливание газа из участка МГ.

Пример №3

В Сосногорском ЛПУ МГ при заполнении газом участка км 1347 – км 1397 МГ «СРТО – Торжок» (6 нитка) произошел нагрев стояка ОИГ DN50 на крановом узле Г-5, км 1347. В процессе нагрева кран DN50, расположенный на стояке отбора импульсного газа, потерял герметичность по штоку шпинделя, в связи с чем было принято решение о замене непригодного для дальнейшей эксплуатации шарового крана.

Работы по замене шарового крана на стояке отбора импульсного газа также повлекли за собой стравливание газа из участка МГ. Объем стравленного газа составил 5400 тыс. $м^3$. В денежном эквиваленте потери составили 27 млн. руб.

Таким образом, только в рамках одного эксплуатирующего предприятия явление носит регулярный и массовый характер. Сводная информация о крановых узлах ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», на которых наблюдался нагрев тупиковых участков, представлена в таблице 1.1.

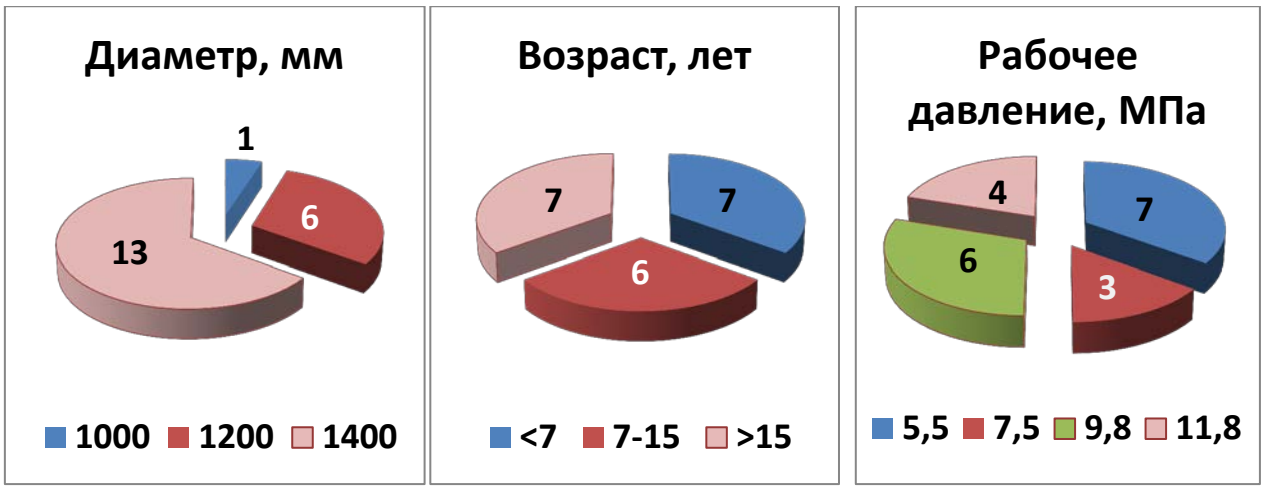
Следует отметить, что ряд сообщений подтверждает отклонение от регламентированных способов заполнения МГ – указывается на то, что краны DN100 1Б1С, 2Б1С (на рисунке 1.3 – краны БП, РГ) находились в закрытом состоянии. Объясняется это тем, что эксплуатирующая организация стремилась повысить скорость заполнения участка МГ, тем самым производя заполнение через кран DN300 вопреки рекомендациям использовать для этих целей краны DN100 1Б, 2Б до меньшего перепада давлений (п.11.32 СНиП III-42-80*).

С другой стороны, анализ имеющейся информации о случаях нагрева обвязки КУ позволяет сделать вывод, что при заполнении газом межкрановых участков МГ указанный эффект проявляется лишь в тупиковых зонах КУ – на стояках ОИГ DN50 и дополнительной байпасной линии DN100-150 (далее DN100) КУ при условии, что на последней образуется тупиковая зона путем закрытия кранов 1Б1С, 2Б1С.

Учитывая информацию, представленную в таблице 1.1, можно произвести классификацию отмеченных случаев нагрева элементов КУ в зависимости от диаметра МГ, возраста МГ и рабочего давления МГ. Данная классификация проиллюстрирована на рисунке 1.5.

Таблица 1.1 Данные о выявленных случаях нагрева обвязки крановых узлов при заполнении участков МГ

ЛПУ МГ	МГ	КУ, км	Примечание
Воркутинское ЛПУ МГ	МГ «Бованенково – Ухта» I (1 нитка)	КУ , км 377,1 КУ, км 315,5	сильный нагрев стояка ОИГ DN50 (более 100 °С) нагрев байпасной линии DN100 крана 2С
Вуктыльское ЛПУ МГ	МГ «Пунга – Вуктыл – Ухта» I (4 нитка)	КУ, км 386	оплавление изоляции стояка ОИГ Ду 50
Сосногорское ЛПУ МГ	МГ «СРТО – Торжок» (5 нитка)	КУ Г-5, км 1347 (км 40)	сильный нагрев привел к выходу из строя уплотнения шпинделя крана И2 DN50 на стояке ОИГ
	МГ «Ухта – Торжок» II (2 нитка)	КУ Г-2, км 40	нагрев на работоспособность кранов не повлиял (30-40°С)
	МГ «Ухта – Торжок» III (3 нитка)	КУ Г-3, км 1,5	нагрев на работоспособность кранов не повлиял (30-40°С)
	МГ «Пунга – Вуктыл – Ухта» I (4 нитка)	КУ Г-4, км 505	нагрев на работоспособность кранов не повлиял (30-40°С)
Нюксенское ЛПУ МГ	Перемычка между МГ «Ухта – Торжок» I («Ухта – Грязовец») (6 нитка), км 642 и МГ «СРТО – Торжок» (5 нитка) км 642	КУ ГМ-65, км 642	сильный нагрев вызвал нарушение уплотнения штока шпинделя крана 1б (DN100) (байпас крана 1С) и оплавление изоляции
Юбилейное ЛПУ МГ	МГ «Ухта – Торжок» I (1 нитка)	большинство КУ; КУ, км 799	сильный нагрев привел к выходу из строя уплотнения шпинделя крана И2 DN50 на стояке ОИГ
	МГ «Ухта – Торжок» II (2 нитка)	большинство КУ	–
Мышкинское ЛПУ МГ	МГ «Ухта – Торжок» II (2 нитка)	КУ Г-2, км 1001 КУ Г-2, км 1030	сильный нагрев стояка ОИГ сильный нагрев стояка ОИГ
Шекснинское ЛПУ МГ	Перемычка между МГ «Грязовец – Ленинград» I (2 нитка), км 157 и МГ «Грязовец – Ленинград» II (3 нитка), км 157	КУ ГП 23А, км 157	оплавление изоляции стояка ОИГ
	«Северо – Европейский газопровод» (СЕГ I очередь) (4 нитка)	Г-4, км 126; Г-4, км 157 Г-4, км 177; Г-4, км 189 Г-4, км 209	сильный нагрев стояков ОИГ до крана 1И сильный нагрев стояков ОИГ до крана 1И сильный нагрев стояков ОИГ до крана 1И
	«Северо – Европейский газопровод» (СЕГ II очередь) (5 нитка)	ГП-45 А, км 290	сильный нагрев стояков ОИГ до крана 1И



А) **Б)** **В)**

Рисунок 1.5. Количество фактов нагрева элементов КУ в зависимости от различных параметорв

Анализ данных, представленных в таблице 1.1 и на рисунке 1.5, показывает, что не существует прямой зависимости между типом или возрастом МГ и количеством отмеченных фактов нагрева. Таким образом, эффект разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ проявляется в МГ большого диаметра, не зависит от географического местоположения МГ, а так же мелких конструктивных отличий в устройстве КУ (незначительных отличий длин участков трубопроводов). Эффект разогрева тупиковых полостей КУ полностью обусловлен лишь физикой процесса и локальной геометрией.

С учетом того, что аналогичный нагрев элементов КУ обнаружен на МГ различных газотранспортных обществ, можно сделать вывод, что явление носит массовый характер.

1.3. Анализ теплогидравлических процессов на КУ в момент заполнения МГ

Для типовой схемы КУ примем названия кранов в соответствии с рисунком 1.6 (применяются в такой форме довольно часто). На этом рисунке закрашенные краны отражают положение крана в закрытом состоянии, не закрашенные (белые) – в открытом состоянии. Будем и далее придерживаться

подобной визуализации, если не указано иное. Краны 1И, 1И’, 2И, 2И’ расположены на стояках отбора импульсного газа (ОИГ), сами трубки отбора импульсного газа подсоединяются к указанным стоякам между кранами И и И’. Они, как правило, выполняются с номинальным диаметром DN15.

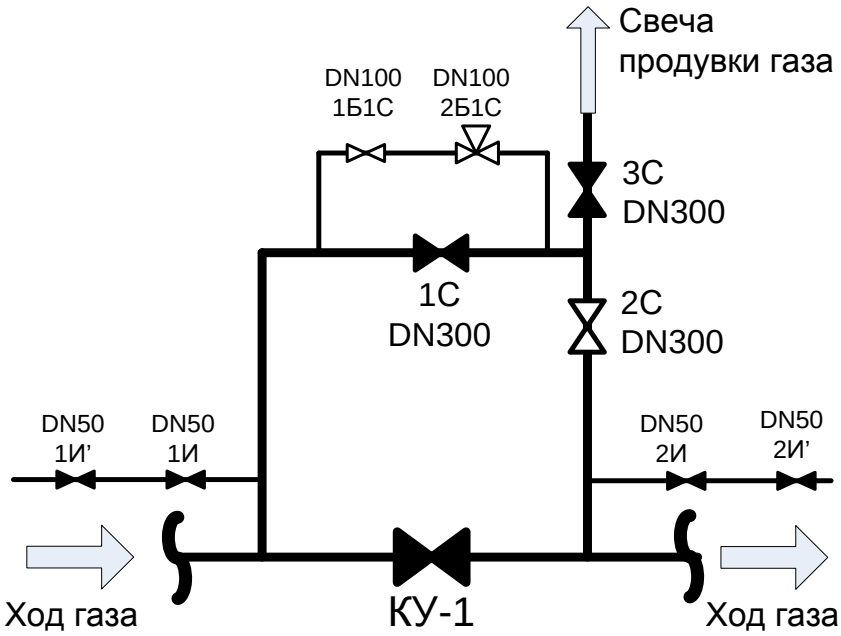


Рисунок 1.6. Схема КУ и положения ЗА в начальный момент заполнения МГ

На рисунке 1.6 приводится состояние кранов в начальный момент перепуска газа. Условно – с правой стороны от крана КУ-1 расположен заполняемый участок МГ. Рассмотрим основные термодинамические процессы, происходящие с газом в процессе перепуска газа на КУ.

Вдоль трубопровода DN300 происходит определенная потеря давления, однако стандартные размеры участка составляют 5-10 м от точки подключения байпасной линии DN300 к основной линии МГ, что является крайне незначительной величиной в сравнении с длиной участка МГ (длина участка составляет до 30 км). Следовательно, в первом приближении можно считать, что давление в байпасной линии до крана DN100 и после него почти не изменяется и равно величине давления в прилегающих участках МГ. Это означает, что при переходе через «узкое место» (в ситуации, отраженной на рисунке 1.2, это участок DN100, а в случае, когда открыт кран 2С, «узкое

место» будет реализовываться в некоторой точке в линии DN300; более подробно данная ситуация будет проанализирована в главе 2) газ претерпевает расширение и одновременно с этим разгоняется. Классификация процессов, способных изменять термодинамическое состояние газа, приводится на рисунке 1.7.

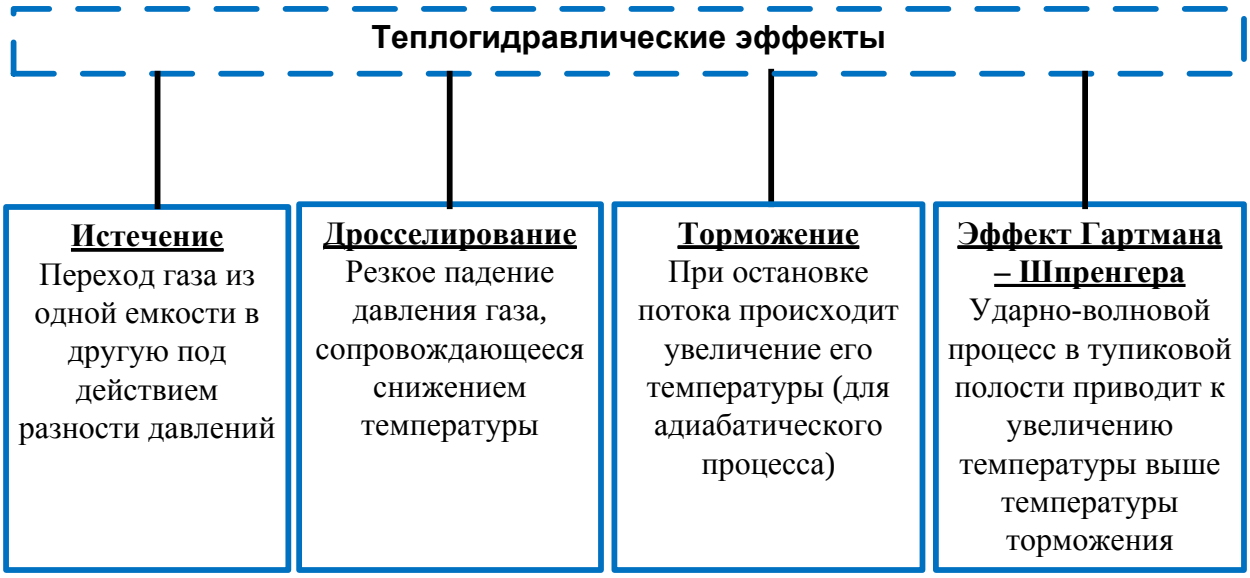


Рисунок 1.7. Газодинамические эффекты, изменяющие термодинамическое состояние газа

Истечение газа из сосуда с высоким давлением во внешнюю среду

Прохождение газа через дополнительную байпасную линию DN100 (возможно с неполностью открытым краном-регулятором 2Б1С) можно идеализированно представить как истечение газа из резервуара с высоким давлением в среду («атмосферу») с меньшим давлением. Подобная задача является классической и подробно исследована в различной литературе, см. например [17],[32]. Ниже приведем ее краткое изложение. Расчетная схема задачи приводится на рисунке 1.8.

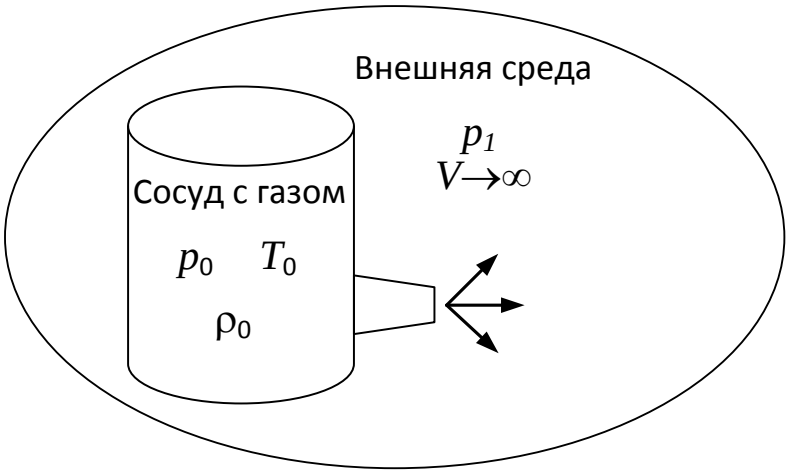


Рисунок 1.8. Схема истечения газа из сосуда во внешнюю среду

Определяется ключевая величина – критическое давление:

$$p_{kp} = \left[\frac{2}{k+1}\right]^{k/(k-1)} p_0, \tag{1.1}$$

где k – показатель адиабаты Пуассона ($=c_p/c_v$), p_0 – начальное давление в сосуде. Так например, для метана k=1,30 и $p_{кр}$=0,546p_0.

Обозначим s_1 – площадь выходного отверстия [м^2].

При этом, возможны два варианта:

1. $p_{кр} < p_1$ (при этом очевидно $p_0 > p_1$), тогда массовый расход (Q_m) через выходное сечение равен:

$$Q_m = \frac{s_1 p_0}{\sqrt{RT_0}} \sqrt{\frac{2k}{k-1}\left[\left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{2/k} - \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{(k+1)/k}\right]}, \tag{1.2}$$

Здесь s_1 – площадь выходного сечения, R – газовая постоянная, T_0 – начальная температура газа в сосуде, p_1 – давление внешней среды.

2. $p_1 \le p_{кр}$. В этом случае расход не зависит от выходного давления и принимает максимально возможное значение:

$$Q_m^{\,*} = m\frac{s_1 p_0}{\sqrt{T_0}}, \quad m = \sqrt{\frac{k}{R}\left(\frac{2}{k+1}\right)^{(k+1)/(k-1)}} \tag{1.3}$$

m - константа определена свойствами газа, например, для метана m=0,0293 с·градус$^{1/2}$/м, поскольку

$$R_{\text{метана}} = R_{\text{воздуха}}/\Delta,$$

$R_{\text{метана}}$=518,33 Дж/(кг·К),

$R_{\text{воздуха}}$=287,1 Дж/(кг·К),

где Δ - относительная плотность газа по воздуху.

В данном случае истечение происходит с постоянной скоростью, т.н. критическая скорость или скорость звука. При этом происходит «запирание потока», и увеличить скорость путем увеличения перепада давления без специальных средств невозможно.

С учетом выражения (1.3), величину расхода (1.2) можно выразить в следующей форме:

$$\frac{Q_m}{Q_m^*} = \sqrt{\frac{2}{k-1}\left(\frac{k+1}{2}\right)^{(k+1)/(k-1)}\left[\left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{2/k} - \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{(k+1)/k}\right]} \qquad (1.4)$$

На рисунке 1.9 представлен график зависимости полученного безразмерного секундного массового расхода как функции от отношения противодавления p_1 к давлению в сосуде p_0. С уменьшением отношения указанных давлений расход будет идти по кривой, вдоль указанных стрелок.

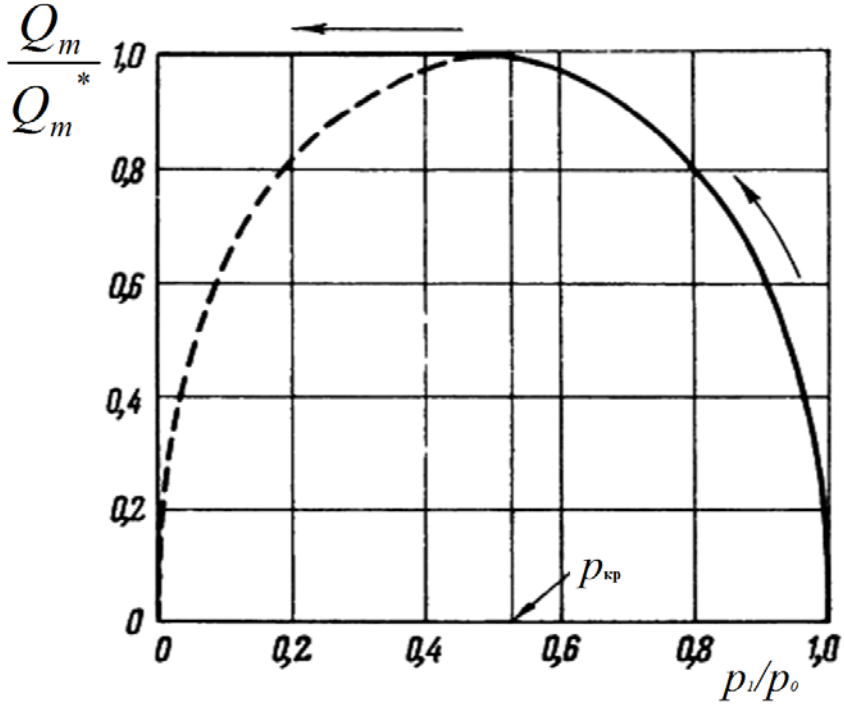


Рисунок 1.9. График зависимости безразмерного массового расхода от отношения давлений [32]

При критическом истечении случае скорость газа в выходном сечении достигает своего критического значения – скорости звука (M=1). При удалении от выходного сечения скорость газа начинает падать, как это показано на рисунке 1.10, где x=0 соответствует выходному сечению (более низкие кривые соответствуют докритическому перепаду давлений)

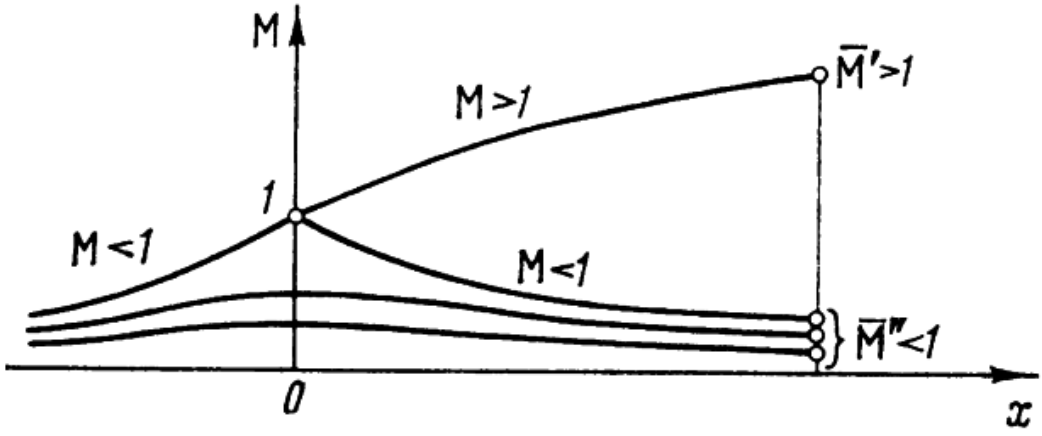


Рисунок 1.10. График приведенной скорости вдоль линии тока, при течении через сужение (находится в точке x=0) [32]

Технически возможно достичь сверхзвукового истечения газа (после выходного сечения газ будет разгоняться до скоростей M'>1), например, с помощью специального профиля выходного диффузора. Входной конфузор и выходной диффузор составляют так называемое «*выходное сопло*». При сверхзвуковом истечении его называют «*сопло Лаваля*» по имени шведского инженера Лаваля, впервые применившего его для паровых турбин.

На практике же подобное истечение не реализуется и после прохождения выходного сечения поток тормозится, график скорости соответствует более низким кривым (M''<1).

На основании вышеизложенного, возвращаясь к рисунку 1.5, можно утверждать, что при критическом истечении газ, проходя сечение DN100, будет достигать скорости звука, а дальше по потоку (в байпасной линии DN300) скорость будет ниже. Следует оговориться, что на приведенном выше рисунке 1.9 скорость падает вдоль по потоку, однако в случае движения газа по трубопроводу это не так. Это утверждение почти очевидно – согласно закону сохранения массы (q – массовый расход), см. например [62]:

$$\frac{\partial q}{\partial x} = 0$$

$$\rho VS = const$$

Поскольку давление по трубопроводу падает, значит, плотность уменьшается, следовательно, скорость газа по трубе должна увеличиваться.

Таким образом, получаем, что после прохождения «узкого места» скорость должна скачкообразно уменьшиться и дальше по потоку увеличиваться до выхода в линейный участок МГ за крановой площадкой. Более подробно указанная модель приводится в главе 2.

В любом случае, можно утверждать, что скорость в байпасной линии не превышает скорости звука.

Например, для изэнтропического процесса в идеальном газе, скорость звука можно вычислять по формуле

$$c = \sqrt{kRT} \quad (1.5)$$

Для метана $R_{\text{метана}}$=518,33 Дж/(кг·К), k=1,31. Следовательно, в диапазоне температур -20..+20 °С (T=253..293 К), скорость звука можно оценить в диапазоне 412..443 м/с.

Данная оценка хорошо согласуется со справочными данными [21]

P=	0,1 МПа	1 МПа	2,6 МПа	5 МПа	10 МПа
c (Т=250 К)	412,9	407,3	407,3	386,1	392,5
c (Т=290 К)	442,8	439,6	439,6	429,8	434,8

Дросселирование газа

Очевидно, что процесс, проходящий на указанных выше скоростях, можно считать адиабатическим, т.е. процессом без теплообмена с окружающей средой. В этом случае при расширении газа (дросселировании) происходит понижение температуры [7]:

$$T2 - T1 = \int_{P1}^{P2} D_i dP. \quad (1.6)$$

Значение коэффициента Джоуля–Томсона D_i для природных газов с содержанием метана более 80% в диапазоне температур 250 - 400 К при давлениях до 15 МПа можно вычислить по формуле [50]:

$$D_i = H_0 + H_1 P_{пр} + H_2 P_{пр}^2 + H_3 P_{пр}^3, \quad (1.7)$$

где

$$H_o = 24{,}96 - 20{,}3 T_{пр} + 4{,}57 T_{пр}^2,$$

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

$$H_2 = -4{,}11 + \frac{14{,}68}{T_{пр}} - \frac{13{,}39}{T_{пр}^2},$$

$$H_3 = 0{,}568 - \frac{2{,}0}{T_{пр}} + \frac{1{,}79}{T_{пр}^2},$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}};\ T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}},$$

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{кpi}\ ,\ T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кpi}\ .$$

Значения $T_{кр}$, $P_{кр}$ (критическая температура, критическое давление соответственно) являются параметрами газа, при которых свойства жидкой и газовой фаз неразличимы. Например, для метана эти параметры составляют $T_{кр}$=190,55 К, $P_{кр}$=4,64 МПа. Зависимость параметра Джоуля–Томпсона от давления, при различных температурах газа построенная по формуле (1.7) приводится на рисунке 1.11.

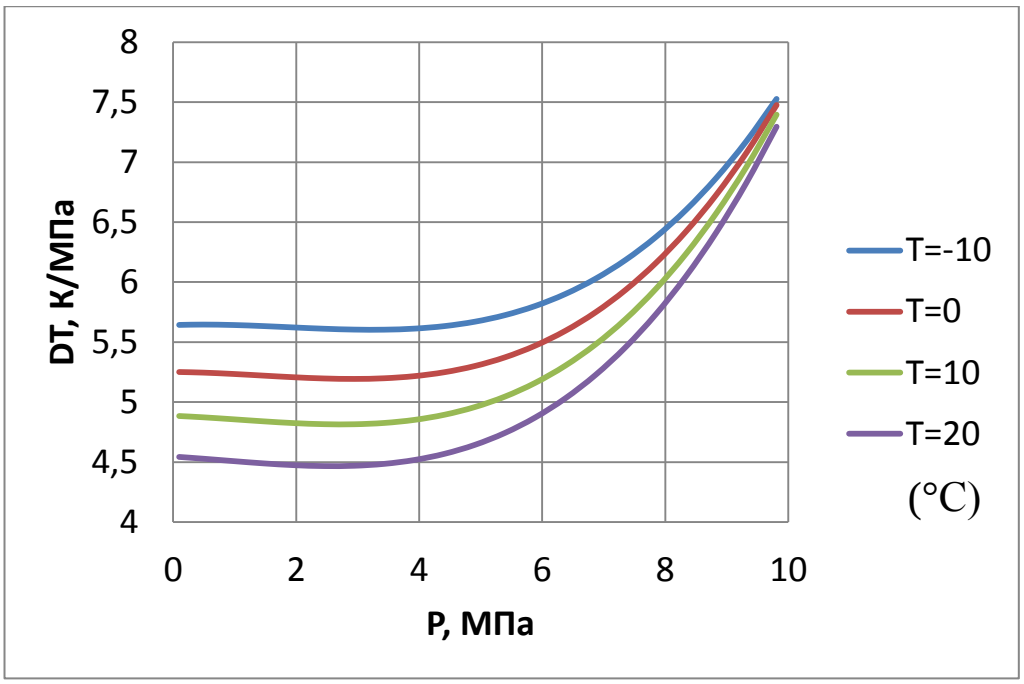


Рисунок 1.11. Зависимость коэффициента Джоуля – Томпсона от давления при различных температурах газа

Из графика видно, что для значений давления до ~7,0 МПа значение коэффициента Джоуля – Томпсона составляет ~5 К·МПа в диапазоне температур –10..20 °С. Т.е. при адиабатическом понижении давления на 0,1 МПа температура газа понизится примерно на 0,5 °С.

Поясним на примере: Пусть в заполняемом участке давление P_2 = 0,1 МПа, а в участке, из которого происходит заполнение, P_1 = 5,0 МПа. Нормальная температура газа в МГ составляет 5÷15 °С, примем, что начальная температура газа была 10 °С. Применяя формулу (1.6) со значением коэффициента Джоуля – Томпсона 5 К·МПа, следует ожидать, что температура газа после КУ составит примерно 10-25=-15 °С. На практике, при заполнении МГ, в обвязке КУ после крана 1С даже в летнее время года наблюдается обледенение участков газопровода, находящихся выше поверхности земли.

Торможение газа

Закон сохранения полной энергии при установившемся течении газа в трубке тока с равномерным распределением параметров в сечениях для энергетически изолированной системы формулируется в следующем виде [49]:

$$c_P T_1 + \frac{V_1^2}{2} = c_P T_2 + \frac{V_2^2}{2}, \quad (1.8)$$

где c_p – теплоемкость при постоянном давлении, T – температура газа, V – скорость газа, индексом 1 обозначены величины, относящиеся к одному сечению, индексом 2 – к другому.

В процессе перепуска газа, помимо расширения, происходит и сильный разгон газа: при околокритическом перепаде давлений после прохождения «узкого места» скорость потока газа достигает величин порядка скорости звука (~ 400 м/с).

Если бы стояк 2 ОИГ был не заглушен, то скорость потока газа в нем была бы порядка скорости звука. В обычной ситуации стояк ОИГ заглушен, следовательно, поток газа, входящий в стояк ОИГ из линии байпаса, будет тормозиться до нулевой скорости в самой верхней точке стояка ОИГ (самая дальняя от основной линии байпаса). При этом с течением времени будет происходить накопление газа в стояке – в области присоединения стояка ОИГ к основной линии байпаса газ будет «втекать» в стояк (с течением времени давление в начальном участке заполняемого МГ будет нарастать), но в то же время «вытекать» с обратной стороны стояка ОИГ некуда.

Если пренебречь теплообменом с окружающей средой, то в стояке ОИГ будет реализовываться эффект торможения, т.е. для температуры, плотности, давления и пр. будут достигаться значения близкие к соответствующим параметрам торможения. Параметры торможения – это величины, получаемые при воображаемом изэнтропическом (при отсутствии трения и теплообмена) уменьшении скорости потока до нуля. Используя закон сохранения энергии (1.8), можно получить параметры торможения:

$$T = T_0 + \frac{V_0^2}{2c_p} \quad (1.9)$$

Иными словами, температура торможения отражает, в какой мере энергия скоростного напора потока переходит в тепловую энергию при полной остановке потока. По этой причине иногда ее называют «полная температура» [26].

Величина теплоемкости c_p для метана составляет ~ 2,31 кДж/(кг·К), для природного газа порядка 2,3-2,5 кДж/(кг·К) [49] (более точно для природного газа ее можно определить, например, согласно [50] по методике, аналогичной методике (1.7) определения коэффициента D_i). Следовательно, для скоростей, близких к скорости звука (как отмечалось выше ~400 м/с), температура после торможения потока будет повышаться на величину порядка 30 °С.

Эффект Гартмана – Шпренгера

Суммируя все вышесказанное, получаем, что даже если пренебречь эффектом Джоуля – Томпсона, то температура газа в заглушенных стояках ОИГ не должна превышать температуру газа, находящегося в участке МГ, из которого производится заполнение, более чем на 30 °С. С учетом эффекта Джоуля – Томпсона, в стояке 2 ОИГ увеличение температуры может составлять ~5 °С относительно исходной температуры. Для большего перепада давлений, чем принимался выше, – 10 МПа в участке МГ, из которого производится заполнение опустошенного участка МГ, и 0,1 МПа в заполняемом участке МГ, температура газа в стояке ОИГ должна быть и того меньше – составлять порядка на 20 °С ниже, чем температура исходного газа.

В любом случае, разогрев стояка ОИГ выше температуры торможения газа не может быть объяснен с точки зрения классической линейной гидравлики.

В то же время, известно явление Гартмана – Шпренгера, способное объяснить разогрев газа в тупиковой полости выше температуры торможения набегающего потока. Так, например, в работе [31] приводятся данные об измерении температуры сверх температуры торможения в области дна замкнутой полости в набегающем потоке в зависимости от длины полости (см. рисунок 1.11). Показано, что в определенных ситуациях температура фактического перегрева (превышения температуры торможения потока газа) может достигать величин ~500..1500 К.

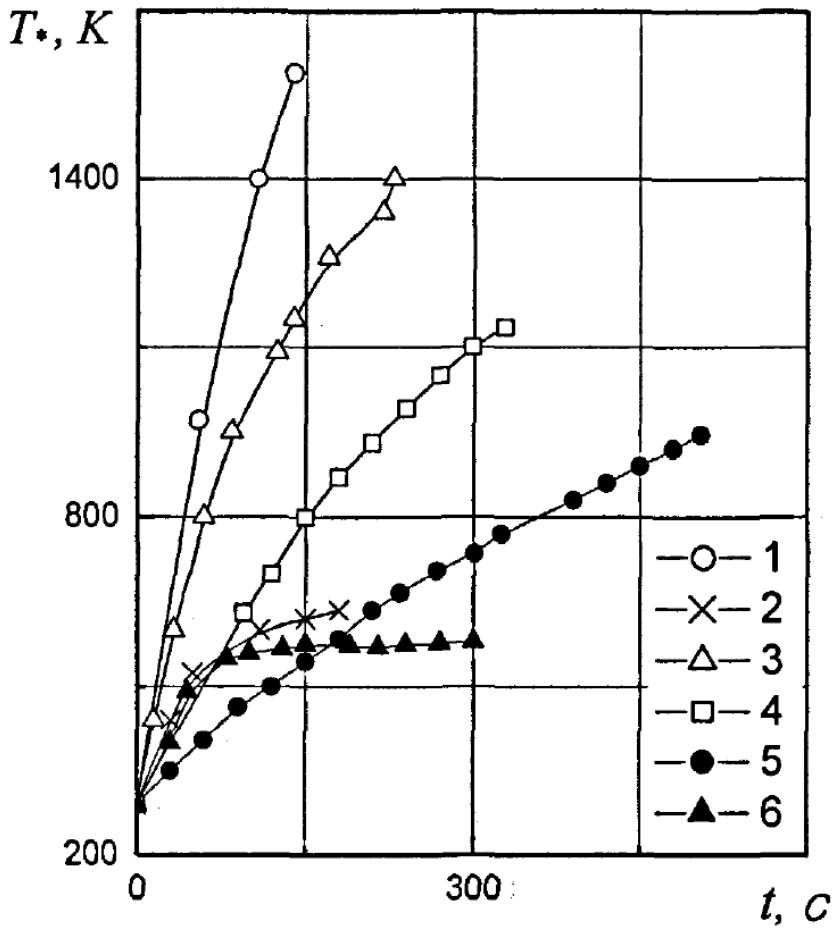


Рисунок 1.12. Результаты измерения температуры дна в замкнутой полости, для разных величин длины полости [31]

Отличительной особенностью данного эффекта является пульсационный характер изменения давления в тупиковой полости. Пример графика пульсации давления приводится на рисунке 1.13. При этом принято обозначение – относительная глубина полости, определяется по формуле: $l_т = L_т/D_т$, где $L_т$ – длина тупиковой полости, $D_т$ – диаметр тупиковой полости.

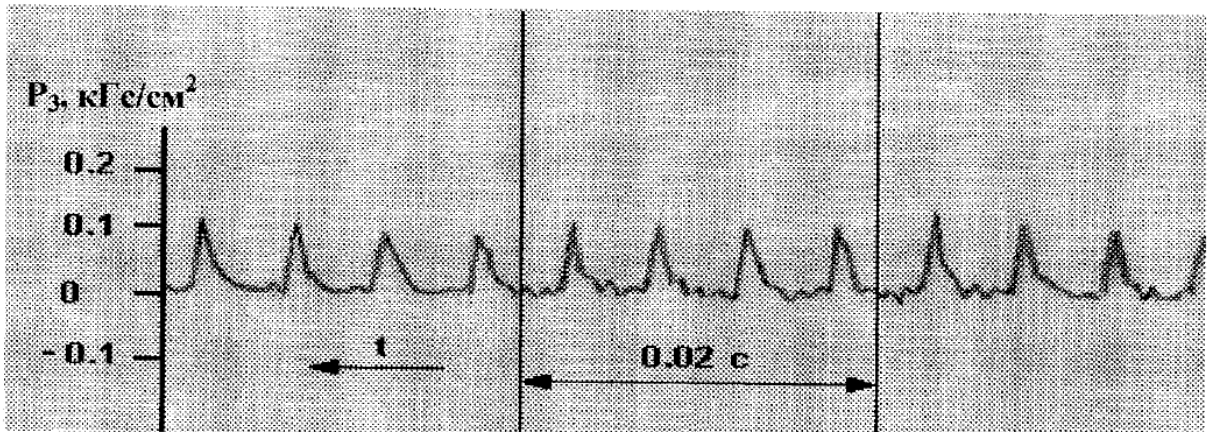


Рисунок 1.13. Осцилограмма статического давления в полости, при относительной глубине 36,7 и скорости потока газа *M*=0,523 [66]

Важно отметить, что в любом случае пульсация давления (а, следовательно, и прочих параметров, определяющих состояние газа) происходит всегда на частоте, близкой к собственной частоте колебания (f_c) столба газа в тупиковой полости (открытой с одного конца и замкнутой с другого), определяемой по формуле: $f_c = \frac{c}{4L_т}$.

При этом, конечно, существуют более высокие гармоники колебаний, вызванные разрушением вихревых структур, отражением волн в поперечном направлении, мелкими дефектами геометрии и пр. факторами, однако энергия этих пульсаций существенно ниже, что приводит лишь к искажению правильного синусоидального графика. Например, в [73] показано (рисунок 1.14) влияние отраженных волн в поперечном направлении на теоретический график пульсации давления в заглушенной трубке, расположенной перпендикулярно к основной трубке. На рисунке 1.14 p' – пульсационная составляющая давления, ρ_0 – средняя плотность, c_0 – скорость звука соответствующая средней величине давления потока, U_0 – средняя скорость потока, T – период колебаний, t – время.

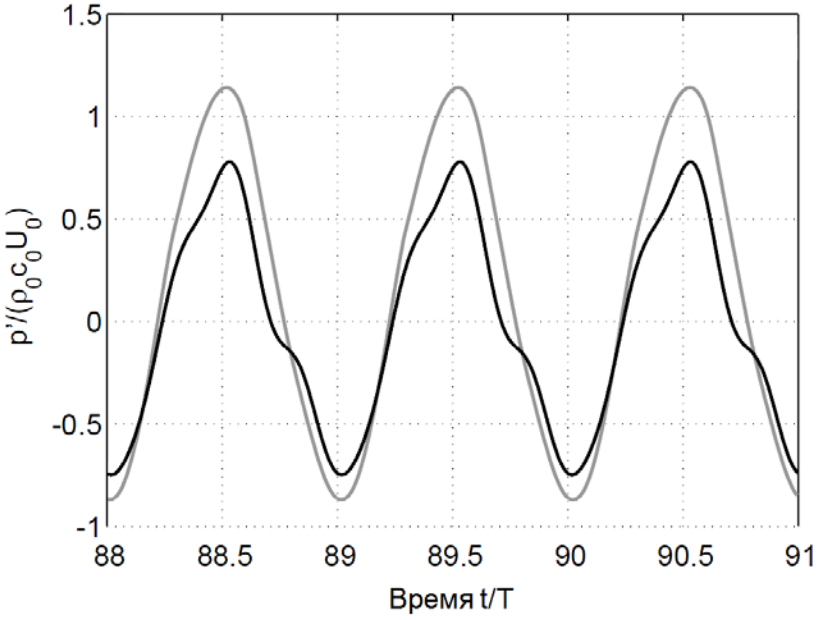


Рисунок 1.14. Пульсация приведенного давления в заглушенной трубке: темным цветом – фактически измеренная величина, серым – теоретическая кривая [Л213]

Тем не менее, несмотря на хорошую изученность явления Гартмана – Шпренгера [66, 31, 76, 89, 28, 68, 18] следует заметить, что подавляющее большинство работ относится, прежде всего, к области авиастроения и летательных аппаратов – как правило, рассматривается открытый набегающий поток (область набегающего потока незамкнута) и/или полость, в которой возникает разогрев газа, расположена под углом к основному потоку.

В области проектирования и эксплуатации газопроводов подобное явление не исследовано и критерии его возникновения не установлены. Для обвязки КУ характерной является принципиально иная ситуация – набегающий поток движется в замкнутой области (обратная сторона трубы может оказывать влияние на распространение волн сжатия-разрежения), а тупиковые полости, как правило, не имеют выступающих в основной поток острых кромок и расположены под углом 90° (иная ситуация возможна лишь в каких-то исключительных ситуациях, не являющихся характерными).

1.4. Известные способы предупреждения разогрева тупиковых полостей

В результате сбора информации от сотрудников эксплуатирующих организаций был получен ряд способов предотвращения разогрева тупиковых полостей КУ МГ. Способы были детально изучены и проанализированы, в результате этого была построена их общая классификация, приведенная на рисунке 1.15. На этом же рисунке приводятся их ключевые достоинства и недостатки.

Рисунок 1.15. Классификация известных способов предотвращения разогрева тупиковых полостей КУ

Рассмотрим подробнее способы предотвращения разогрева тупиковых участков.

Способ №1.1 Снижение расхода газа по байпасной линии.

Работниками ЛЭС было замечено, что при снижении расхода газа (а, следовательно, скорости заполнения) при помощи шарового крана 2Б1С или

иного крана-регулятора, расположенного на байпасной ветке DN100 КУ, (см. рисунок 1.16) температура наружной стенки стояков ОИГ снижается.

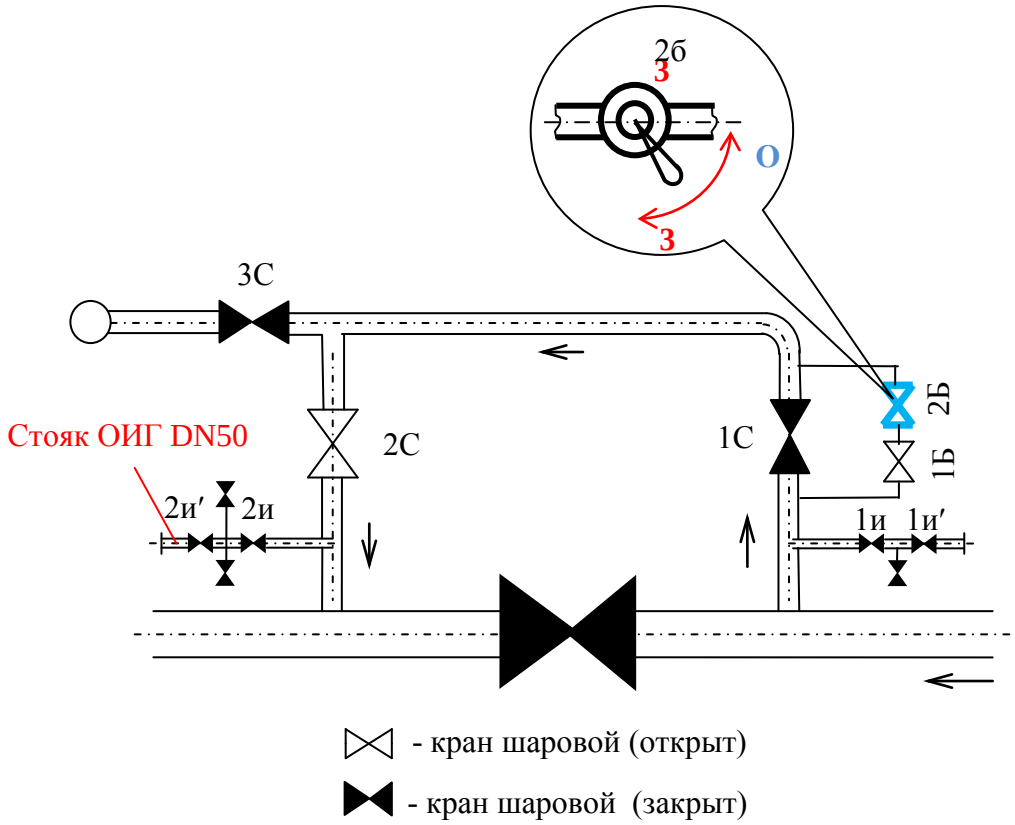


Рисунок 1.16. Принципиальная схема кранового узла в режиме заполнения газом межкранового участка МГ - способ 1.1

Достоинства способа очевидны:

- при достижении потенциально опасной температуры можно быстро остановить ее рост путем перекрытия регулирующего крана;
- не требуется дополнительных технических средств и решений.

Однако у данного способа есть ряд недостатков:

- снижение расхода газа по обвязке кранового узла значительно снижает скорость заполнения межкрановых участков МГ;
- необходимо постоянно контролировать температуру стояка ОИГ, поскольку не установлена четкая взаимосвязь между углом раскрытия регулирующего крана и температурой стояка;
- снижение расхода газа (скорости заполнения участка) путем редуцирования шаровыми кранами, расположенными на байпасной

линии кранового узла DN100 нарушает герметичность шаровых кранов и приводит к их досрочному выходу из строя [27].

Поскольку в Руководстве по эксплуатации кранов [27] отражены требования о запрете использования шаровых кранов в качестве регулирующего устройства в дросселирующем режиме, данный способ можно использовать лишь при наличии кранов-регуляторов.

Способ №1.2 Установка дросслериующей шайбы

В качестве варианта способа снижения скорости заполнения предлагался вариант установки дросселирующей шайбы малого диаметра (в сравнении с диаметром линии основного байпаса) в некоторой точке основной линии байпаса.

Достоинства способа:

- не требуется дополнительных инструкций и действий со стороны обслуживающего персонала - заполнение участка МГ осуществляется по принципу «открыть все краны»;
- при достижении потенциально опасной температуры можно очень быстро остановить ее рост, перекрыв регулирующий кран.

Недостатки:

- снижение расхода газа по обвязке кранового узла значительно снижает скорость заполнения межкрановых участков МГ, при этом скорость заполнения невозможно увеличить выше предельной величины, она будет зависеть лишь от перепада давлений до и после КУ;
- подобрать диаметр шайбы, видимо, можно только экспериментально, поскольку нет методики определения допустимого проходного сечения, гарантированно предотвращающего появление эффекта разогрева тупиковой полости.

Очевидно, данный способ не реализуют на практике именно по причине низкой скорости заполнения участка МГ и он носит лишь теоретический характер.

Способ №2.1 Сброс газа из стояка ОИГ

В данном способе предотвращение нагрева стояков ОИГ заключается в обеспечении расхода газа по стояку отбора импульсного газа путем его стравливания в атмосферу через боковые отводы DN15 стояка (рисунок 1.17). Стравливание газа в атмосферу осуществляется путем открытия крана DN15, расположенного на боковом отводе.

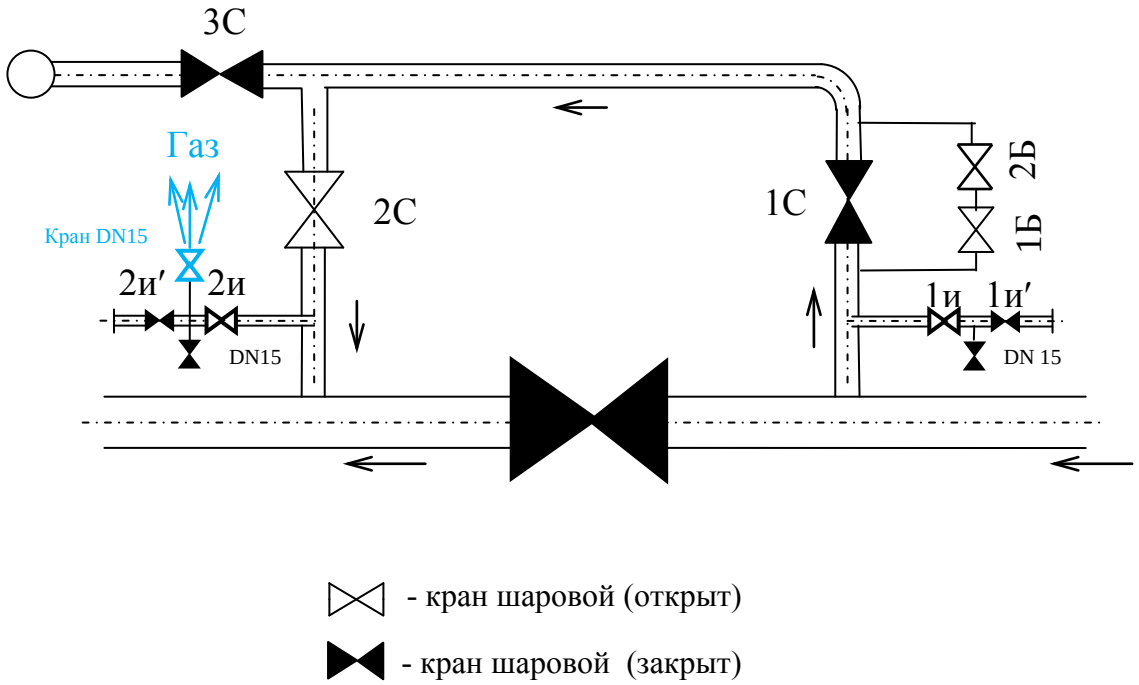


Рисунок 1.17. Схема предотвращения нагрева стояка отбора импульсного газа путем стравливания газа в атмосферу - способ 2.1

Достоинства способа:

- повышенная скорость заполнения участка МГ;
- не требуется дополнительный работник – один работник контролирует температуру стояка ОИГ, он же в нужное время производит открытие крана DN15.

Недостатки:

- стравливание газа влечет за собой определенную потерю газа;

- попадание газа в рабочую зону влечет за собой создание пожароопасной ситуации;
- малый внутренний диаметр боковых отводов (12 мм) стояков отбора импульсного газа не всегда позволяет обеспечить требуемый расход газа по стояку и предотвратить нагрев;
- стравливание газа через существующие боковые отводы DN15 стояков отбора импульсного газа не позволяет предотвратить нагрев тупиковых участков, находящихся выше (после) места его врезки (на рисунке 1.18 хорошо видно, что до открытия крана температура стояка ОИГ была 50 ^{0}C, после открытия уменьшилась, но верхняя часть по-прежнему имеет высокую температуру);
- требуется устройство дополнительного отвода с краном на ветке DN15, не определенного проектным решением.

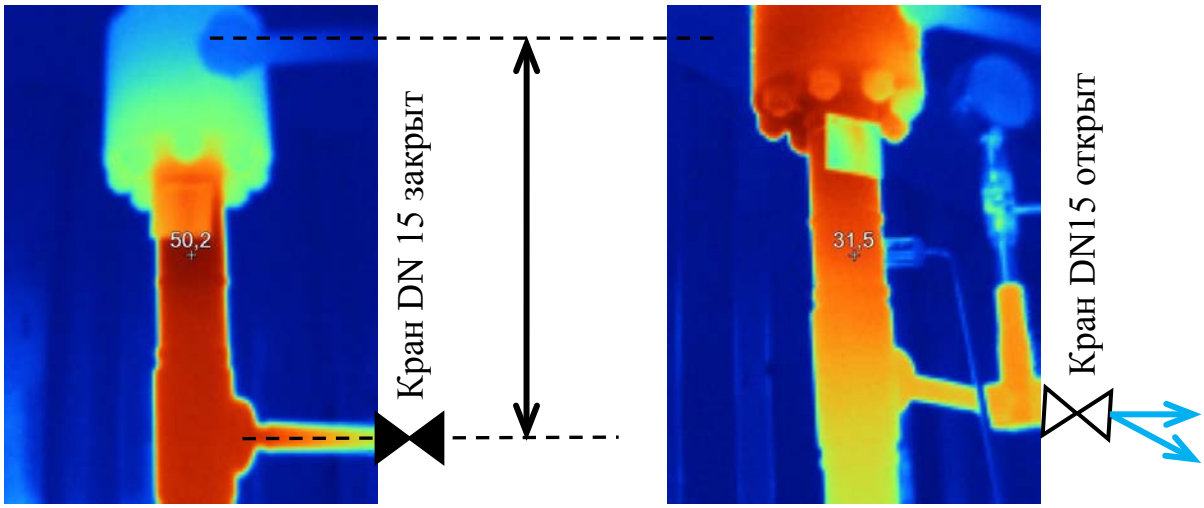


Рисунок 1.18. Термограмма стояка ОИГ во время заполнения участка МГ при закрытом (слева) и открытом (справа) кране DN15, расположенном на боковом отводе

Способ №2.2 Сброс газа из емкости резервирования импульсного газа

Как вариация способа №2.1, возможна организация сброса разогретого газа, на свечу емкости резервирования импульсного газа путем использования существующей импульсной обвязки (рисунок 1.19).

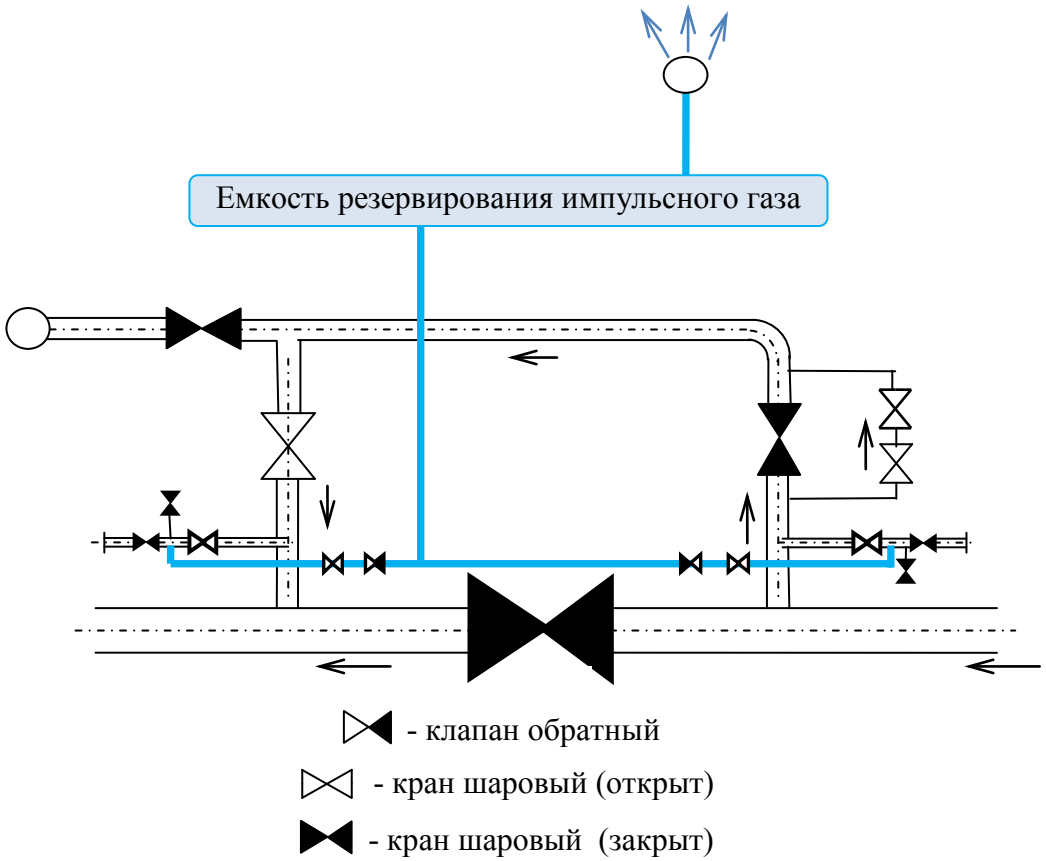


Рисунок 1.19. Организация сброса газа через импульсную обвязку на свечу емкости резервирования импульсного газа - способ 2.2

Достоинства данного способа такие же, как для способа 2.1, с тем лишь отличием, что не требуется устройство дополнительного крана DN15.

Однако, появляется еще один недостаток – обеспечение расхода газа по импульсной обвязке на свечу сопряжено с опустошением емкости резервирования импульсного газа, что не позволит в экстренном режиме осуществить перестановку линейного крана.

Способ №3.1 Организация перетока газа по стоякам ОИГ с использованием шланга высокого давления

Еще один способ предотвращения нагрева стояков ОИГ – организация перетока газа по перемычке между стояками ОИГ – шлангу высокого давления (рисунок 1.20).

Рисунок 1.20. Шланг высокого давления, используемый для организации перемычки между стояками

Шланг (рукав) высокого давления состоит из внутренней полимерной трубки, двух армирующих оплеток из высокопрочного полиэстера и защитной оболочки из полиуретана. Внутренняя трубка выполнена из полиамида – пластмассы на основе синтетических высокомолекулярных соединений. Это прочный, жёсткий, плотный материал, хорошо подходящий для подачи газов и жидкостей с умеренной химической активностью. Диапазон рабочих температур от -40°С до +100°С. Номинальный диаметр DN12 (внутренний диаметр 13 мм). Рабочее давление до 140 бар (разрешенное до 560 бар). Шланг выполняется в соответствии с европейским стандартом EN 853 (наиболее близкий к нему отечественный стандарт - ГОСТ 6286-73) или в соответствии со стандартом EN 559 (в этом случае имеет несколько более низкие характеристики).

Подобный шланг подключается к боковым отводам DN15 стояков ОИГ, расположенных до и после линейного крана (рисунок 1.21). Расход газа по стоякам и шлангу высокого давления осуществляется при открытии кранов DN15 за счета перепада давления до и после линейного крана Г.

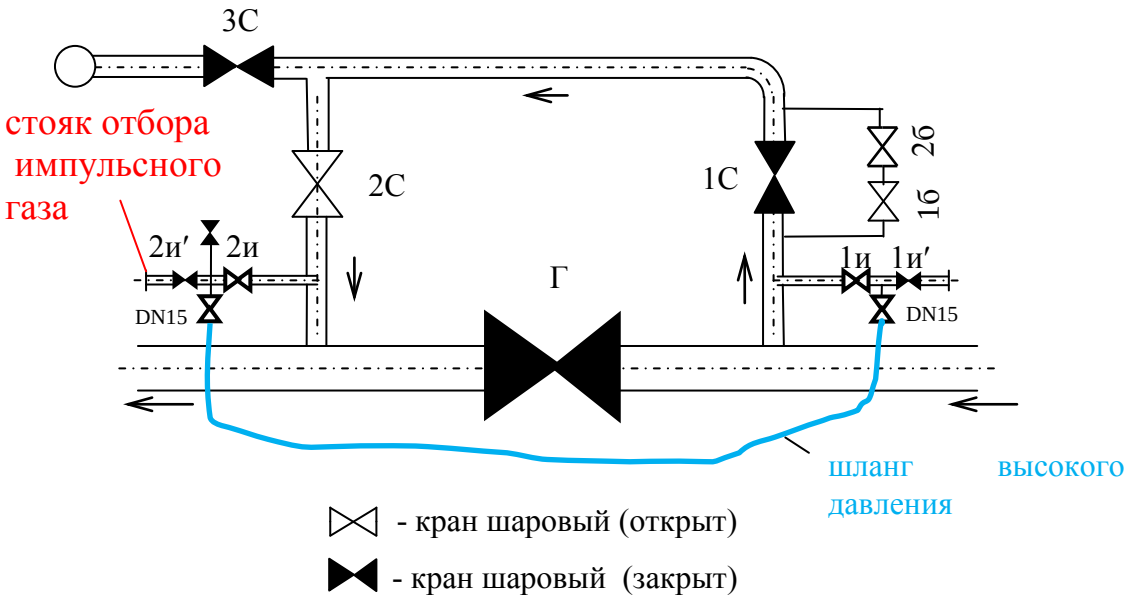


Рисунок 1.21. Принципиальная схема организации расхода газа по шлангу высокого давления - способ 3.1

Несмотря на то, что данный метод предотвращения нагрева стояков отбора импульсного газа с относительной эффективностью применяется на практике, он имеет ряд существенных недостатков:

- малый внутренний диаметр боковых отводов (12 мм) стояков отбора импульсного газа не всегда позволяет обеспечить требуемый расход газа по стояку и предотвратить нагрев;
- возможность подключение шланга высокого давления только к существующим боковым отводам DN15 стояков ОИГ, что не позволяет предотвратить нагрев на тупиковых участках, находящихся выше (после) места его подключения (см. рисунок 1.17).

Анализ известных способов предотвращения нагрева стояков ОИГ показывает, что все они не являются универсальными, требуют повышенного внимания со стороны обслуживающего состава, и при этом являются потенциально аварийноопасными и/или не дают полную гарантию предотвращения роста температуры стояка ОИГ (или иных элементов КУ) выше допустимого значения.

1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач исследования

1. В настоящее время после строительно-монтажных или восстановительно-ремонтных работ заполнение участков МГ ведется посредством байпасной линии обвязки КУ с использованием дополнительной байпасной линии меньшего диаметра.

Скорость заполнения участков МГ регламентируется нормативными документами [52, 54, 55, 56], однако существует ряд недостатков и проблем при выполнении этих требований, в т.ч. неточности, неоднозначности трактовки и внутренние противоречия данных документов.

С другой стороны, возникает необходимость увеличения скорости заполнения участков МГ для повышения товаротранспортной работы и увеличения надежности МГ (увеличение коэффициента готовности путем сокращения срока ввода в эксплуатацию).

В то же время, даже при соблюдении регламентных режимов заполнения, и тем более при увеличении скорости заполнения участков МГ возникает нештатная ситуация – разогрев тупиковых ответвлений обвязки КУ.

2. Выполнен анализ случаев разогрева тупиковых ответвлений обвязки КУ. Проанализированы случаи разогрева на МГ «Бованенково – Ухта» I, «Ухта – Торжок» I («Ухта – Грязовец») (6 нитка), «СРТО – Торжок» (6 нитка). В рассмотренных случаях в процессе заполнения участка МГ в обвязке КУ происходил разогрев тупиковых полостей (стояков ОИГ и/или дополнительной линии байпаса DN100) до температур, вызвавших оплавление изоляции, нарушение уплотнений ЗА. В связи с этим требовалось проведение ремонтно-восстановительных работ по замене ЗА с опорожнением заполненного участка МГ. Последнее влечет потерю газа в объеме до 5400..6600 тыс.м^3, что в денежном эквиваленте (при цене газа 5 руб/м^3) составляет 27..33 млн.руб. Необходимы также затраты на саму ЗА и проведение ремонтных работ.

Проведен сводный анализ случаев разогрева элементов обвязок КУ в рамках одной эксплуатирующей организации. Показано, что эффект разогрева

тупиковых полостей в обвязке КУ проявляется в МГ большого диаметра, не зависит от географического местоположения МГ, диаметра МГ, рабочего давления и срока службы МГ, а так же мелких конструктивных отличий в устройстве КУ (незначительных отличий длин участков трубопроводов). Таким образом данный эффект полностью обусловлен лишь физикой процесса и локальной геометрией.

Эффект разогрева тупиковых полостей КУ зафиксирован в различных газотранспортных обществах, а значит, носит массовый характер.

3. Выполнен анализ теплогидравлических и термодинамических процессов, происходящих с газом в обвязке КУ в процессе заполнения участка МГ. Рассмотрены процесс, приводящие к изменению температурного состояния газа, выполнена их классификация.

Проведенные расчеты по каждому из процессов показали, что в типовом случае температура газа в тупиковой области стояка ОИГ может повышаться на 5 °С, и даже без учета эффекта Джоуля – Томпсона повышение температуры не может превышать величины ~ 30 °С. Заметим, что в приведенном анализе выбраны значения давлений, обеспечивающие максимально возможные увеличения температур, в то же время на практике зачастую происходит понижение температуры.

Единственный процесс, способный привести к повышению температуры газа выше указанной величины – эффект Гартмана – Шпренгера. Однако глубокое изучение этого эффекта произведено в случае открытых течений (в незамкнутых областях), и, как правило, случаев, когда тупиковая полость располагается под углом 45° к набегающему потоку. В случае движения в замкнутом контуре трубопровода и тупиковой полости, расположенной под углом 90° к набегающему потоку, проявление данного эффекта не изучено.

4. Проведена работа по сбору известных в различных эксплуатирующих организациях способах предотвращения разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ в процессе заполнения участков МГ. Все способы классифицированы и рассмотрены подробно, указаны достоинства и

недостатки каждого из них. Показано, что требуется доработка, модификация и усовершенствование этих способов.

На основании выводов по главе 1 сформулированы цель и задачи настоящего исследования:

Цель работы – разработка мероприятий по предотвращению возникновения разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ на стадиях проектирования КУ и эксплуатации МГ.

Задачи исследования, которые необходимо решить для достижения цели:

1. Построить трехмерную компьютерную модель динамического движения газа в обвязке КУ, на которой провести ряд вычислительных экспериментов, замещающих дорогостоящие натурные исследования, с целью определения критериев и условий возникновения эффекта Гартмана-Шпренгера. Изучить способы его предотвращения.

2. Обосновать и выбрать объект исследования, разработать методику проведения эксперимента, произвести замеры параметров процесса в экспериментах, проанализировать результаты произведенных экспериментальных исследований, верифицировать результаты компьютерного моделирования.

3. Разработать и внедрить практические рекомендации, позволяющие избегать разогрева во всех элементах КУ в течение всего жизненного цикла объекта – усовершенствовать существующие проектные решения; разработать мероприятия, применимые в той или иной ситуации при эксплуатации КУ, включая разработку алгоритма определения наилучшего решения в конкретном случае.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАГРЕВА ТУПИКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ КРАНОВОГО УЗЛА

2.1. Разработка компьютерной модели и ее обоснование

Выбор среды моделирования

Исследовать механизм протекания процесса разогрева газа в тупиковой полости обвязки КУ на реальном работающем газопроводе представляется невозможным по ряду соображений: «встроить» в работающий газопровод измерительную аппаратуру, по сути, невозможно – нужны проекты, согласования и т.п.; сама по себе весьма велика стоимость оборудования, следящего за движением газа на высоких скоростях. В известных работах, посвящённых исследованию эффекта Гартмана – Шпренгера, как правило, производится построение приближенной аналитической модели движения газа для тех или иных конкретных случаев, и такие модели не применимы для условий движения газа в трубопроводе. По этой причине представляет интерес разработка компьютерной модели движения газа в обвязке КУ.

Описание движения газа в произвольных условиях производится с помощью уравнений Навье – Стокса. Для решения этой системы используются численные методы, реализованные в различных программных продуктах, таких как ANSYS CFX, COMSOL Fluid Flow, StarCD, FlowVision, FASTEST-3D, OpenFOAM и пр. Все перечисленные программные пакеты имеют свои плюсы и минусы. В целом, их можно применить для решения поставленной задачи. В данной работе для решения был выбран пакет ANSYS CFX как наиболее широко известный пакет, хорошо зарекомендовавший себя в области решения различных прикладных задач гидро-, газодинамики.

Принципиально уравнения Навье – Стокса описывают любое течение – ламинарное или турбулентное. Однако при реальном движении газа (или

жидкости) молекулы образуют большое количество вихревых структур совершенно различного масштаба (временного и пространственного) и уравнение, может быть разрешено лишь теоретически – для практического решения (т.н. прямое численное моделирование) необходима разрешающая численная сетка чрезвычайно высокой точность. Это означает, что размерность задачи станет столь большой, что не хватит мощности современных компьютеров для разрешения сформированной задачи. Поэтому в настоящий момент используется ряд методов позволяющих описать эффекты турбулентности в осредненном смысле.

Наибольшее распространение на текущий момент имеют RANS модели (Reynolds Averaged Navier–Stokes – осредненные по Рейнольдсу уравнения Навье – Стокса). В этих моделях используется следующий подход: для всех искомых полей (скорость, давление, температура и пр.) величина представляется в виде двух слагаемых – осредненной и пульсационной величины [2]. Подобное представление позволяет учитывать генерируемые турбулентности малого масштаба (меньше сеточного разрешения) за счет случайных (пульсационных) величин-добавок. То есть уравнения RANS описывают осреднённое по времени течение жидкости, однако в дополнение к исходной системе Навье – Стокса в них появляются новые неизвестные величины. Система уравнений RANS оказывается незамкнутой, в связи с чем для её решения приходится привлекать дополнительную информацию. В расчётах используют статистические данные о пульсационных величинах (модели турбулентности), которые получают путём анализа результатов эксперимента. Следовательно, новые (искусственные) переменные являются свойством течения (а не свойством жидкости), поэтому, если условия рассматриваемой задачи будут существенно отличаться от условий, в которых были получены статистические данные, результаты расчёта могут оказаться качественно неверными. К настоящему времени разработано значительное количество моделей турбулентности различной сложности, позволяющих

оценить (смоделировать) величину турбулентных напряжений в различных условиях – *k*-ε, *k*-ω, SST (shear stress transport), Zero-equation и пр.

Следует заметить, что в последнее время все большую популярность приобретает несколько иной подход – т.н. вихреразрешающие модели LES/DES [75, 79, 85, 88]. Его принцип основывается на применении «фильтра» для турбулентного течения, в масштабе турбулентности менее разрешения конечно-объемной сетки. Эти подходы являются более общими и перспективными, более приближенными к реальным процессам и прообразом прямого численного моделирования (Direct Numerical Simulation). Однако для подобных моделей необходима, как правило, сетка более высокого разрешения, в совокупности с более мелким шагом интегрирования по времени, что приводит к многократному возрастанию времени счета.

Основной задачей настоящего исследования являлось принципиальное выяснение механизма процесса нагрева тупиковой полости, в связи с чем, не требуется точное определение значений всех полей (скорости, давления и пр.). В указанных рамках, вполне достаточно качественного описания процессов RANS методами.

Из анализа различных моделей турбулентности и областей их применения несложно определить, что наиболее подходящими моделями для расчета движения газа внутри трубопровода являются модели на базе модели *k*-ε. В то же время, данная модель в задачах срывных колебаний может оказаться некачественной. Другой вариант – двухпараметрическая модель *k*-ω, которая хорошо предсказывает момент отрыва пограничного слоя. При этом, она является более устойчивой к качеству сетки и менее требовательной к количеству разрешающих элементов по толщине пограничного слоя.

Была выбрана составная модель турбулентности Ментера – модель переноса сдвиговых напряжений (Shear Stress Transport – SST) [8], построенная на базе модели *k*-ω и включающая в себя формулировки уравнений модели *k*-ε, т.е. вбирающая в себя устойчивость счета модели *k*-ω и качество расчета модели *k*-ε.

Математическая постановка задачи

Полная математическая модель, на базе которой производится моделирование движения газа в выбранном программном продукте, выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho uu)}{\partial x}+\frac{\partial(\rho uv)}{\partial y}+\frac{\partial(\rho uw)}{\partial z}=-\frac{\partial p}{\partial x}+2\frac{\partial}{\partial x}(\mu_{эф}\frac{\partial u}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(\mu_{эф}(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x}))+$$
$$+\frac{\partial}{\partial z}(\mu_{эф}(\frac{\partial u}{\partial z}+\frac{\partial w}{\partial x}))-\frac{2}{3}\frac{\partial}{\partial x}(\mu_{эф}div\overline{V}),$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho uv)}{\partial x}+\frac{\partial(\rho vv)}{\partial y}+\frac{\partial(\rho vw)}{\partial z}=-\frac{\partial p}{\partial y}+\frac{\partial}{\partial x}(\mu_{эф}(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x}))+2\frac{\partial}{\partial y}(\mu_{эф}\frac{\partial v}{\partial y})+ \quad (2.1)$$
$$+\frac{\partial}{\partial z}(\mu_{эф}(\frac{\partial v}{\partial z}+\frac{\partial w}{\partial y}))-\frac{2}{3}\frac{\partial}{\partial y}(\mu_{эф}div\overline{V}),$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho uw)}{\partial x}+\frac{\partial(\rho vw)}{\partial y}+\frac{\partial(\rho ww)}{\partial z}=-\frac{\partial p}{\partial z}+\frac{\partial}{\partial x}(\mu_{эф}(\frac{\partial u}{\partial z}+\frac{\partial w}{\partial x}))+\frac{\partial}{\partial y}(\mu_{эф}(\frac{\partial v}{\partial z}+\frac{\partial w}{\partial y}))+$$
$$+2\frac{\partial}{\partial z}(\mu_{эф}\frac{\partial w}{\partial z})-\frac{2}{3}\frac{\partial}{\partial y}(\mu_{эф}div\overline{V});$$

$$\frac{\partial\rho}{\partial t}+div(\rho\overline{V})=0; \quad (2.2)$$

$$\frac{\partial(\rho h)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho hu)}{\partial x}+\frac{\partial(\rho hv)}{\partial y}+\frac{\partial(\rho hw)}{\partial z}=\frac{dp}{dt}+2\mu_{эф}S^2-\frac{2}{3}\mu_{эф}(div\overline{V})^2+$$
$$+div(\frac{\mu_{эф}}{\mathrm{Pr}_{\mathrm{T}}}+\frac{\mu_{лам}}{\mathrm{Pr}}\cdot grad\frac{h}{\mathrm{Pr}_T}). \quad (2.3)$$

В уравнениях количества движения (2.1), неразрывности (2.2) и энергии (2.3): u, v, w – компоненты вектора скорости $\overline{V}=u\bar{i}+v\bar{j}+w\bar{k}$, p – давление, ρ – плотность, $\mu_{эф}=\mu+\mu_{тур}$ – эффективная вязкость, складывающаяся из ламинарной (физической) вязкости μ и турбулентной (вихревой) вязкости $\mu_{тур}$, h – удельная энтальпия $dh=c_p dT$, c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении, T – температура, $\mathrm{Pr}=\frac{\mu c_p}{\lambda}$ – число Прандтля, $\mathrm{Pr}_T=\frac{\mu_{тур}c_p}{\lambda_{тур}}$ – турбулентное число Прандтля, λ – ламинарная (физическая) теплопроводность, $\lambda_{тур}$ – турбулентная теплопроводность, S – инвариант тензора скоростей деформаций:

$$S^2 = (\frac{\partial u}{\partial x})^2 + (\frac{\partial v}{\partial y})^2 + (\frac{\partial w}{\partial z})^2 + (\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y})^2 + (\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z})^2 + (\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y})^2.$$

Для замыкания системы (2.1)-(2.3), как указывалось выше, должна быть привлечена одна из моделей турбулентности, базирующаяся на гипотезе вихревой вязкости.

Составная модель Ментера [82, 83] является комбинацией k-ω и k-ε моделей, причем k-ω (кинетическая энергия турбулентности k, завихренность ω) активизируется вблизи твердых границ потока, а вдали от них активизируется k-ε модель (кинетическая энергия турбулентности k и скорость ее диссипации ε).

Модель Ментера имеет следующие характерные черты:

1. Стандартная k-ω и преобразованная k-ε модель, в которой ε заменяется на ω, накладываются с помощью функции смешения и объединяются в одну. Функция смешения конструируется таким образом, что принимает единичное значение в пристеночной области, в которой активируется стандартная k-ω модель, и равняется нулю вдали от стенки, в которой используется преобразованная k-ε модель.
2. Модель Ментера включает демпфирующий член с перекрестными производными в уравнении для ω.
3. При определении турбулентной вязкости принимается во внимание перенос турбулентных сдвиговых напряжений в рамках подхода Джонса – Кинга.
4. Модельные константы несколько отличаются от аналогичных значений в исходных моделях.

Модель Ментера прошла длительную апробацию, приведем ее изложение:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j}(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j}) + G_k - Y_k;$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \omega) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \omega u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j}(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j}) + G_\omega - Y_\omega + D_\omega;$$

$$\Gamma_k = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}; \quad \Gamma_\omega = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega}; \quad \mu_t = \frac{\rho k}{\omega}\frac{1}{\max(1/\alpha^*, \Omega F_2/(a_1\omega))}; \quad \Omega \equiv \sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}};$$

$$\sigma_k = \frac{1}{F_1/\sigma_{k,1} + (1-F_1)/\sigma_{k,2}}; \quad \sigma_\omega = \frac{1}{F_1/\sigma_{\omega,1} + (1-F_1)/\sigma_{\omega,2}};$$

$$F_1 = \tanh(\Phi_1^4); \quad \Phi_1 = \min\left[\max\left(\frac{\sqrt{k}}{0.09\omega y}, \frac{500\mu}{\rho y^2 \omega}\right), \frac{4\rho k}{\sigma_{\omega,2} D_\omega^+ + y^2}\right];$$

$$D_\omega^+ = \max\left[2\rho\frac{1}{\sigma_{\omega,2}}\frac{1}{\omega}\frac{\partial k}{\partial x_j}\frac{\partial \omega}{\partial x_j}, 10^{-10}\right];$$

$$F_2 = \tanh(\Phi_2^2); \quad \Phi_2 = \max\left[2\frac{\sqrt{k}}{0.09\omega y}, \frac{500\mu}{\rho y^2 \omega}\right]; \quad G_k = \mu_t S^2; \quad G_\omega = \frac{\alpha}{\nu_t} G_k;$$

$$Y_k = \rho\beta^* k\omega; \quad Y_\omega = \rho\beta\omega^2; \quad D_\omega = 2(1-F_1)\rho\sigma_{\omega,2}\frac{1}{\omega}\frac{\partial k}{\partial x_j}\frac{\partial \omega}{\partial x_j};$$

$$\alpha = \frac{\alpha_\infty}{\alpha^*}\left(\frac{\alpha_o + \mathrm{Re}_t/R\omega}{1 + \mathrm{Re}_t/R\omega}\right); \quad \alpha^* = \alpha_\infty^*\left(\frac{\alpha^*{}_o + \mathrm{Re}_t/R_k}{1 + \mathrm{Re}_t/R_k}\right); \quad \mathrm{Re}_t = \rho k/(\mu\omega);$$

$$\alpha_\infty = F_1\alpha_{\infty,1} + (1-F_1)\alpha_{\infty,2}; \quad \alpha_o^* = \frac{\beta_i}{3}; \quad \beta_i = F_1\beta_{i,1} + (1-F_1)\beta_{i,2};$$

$$\alpha_{\infty,1} = \frac{\beta_{i,1}}{\beta_\infty^*} - \frac{\kappa^2}{\sigma_{\omega,1}\sqrt{\beta_\infty^*}}; \quad \alpha_{\infty,2} = \frac{\beta_{i,2}}{\beta_\infty^*} - \frac{\kappa^2}{\sigma_{\omega,2}\sqrt{\beta_\infty^*}};$$

$$R_\omega = 2{,}95; \quad R_k = 6; \quad \sigma_{k,1} = 1{,}176; \quad \sigma_{\omega,1} = 2{,}0; \quad \sigma_{k,2} = 1{,}0; \sigma_{\omega,2} = 1{,}168;$$

$$a_1 = 0{,}31; \quad \beta_{i,1} = 0{,}075; \quad \beta_{i,2} = 0{,}0828; \quad \beta_\infty^* = 0{,}09; \quad \alpha_o = 0{,}111; \quad \alpha_\infty^* = 1.$$

Сравнительно недавно Ментером внесены коррекции в составную часть – модель *k-ω,* сделанные на основе опыта ее эксплуатации. Вместо модуля завихренности Ω в выражении для вихревой вязкости вводится инвариантная величина модуля тензора скоростей деформации $S \equiv |S_{ij}| = \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$.

Окончательно, модель Ментера реализуется в следующем виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho\tilde{u}_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k})\frac{\partial k}{\partial x_j}\right] + \tilde{P}_k + G_b - \beta^*\rho\omega k \qquad (2.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\omega) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho\tilde{u}_j\omega) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega})\frac{\partial \omega}{\partial x_j}\right] + \frac{\alpha}{\nu_t}P_k - \beta^*\rho\omega^2 + (1-F_1)2\rho\sigma_{\omega 2}\frac{1}{\omega}\frac{\partial k}{\partial x_j}\frac{\partial \omega}{\partial x_j} \qquad (2.5)$$

Здесь член генерации энергии турбулентности определен, как $\tilde{P}_k = \min(P_k, 10\beta^*\rho\omega k)$, где P_k определяется выражением:

$$P_k = \left[\mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3}\delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \right].$$

Величина поправки на плавучесть G_b определена выражениями $G_b = \beta g_i \frac{\mu_t}{\mathrm{Pr}_t} \frac{\partial T}{\partial x_i}, \quad \beta = -\frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial \rho}{\partial T}\right)_p$. Функция смешения вычисляется как

$$F_1 = \tanh(\arg_1^4); \quad \arg_1 = \min\left[\max\left(\frac{\sqrt{k}}{\beta^*\omega y}, \frac{500\nu}{y^2\omega}\right), \frac{4\rho\sigma_{\omega 2} k}{CD_{k\omega} y^2} \right],$$

$$CD_{k\omega} = \max\left[2\rho\sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j}, 10^{-10} \right].$$

Турбулентная вязкость вычисляется как $\mu_t = Min\left(\frac{\rho k}{\omega}, \frac{a_1 \rho k}{SF_2}\right)$, где $S = \sqrt{2 s_{ij} s_{ij}}$ – модуль тензора скоростей деформации, константа a_1=0.31, вторая функция смещения $F_2 = \tanh(\arg_2^2); \quad \arg_2 = \max\left[2\frac{\sqrt{k}}{\beta^*\omega y}, \frac{500\nu}{y^2\omega} \right]$. Коэффициенты ϕ модели определяются, как $\phi = F_1\phi_1 + (1 - F_1)\phi_2$, где ϕ_1 и ϕ_2 являются константами k-ω и k-ε моделей соответственно:

$$\sigma_{k1} = 1{,}176, \quad \sigma_{\omega 1} = 2{,}0, \quad \alpha_1 = 0{,}5532, \quad \beta_1 = 0{,}0750,$$
$$\sigma_{k2} = 1{,}0; \quad \sigma_{\omega 2} = 1{,}168, \quad \kappa = 0{,}41, \quad \alpha_2 = 0{,}4403, \quad \beta_2 = 0{,}0828, \quad \beta^* = 0{,}09.$$

Для решений сформулированных уравнений количества движения, неразрывности, энергии должны выставляться граничные и начальные условия, а так же должно быть добавлено уравнение, характеризующее связь давления, температуры и плотности среды (уравнение состояния газа).

Уравнение состояния газа

Для окончательного замыкания сформулированной системы уравнений необходимо выбрать уравнение состояния газа. В качестве газовой среды примем газ – чистый метан, описываемый законом реального газа по уравнению Соав – Редлих – Квонга (Soave – Redlich – Kwong) [67]. Считается,

что данное уравнение наилучшим образом описывает поведение углеводородных газов:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)} \quad (2.6)$$

где p – давление, T – температура газа, v – мольный объем (м^3/моль), параметры $a(T)$, b определяются следующим образом:

$$b = 0{,}08664\frac{RT_c}{p_c}$$

$$a(T) = a_0(1 + n(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}})), a_0 = 0{,}42747\frac{R^2T_c^2}{p_c}$$

$$n = 0{,}480 + 1{,}574\omega - 0{,}176\omega^2,$$

параметр ω – параметр акцентричности, характеризует отклонение молекулы реального газа от сферической формы.

Геометрическая постановка задачи

Схема кранового узла представлена на рисунке 2.1.

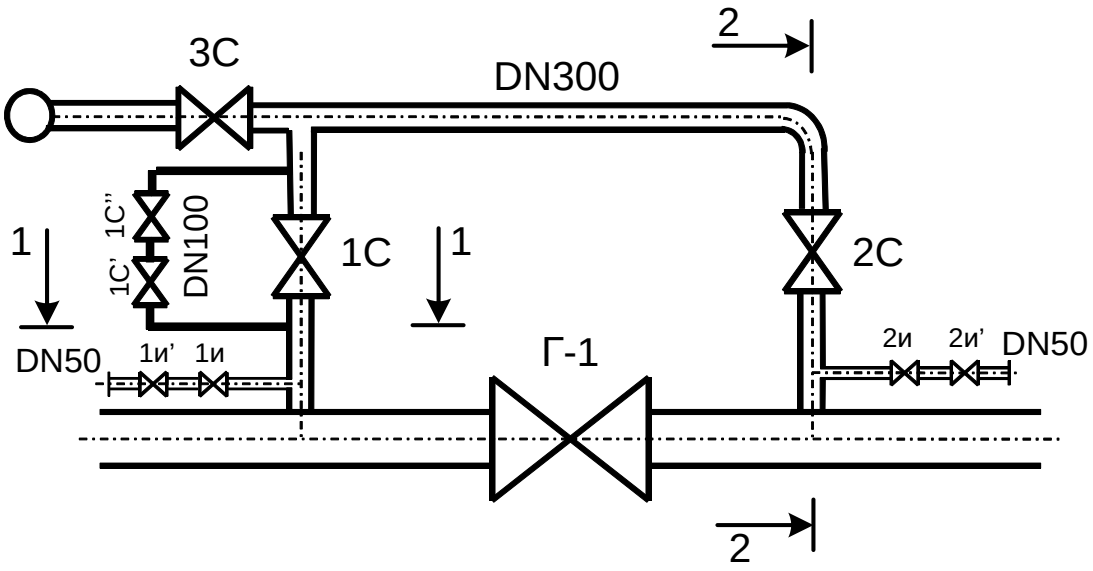


Рисунок 2.1. Схема типового КУ с указанием плоскостей сечений

Сечение 2-2 по байпасной линии вдоль крана 2С, представлено на рисунке 2.2.

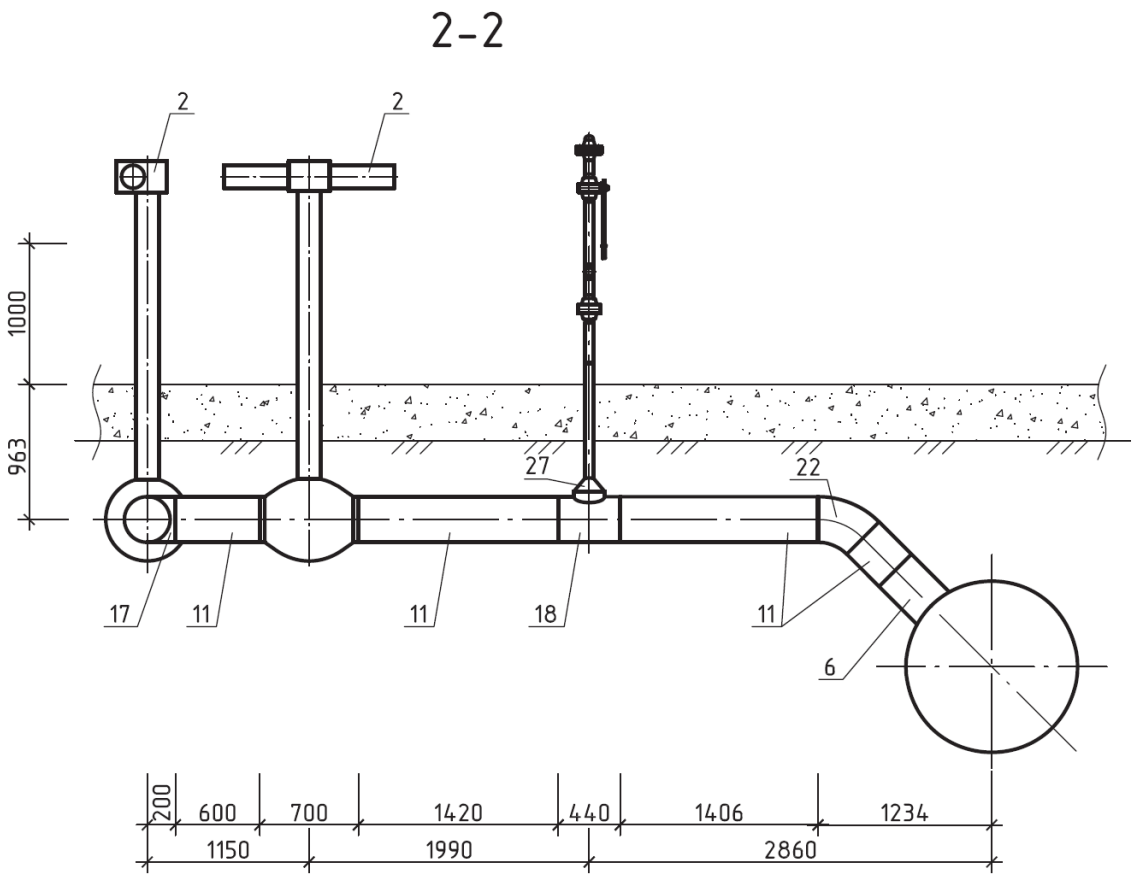


Рисунок 2.2. Сечение 2-2 по байпасной линии вдоль крана 2С

Рассматриваемый нагрев происходит в стояках отбора импульсного газа 57х5. Соединение стояков и байпасной линии (11) 325х14 осуществляется с помощью тройника 18 – 325х16-219х12 и конического перехода 27 – К–219х10-57х4. Отметим, что аналогичная схема соединения используется и для подсоединения байпасной ветки DN100 с установленными кранами 1С’, 1С’’ (конический переход 219х10-108х6).

Нас интересует небольшая часть основной байпасной линии DN300 и тупиковой области стояка ОИГ DN50. Вязкость природного газа мала, а скорость течения газа велика, т.е. движение газа находится в области очень высоких значений чисел *Re*. Следовательно, небольшие уступы, присутствующие на внутренней поверхности трубы будут обтекаться газом с резким отрывным течением [32], подробное моделирование таких уступов не целесообразно. Поэтому будем полагать внутреннюю поверхность трубы ровной, без уступов. Также для простоты все диаметры округлим до их

номинального значения. Окончательно геометрия моделируемой области движения газа представлена на рисунке 2.3.

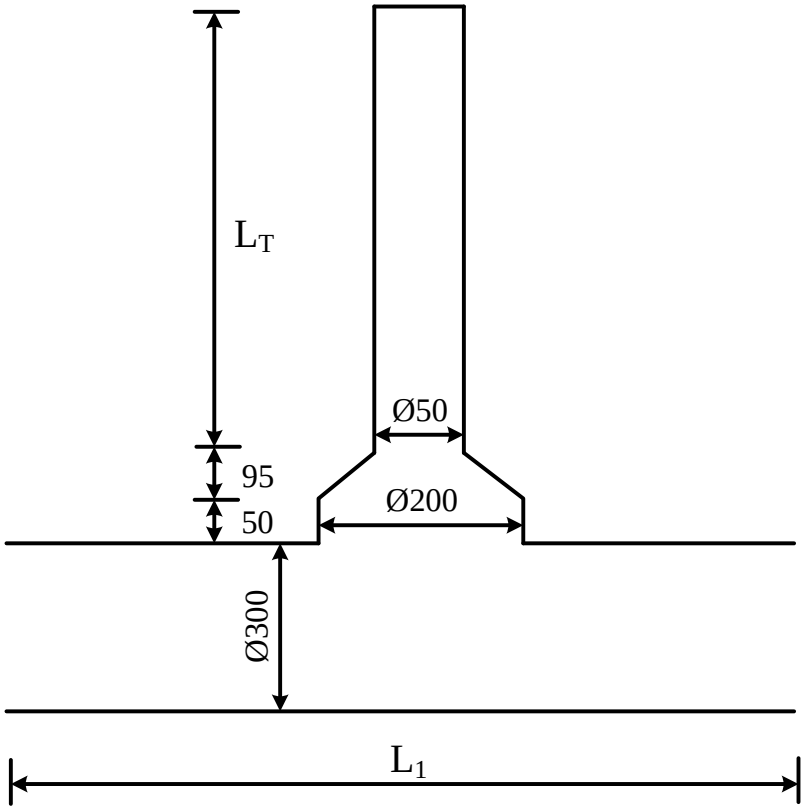


Рисунок 2.3. Модель соединения стояка ОИГ и основной линии байпаса

Поскольку разогрев наблюдается на различных газопроводах, с различным давлением и составом транспортируемого газа, то примем некоторую универсальную модель без учета различных мелких ответвлений (к шкафу КИПиА, манометрам и пр.), отклонений от вертикального положения, изгибов и пр. Модель будет состоять из вертикального участка газопроводной трубы (без учета силы гравитации), заглушенного с одной стороны и соединенного с байпасной линией через указанную выше схему (тройник 300х200 и конический переход 200х50). В байпасной линии примем движение газа «на проход» мимо заглушенного стояка ОИГ.

Учитывая, что модель имеет плоскость полной симметрии, будем моделировать лишь половину расчетной области (часть, отсеченную вертикальной плоскостью).

Следует так же понимать, что к рассматриваемому тройнику необходимо добавить некоторый участок до него и после него с целью исключения возможного влияния граничного эффекта. Построенная 3D модель представлена на рисунке 2.4.

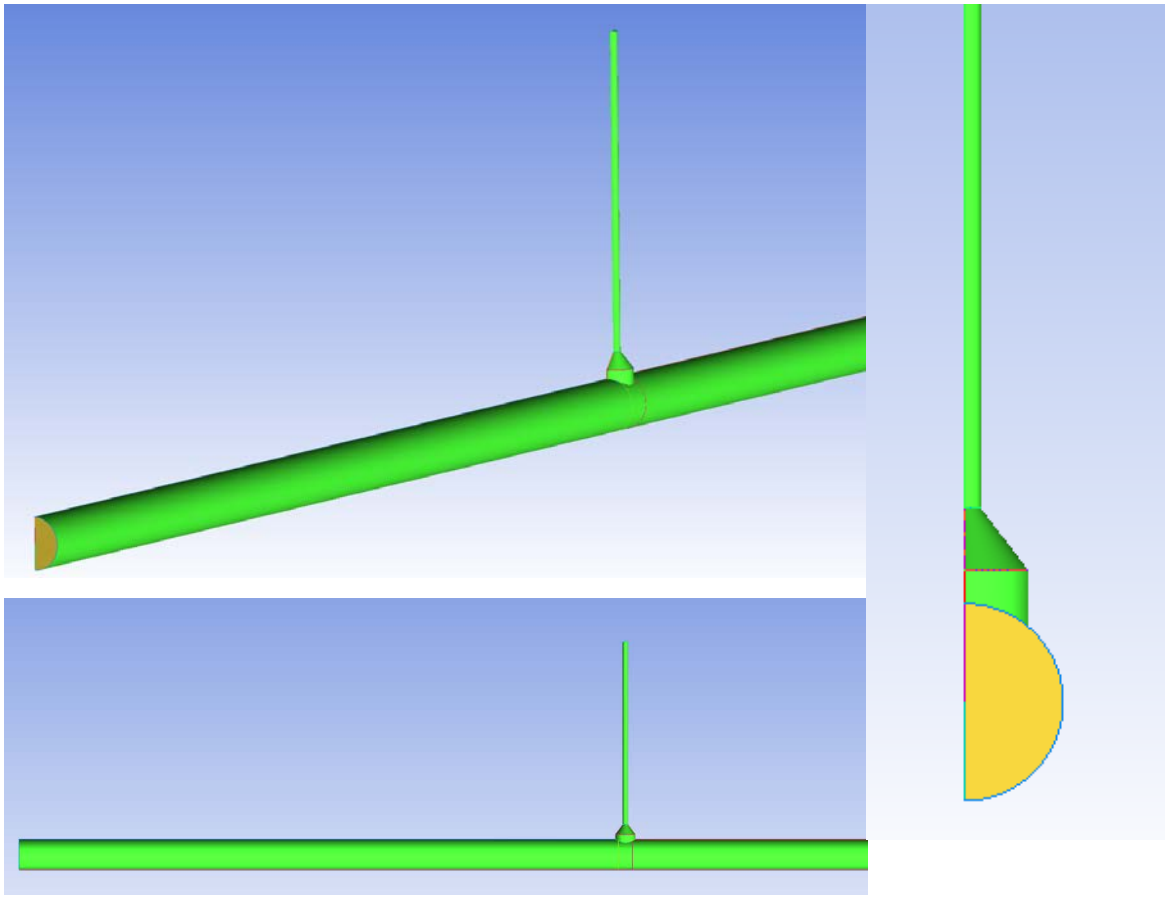


Рисунок 2.4. Геометрическая 3D модель рассматриваемой области

Конечно-объемная сетка (сеточная модель, определяющая схему интегрирования уравнений «по пространству»)

Для создания конечно-объемной сетки воспользуемся генератором сеток ANSYS ICEM. Зачастую сечения типа круга (или топологически близкие к нему) разбиваются с применением т.н. «O-Grid технологии» генерации сетки. Данная технология поясняется рисунком 2.5. Схема разбиения в радиальном направлении на топологические четырехугольники области 1 (выделена синим) представлена слева.

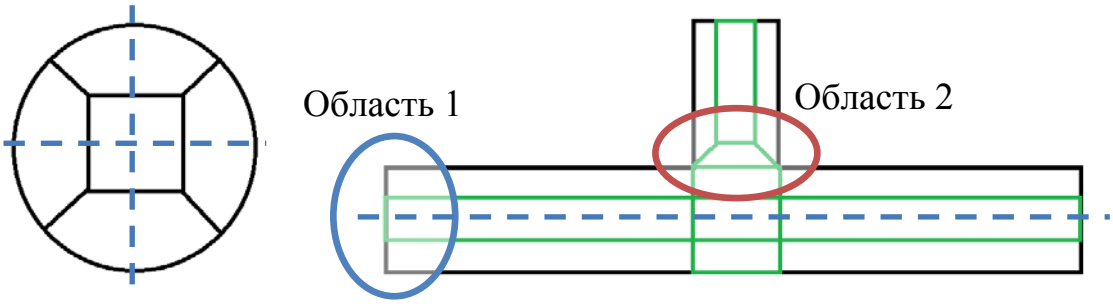


Рисунок 2.5. Схема разбиения моделируемой области на топологические четырехугольники

Самую большую трудность в построении сетки вызывает область тройника – область 2 на рисунке 2.5. Можно было бы построить в этой области тетраэдральную сетку. Однако утверждается, что тетраэдральная сетка обладает более плохими качествами по сходимости и по времени счета [67]. Построив дополнительное разбиение (т.н. O-Grid) в направлении тупиковой области, как это показано на рисунке 2.5, получаем полностью четырехугольную призматическую топологию.

Опыт построения прямоугольных сеток для круглого сечения показывает, что при создании O-Grid разбиения в середине граней прямоугольника (по пунктирным линиям) происходит сильное искажение элементов. Рекомендуется производить дополнительное разбиение по этим пунктирным линиям. Вид фрагмента сетки (в радиальном направлении) на выбранной топологии, с учетом всех приведенных выше замечаний, представлен на рисунке 2.6.

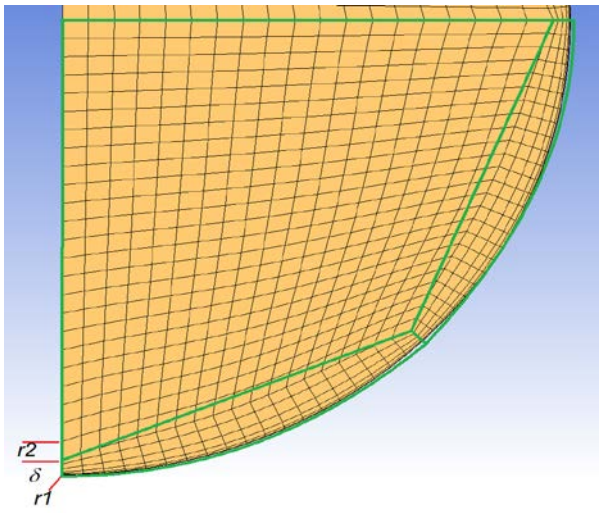


Рисунок 2.6. Схема разбиения моделируемой области на топологические четырехугольники

Перед проведением расчетов необходимо сгенерировать достаточную сетку – требуется определить размер первого элемента (около твердой поверхности – r1), а также размер грани внешнего параллелепипеда (δ) и размер элементов внутреннего параллелепипеда (r2). Для выбора размеров сетки обычно пользуются параметром y+ – это параметр, определяющий факт попадания первого узла сетки в область ламинарного подслоя. Согласно документации **[**67**],** при использовании URANS моделей необходимо стремиться к тому, чтобы в расчетной области параметр y+ принимал значение в интервале ~1-10. Однако, в определенных задачах допустимо более высокое значение, вплоть до 1000-5000. С использованием параметра y+ размер первого элемента сетки оценивается следующим образом:

$$r1 = Ly^{+}\sqrt{74}Re^{-13/14}, \quad (2.7)$$

где L – характерный размер модели, Re – число Рейнольдса.

Толщина пограничного слоя оценивается по формуле:

$$\delta = 0{,}035LRe^{-1/7}. \quad (2.8)$$

При построении сетки необходимо, чтобы в эту толщину попало порядка 10-15 узлов.

Для движения газа в трубах [32]

$$Re = Vd/\nu_0, \quad (2.9)$$

где ν_0 – ламинарная кинематическая вязкость, V – скорость движения основного потока, d – диаметр основной линии трубопровода (для метана можно принять ν_0=1,2e-5 м^2/с, тогда Re=7,5e6 и δ=0,011 мм).

Таким образом, процесс генерации сетки выглядит следующим образом:

1. Определяем величину Re (2.9).

2. Определяем размер $r1$ по формуле (2.7).

2. Определяем размер пограничного слоя δ (2.2).

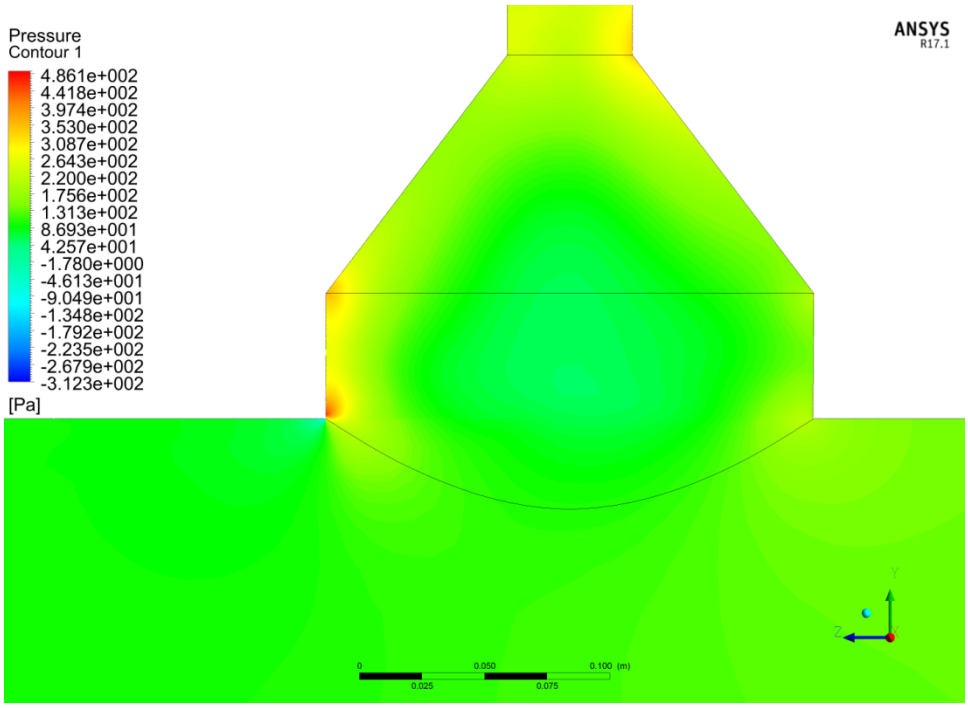
3. Устанавливаем с коэффициентом 1,2-1,5 увеличение размера для 10 элементов на граничном блоке (по ребру δ).

4. На центральном блоке размер *r*2 определяется по отношению к размеру элементов в соседнем блоке (пограничный к внешней трубе), так, чтобы соседние элементы не отличались по размеру более чем в 1,2-1,5 раза.

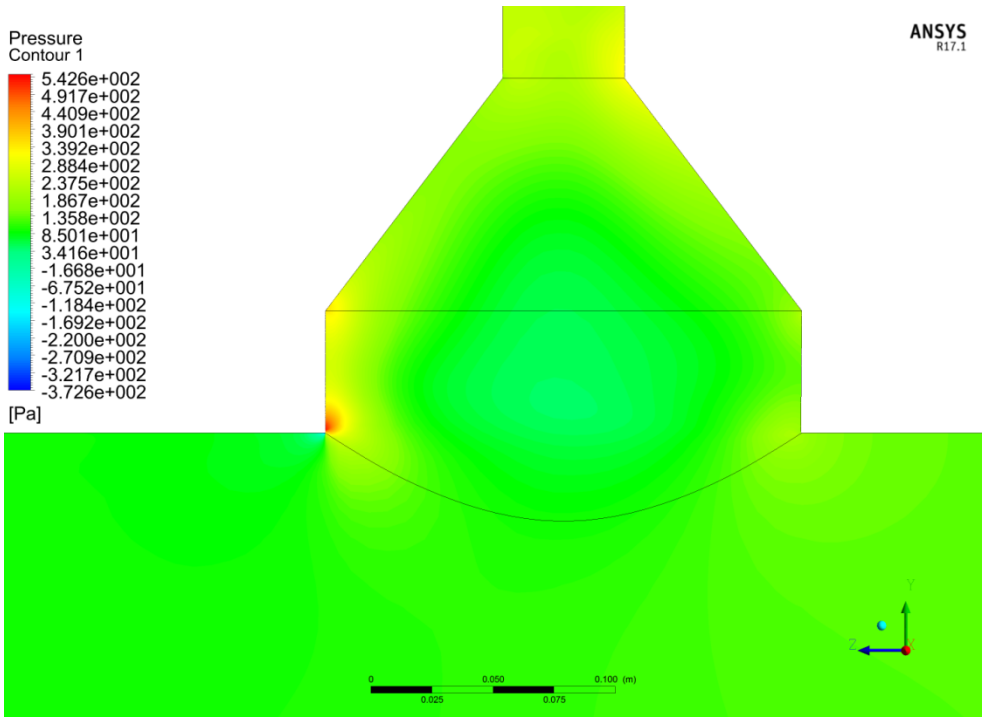
5. Количество элементов по внутреннему блоку необходимо определять по качеству описания полей величин V, gradP и пр. Достаточно выставить такое количество узлов, чтобы нарастание размеров элементов к центру внутреннего блока происходило не более чем в 1,2-1,5 раза от одного элемента к другому.

Итоговый размер сетки составляет почти 700 тысяч узлов, что весьма неплохо, поскольку при большей размерности время счета будет почти линейно возрастать.

Для финальной проверки качества сетки, построим сетку со сгущением в 1,5 раза. Размерность сетки составит 5,5 млн узлов. Поле давлений в области тройника, посчитанное на полученных сетках для стационарного течения газа при скорости потокаV=300 м/с, представлено на рисунке 2.7 а и б.



а)



б)

Рисунок 2.7. Поле давлений в области тройникового соединения в зависимости от варианта сетки. а – принятая к расчетам сетка; б – сетка со сгущением в 1,5 раза.

Видно, что качественных отличий почти нет. В количественной оценке отличие составляет порядка 10-15 %. Для нашей задачи этого вполне достаточно.

Граничные условия

Согласно документации [67], при выборе граничных условий рекомендуется устанавливать следующий набор:

- на входе – задается скорость и температура газа;
- на выходе – определяется уровень давления (избыточное давление). При этом удобнее всего в задачах течения газа по трубе задавать величину избыточного среднего давления (осредненного по площади выходного сечения) равную нулю, а в результате решения задачи обратным счетом будет определена величина избыточного давления, соответствующая расходу, проходящему через заданную область.

Начальные условия

Для решения нестационарных задач необходимо так же определять начальные условия. В нашей задаче можно было бы задаться нулевыми начальными условиями, однако приходилось бы ждать длительное время для решения задачи, в течение которого газ пройдет всю расчетную область и произойдет стабилизация режима. Поэтому рекомендуется первоначально находить стационарное решение в рамках поставленной задачи, а в дальнейшем проводить интегрирование в нестационарной постановке. Следует понимать, что принципиально мы ищем решение для колебательного процесса. Это означает, что получить «стабилизированное» стационарное решение высокой степени точности зачастую проблематично. В данном исследовании в некоторых расчетных вариантах бралось решение низкой степени точности, и на основании его строился нестационарный расчет. Это привело к некоторым качественным отличиям графиков пульсаций давления и температуры в разных вариантах между собой, особенно в начальный момент времени (на временных диаграммах область по времени в диапазоне от 0 с до 0,5-1 с), однако, на общую сравнительную картину данное отличие не оказывает влияния.

2.2. Механизм нагрева газа в тупиковой полости трубопроводной системы

Проявление аномального эффекта нагрева газа в тупиковой полости было получено на построенной модели при следующих условиях (вариант 1):

- скорость газа на входе V=300 м/с;
- давление среды P_0=0,3 МПа;
- стояк ОИГ DN50 присоединен к байпасной линии DN300 с помощью конического перехода 200Х300.

В рамках этого варианта задачи приведем основные характеристики механизма разогрева газа, свойственные всем вариантам, в которых таковой разогрев присутствует.

На рисунке 2.8 приводится схема расположения контрольных точек, в которых отслеживались значения давлений и температур в расчетном интервале времени. Соответствующие графики для варианта 1 приводятся на рисунках 2.9-2.13.

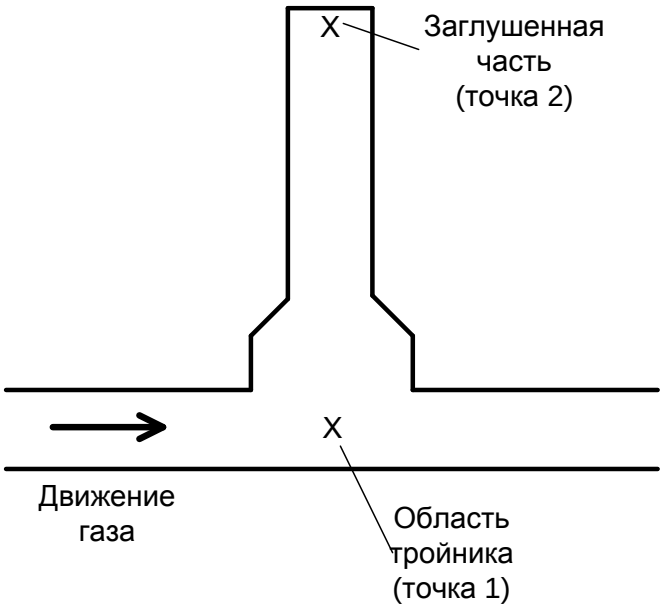


Рисунок 2.8. Схема расположения контрольных точек, в которых отслеживаются изменения различных параметров газа

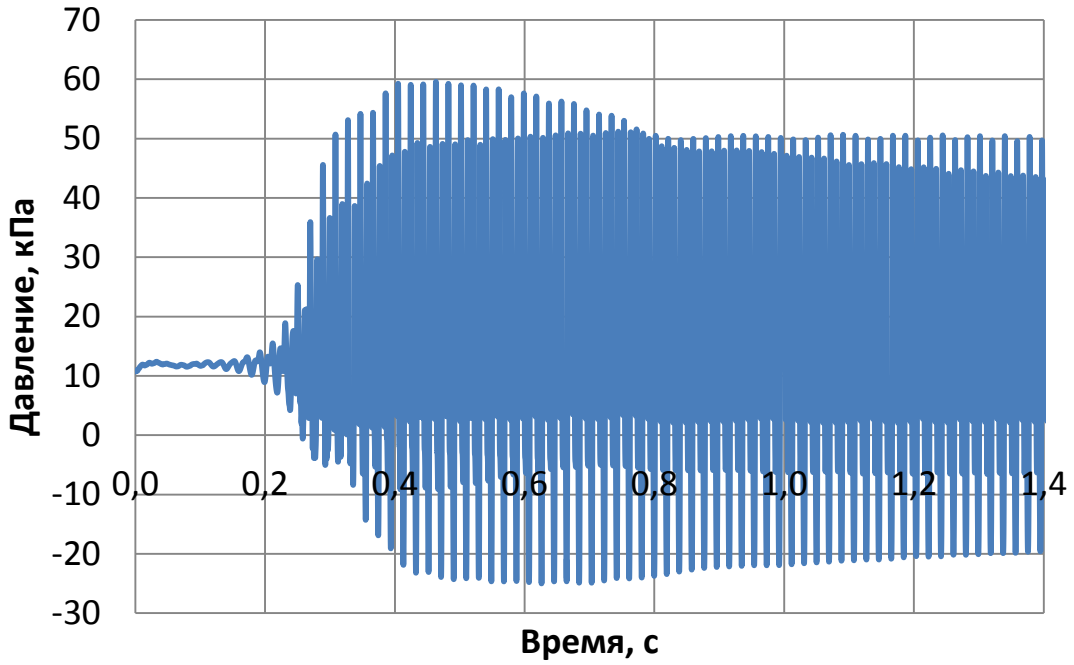


Рисунок 2.9. Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,4 с. Расчет по варианту 1

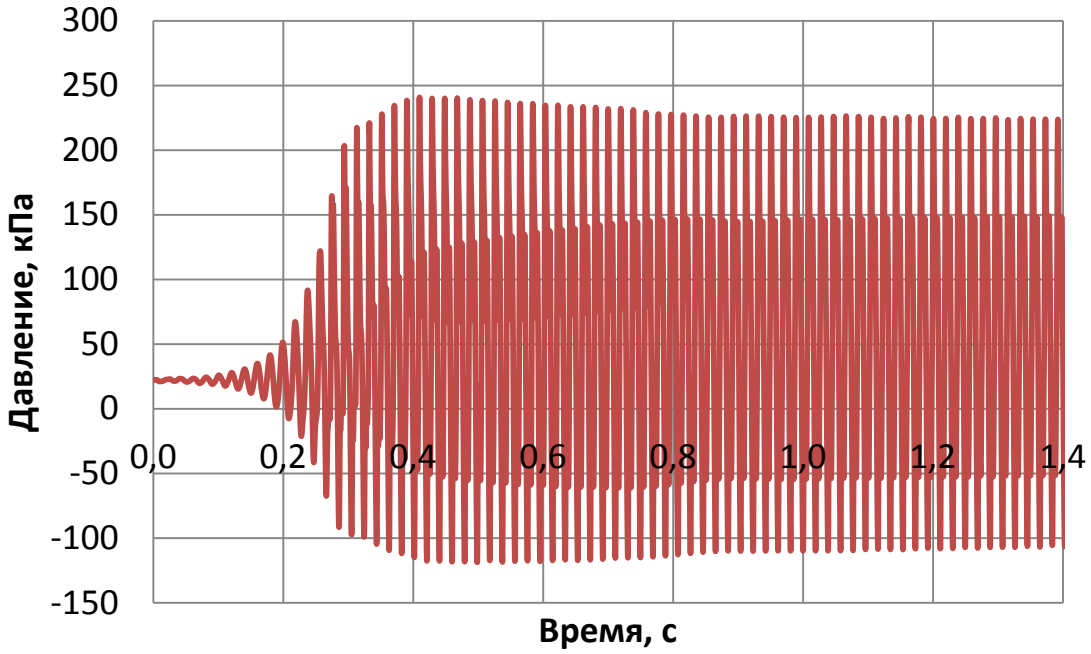


Рисунок 2.10. Изменение пульсации давления в области заглушенного дна (точка 2) на интервале времени t=0..1,4 с. Расчет по варианту 1

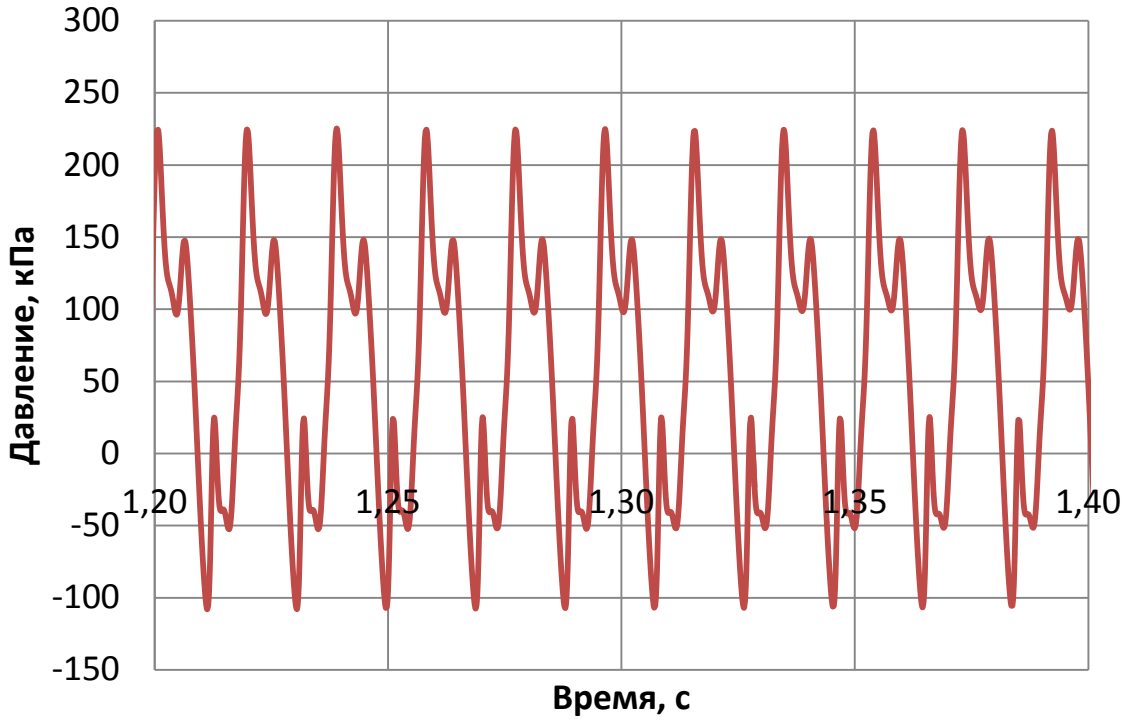


Рисунок 2.11. Изменение пульсации давления в области заглушенного дна (точка 2) на интервале времени t=1,2..1,4 с. Расчет по варианту 1

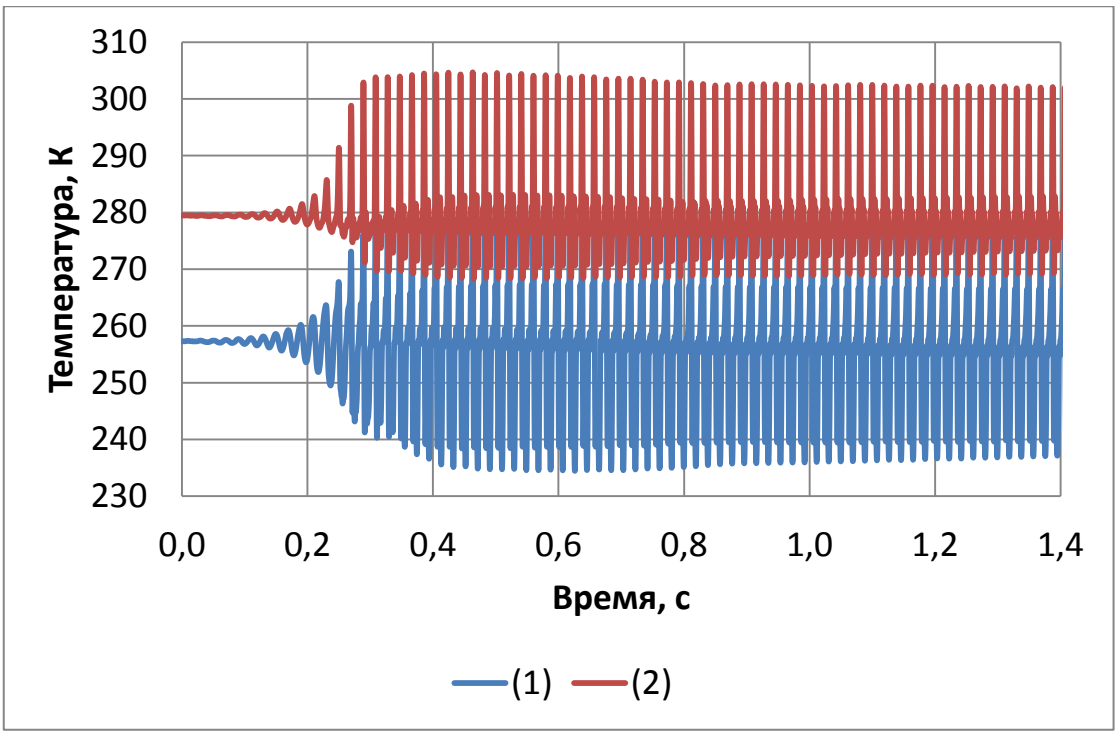


Рисунок 2.12. Изменение температуры в центре тройника подключения (точка 1) на интервале времени t=0..1,4 с: (1) – абсолютная температура, (2) – полная температура. Расчет по варианту 1

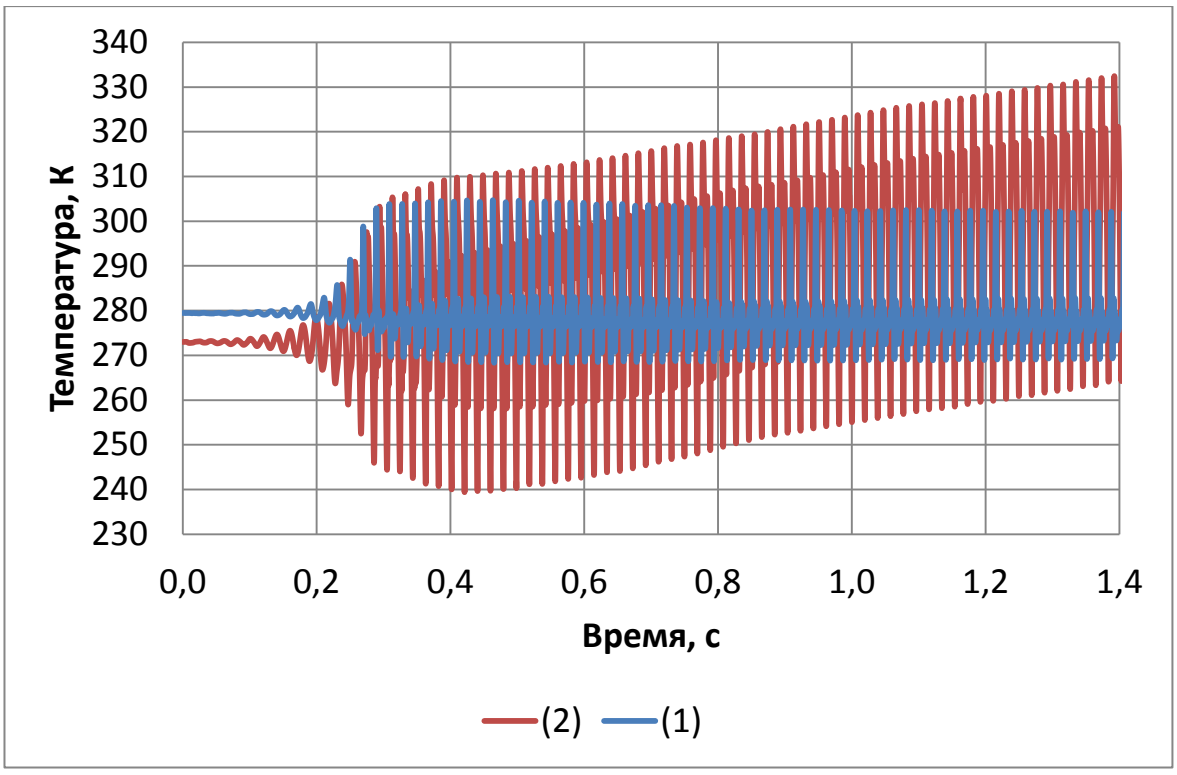


Рисунок 2.13. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,4 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Расчет по варианту 1

Рисунки 2.9-2.11 показывают, что в области присоединения тупиковой полости к основной линии байпаса формируется устойчивый цикл волн сжатия – разрежения и возникает колебательный процесс. Волна сжатия увеличивает температуру, волна разрежения уменьшает; по прошествии одного цикла сжатия – разрежения температура газа, находящегося в тупиковой полости, увеличивается вследствие необратимости процесса (нарастания энтропии, вызванного внутренним трением). Качественный вид пульсации давления, полученный на компьютерной модели, хорошо согласуется с видом известных экспериментальных кривых, примеры которых приводились в главе 1.4 – рисунки 1.12, 1.3. Также можно отметить, что амплитуда пульсации давления у заглушенного дна (точка 2) AP_2=165,5 кПа, превосходит амплитуду пульсации в тройнике соединения (точка 1) AP_1=35 кПа. Данный факт также согласуется с известными экспериментальными работами [31, 66].

Колебательный характер температур отражен на рисунках 2.12, 2.13. На рисунке 2.12 приводятся две величины температуры в центре тройника присоединения тупиковой полости к байпасной линии (точка 1) – статическая температура и полная температура (температура торможения). Примечательно, что разница между указанными температурами составляет величину $V^2/2c_p$ $\approx 300^2/2*2300 \approx 20$ ^{0}C. Это полностью совпадает с определением температуры торможения, приведенной в главе 1 формуле (1.9).

Заметим, что в данном случае удобнее оценивать температуру торможения согласно [26] по формуле:

$$T_т = T\left(1 + \frac{k-1}{2}M^2\right), \qquad (2.10)$$

где T – температура на входе, k – показатель адиабаты, М – число Маха. При давлении 0,3 МПа с≈410 м/с, и при заданной скорости V=300 м/с и исходной температуре входящего потока -15 ^{0}C (258 К) температура торможения составит $T_т$≈280 К (7 ^{0}C), т.е. будет больше на 22 ^{0}C. Посчитанная величина $T_т$=280 К совпадает с величиной, отраженной на рисунке 2.12.

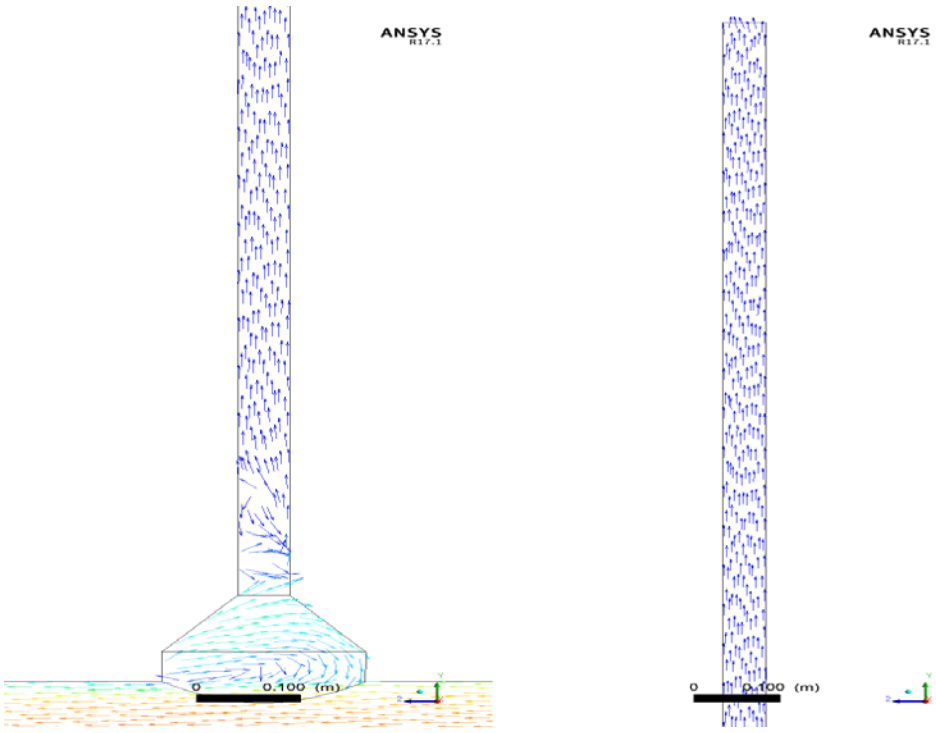
По графикам пульсации давления или температуры можно определить, что в данном варианте 1 период колебаний dt=0,0192 с, и ему соответствует частота процесса f=52 Гц. Эта частота близка к собственной частоте колебаний газа в заглушенном стояке ОИГ, характерной для колебательного процесса Гартмана – Шпренгера, определяемой по формуле:

$$f_{\text{с}} = \frac{c}{4L_{\text{т}}}.$$

Для тупиковой полости длиной $L_{\text{т}}$=2м, (давление 3 ата) $f_{\text{с}}$=51,2 Гц.

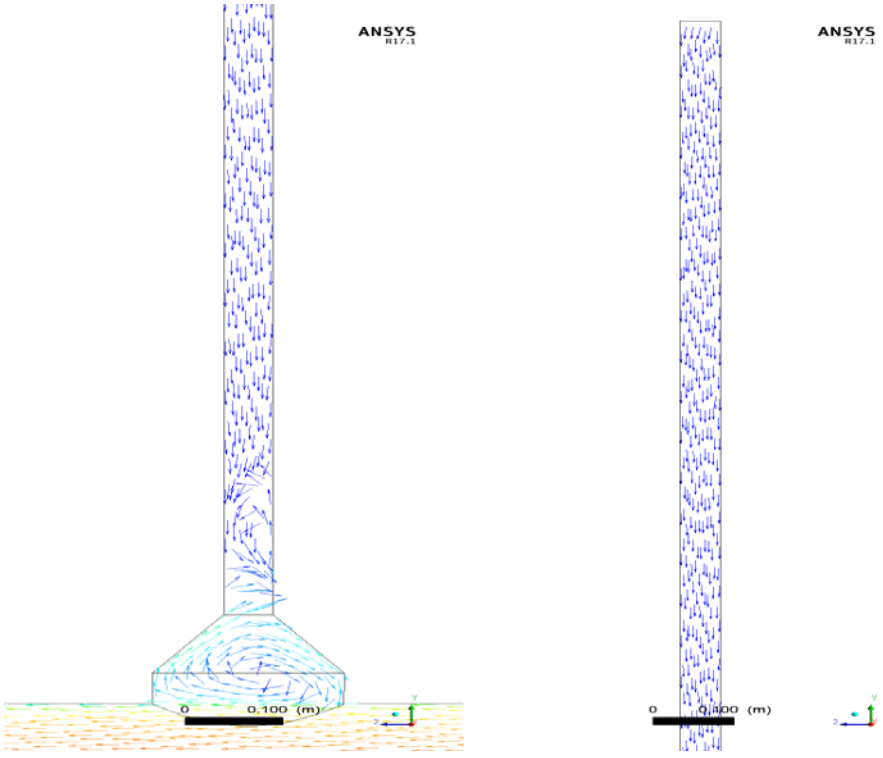
Суть эффекта Гартмана – Шпренгера состоит именно в том, что в тупиковой полости происходит нарастание температуры с течением времени и температура в полости превышает температуру торможения газа. Рисунок 2.13 показывает, как нарастающая температура газа в тупиковой полости с течением времени начинает превосходить температуру торможения основного потока.

Для визуализации волн сжатия-разряжения, на рисунках 2.14, 2.15 в моменты времени t_1=1,02 с и t_2=1,029 с соответственно, показано векторное поле скоростей. Так, на рисунке 2.14 хорошо видно общее движение газа в сторону заглушенной части – волна сжатия, а на рисунке 2.15 – общее движение газа из полости, что соответствует волне разрежения.



А) **Б)**

Рисунок 2.14. Векторное поле скорости в момент времени t_1=1,02 с. А – область тройникового соединения, Б – область у заглушенного дна.



А) **Б)**

Рисунок 2.15. Векторное поле скорости в момент времени t_2=1,029 с. А – область тройникового соединения, Б – область у заглушенного дна.

Волны сжатия-разрежения возникают в результате срыва вихря, расположенного в зоне присоединения тупиковой полости к линии основного байпаса. Подробное описание данного процесса приводится в [42, 48].

Последовательная визуализация поля скоростей (анимация) выявила, что вихрь, образуемый от трения между слоями газа, находящимися в заглушенной области, и слоями потока, движущегося по основной нитке, находится в крайне неустойчивом положении. После срыва указанного вихря в основной поток образуется волна разрежения в сторону заглушенной области стояка, часть газа выходит в основной поток. В момент, когда энергии исходящего газа из тупиковой области не достаточно для уравновешивания потока основного газа, возникает движение газа в направлении заглушенной части, что вызывает волну сжатия газа. Далее эта волна отражается от заглушенной стенки тупиковой полости и, возвращаясь в область тройникового соединения тупиковой полости и байпасной линии, вызывает срыв вихря (уже вновь образованного в исходной области соединения тройника и перехода) в основной поток. Далее происходит повторение рассмотренного циклического процесса.

Необходимо понимать следующее – вычислительные схемы, применяемые для решения уравнений движения газа/жидкости, изначально имеют диссипативный характер, т.е. часть энергии, которая должна была пойти на увеличение температуры, «съедается» разностной схемой. По этой причине, результаты численного моделирования, полученные в работе, хотя и близки к реальным данным, тем не менее носят качественный характер.

Следует оговориться, что для моделирования процесса с учетом теплофизических свойств металла трубы и предсказания максимальной температуры необходимо задаться физической моделью материала стенки газопровода, учесть передачу энергии от нее в окружающую атмосферу и т.п. Подобную задачу можно смоделировать, однако, с одной стороны, это не является целью данной части работы, с другой стороны – интегрирование указанной модели будет происходить очень длительное реальное время. Так, в

проведенных вычислительных экспериментах расчет физического процесса, длящегося ~1–2 секунды, происходит порядка 4–8 часов реального времени. В связи с чем, определить максимальную температуру разогрева газа в тупиковой области (с учетом теплофизических свойств стенки трубы, обеспечивающей некоторую теплоотдачу наружному воздуху) возможно, по сути, лишь теоретически – на реальный расчет уйдет несколько десятков дней только для одного расчетного варианта. Помимо этого учет дополнительных теплофизических процессов потребует отдельной верификации, настройки и определении и уточнении ряда неизвестных параметров (коэффициент теплопередачи газ-труба, труба-воздух, теплопроводность металла и пр.). По этим причинам, далее мы не будем рассматривать явление нагрева в течение длительного времени и во всех вычислительных экспериментах будем ограничиваться временем прохождения процесса, достаточным лишь для стабилизации пульсационного процесса. Как правило, это происходит за 1 – 3 секунды расчетного времени, в связи с тем, что частота процесса сравнительно высока.

2.3. Вычислительные эксперименты. Определение факторов, влияющих на возникновение эффекта аномального нагрева

2.3.1. Физические факторы, характеризующие поток газа

Вариант 2. При уменьшении скорости потока газа на входе (V=50 м/с), разогрев газа в тупиковой полости не происходит. Характер пульсации температуры приводится на рисунке 2.16. Интересно отметить, что, несмотря на пульсационный характер движения газа, разогрева выше температуры торможения нет. Связано это с тем, что энергии набегающего потока недостаточно, чтобы увеличить тепловую энергию столба газа в тупиковой

полости. Более подробно причины и механизм данного процесса исследованы в других работах, например [31, 66], как уже указывалось ранее.

Пульсации давления в центре тройника соединения и в области заглушенного дна справочно приводятся в Приложении А.

Период колебаний составляет в данном варианте dt=0,0183 с, ему соответствует частота процесса *f*=55 Гц. Как и прежде, величина весьма близка к частоте собственных колебаний столба газа в тупиковой полости.

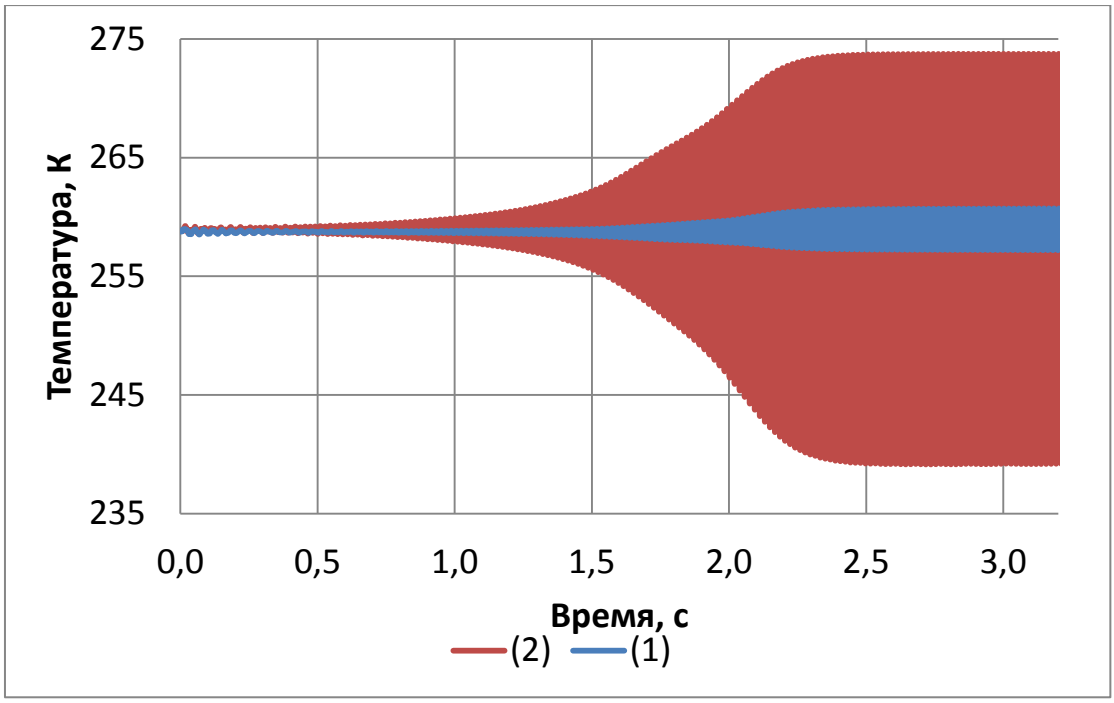


Рисунок 2.16. Изменение температуры на интервале времени t=0..3,2 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 2

Вариант 3. Давление среды P_0=3,0 МПа, скорость движения газа V=300 м/с.

Вариант 4. Давление среды P_0=3,0 МПа, скорость движения газа V=50 м/с.

Результаты расчета по вариантам 3, 4 показывают, что изменение давления среды не изменяет качественного результата – разогрев присутствует лишь при высокой скорости движения основного потока, при низкой – разогрева нет. На рисунках 2.17, 2.18 приводятся графики температур для вариантов 3, 4 соответственно. Видно, что температура в области заглушенного дна начинает расти лишь в варианте 3, в варианте 4 пульсационный процесс не вызывает роста температуры.

Аналогичные вариантам 1, 2 графики пульсации давления приводятся в Приложении А.

Период колебаний в варианте 3 dt=0,0194 с, частота процесса *f*=52 Гц. Период колебаний в варианте 4 dt=0,0182 с; частота пульсаций *f*=55 Гц. Можно заметить, что периоды колебаний полностью совпадают с соответствующими периодами в вариантах 1, 2, при этом сохраняется небольшая зависимость периода колебаний от скорости основного потока газа.

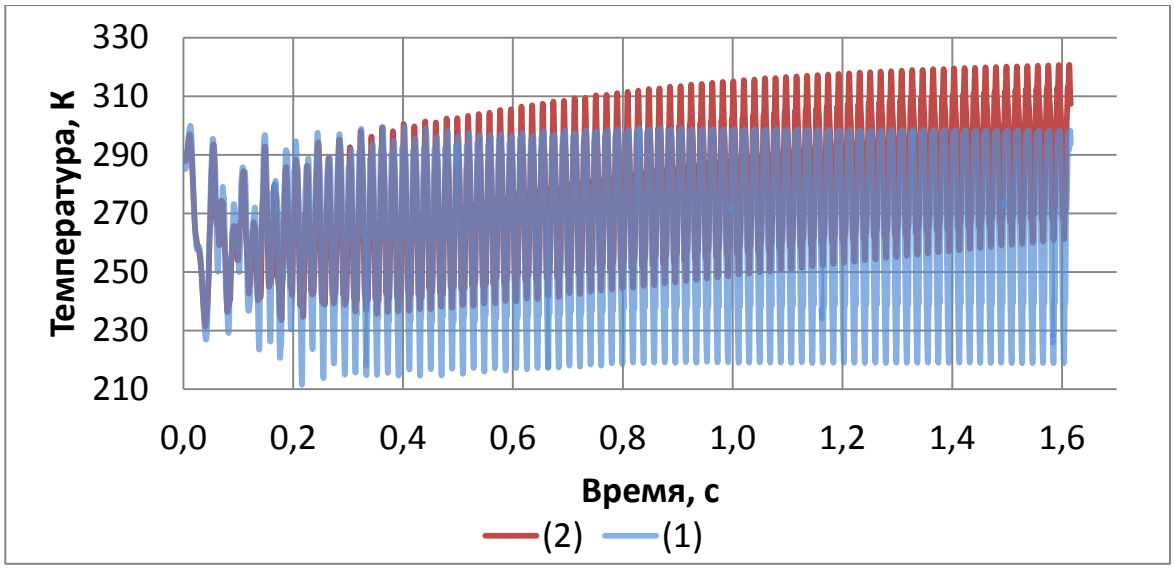


Рисунок 2.17. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,6 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 3

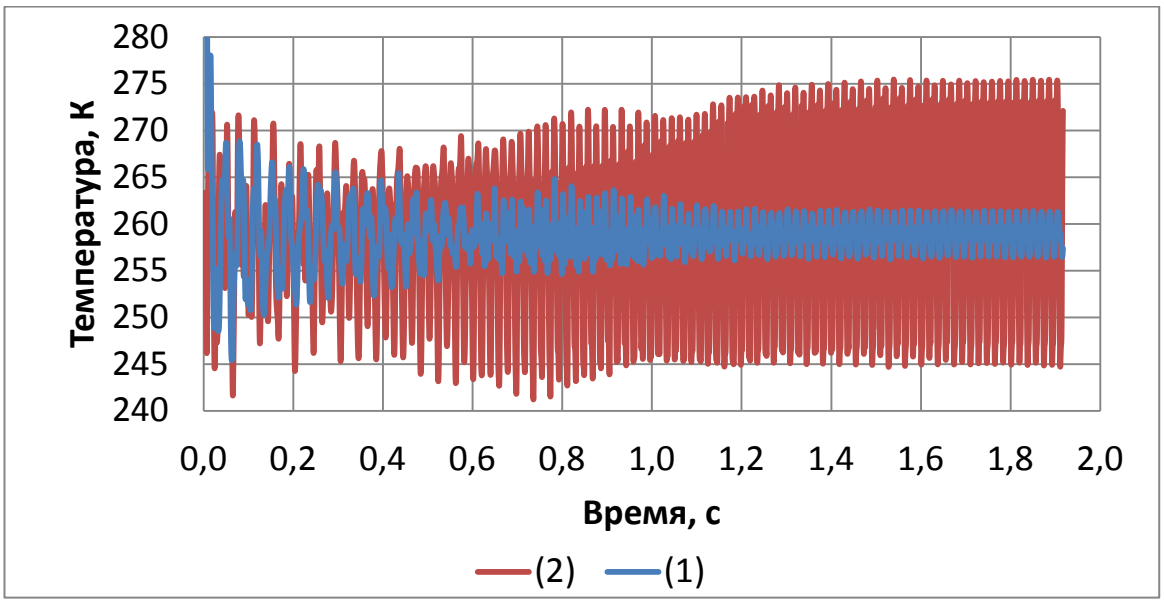


Рисунок 2.18. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 4

2.3.2. Геометрические факторы, характеризующие область движения газа

По предварительной информации, полученной от сотрудников эксплуатирующих организаций, стало известно, что эффект нагрева не проявляется в стояках ОИГ, в случае, если таковые присоединены к байпасной линии по способу «прямой врезки». В этом случае моделируемая геометрия выглядит в соответствии с рисунком 2.19.

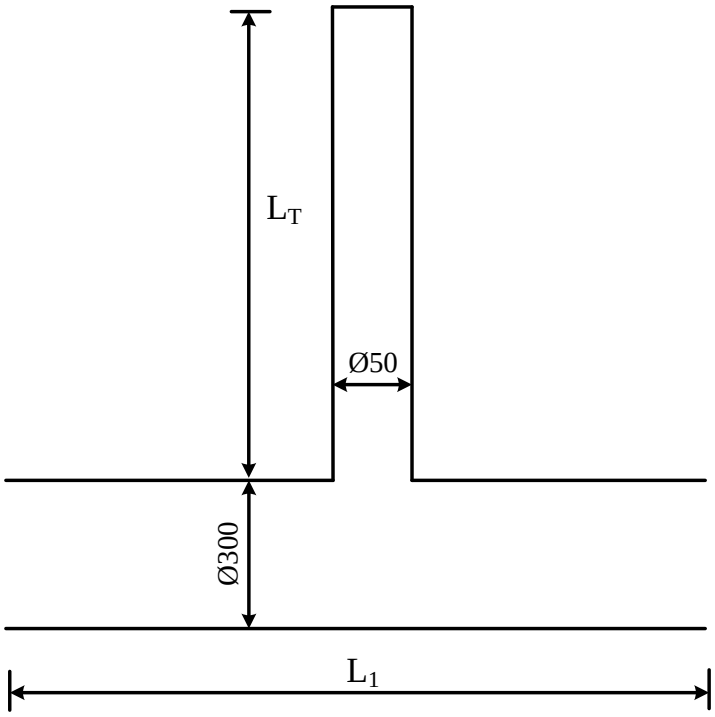


Рисунок 2.19. Моделируемая геометрия стояка ОИГ и основной линии байпаса для соединения типа «прямая врезка»

Вариант 5. Давление среды P_0=0,3 МПа, скорость движения газа V=300 м/с, геометрия – «прямая врезка».

Вариант 6. Давление среды P_0=0,3 МПа, скорость движения газа V=50 м/с, геометрия – «прямая врезка».

Расчет показывает, что в этом случае для любой величины скорости разогрева не происходит. Это подтверждается графиками температур, приведенными на рисунках 2.20, 2.21. В данных вариантах пульсационный характер движения газа отсутствует (присутствует начальная область

пульсаций, вызванная расчетной схемой – переходом от стационарного начального значения к динамическому расчету, но эта пульсация носит затухающий характер):

- в варианте 5 пульсация по давлению стабилизируется на незначительной величине ~0,5кПа;
- в варианте 6 пульсация затухает с течением времени почти до нулевого уровня.

Соответствующие графики приводятся в Приложении А.

Так же, визуализируя линии тока в моделируемой области, можно заметить, что присоединенный вихрь, расположенный в области соединения тупиковой полости и основной линии, носит устойчивый характер и не срывается в основной поток (рисунок 2.22).

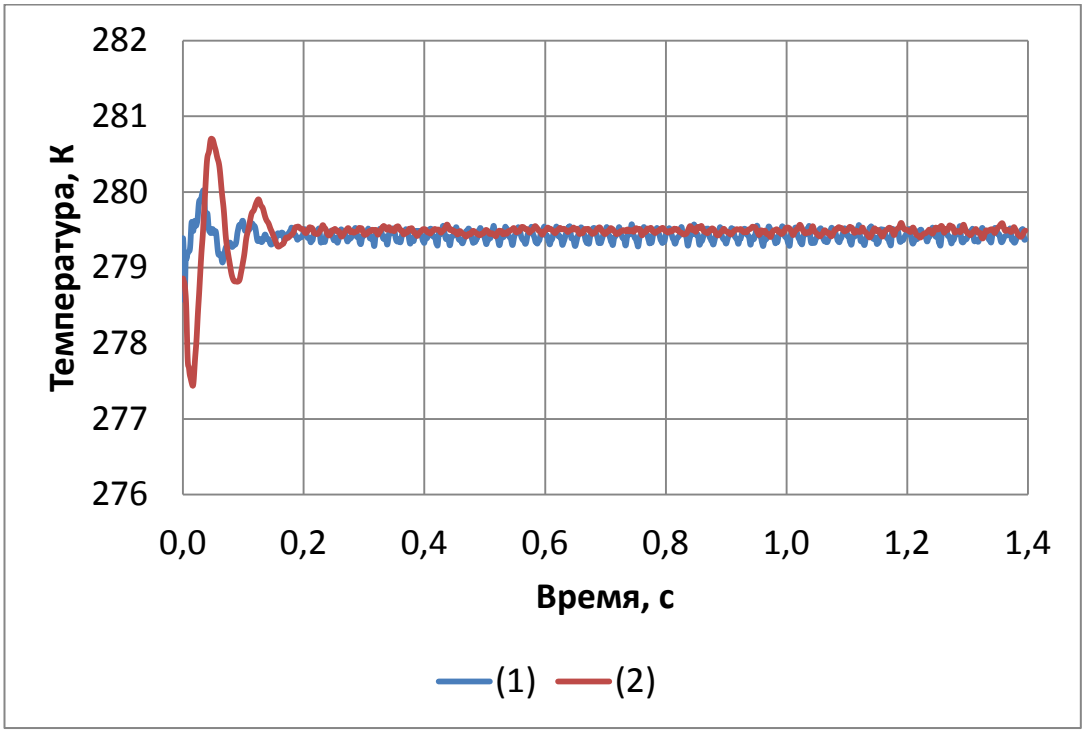


Рисунок 2.20. Изменение температуры t=0..1,4 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 5.

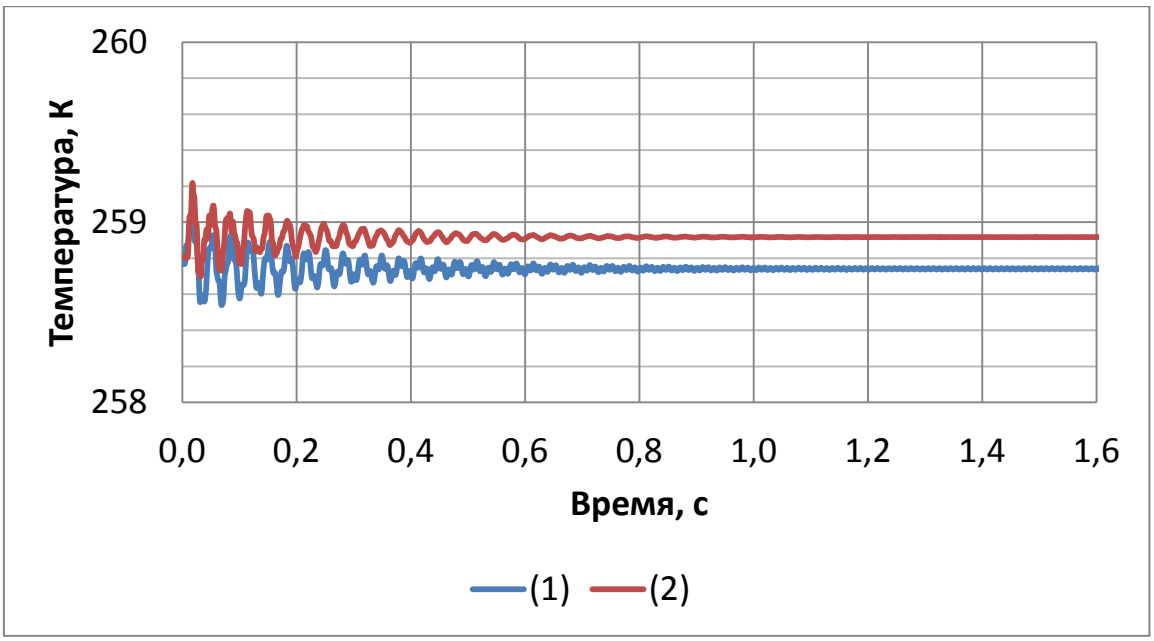


Рисунок 2.21. Изменение температуры t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 6

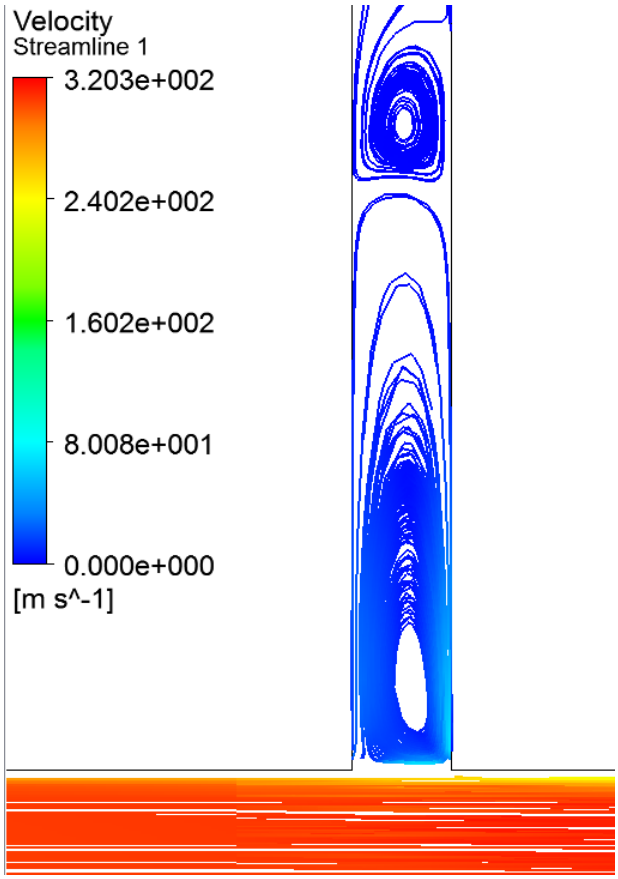


Рисунок 2.22. Линии тока в области соединения тупиковой полости и основной линии байпаса для варианта 5

Типовое устройство КУ предполагает установку отсечных кранов на стояках ОИГ, при этом сами стояки либо заканчиваются заглушенным

фланцем, либо просто заглушены. В различных известных вариантах предотвращения разогрева стояков ОИГ, как это было показано в главе 1, кран 2И (или 1И в случае реверса потока) может находиться как в открытом, так и в закрытом состоянии. В связи с этим возникает необходимость проверки влияния длины тупиковой полости на рассматриваемый эффект разогрева. Для данного анализа производился расчет модели аналогичной приведенной на рисунке 2.19, с длиной тупиковой полости $L_т$=1/2$L_{т.исх.}$=1 м.

Вариант 7. Давление среды P_0=0,3 МПа, скорость движения газа V=300 м/с, геометрия – «прямая врезка», длина тупиковой полости $L_т$=1 м.

Вариант 8. Давление среды P_0=0,3 МПа, скорость движения газа V=50 м/с, геометрия – «прямая врезка», длина тупиковой полости $L_т$=1 м.

Результаты расчета показывают, что качественного изменения характера процесса не происходит, так:

- в варианте 7, аналогично варианту 1, наблюдается увеличение температуры с периодом колебаний dt=0,0086 с, частота процесса f=116 Гц;
- в варианте 8, аналогично варианту 2, разогрева газа в тупиковой полости не происходит. Наблюдаются некоторые пульсации с периодом колебаний dt=0,0104 с, частота процесса f=96 Гц.

Собственная частота колебаний столба газа в тупиковой полости при ее глубине $L_т$=1 м, принятой для вариантов 7 и 8, составляет f=102 Гц. Видим, что полученная в результате расчетов частота пульсаций близка к собственной частоте.

Изменение температуры для вариантов 7, 8 приведено на рисунках 2.23, 2.24. Пульсации давлений в точках 1, 2 для вариантов 7, 8 приводятся в Приложении А.

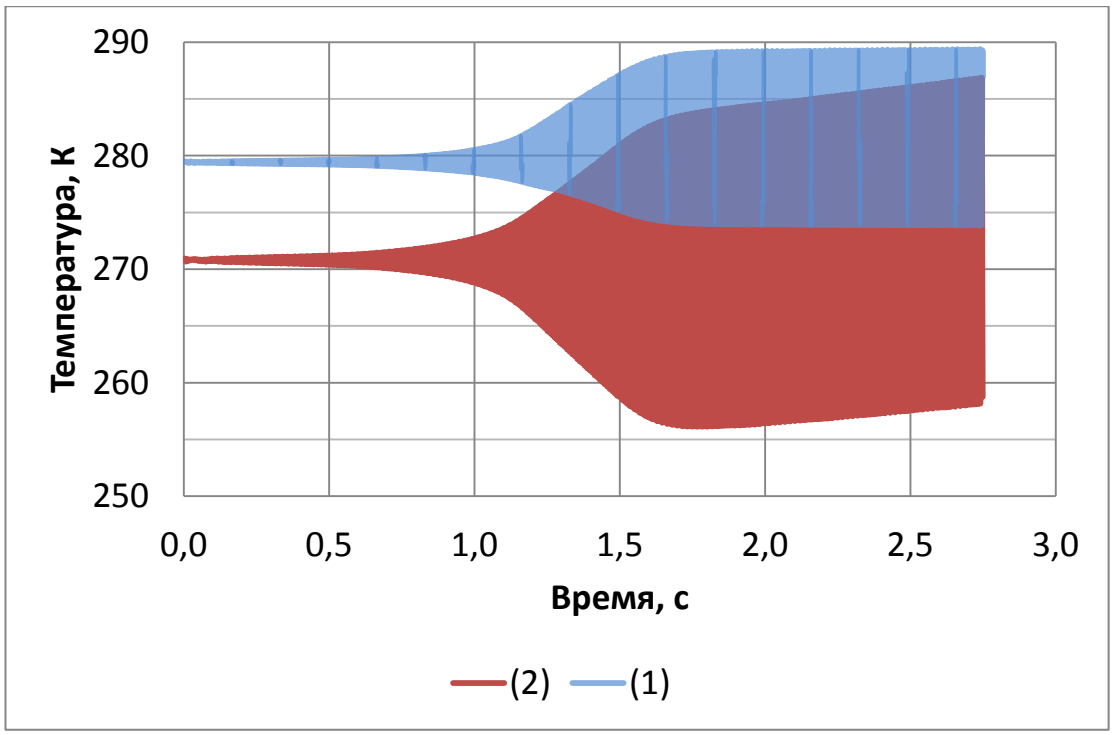


Рисунок 2.23. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 7

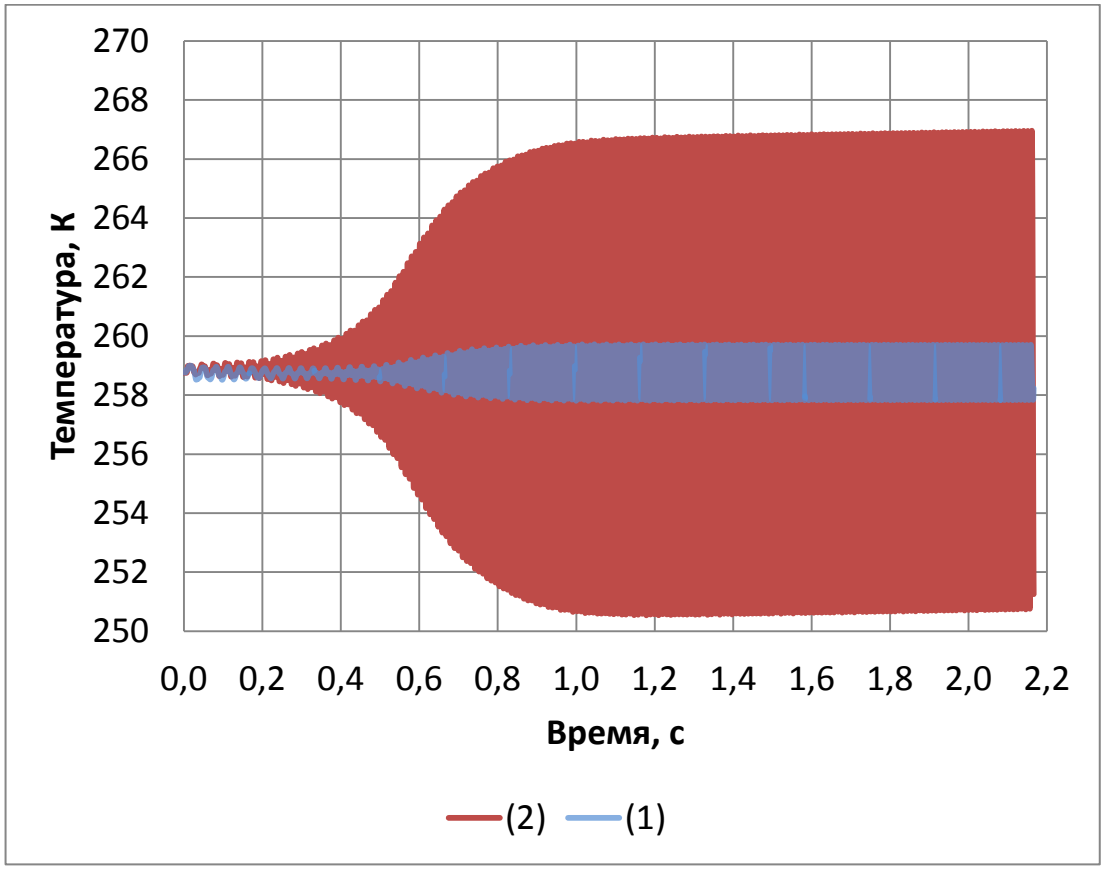


Рисунок 2.24. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 8

Помимо рассмотренных вариантов так же необходимо было рассмотреть вариант с диаметром тупиковой полости DN100. Необходимость этого была вызвана тем, что по информации от эксплуатирующих организаций в некоторых случаях разогрев тупиковой полости наблюдался не только в стояке ОИГ, но и в дополнительной байпасной линии DN100 (см. пример №1 глава 1.2 – отмечается нагрев кранов 1Б1С, 2Б1С).

С целью проверки данного варианта геометрическая модель была перестроена. Модель, используемая в вариантах 9, 10, приведена на рисунке 2.25.

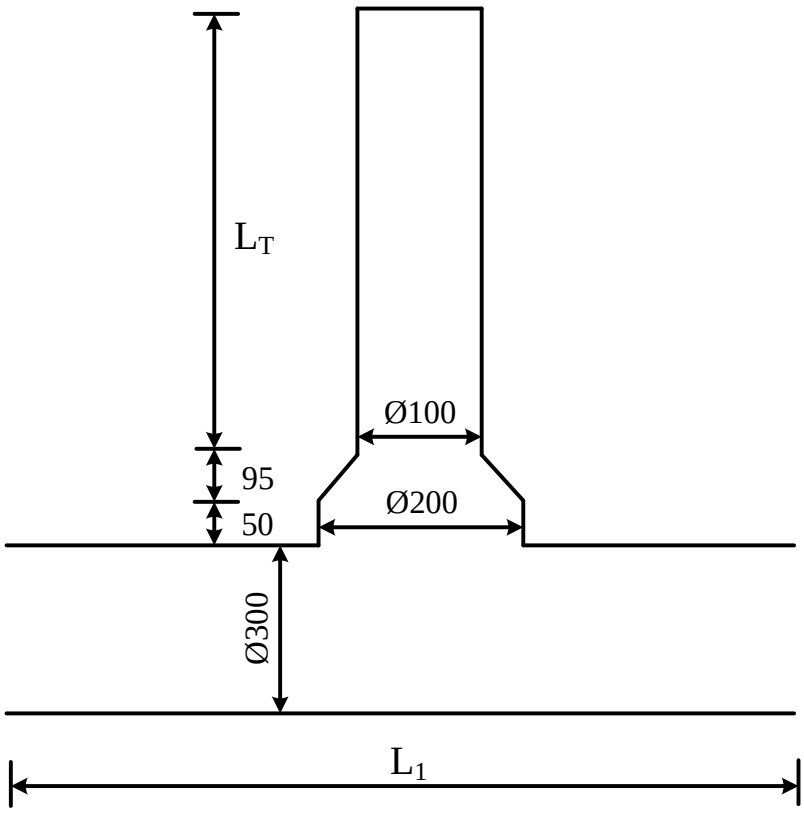


Рисунок 2.25. Моделируемая геометрия тупиковой области ОИГ и части основной линии байпаса с диаметром тупиковой области 100 мм

Как и прежде, глубина тупиковой полости $L_т$=2 м. Расчеты движения газа были проведены для двух вариантов скорости потока газа: в варианте 9 V=300 м/с, в варианте 10 V=50 м/с.

Результаты расчета показывают, что качественного отличия от вариантов 1, 2 нет, т.е. появление эффекта разогрева не зависит от диаметра тупиковой полости и определяется теми же параметрами, что и для варианта 1, 2. Иными

словами, в случае, когда заполнение участка МГ идет по основной байпасной линии и при этом дополнительная байпасная линия закрыта, то при появлении нагрева в стояке ОИГ следует ожидать и нагрев заглушенной дополнительной байпасной линии (в окрестности кранов 1Б1С, 2Б1С). Результаты расчета температуры газа в тех же точках, что и ранее, приводятся на рисунках 2.26, 2.27. Видно, что температура в варианте 9 медленно, но увеличивается. Графики пульсации давлений в точках 1, 2 по вариантам 9, 10 приводятся в Приложении А.

Период колебаний в варианте 9 составил dt=0,0197 с, чему соответствует частота процесса *f*=50,6 Гц.

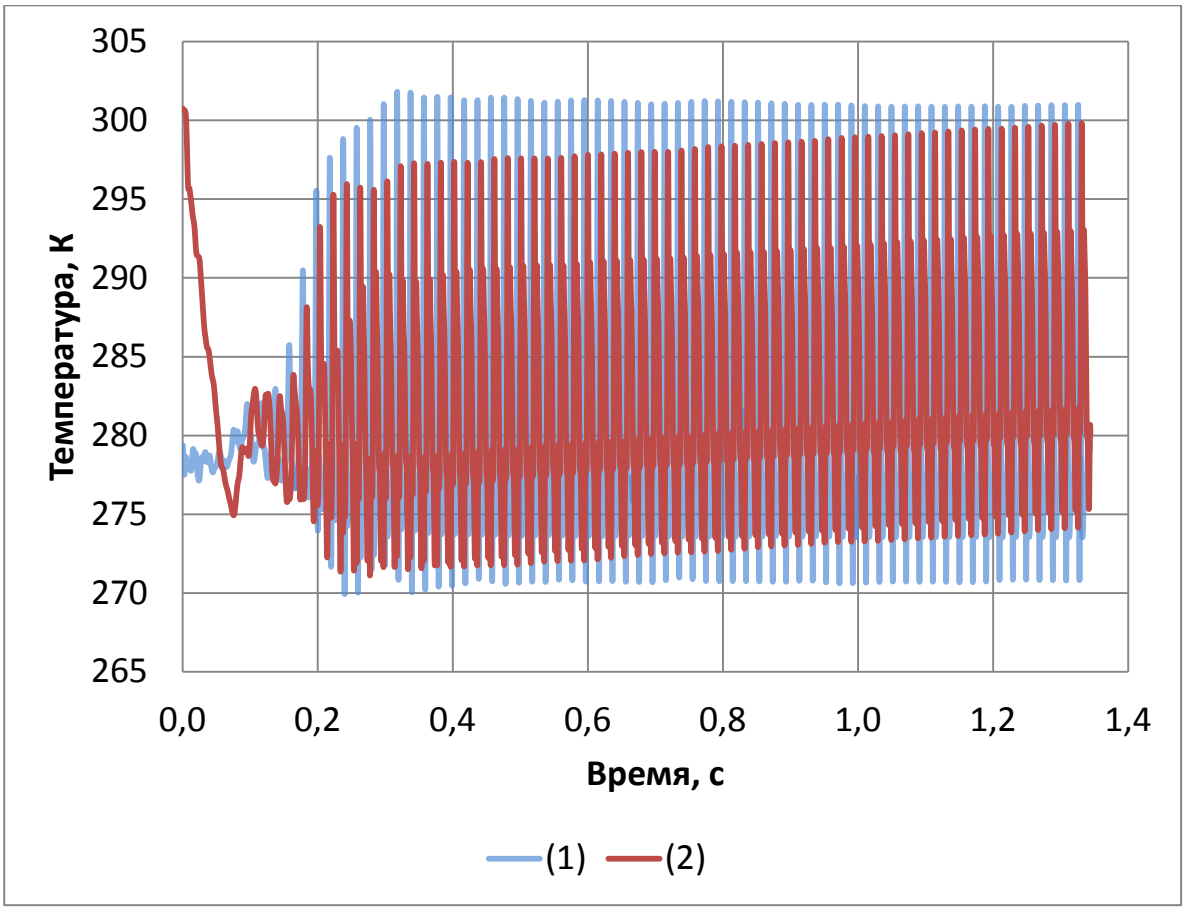


Рисунок 2.26. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 9

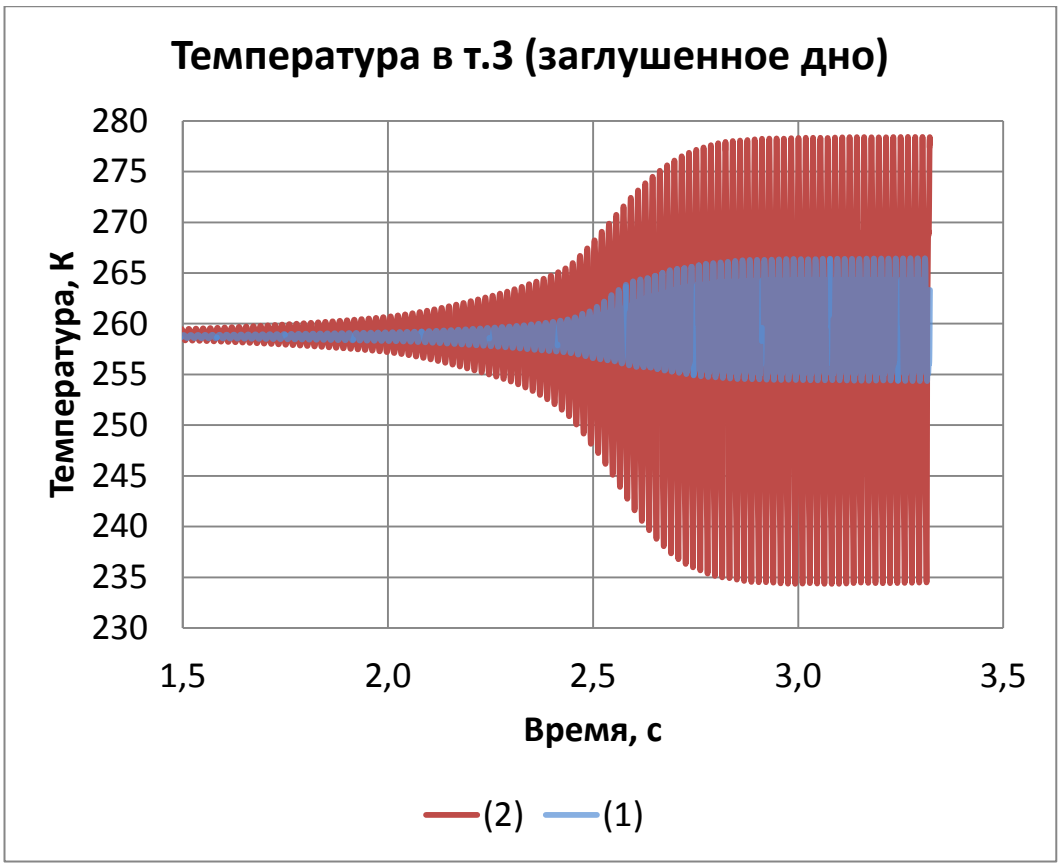


Рисунок 2.27. Изменение температуры на интервале времени t=0..1,9 с: (1) – полная температура в центре тройника (точка 1); (2) – абсолютная температура вблизи заглушенного дна (точка 2). Вариант 10

2.3.3. Обобщение и классификация условий возникновения разогрева в тупиковой полости обвязки кранового узла

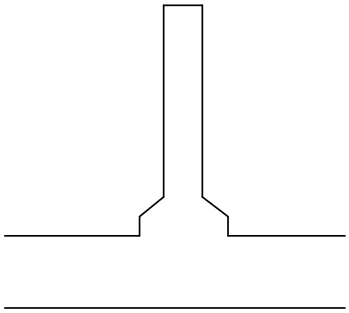
С точки зрения физических параметров потока газа можно выделить следующие факторы влияния на рассматриваемое явление:

- скорость основного потока газа – определяется площадью раскрытия крана, регулирующего скорость заполнения участка МГ (кран 2Б1С и/или кран 1С) и перепадом давлений до и после КУ;
- общее давление газа в окрестности заглушенной тупиковой полости;
- температура газа основного потока – является не управляемым фактором, поскольку полностью определяется, исходя из начальной

температуры и перепада давления в участках МГ до и после рассматриваемого КУ.

Обобщение влияние указанных факторов на появление разогрева приводится таблице 2.1.

Таблица 2.1 Физические параметры потока газа, влияющие на эффект аномального разогрева

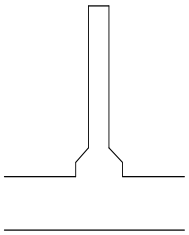
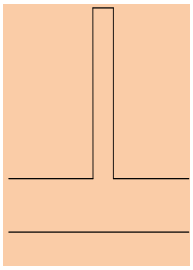
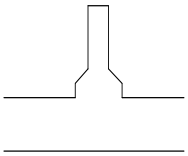
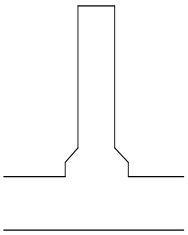
Геометрическая модель		$D_т$ = 50 мм $L_т$= 2м
Давление среды	P_0= 0,3 МПа	P_0= 3,0 МПа
Скорость потока газа V=300 м/с	Вариант 1 Разогрев есть	Вариант 3 Разогрев есть
Скорость потока газа V=50 м/с	Вариант 2 Разогрева нет	Вариант 4 Разогрева нет

Геометрические факторы для различных вариантов, влияющие на прохождение процесса, можно классифицировать следующим образом:

- вид соединения тупиковой полости и линии основного байпаса:
  - тройник 300х200 и конический (сферический и т.п.) переход 200х50 (200х100 для дополнительной байпасной линии);
  - соединение типа «прямая врезка»;
- длина тупиковой полости;
- диаметр тупиковой полости.

Результаты проведенных модельных расчетов, показывающих влияние геометрических факторов на появление разогрева, приводятся таблице 2.2. Во всех вариантах данной серии вычислительных экспериментов давление среды составляет P_0=0,3 МПа.

Таблица 2.2 Обобщение результатов вычислительных экспериментов в зависимости от геометрических факторов процесса

	 $L_т$=2 м $D_т$=50 мм	 $L_т$=2 м $D_т$=50 мм	 $L_т$=1 м $D_т$=50 мм	 $L_т$=2 м $D_т$=100 мм
Скорость потока газа V=300 м/с	Вариант 1 Разогрев есть	Вариант 5 Разогрева нет	Вариант 7 Разогрев есть	Вариант 9 Разогрев есть
Скорость потока газа V=50 м/с	Вариант 2 Разогрева нет	Вариант 6 Разогрева нет	Вариант 8 Разогрева нет	Вариант 10 Разогрева нет

2.4. Вычислительные эксперименты. Определение зависимостей параметров процесса разогрева газа от геометрических и физических факторов

В рамках обнаруженных критериев возникновения явления разогрева газа выше температуры торможения потока газа, была поставлена задача определения влияния различных условий процесса движения газа в обвязке КУ на параметры процесса разогрева газа в тупиковой области.

Анализ литературы [20, 24, 31, 66 и пр.] показывает, что на параметры, характеризующие разогрев газа в тупиковой полости (максимальная температура нагрева газа, амплитуды пульсаций по давлению и температуре и пр.) влияют прочие факторы, не определяющие сам факт проявления эффекта

разогрева, такие например, как среднее давление потока газа, амплитуда давления газа, относительная глубина полости и пр.

С целью решения сформулированной задачи была проведена серия вычислительных экспериментов. Во всех вариантах расчета наблюдался эффект разогрева газа в тупиковой полости, поскольку было обеспечено выполнение критериев возникновения данного эффекта (специфическая геометрия соединения, высокая скорость движения газа). Варьирование происходило: в первой серии вычислительных экспериментов – по общему давлению потока газа; во второй серии вычислительных экспериментов – по относительной глубине полости.

2.4.1 Влияние среднего давления потока газа на параметры разогрева газа в тупиковой полости

К уже описанным вариантам №1, №3 было добавлено три новых варианта №11, 12, 15, в которых величина абсолютного давления в потоке газа составила 1,0 МПа, 2,0 МПа, 2,5 МПа, соответственно. Графики пульсации давления и роста температуры приводятся для данных вариантов в Приложении А.

Указанные величины давления соответствуют характерным промежуточным давлениям в магистральном газопроводе при заполнении участка МГ от 0 до рабочего давления. При этом на давлениях выше 3,0 МПа (вариант №3) возникновение эффекта нагрева уже маловероятно (как будет показано далее, это область докритического перепада давлений, скорость движения газа по байпасной линии, как правило, будет низкая), поэтому представляет интерес именно область более низких давлений (начальный момент заполнения участка МГ). Информация о величинах, характеризующих процесс разогрева газа в тупиковой полости, в зависимости от величины абсолютного давления в сравнении по разным вариантам приводится в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Сводные результаты вычислительных экспериментов в зависимости от различного уровня абсолютного давления потока газа

Вариант	1	11	12	15	3
Величина абсолютного (среднего) давления P_0, ата	0,3	1,0	2,0	2,5	3,0
Амплитуда пульсации давления в точке 1 AP_1, кПа	35	120	233	249	157
Амплитуда пульсации давления в точке 2 AP_2, кПа	166	564	945	1467	1013
Период колебаний, мс	19,2	19,8	20,0	19,7	19,1
Частота колебаний, Гц	52,2	50,6	50,1	50,9	52,4
Амплитуда пульсации температуры газа в точке 2 AT_2, К	34,1	33,4	35,1	37,2	39,7
Скорость роста средней температуры газа в точке 2 DT_2, К/с	22,8	25,7	36,1	28,7	14,4

Интересно отметить, что амплитуды пульсации давлений в точках 1,2, а так же их разность (характеризующая избыточную пульсацию давления в тупиковой полости относительно индуцированных колебаний основного потока) с ростом абсолютной величины давления нарастают до определенной величины, после чего начинают снижаться. На рисунке 2.28 приводятся графики амплитуд пульсации давлений в зависимости от абсолютного давления основного потока газа.

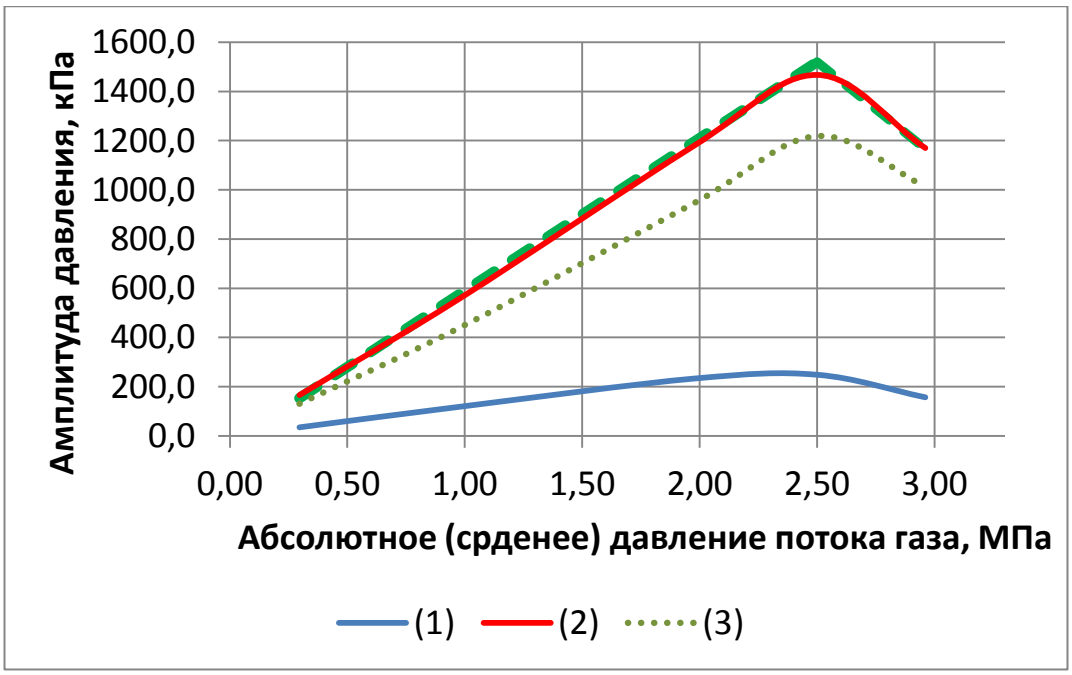


Рисунок 2.28. Зависимость амплитуд давления от величины абсолютного (среднего) давления основного потока в диапазоне от 0,3..3,0 МПа; (1) – амплитуда в точке 1, (2) – амплитуда в точке 2, (3) – разность амплитуд 1 и 2

На рисунке 2.28 приводится так же аппроксимирующая составная линия (линия тренда) для амплитуды пульсации давления. Составная линия описывается следующим образом:

$$\begin{cases} y = k_1 x + b_1, \text{ для } x < x_{\text{крит}} (k_1 > 0) \\ y = k_2 x + b_2, \text{ для } x > x_{\text{крит}} (k_2 < 0) \end{cases}$$

В рассмотренных вариантах точка критического давления находится в диапазоне 2,3÷2,6 МПа.

Похожая картина происходит со скоростью нарастания температуры газа в тупиковой полости. В то же время амплитуда пульсации температуры изменяется незначительно в зависимости от давления основного потока газа. Указанные зависимости приводятся на рисунке 2.29. На данном графике амплитуда пульсации температуры измеряется в [К], а скорость нарастания средней температуры – в [К/с].

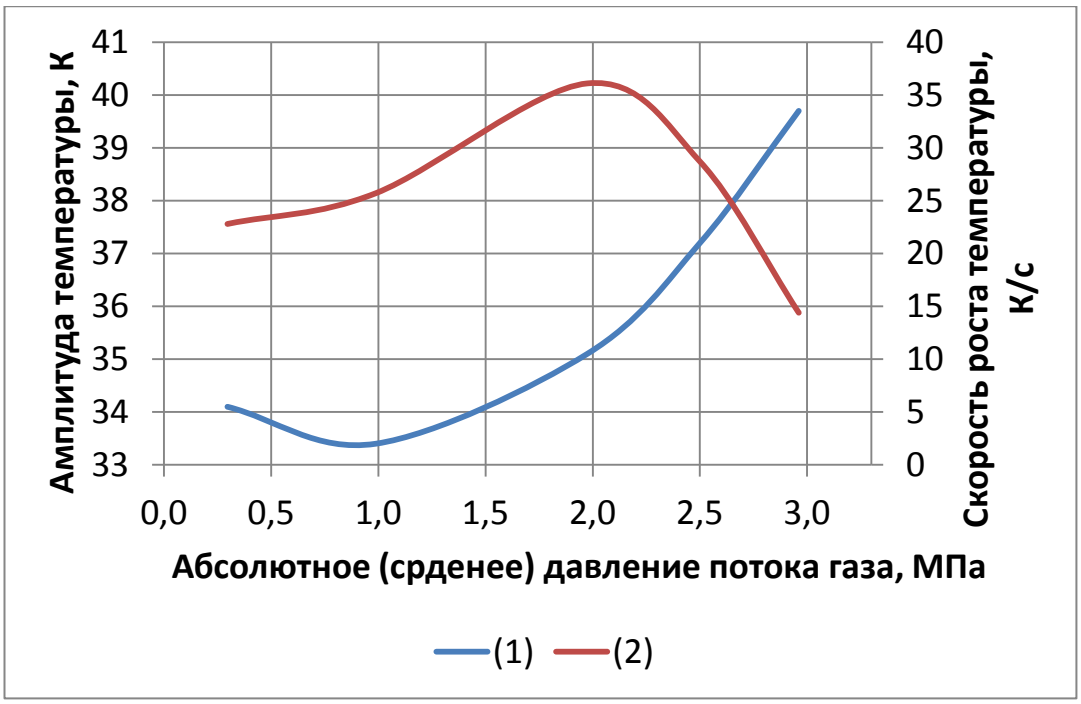


Рисунок 2.29. Зависимость амплитуды пульсации температуры – (1) и скорости роста температуры – (2) от абсолютного (среднего) давления потока газа в диапазоне 0,3..3,0 МПа

Скорость роста температуры газа в тупиковой полости увеличивается примерно до 2,0МПа, после чего начинает понижаться. Данный факт можно объяснить изменением удельной массы газа с ростом давления и одновременно с этим изменением вязкости между слоями газа, что приводит к качественному изменению взаимодействия между потоками газа внутри тупиковой полости. Более подробно данное явление описано в [20, 31].

2.4.2. Влияние относительной глубины тупиковой полости на параметры разогрева газа в ней

При построении критериев, определяющих возникновение явления разогрева газа в тупиковой полости, производилось варьирование длиной тупиковой полости (что соответствует, например, возможному закрытию кранов, расположенных на стояках ОИГ) в вариантах 7, 8, а так же производилось изменение диаметра тупиковой полости – в вариантах 9, 10.

Известно [20], что существует влияние относительной глубины тупиковой полости на параметры, характеризующие процесс нарастания температуры. Для построения зависимостей параметров процесса нагрева газа в тупиковой полости от указанной относительной глубины были решены дополнительные варианты вычислительных экспериментов (варианты 13, 14); во всех вариантах этой серии вычислений среднее абсолютное давление потока газа, как и прежде, составило 0,3 МПа. Графики пульсаций давления и изменения температуры приводятся в Приложении А. Во всех проводимых экспериментах данной серии происходило возникновение эффекта нагрева газа в тупиковой полости, что подтверждается диаграммами нарастания температуры. Сводные данные, показывающие зависимость параметров процесса разогрева газа от величины относительной глубины тупиковой полости, приводятся в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Сводные результаты вычислительных экспериментов в зависимости от различной относительной глубины полости

Вариант	7	9	14	1	13
Глубина полости, $L_т$ м	1	2	1,5	2	3
Диаметр полости, $D_т$ мм	50	100	50	50	50
Относительная глубина полости, $l_т$	20	20	30	40	60
Амплитуда пульсации давления в точке 1, кПа	26	18	31	35	27
Амплитуда пульсации давления в точке 2, кПа	70	74	184	166	102
Период колебаний, мс	8,6	19,7	15,9	19,2	26,5
Частота колебаний, Гц	115,9	50,6	63,0	52,2	37,7
Амплитуда пульсации температуры газа в точке 2, К	14,3	12,8	34,3	34,1	20,2
Скорость нарастания средней температуры газа в точке 2, К/с	2,5	2,8	32,2	22,8	0,9

Амплитуды пульсаций давления в точках 1, 2, а также их разность в зависимости от относительной глубины полости приводятся на рисунке 2.30.

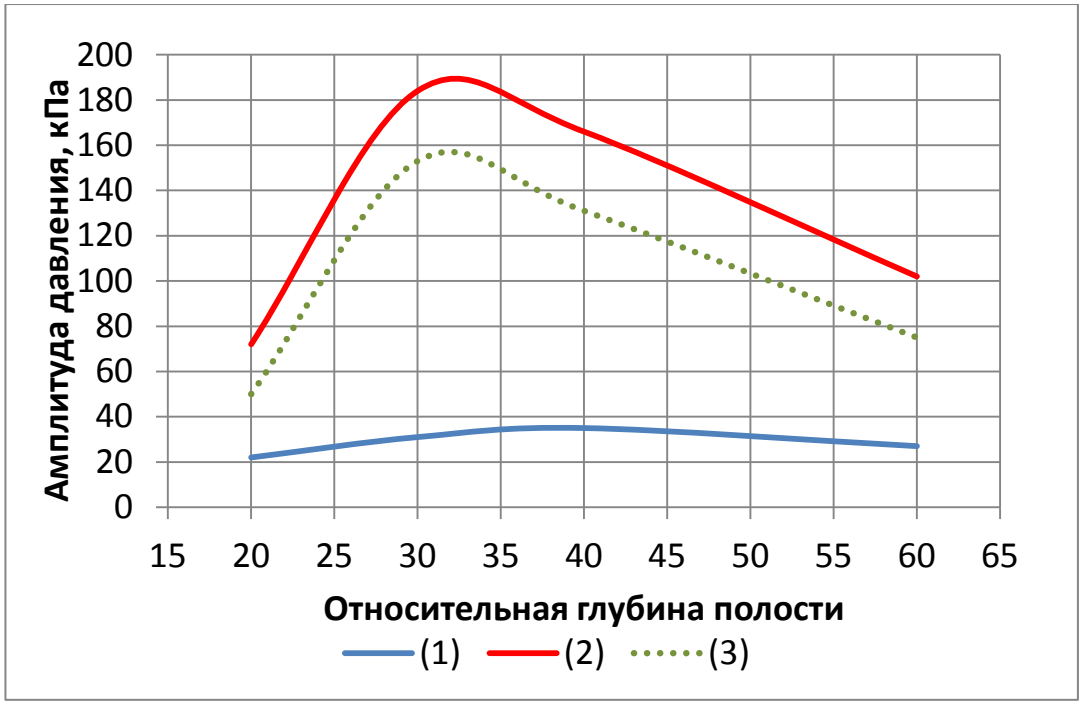


Рисунок 2.30. Зависимость амплитуд давления от относительной глубины полости; (1) – амплитуда в точке 1, (2) – амплитуда в точке 2, (3) – разность амплитуд 1 и 2

Качественно похожая картина наблюдается и для амплитуды пульсации температуры в окрестности заглушенного дна полости (точке 2), и для скорости роста температуры газа в тупиковой полости (в точке 2). Графики этих зависимостей приводятся на рисунке 2.31.

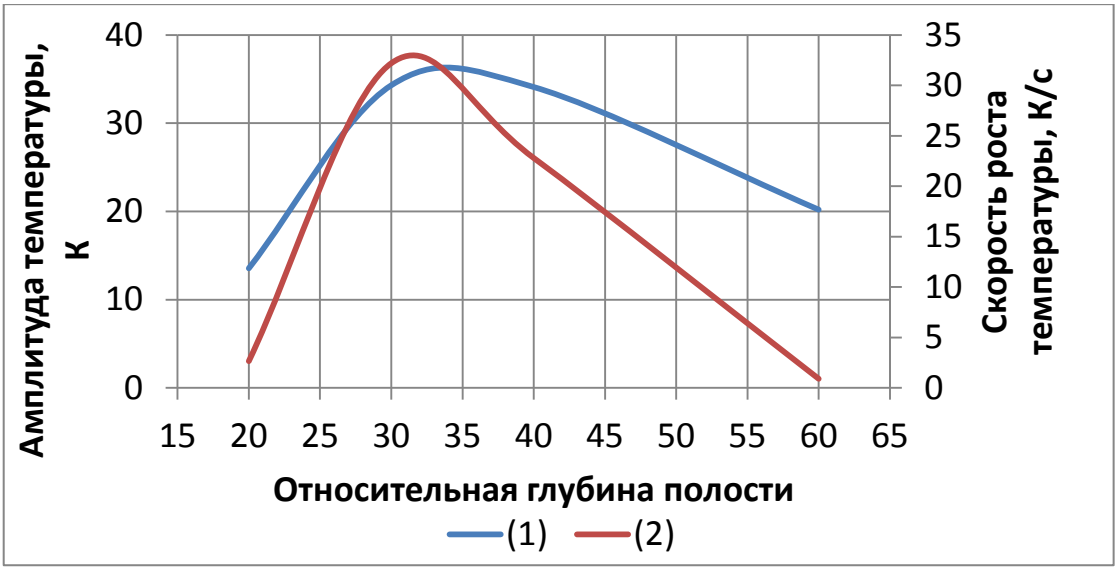


Рисунок 2.31. Зависимость амплитуды пульсации температуры – (1) и скорости роста температуры – (2) от относительной глубины полости

Отметим, что качественно эти зависимости похожи на полученную в работе [66] зависимость приращения температуры торможения газа (избыточную величину температуры газа относительно температуры торможения) в области заглушенного конца тупиковой полости (см. рисунок 2.32).

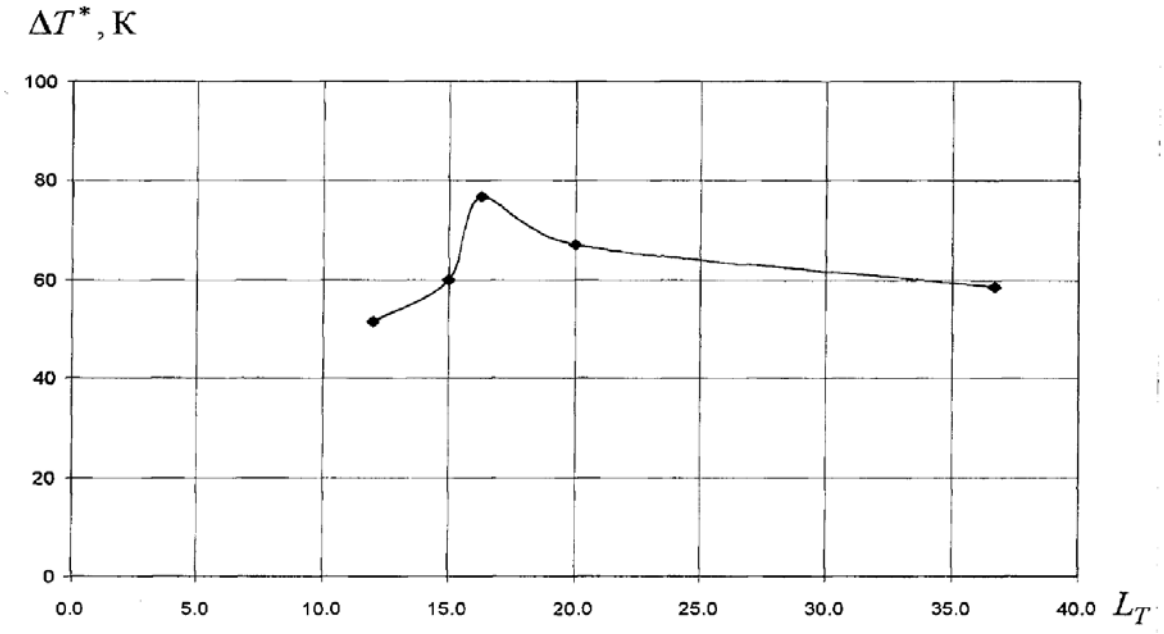


Рисунок 2.32. Зависимость приращения температуры торможения у закрытого торца полости от относительной длины $l_т$ (скорость потока газа M=0,517) [66]

Совпадение качественного характера приведенных графиков доказывает, что результаты, полученные в серии вычислительных экспериментов, состоятельны. Важным выводом является то, что изменение длины (например, путем изменения положения «закрыто»-«открыто» крана 2И на стояке ОИГ) способно как уменьшить, так и увеличить скорость роста температуры газа в тупиковой области в зависимости от фактической длины стояка ОИГ и его диаметра. На практике важно избегать зоны $l_т$ = 30÷35, как зоны с наибольшей скоростью роста температуры газа.

2.5. Математическая модель движения газа в байпасной линии кранового узла. Определение скорости потока газа по байпасной линии кранового узла

Результаты компьютерного моделирования показывают, что появление эффекта аномального разогрева тупиковой полости возможно при достижении скоростью основного потока по байпасной линии КУ некоторой пороговой величины. В то же время, смоделировать движение газа в байпасной линии с помощью методов компьютерного моделирования, аналогичных изложенным выше, представляет определенные трудности:

- необходимы мелкие разрешающие пространственные сетки, что повлечет за собой очень большую размерность задачи, а следовательно, и время счета;
- численные методы имеют некоторую степень точности, определить которую заранее не представляется возможным (как правило, подобное компьютерное моделирование предполагает первоначальную «настройку» модели по известным экспериментальным данным, и только после этого можно использовать компьютерную модель для предсказания поведения моделируемой системы в новых условиях).

Определение скорости потока газа в основной байпасной ветке КУ с помощью приборов в полевых условиях так же сопряжено с рядом трудностей:

- Большие трудности при модификации газопровода от проектного решения (необходим новый проект, согласование и пр.).
- Дороговизна приборов, способных определять скорость движения газа в областях до скорости звука.
- Физические трудности монтажа подобного оборудования (любое отверстие ослабляет линию МГ, оборудование должно выдерживать высокое давление до порядка 10 МПа и пр.).

В то же время, в полевых условиях необходим способ регулирования скорости потока газа в байпасной линии с помощью управления положением регулирующих кранов (кран 2Б1С и/или кран 1С). В связи с этим является целесообразным построение гидравлической модели движения газа по байпасной линии, позволяющей найти зависимость скорости движения газа по байпасной линии в зависимости от положения регулирующих кранов.

Для решения поставленной задачи байпасную линию КУ разобьём на участки в соответствии с рисунком 2.33. Представим область движения потока газа, в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 2.34.

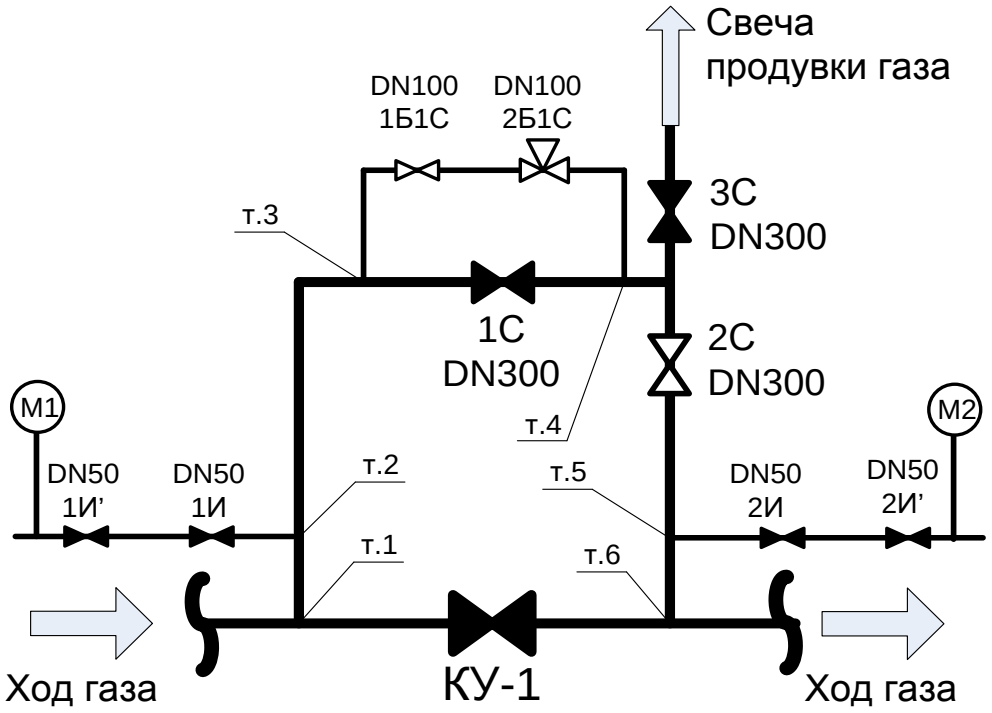


Рисунок 2.33. Схема трубопроводной обвязки кранового узла

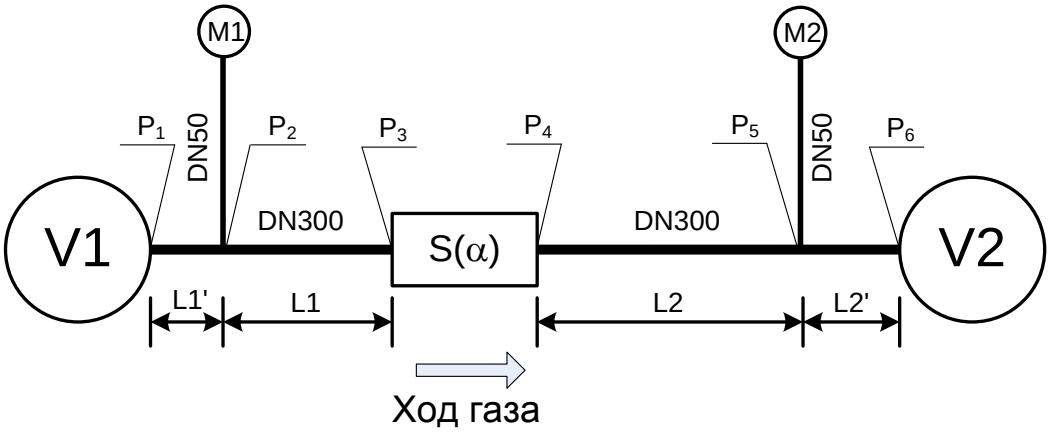


Рисунок 2.34. Схема движения газа по байпасной линии

Газ перетекает из объема V1 (участок МГ до КУ, к примеру DN1000) в объем V2 (участок МГ после КУ, того же диаметра). Суммарное проходное сечение кранов 1С и 2Б1С обозначим $S(\alpha)$, при этом пренебрежем гидравлическими потерями от сопротивления трубопроводов на участке т.3-т.4 (допустимость этого приближения почти очевидна, поскольку суммарный диаметр данного участка больше диаметра остальных участков, а протяженность, как правило, существенно меньше). Отметим также, что газ в объеме V1 (на достаточном удалении от КУ) находится в состоянии покоя или близком к нему, т.е. условно можно принять скорость равной нулю. Известно, что вдоль трубки тока (в данном случае вдоль трубопровода) поток газа с дозвуковым характером движения ускоряется, со сверхзвуковым движением – замедляется [1, 32]. Однако изменить характер движения возможно лишь с помощью специальных мер – создания устройства специального сечения (сопло Лаваля), расходного, механического или теплового сопла [1]. Следовательно, в обычных условиях газопровода существование сверхзвукового потока невозможно, поскольку имеется участок с околонулевой скоростью (начальный объем, где газ находится в покое). Вдоль трубки тока возможна лишь реализация критического течения (M=1) в том или ином сечении.

Учитывая вышеизложенное, а также выводы на основе аналогичной модели [63, 64], можно утверждать, что критическое течение газа может происходить в одном из двух сечений – в сечении 3-4 ($S(\alpha)$) или в т.6 при

истечении газа из линии байпаса в объем основного газопровода V2 (рисунок 2.34).

Течение газа через сечение $S(\alpha)$ при известном соотношении давлений p_4/p_3 может носить разный характер [32]:

1. При $p_4 > p_k'$ ($p_k'/p_3 = 0{,}54$ для метана) характер течения докритический, расход газа определяется по формуле:

$$QV = \frac{S(\alpha)p_3}{\sqrt{RT_1}}\sqrt{\frac{2k}{k-1}\left[\left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{2/k} - \left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{(k+1)/k}\right]}, \quad \frac{p_k'}{p_3} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{k/(k-1)} \tag{2.11}$$

2. При $p_4 < p_k'$ характер течения сверхкритический, расход газа не зависит от давления p_4:

$$QV_{max} = m\varphi(S)\frac{S(\alpha)p_3}{\sqrt{T_1}}, \tag{2.12}$$

$$m = \sqrt{\frac{k}{R}\left(\frac{2}{k+1}\right)^{(k+1)/(k-1)}}, \varphi(S) = \frac{1}{1+0{,}707\sqrt{1-\frac{S(\alpha)}{S_L}}} \tag{2.13}$$

S_L – площадь выходного участка байпасной линии.

Аналогично, течение газа вдоль байпасной линии на участке т.4-т.6 также может быть разным [17]:

1. При $p_6 > p_k''$ характер истечения докритический, в этом случае основным уравнением движения идеального газа (в предположении адиабатичности потока) можно считать:

$$\frac{1}{\lambda_6^2} - \frac{1}{\lambda_4^2} - \ln\left(\frac{\lambda_6^2}{\lambda_4^2}\right) = \frac{2k}{k+1}\cdot\zeta\frac{L}{D}, \quad \lambda_i = \frac{U_i}{a^*}, \tag{2.14}$$

где λ_4, λ_6 – приведенные скорости соответственно в т.4, т.6, ζ – коэффициент сопротивления трубопровода, a^* – критическая скорость (локальная скорость звука).

2. При $p_6 < p_k''$ характер истечения сверхкритический, расход газа не зависит от выходного давления в участке МГ V2, поскольку достигается максимально возможный расход газа, определенный условием λ_6=1:

$$QL_{\max} = \frac{p_6}{RT_2} \cdot a^* S_6 \ . \qquad (2.15)$$

Таким образом, для любого известного перепада давлений p_1- p_6 (если p_6< p_k''), с увеличением проходного сечения $S(\alpha)$ происходит следующее:

1. Для малого раскрытия проходного сечения $S(\alpha)$ в сечении 3-4 реализуется критическое истечение, расход газа через это сечение является максимально возможным для данного сечения ($QV_{\max}$, определяется по формуле (2.12)). Зная расход газа в байпасной линии, по известному давлению p_5 (показание манометра М2), можно определить скорость U_5 (в предположении идеальности газа):

$$Q = \rho US \ ; \ \frac{P}{\rho} = RT \qquad (2.16)$$

2. В дальнейшем, с увеличением раскрытия проходного сечения $S(\alpha)$ точка критического истечения смещается из сечения 3-4 в точку выхода байпасной линии в объем V2 (трубопровод большего сечения), т.о. достигается максимально возможный расход газа $QL_{\max}$ по участку 4-6, определяемый уравнением (2.15). Зная расход, можно определить либо скорость газа в любой точке байпасной линии по известному давлению, либо, разрешая уравнение (2.14) «против хода» - по известной скорости выхода, определяется скорость входа.

3. Дальнейшее раскрытие сечения $S(\alpha)$ приводит к увеличению гидравлических потерь по участкам трубопровода. Расход газа по байпасной линии 4-6 не возрастает. Профиль скорости движения газа по трубопроводу будет описываться уравнением (2.14). При этом с уменьшением раскрытия сечения $S(\alpha)$ уменьшается гидравлическая потеря в газопроводе, т.е. уменьшается коэффициент ζ, что вызывает больший прогиб профиля скорости $\lambda(x/L)$; график скорости смещается вниз, и, следовательно, величина λ_4 будет уменьшаться. В то же время, величина λ_6=1 сохраняет постоянное значение и не зависит от угла раскрытия $S(\alpha)$. Данный факт иллюстрирует график

изменения приведенной скорости λ относительно безразмерной длины трубопровода, приведенный на рисунке 2.35. На этом рисунке координате x=0 соответствует точка выхода байпасной линии в объем V2, красной линии соответствует меньшее значение сечения $S(\alpha)$, зеленой линии – большее раскрытие сечения $S(\alpha)$.

Можно отметить, что на небольшом удалении от выходного сечения в рассматриваемой т.5 изменение скорости (в зависимости от раскрытия $S(\alpha)$) будет весьма незначительным (положение стояка ОИГ на линии основного байпаса для типовых геометрических размеров КУ на приведенном рисунке 2.35 будет соответствовать величине x/L ~ 0,1..0,2).

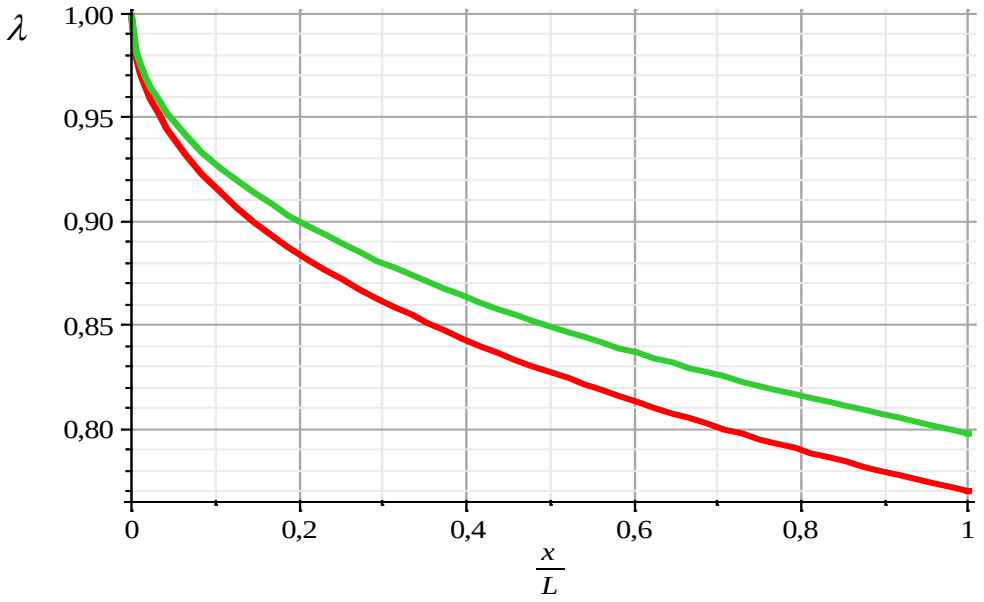


Рисунок 2.35. Изменение профиля приведенной скорости от приведенной длины, в зависимости от угла раскрытия крана

Более подробно подобная модель обсуждается, например в [63, 64].

Исходя из того, что скорость движения газа (при большом перепаде давлений) носит околозвуковой характер и длина байпасной линии т.1-т.6 невелика (порядка 10-15 м), на рассматриваемом участке движение газа можно считать адиабатичным. В свою очередь, для каждого из участков т.1-т.3 и т.4-т.6 перепад давлений несущественен и движение газа описывается приведенным выше уравнением (3).

Объединяя модель истечения газа через сечение $S(\alpha)$ и модель течения газа вдоль байпасной линии, скорость движения газа по байпасной линии можно определить в соответствии с алгоритмом, приведенным на рисунке 2.36.

Рисунок 2.36. Алгоритм определения скорости движения газа по байпасной линии в окрестности тупиковой полости

Поясним приведенный алгоритм:

1. Определяем площадь $S(\alpha)$, учитываем суммарное раскрытие кранов линии DN100 (кран 2Б1С) и раскрытие крана 1С DN300.

2. По известному перепаду давлений p_5/p_2, согласно эффекту Джоуля – Томпсона определяем температуру на участке 4-6 (T_2) по температуре газа (T_1)

в исходном объеме V_1. В силу малой протяженности участка, принимаем температуру газа на данном участке постоянной.

3. Определяем максимальную пропускную способность прямолинейного участка трубопровода $QL_{\max}$ (формула (2.15)), а также максимально возможный расход через сечение $S(\alpha)$ $QV_{\max}$ (формула (2.12)).

4. Фактический расход определяем как минимальное значение между найденными величинами ($QL_{\max}$, $QV_{\max}$).

5. По формуле (2.16) определяем скорость U_5.

2.6. Выводы по главе 2

1. Построена компьютерная модель движения газа в обвязке КУ в окрестности тупикового ответвления. При построении компьютерной модели сделано следующее:

- определена среда моделирования;
- проанализированы все уравнения, определяющие движение газа (система уравнений Навье – Стокса), рассмотрена и выбрана модель турбулентности (SST модель Ментера), рассмотрено уравнение состояния газа (Соав – Редлих – Квонга);
- рассмотрена геометрия области движения газа, показана схема построения блочно-модульной сетки, позволяющей численно интегрировать уравнения в заданной области;
- рассмотрены граничные и начальное условия.

2. С помощью компьютерной модели определены схема движения газа в окрестности тупиковой области обвязки КУ и процесс роста температуры. Рассмотрена схема образования волн сжатия-разрежения, приводящих к увеличению температуры газа выше температуры торможения потока. Показан пульсационный характер движения газа в рассмотренной области. Отмечено, что частота пульсаций близка к величине собственной частоты пульсаций

столба газа в тупиковой области ($f_{\text{с}} = \frac{c}{4L_{\text{т}}}$), характерной для эффекта Гартмана – Шпренгера. В тупиковой полости длиной $L_{\text{т}}$=2м частота составляет f_c=51,2 Гц. Эта частота не зависит от величины абсолютного давления в данной области.

3. На построенной компьютерной модели проведена серия вычислительных экспериментов. Определено влияние геометрических и физических факторов процесса на проявление рассмотренного эффекта разогрева. Проведена классификация выполненных экспериментов и сделан анализ условий возникновения рассмотренного явления. Установлен следующий набор факторов, совместное сочетание которых вызывает появление указанного аномального явления:

- наличие специфической геометрии присоединения тупиковой полости к байпасной линии (с помощью тройника 300х200 и конического (или подобного ему) перехода 200х50 (200х100));
- определенная величина скорости движения газа по основной линии байпаса (фиксированная для заданных условий).

Очевидно, что скорость движения газа определяется соотношением давлений до и после КУ и углом раскрытия кранов (кранов-регуляторов).

Также показано, что величина абсолютного давления (в заполняемом участке или участке-источнике) не является определяющим фактором.

4. Установлено, что амплитуда пульсаций температуры газа в тупиковой полости растет линейно с ростом давления основного потока.

В то же время амплитуда пульсации давления в тупиковой полости с ростом абсолютной (средней) величины давления основного потока газа растет до величины ~ 2,3÷2,6 МПа, после чего начинает понижаться; характер поведения скорости роста температуры газа в тупиковой полости относительно давления основного потока такой же. Подобная зависимость описывается линейным законом, при этом выделяется критическая точка, соответствующая изменению угла наклона кривой. Зависимость описывается набором линейных уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} y = k_1 x + b_1, \text{ для } x < x_{\text{крит}} (k_1 > 0) \\ y = k_2 x + b_2, \text{ для } x > x_{\text{крит}} (k_2 < 0) \end{cases}$$

Показано, что все величины, характеризующие процесс роста температуры газа в тупиковой полости (амплитуды пульсации давления и температуры, скорость роста температуры газа), имеют аналогичный характер поведения при изменении относительной глубины тупиковой полости. Наибольшая скорость роста температуры газа в тупиковой полости соответствует зоне относительной глубины $l_т$ = 30÷35. Данный факт хорошо согласуется с известными экспериментальными данными.

Для диаметра 50 мм реальная длина, соответствующая $l_т$ = 30÷35, будет составлять 1,50÷1,75 м, что является характерным размером стояка ОИГ.

5. Построена математическая модель движения газа в байпасной линии обвязки КУ в момент заполнения участка МГ. Получен алгоритм определения скорости движения газа мимо тупиковой полости в линии основного байпаса в зависимости от соотношения давлений до и после КУ, а также в зависимости от угла раскрытия регулирующих кранов.

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Планирование экспериментальных исследований

Численное моделирование показало, что проявление разогрева тупиковых ответвлений на крановых узлах МГ возможно лишь при сочетании ряда условий. Тем не менее, в связи с определенными особенностями самого численного моделирования, необходимо проведение экспериментальных исследований, подтверждающих выдвинутые гипотезы, а также анализ возможного влияния иных факторов на проявление нагрева тупиковых ответвлений в обвязке КУ. Основные результаты приводимых в данной части работы экспериментальных исследований изложены в публикациях [37 – 41, 44, 45, 46].

Задачи экспериментальных исследований:

- определение режимов заполнения участка МГ, при которых возникает разогрев тупиковых ответвлений КУ;
- исследование возможности использования конструктивных изменений в устройстве КУ, позволяющих избегать рассматриваемого явления;
- определение скорости возрастания температуры стояка ОИГ, при возникновении разогрева тупиковой полости.

Объект исследования:

Стояки ОИГ, все тупиковые полости (при их наличии) в обвязке КУ.

Предмет исследования:

Условия возникновения разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ, в том числе, стояков ОИГ.

Построить полномасштабную модель с целью проведения экспериментальных исследований не представляется возможным – необходим

большой испытательный полигон, и дорогостоящее оборудование – трубопроводы, нагнетатели давления, запорная арматура и пр. Построение модели в меньшем масштабе также затруднительно – проблематично обеспечить давления 1÷10 МПа, характерные для обычных МГ, помимо этого, возникнет большая сложность с масштабированием модели по параметрам физического процесса (масштаб по числу Рейнольдса, Струхаля и пр.).

В связи с этим, проведение экспериментальных исследований возможно лишь на действующих газопроводах – провести экспериментальные замеры во время перепуска газа из одного участка МГ в другой. Следует провести экспериментальные замеры на разных газопроводах, расположенных в зонах ответственности различных эксплуатирующих организаций, с целью исключения фактора влияния обслуживающего персонала. Сложность проведения экспериментальных замеров состоит в невозможности внесения конструктивных изменений в устройство газопровода; кроме того, необходимо подстраиваться под существующий режим и график использования газопровода, в связи с чем, проведение большого числа экспериментальных исследований невозможно.

Для проведения экспериментальных исследований хорошо подходит методика факторного планирования экспериментов, которая подразумевает варьирование по определенным правилам факторов (способов воздействия на объект), влияющих на результат эксперимента.

Управляющие факторы эксперимента:

- геометрия соединения стояка ОИГ (дополнительной байпасной линии DN100) и основной линии байпаса;
- угол раскрытия кранов байпасного крана DN100 (2Б1С) и основного байпасного крана DN300 (1С) (см. рисунок 1.2);
- давление в участке МГ до КУ;
- соотношение давлений в участках МГ до и после КУ;
- скорость движения газа по основной линии байпаса.

Помимо указанных факторов, существуют иные факторы, оказывающие влияние на возникновение и протекание процесса разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ, например, длина тупиковой полости, температура газа в исходном участке МГ (до КУ), относительная плотность газа и пр. Однако в рассматриваемый факторный план эксперимента эти факторы не включены, поскольку они являются нерегулируемыми, управлять ими в реальных условиях нецелесообразно (иногда невозможно). Так, например, нельзя изменить температуру газа в участке МГ, из которого происходит заполнение.

Среди управляющих факторов есть факторы, зависящие друг от друга: скорость движения газа определяется по перепаду давлений до и после КУ, исходя из суммарной площади раскрытия проходного сечения регулирующих кранов (2Б1С и 1С).

В таблице 3.1 приводится характеристика факторов экспериментов в соответствии с вышеизложенными соображениями.

Таблица 3.1 Факторы эксперимента

Фактор	**Интервал/уровень**
1. Геометрия соединения стояка ОИГ и основной линии байпаса	- «прямая врезка» - соединение с помощью тройника 300Х200 и конического (сферического, и т.п.) перехода 200Х50
2. Угол раскрытия кранов DN300 (2Б1С), DN100 (1С) (определяют суммарное проходное сечение байпасной линии)	0 .. 90°
3. Давление в участке до КУ (всегда больше фактора 4)	1,0 .. 12,0 МПа
4. Давление в участке МГ после КУ (всегда меньше фактора 3)	1,0 .. 12,0 МПа
5. Температура газа до КУ (не управляется)	0 .. 35°С

6. Относительная плотность газа (не управляется)	0,5 .. 0,8
7. Глубина тупиковой полости (частично управляется)	1,2 .. 4 м

Запланированные исследования, при проведении экспериментов:

- Для исследования влияния геометрии присоединения стояка ОИГ к линии основного байпаса (фактор 1) воспроизвести на одном газопроводе одинаковые режимы заполнения (на разных КУ), при этом заменив на одном КУ тип соединения стояка ОИГ с проектного решения (тройник типа 300х200 и конического перехода 200х50) на соединение типа «прямая врезка».
- Для анализа влияния величины абсолютного давления (фактор 3, фактор 4) на возникновение явления разогрева выбрать газопроводы (участки МГ) с разным абсолютным давлением.
- Для выявления зависимости возникновения разогрева от угла раскрытия регулирующих кранов (фактор 2) в процессе заполнения участка МГ изменять угол раскрытия крана, добиваясь появления разогрева и его прекращения.

Требования к КУ для проведения экспериментальных исследований:

1. Схема выполнения технологической обвязки КУ идентична, изображенной на рисунке 1.1, 1.6.
2. Уровни давлений до/после КУ в следующих диапазонах: 1) 9,0-11,0 МПа/ 3,0-4,0 МПа; 2) 9,0-11,0 МПа/ >5,0 МПа; 3) 2,5-3,0 МПа / 0,0-0,5 МПа.
3. Соединение стояков ОИГ и основной линии байпаса выполнено с помощью тройника и конического или аналогичного перехода.
4. КУ находятся в зоне ответственности разных газотранспортных обществ.

С учетом, анализа планов производственно-технических работ, связанных с опорожнением и заполнением участков МГ на различных газопроводах, подходящими для проведения исследований являлись следующие КУ:

- КУ №11 (км 276,9) МГ «Бованенково – Ухта» I (1 нитка), согласно плану работ, планировалось заполнение участка км 276,9 – км 300,8. Технологическая схема совпадает с изображенной на рисунках 1.1, 1.6. Реализуемые уровни давлений – 1-й и 2-й. Соединение стояка ОИГ и основной линии байпаса выполнено с помощью тройника и сферического перехода.
- КУ км 184, км 208 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», согласно плану работ, производились огневые сварочные работы на крановых узлах, в связи с чем, производилось полное опорожнение участков МГ с последующим заполнением. Технологическая схема совпадает с изображенной на рисунках 1.1, 1.6. Реализуемый уровень давлений – 3-й. Соединение стояка ОИГ и основной линии байпаса выполнено с помощью тройника и конического перехода.

Порядок проведения экспериментов:

1. Проведение предварительных исследований проявления разогрева при перепуске газа из одного участка МГ в другой при условии наличия высокого давления в заполняемом участке. На этом этапе необходимо было зафиксировать факт проявления разогрева, определить основной набор параметров, при которых проявляется разогрев, а так же зафиксировать при каком положении ЗА появляется разогрев. Для этого эксперимента был выбран КУ №11 МГ «Бованенково-Ухта».
2. Дублирование поставленного эксперимента на газопроводе, находящемся в сфере обслуживания другой эксплуатирующей организации. Воспроизведение режима заполнения на нескольких КУ, для получения повторяемости результатов, фиксирования набора параметров, при которых аномальный разогрев элементов обвязки КУ. Для этого эксперимента были выбраны КУ №184, №208 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

Методика проведения экспериментов:

1. Зафиксировать начальное состояние – начальное положение ЗА на КУ, начальное давление до и после КУ, начальная температура газа в участках МГ, температура наружного воздуха.
2. Начать процедуру заполнения участка МГ, в соответствии с принятым регламентом эксплуатирующей организации. Отметить управляющие действия и выставляемые положения ЗА.
3. Раскрытие управляющих кранов увеличивать плавно с шагом порядка 10°, с промежуточной фиксацией положений. На каждом шаге определять контролируемые температуры, отмечать давления до и после КУ.
4. Если температура в какой-либо точке обвязки КУ начнет повышаться выше температуры 30° С, уменьшать раскрытие кранов, вплоть до их полного закрытия.
5. Нельзя допускать превышения температуры поверхности трубопроводной обвязки КУ выше 70°С.

Используемое оборудование:

1. В процессе заполнения участка МГ величину давления в участке до КУ и после КУ можно определять визуально по показаниям манометров, установленным, как правило, на дополнительных ответвлениях на стояке ОИГ. Дополнительно показания давлений передаются со шкафа КИПиА на диспетчерский пункт. В некоторые моменты времени эти данные передавались к точке проведения экспериментов с использованием линейной связи.
2. Определение температуры производилось с помощью двух приборов:
   - Контактный термометр ТК-5.09 с диапазоном измеряемых температур -199°С..+180°С. Погрешность прибора составляет ±0,5 °С. Длительность замера 5-10 сек, частота – не чаще 1 раз в минуту.
   - Для фиксации температуры использовался тепловизор Fluke Ti 10 заводской номер Ti10-08070194 с диапазоном измеряемых температур от -20°С до +250°С. Точность измерения температуры составляет

±2 °С или 2% от заданной шкалы температуры – выбирается большее из значений.

3. Определение угла раскрытия кранов производилось по показаниям контрольной стрелки с использованием транспортира. Погрешность при этом составляет не более 5°, что является допустимым для данной задачи.

3.2 Экспериментальные исследования на крановом узле КУ №11 (км 276,9) в режиме заполнения участков МГ «Бованенково – Ухта»

Крановый узел № 11 МГ «Бованенково –Ухта» I (1 нитка) расположен в зоне ответственности Воркутинского ЛПУ. Замеры параметров на КУ № 11 производились при заполнении участка МГ «Бованенково-Ухта» I (1 нитка) км 276,9 – 300,8 общей протяженностью 23,9 км. Схема обвязки кранового узла представлена на рисунке 3.1 (она полностью совпадает с приведенной ранее на рисунке 1.2).

Обследование обвязки кранового узла показало, что присоединение стояка ОИГ к линии основного байпаса выполнено с использованием тройника 300х200 и сферического перехода 200х50. Геометрические размеры стояков ОИГ и внешний вид, приводится на рисунке 3.2. Привод линейного крана совместно со стояком отбора импульсного газа, расположенного после крана «регулятора» РГ, находится в укрытии согласно проектному решению.

Краны, расположенные на КУ:

- БУ- 1 – кран линейный DN1400;
- 1С, 2С – краны байпасной обвязки DN300 (шаровые);
- 3С – кран свечной DN300 (шаровой);
- БП - кран отсечной (шаровой); РГ - кран «регулятор» (шаровой).

Регулировка расхода газа во время заполнения участка МГ проводилась при помощи крана «регулятора» РГ (в принятой ранее нумерации это

соответствует крану 2Б1С, см. рисунок 1.2). Начальное давление до и после линейного крана составляло 10,8 и 3,9 МПа соответственно.

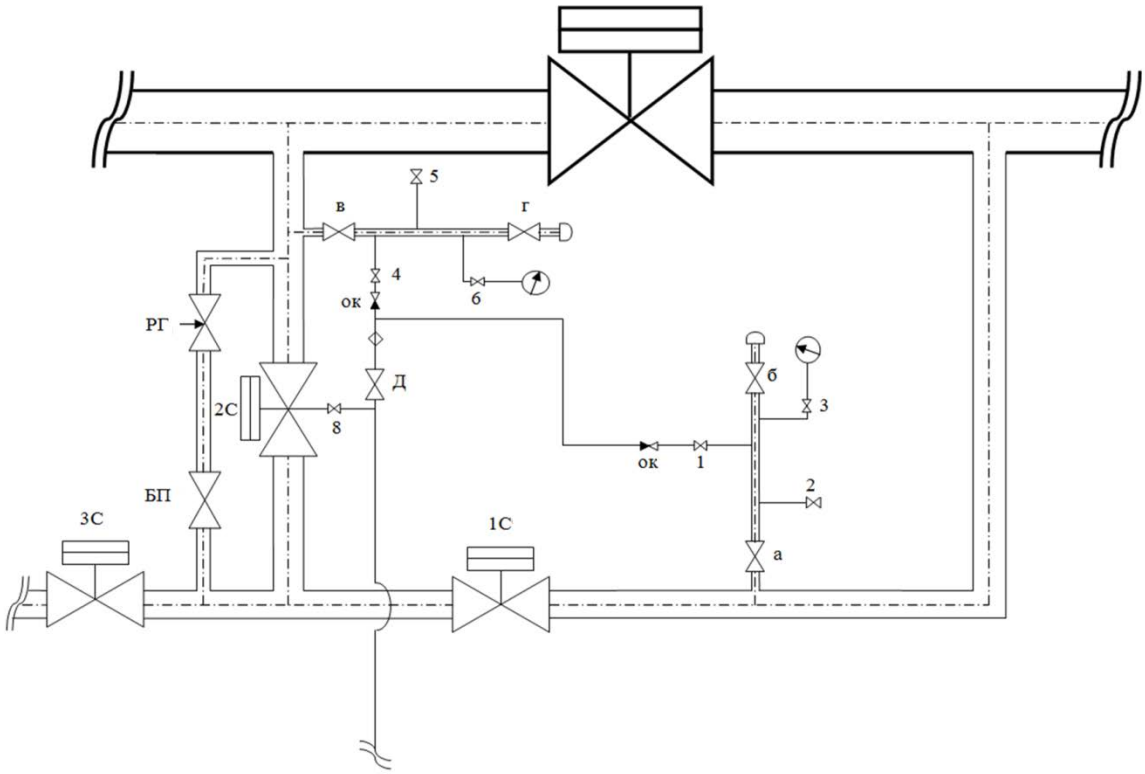


Рисунок 3.1. Схема обвязки кранового узла КУ №11 (км 276,9)

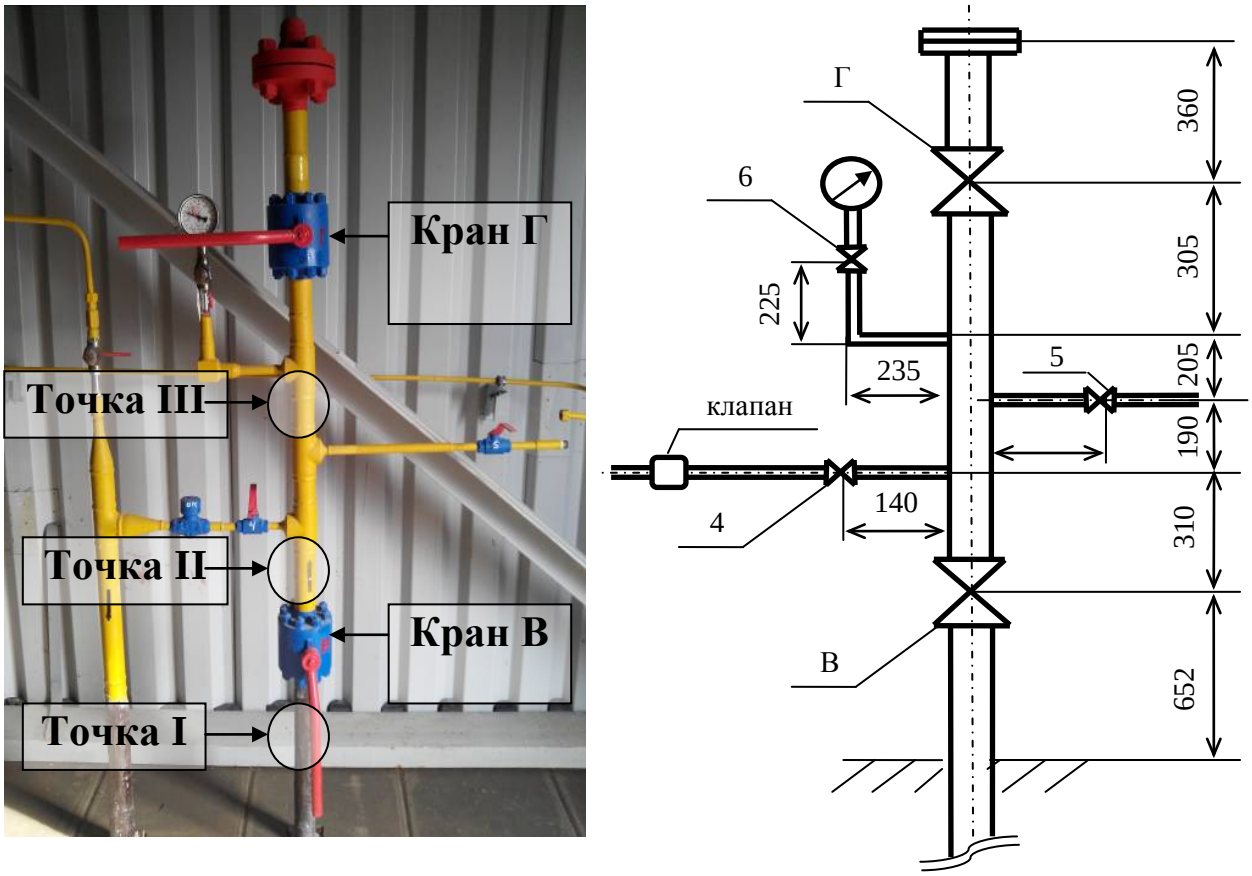


Рисунок 3.2. Конструкция стояка отбора импульсного газа

Результаты измерений контролируемых параметров представлены в таблице 3.2 и на рисунках 3.3, 3.4. На рисунке 3.3 представлены три диаграммы изменения температуры во времени в различных точках стояка отбора импульсного газа и приведена схема расположения контролируемых точек. На рисунке 3.4 представлены термограммы стояка отбора импульсного газа: А – время 16:08 соответствует позиции 15 таблицы 3.2; Б – время 16:27 соответствует позиции 21 таблицы 3.2. Измерение температуры стояка ОИГ производилось при закрытых кранах БУ-1, 2С, 3С и открытом кране БП на различных режимах (расходах газа) заполнения межкранового участка:

- *Режим 1*. Продолжительность режима 15:43 – 16:23, в таблице 3.2 пп 1 – пп 19.

На данном режиме кран «регулятор» РГ был открыт на 100%. Продолжительность режима составила 44 минуты. Начальный перепад давления – 6,9 МПа, что соответствует начальному давлению до КУ 10,8 МПа, после КУ – 3,9 МПа. При открытом кране В отмечается нагрев поверхности стояка отбора импульсного газа во всех контролируемых точках (см. рисунки 3.3, 3.4 А). В 16:23 произведено закрытие крана В. В результате, температура в контролируемой точке I выросла с 44,5 до 52,8 °С за 4 минуты (см. рисунок 3.4 Б), температура в контролируемой точке II понизилась до 37,4°С.

- *Режим 2*. Продолжительность режима 16:23 – 16:47, в таблице 3.2 пп 19 – пп 30.

Кран «регулятор» РГ открыт на 80% (уменьшение раскрытия), по техническим причинам запись величин давления не была произведена. При закрытом кране В отмечается снижение температуры в контролируемой точке I. После открытия крана В (16:34) температура во всех контролируемых точках продолжает снижаться.

- *Режим 3*. Продолжительность режима 16:47 – 17:20.

Кран «регулятор» РГ открыт на 100%, перепад давления в начальный момент – 5,3 МПа (давление до КУ 10,0 МПа, после – 4,7 МПа). При открытом кране В отмечается незначительный рост температуры во всех контролируемых

точках. Температура в точке I выросла с 29,5 до 35,5 °С за 23 минуты, далее температура начала снижаться.

Таблица 3.2 Результаты измерений на КУ №11

№ п/п	Время	Температура, °С			Примечание
		Точка I	Точка II	Точка III	
1	15:43				Начало заполнения. Краны БП и РГ открыты на 100%. Кран В открыт, краны Г, БУ-1 закрыты. Перепад давления – 6,9 МПа
2	15:45	-	26	30	-
3	15:47	-	-	30,6	-
4	15:49	-	-	34,9	-
5	15:51	-	29,1		-
6	15:53	-	-	36,8	Открыли кран Г
7	15:55	-	31	34,2	-
8	15:58	35,8	-	-	-
9	16:00	37,6	-	-	-
10	16:01	38,8	-	-	-
11	16:03	40,8	-	-	-
12	16:04	-	38,5	-	-
13	16:07	41,9	-	-	-
14	16:07	-	40,1	-	-
15	16:08	-	-	38,3	-
16	16:21	43,4	-	-	-
17	16:21	-	43,9	-	-
18	16:21	-	-	39,1	-
19	16:23	49,5	-	-	Закрыли кран В
20	16:25	52	-	-	-
21	16:27	52,8	-	-	Открыли кран РГ на 80%
22	16:28	50,8	-	-	-
23	16:30	49,6	-	-	-
24	16:33	44,5	-	-	-
25	16:34	40,9	-	-	Открыли кран В
26	16:35	-	37,4	-	-
27	16:36	-	36,6	33,2	-
28	16:37	35,5	-	-	-
28	16:46	29,5	-	-	-
30	16:47	-	34,9	29,9	Открыли РГ на 100%. Перепад давления – 5,3 МПа
31	16:59	33	-	-	-
32	17:00	-	36,7	34,8	-

33	17:10	35,6	37,1	35,5	-
34	17:20	32,4	35,3	34,3	-
35	17:42	31	33,9	34,2	-

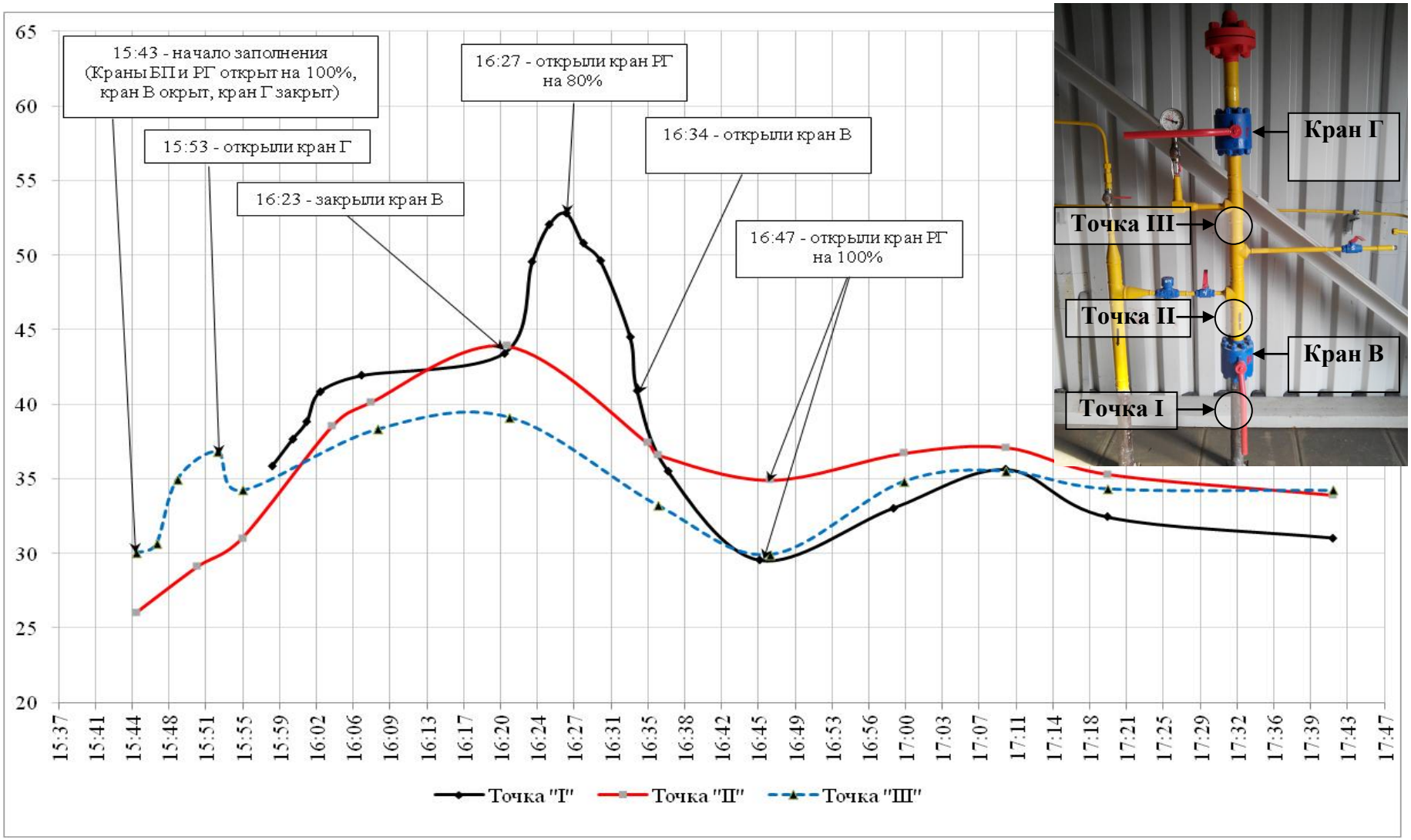
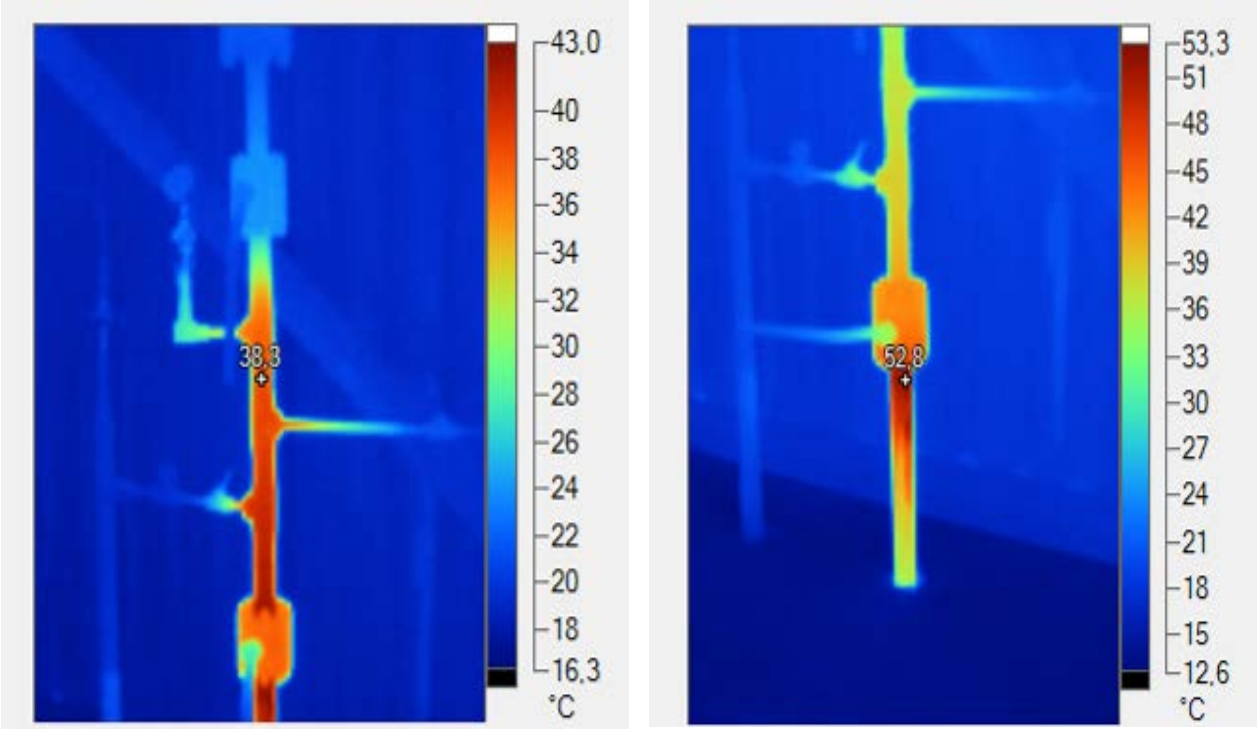


Рисунок 3.3. Динамика температуры в различных точках стояка отбора импульсного газа КУ №11 при заполнении МГ



А) **Б)**

Рисунок 3.4. Термограммы стояка отбора импульсного газа КУ№ 11

Обсуждение результатов:

1. Окончательная температура газа в стояке ОИГ составила порядка 33÷35°С, что соответствует температуре торможения газа, следовательно, проявление эффекта Гартмана – Шпренгера соответствует температурам выше этой величины.

2. Разогрев выше температуры торможения был достигнут в режиме 1 и в режиме 2.

3. В режиме 2 уменьшение раскрытия крана РГ повлекло снижение температуры в стояке ОИГ.

4. Начиная с 16:47, когда кран РГ был полностью открыт, температура газа снижалась, а потом стабилизировалась на величине около температуры торможения. В этот момент величины давлений до и после КУ составляли 4,7 и 10,0 МПа, что близко к критическому соотношению, см. главу 2.5.

5. Исходя из п.3 и п.4, следует, что разогрев проявляется при большом расходе газа, который может быть достигнут на сверхкритическом перепаде давлений и при определенном угле раскрытия крана 2Б1С.

6. В конце режима 1, при закрытии крана В, произошел быстрый разогрев в точке I. Заметим, что полная длина стояка ОИГ (рисунок 3.2) составляет ~3 м, длина до крана В ~1,65 м, приведенные длины соответственно составляют $l_т$= 60 и 33. Данный факт подтверждает выводы, полученные в разделе 2.4.2, рисунок 2.30.

3.3 Экспериментальные исследования разогрева элементов обвязки крановых узлов км 184, км 208 газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Для повторного эксперимента, с целями, указанными ранее, был выбран газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», расположенный в Хабаровском крае и обслуживаемый Амурским ЛПУ.

Схематично магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» на участке проведения исследований представлен на рисунке 3.5.

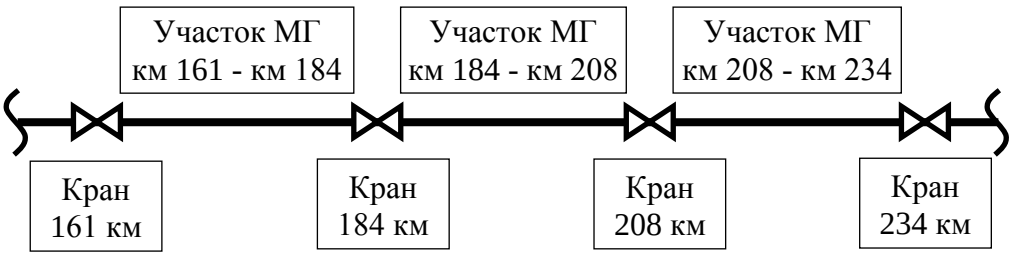


Рисунок 3.5. Упрощенная схема МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» на участке 161-234 км

На представленном участке МГ проводились огневые работы по замене кранов DN50, установленных на стояках ОИГ на крановых узлах 184 км и 208 км. После проведения огневых работ на указанных крановых узлах производился перепуск газа.

Схема кранового узла представлена на рисунке 3.6. В трехмерном виде схема представлена на рисунке 3.7.

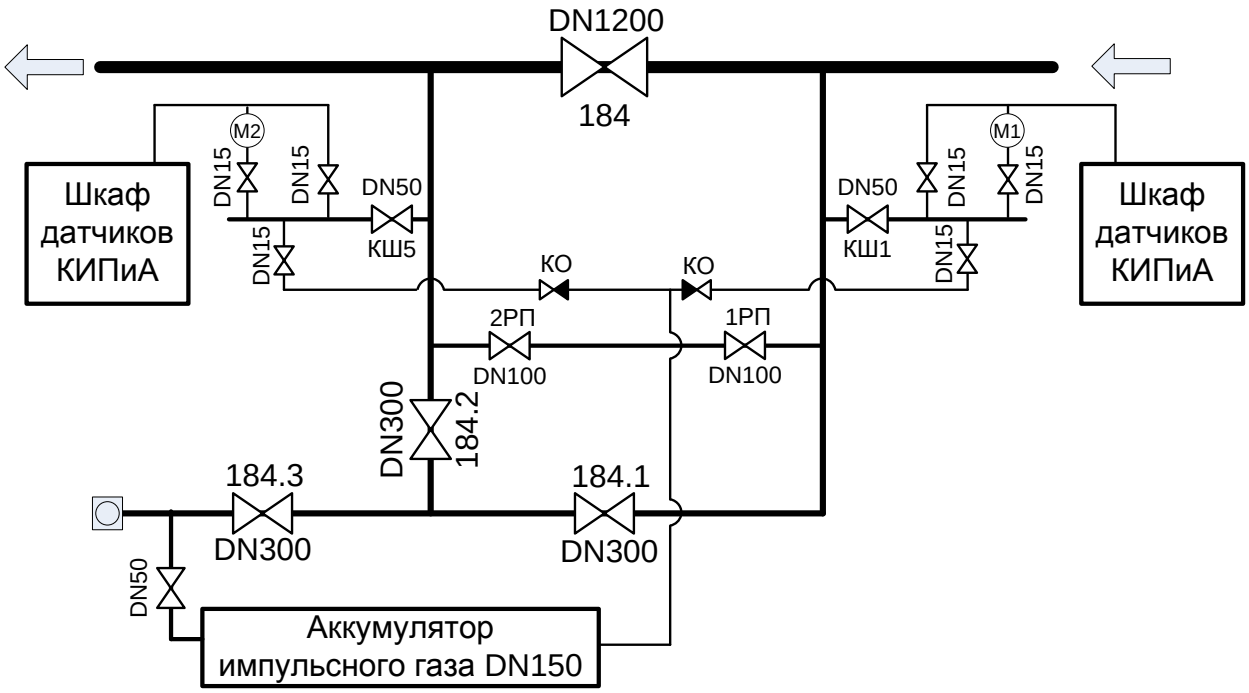


Рисунок 3.6. Схема КУ184 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

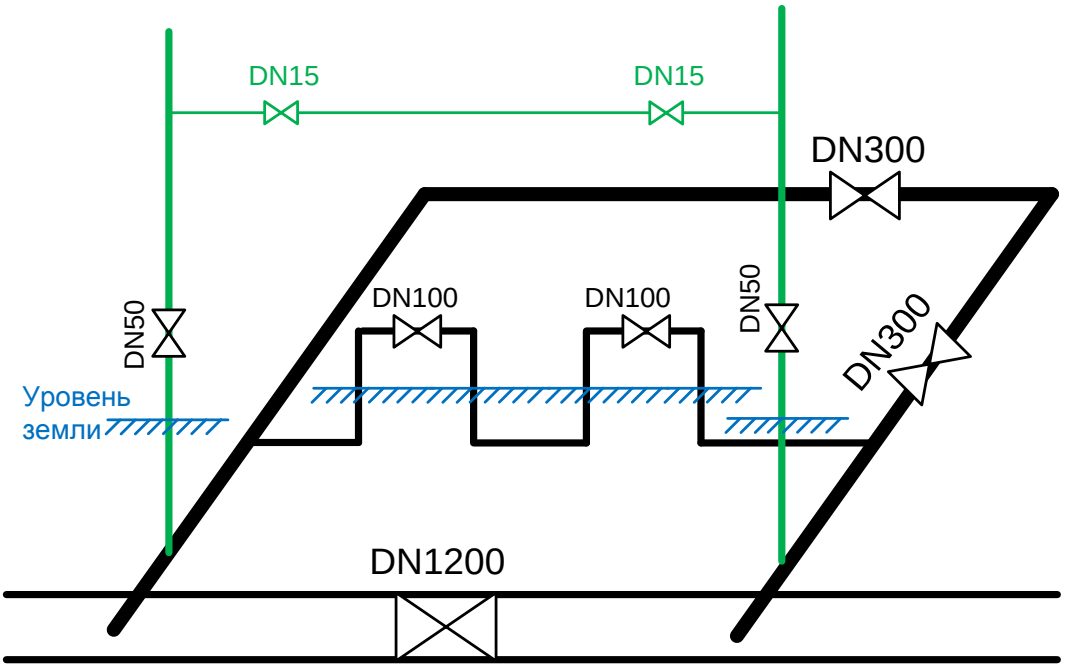


Рисунок 3.7. Аксонометрическая схема КУ184 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

На рисунке 3.8 А представлена фотография стояка отбора импульсного газа DN50. На фотографии отмечены зоны, которые фиксировались тепловизором: зона 1 – верх стояка с подключенным манометром; зона 2 – линия подсоединения шкафа КИПиА; зона 3 – линия отбора импульсного газа; зона 4 – низ стояка, с замененным краном DN50. Схематично стояк ОИГ изображен на рисунке 3.8 Б.

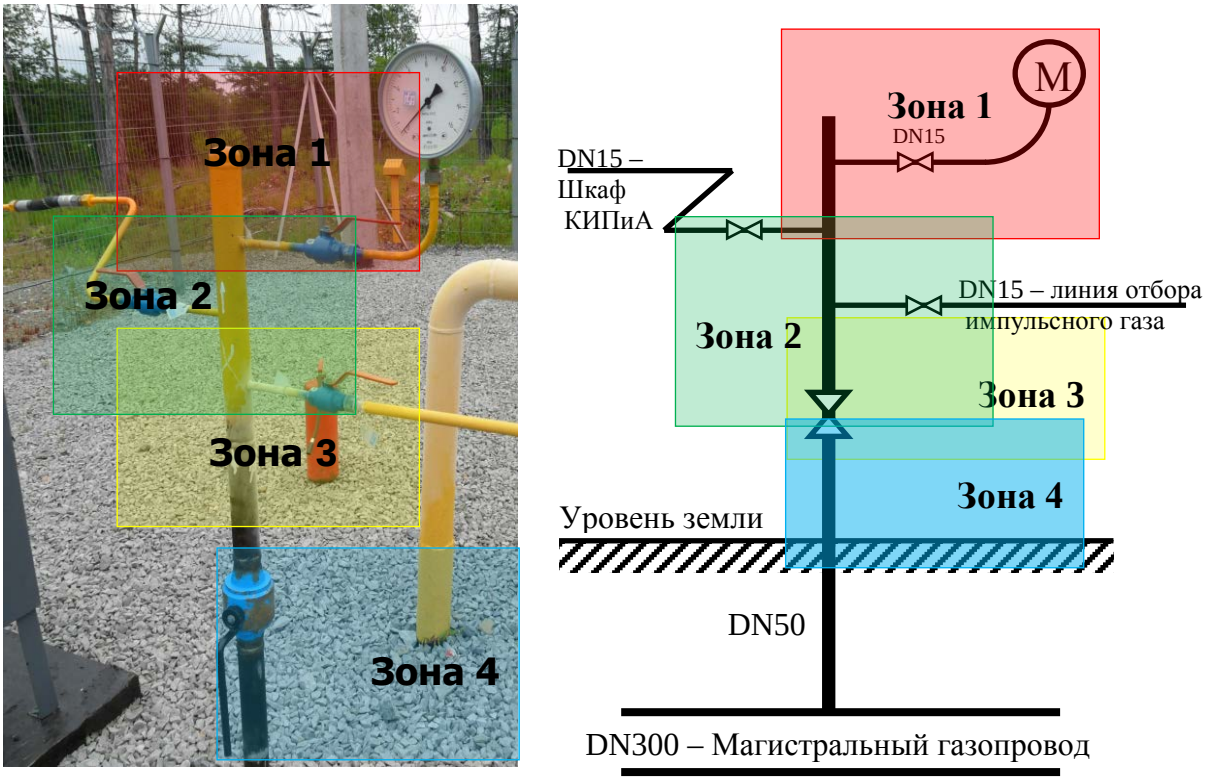


Рисунок 3.8. Стояк ОИГ DN50 КУ184 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Согласно проектному решению, присоединение стояка ОИГ к основной байпасной линии DN300 выполнено с применением тройника 300х200 и конического перехода 200х50.

Порядок проведения перепуска газа

Экспериментальные замеры проходили на двух крановых площадках – км 184, км 208. Замер температуры, времени и условий возникновения разогрева происходил в момент перепуска газа из одного прилегающего участка МГ в другой (заполнение участков МГ происходило против направления транспортировки газа по МГ). Перепуск газа на крановых узлах проходил в последовательности, приведенной в таблице 3.3.

Таблица 3.3 Порядок перепуска газа на КУ км 184, км 208

Участки газопровода		
км 161 – км 184	км 184 – км 208	км 208 – км 234
Начальное состояние:		
0 МПа	2,8 МПа	2,8 МПа
Перепуск газа на км 184. Эксперимент №1 Заполнение участка км 161 – км 184. Конечное состояние:		

1,45 МПа	1,45 МПа	2,8 МПа
Стравливание газа на участке км 184 – 208. Конечное состояние:		
1,45 МПа	0 МПа	2,8 МПа
Перепуск газа на км 208. Эксперимент №2 Заполнение участка км 184 – км 208. Конечное состояние:		
1,45 МПа	1,46 МПа	1,46 МПа

Проведение перепуска газа на каждом из крановых узлов выполнено в следующем порядке (режимы):

1. Перепуск газа (на обоих КУ) начинался с открытия кранов байпасной линии DN100. При этом наблюдался равномерный рост температуры стояка отбора импульсного газа DN50.
2. По достижении температуры стояка DN50 порядка 50°С производили открытие байпасной линии DN15 с целью проверки эффективности данного решения для предотвращения происходящего разогрева. В результате открытия рост температуры прекращался, при этом в нижней части стояка (у поверхности земли) температура падала вплоть до обледенения поверхности трубы, в верхней точке стояка ОИГ наблюдался медленный спад температуры (скорость падения температуры существенно меньше ее нарастания в результате действий по режиму №1).
3. С сохранением предыдущих условий (линии DN100 и DN15 открыты) производилось пошаговое открытие байпасного крана DN300 (величина шага составила примерно 10% открытия). При этом на некоторой величине открытия крана (каждый раз величину открытия заносили в таблицу измерений) наблюдался разогрев стояка отбора газа DN50. Для прекращения разогрева кран DN300 закрывался (или уменьшалась величина открытия крана).
4. С сохранением положений кранов производилось заполнение газопровода до меньшего перепада давлений (соотношения давлений в участках МГ, прилегающих к крановому узлу).
5. На меньшем перепаде давлений производилось повторное пошаговое открытие байпасного крана DN300 (повторение п.3).

Режимы 5 и 4 повторяли до тех пор, пока при выполнении открытия крана DN300 вплоть до 100% не переставал происходить разогрев стояка отбора газа DN50. После этого заполнение газопровода продолжалось до полного выравнивания давлений между смежными участками МГ при неизменном положении кранов.

Результаты измерений

Результаты измерений сведены в таблицы 3.4, 3.5. В таблицах приводится время события, давления в линейных участках до (P_1) и после (P_2) кранового узла, температура вверху (t_1) и внизу стояка (t_2) DN50 (с низкой стороны КУ). В предпоследнем столбце таблицы для некоторых точек указываются номера тепловизионных фотографий, приведенных на рисунке 3.9. Последний столбец отражает номер режима из указанного выше алгоритма исследований. Температура окружающего воздуха ~ 18°С при испытаниях на КУ км 184; ~ 21°С при испытаниях на КУ км 208.

Таблица 3.4 Заполнение участка км 161 – км 184. Крановый узел км 184

№ п/п	Время	Давление P_1, МПа	Тем-ра t_1, °С	Тем-ра t_2, °С	Давление P_2, МПа	Примечание	№ рис.	№ режима
1	14:50	0	21	30	2,8	Исходное состояние	1	1
2	14:52	0	21	30	2,8	Открытие линии DN100		1
3	14:54	-	37	40	-			1
4	14:56	-	45	42	-		2	1
5	14:57	-	-	-	-	Открытие линии DN15		2
6	14:58	-	47	10	-			2
7	14:59	-	50	5	-			2
8	15:02	-	46	0	-			2
9	15:07	-	43	-3	-			2
10	15:22	-	23	-5	-		3	2
11	15:30	0,25	20	-2	-	Открытие линии DN300 (30%)		3
12	15:31	-	37	8	-		4	3
13	15:32	-	40	8	-	Закрытие линии DN300		3,4
14	15:35	-	33	3	-			4
15	15:44	-	22	1	-			4
16	16:03	0,45	18	0	2,45			4
17	16:10	-	-	-	-	Открытие линии DN300 (30%)		5
18	16:11	-	15	5	-	Открытие линии DN300 (45%)		5
19	16:13	-	26	5	-	Открытие линии DN300 (60%)		5
20	16:14	-	36	11	-			5
21	16:15	-	40	11	-	Открытие линии DN300 (70%)	5	5
22	16:16	-	55	25	-			5

23	16:16	-	74	32	-	Закрытие инии DN300		4
24	16:25	0,75	24	5	2,2			4
25	16:26	-	23	5	-	Открытие линии DN300 (50%)		5
26	16:28	-	23	5	-	Открытие линии DN300 (60%)		5
27	16:30	-	30	10	-	Открытие линии DN300 (70%)		5
28	16:31	0,9	42	20	2,1	Открытие линии DN300 (70%)	6	5
29	16:32	0,9	40	18	2,1	Открытие линии DN300 (60%)		5
30	16:33	-	30	8	-			5
31	16:37	-	22	7	-	Открытие линии DN300 (80%)		5
32	16:39	1,14	23	8	1,79	Открытие линии DN300 (90%)	7	5
33	16:40	-	23	8	-	Открытие линии DN300 (100%)		5
34	16:41	-	23	10	-			
35	16:42	1,25	23	13	1,63		8	
36	16:45	1,34	23	13	1,58			

Пояснения:

П/п 1-4 – режим 1. Открытие линии DN100 привело к разогреву тупикового ответвления DN50.

П/п 5-10 – режим 2. Открытие линии DN15 привело к прекращению разогрева тупикового ответвления DN50 и резкому охлаждению его на участке от точки подсоединения линии DN15 до линии DN300 (зона 3,4), в зоне от линии DN15 до тупиковой точки охлаждение происходило медленнее.

П/п 11-13 – режим 3. Плавное открытие крана DN300 привело к возобновлению разогрева тупикового ответвления DN50 (несмотря на открытую линию DN15). Отличие от п/п 1-4 в том, что в нижней зоне стояка (от точки подсоединения линии DN15 до линии DN300) температура ниже, ввиду притока дросселированного газа по линии DN15.

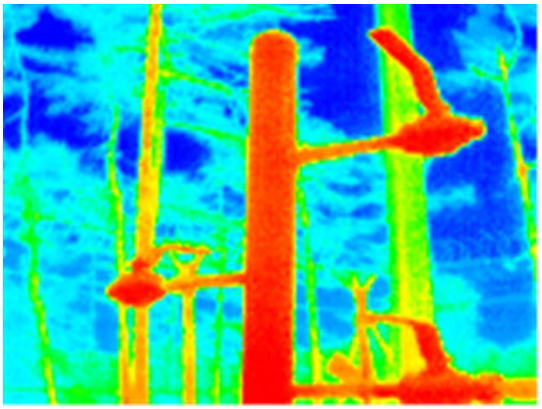
П/п 13-16 – режим 4. Закрытие крана DN300 с целью охлаждения стояка DN50.

П/п 17-22 – режим 5. Плавное открытие крана DN300 привело к возобновлению разогрева тупикового ответвления DN50 (несмотря на открытую линию DN15).

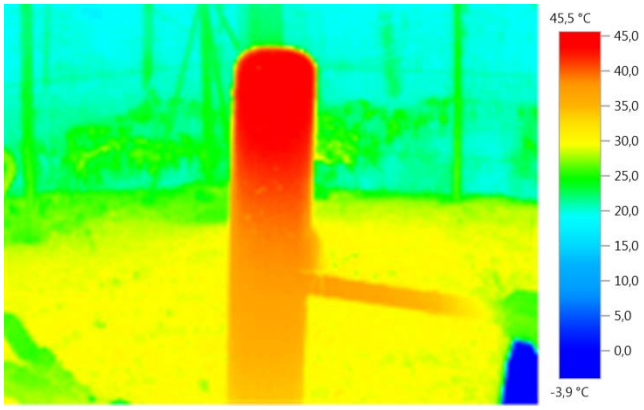
П/п 23-24 – режим 4. Закрытие крана DN300 с целью охлаждения стояка DN50.

П/п 25-33 – режим 5. Плавное открытие крана DN300 привело к незначительному разогреву тупикового ответвления DN50 (несмотря на открытую линию DN15). Однако при достижении соотношения давлений P2/P1~2 (п/п 29-30) наблюдалась стабилизация температуры стояка.

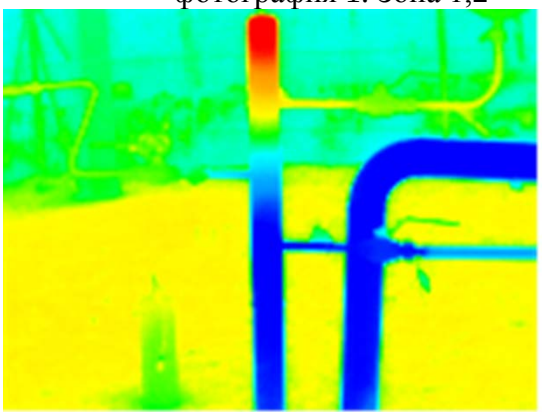
П/п 34-36 – при полностью открытом кране DN300 разогрева не наблюдается. Температура во всех элементах обвязки постоянна.



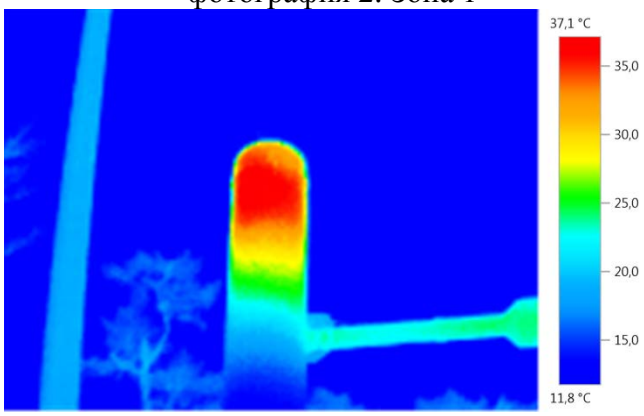
фотография 1. Зона 1,2



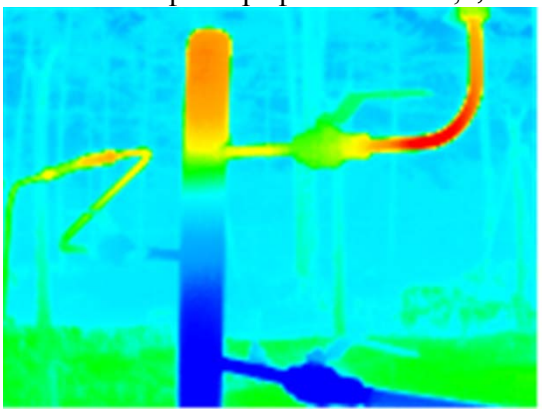
фотография 2. Зона 1



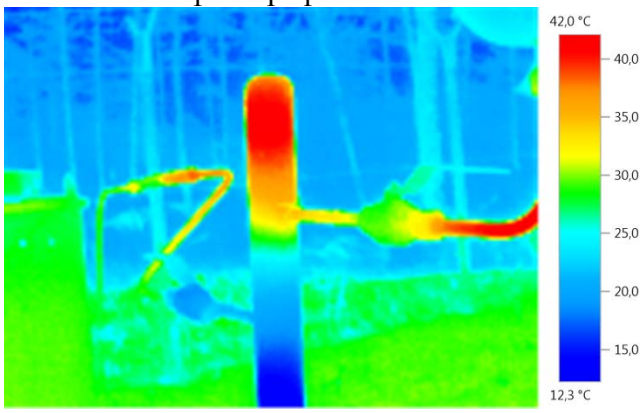
фотография 3. Зона 1,2,3



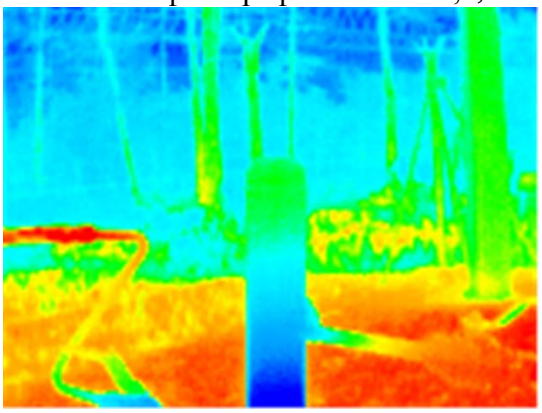
фотография 4. Зона 1



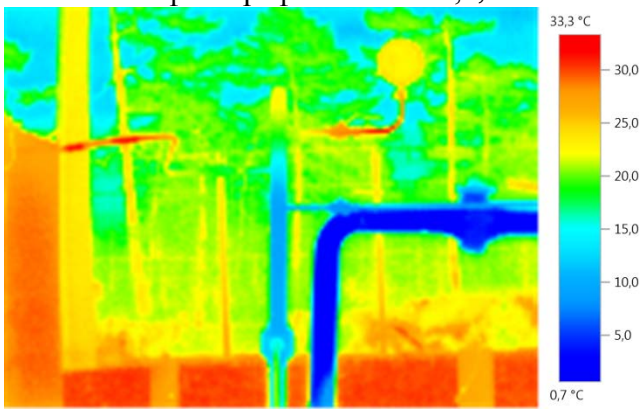
фотография 5. Зона 1,2,3



фотография 6. Зона 1,2,3



фотография 7. Зона 1



фотография 8. Зона 1,2,3

Рисунок 3.9. Термограммы стояка ОИГ на различных этапах проведения экспериментов

На рисунке 3.10 проиллюстрированы изменения температур и указаны ключевые моменты действий.

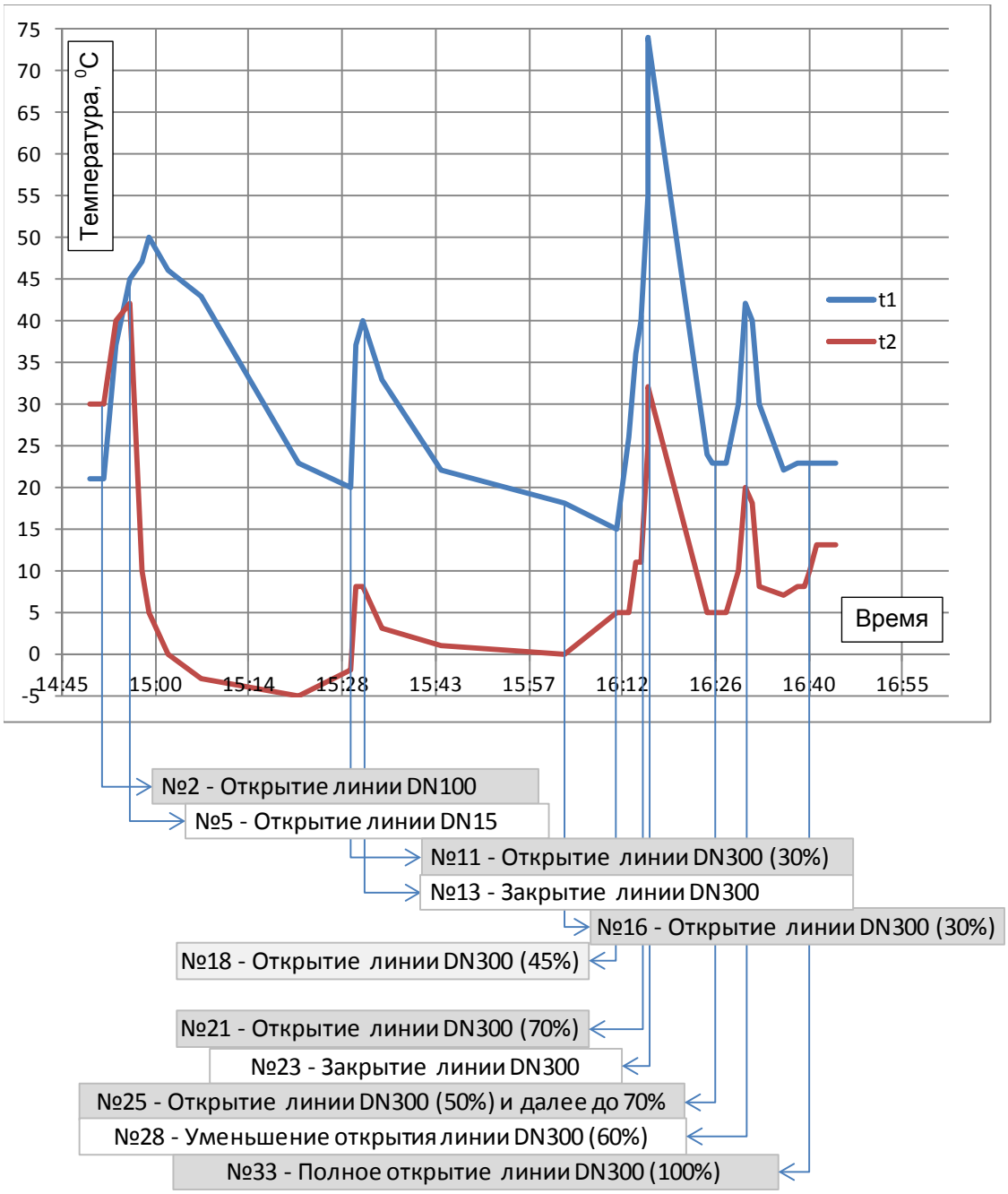


Рисунок 3.10. График изменения температуры поверхности газопровода в процессе исследований, КУ № 184. t_1 – температура вверху стояка DN50; t_2 – температура внизу стояка DN50

В таблице 3.5 приводятся аналогичные результаты измерений, произведенных на крановом узле №208.

Таблица 3.5 Заполнение участка км 184 – км 208. Крановый узел №208

№ п/п	Время	Давление P_1, МПа	Темпера-тура t_1, °С	Темпера-тура t_2, °С	Давление P_2, МПа	Примечание
1	11:35	0	22	30	2,75	Исходное состояние
2	11:36	0	22	30	2,75	Открытие DN15 и DN100
3	11:43	0	22	2	2,75	Закрытие линии DN15
4	11:47	0	29	15	2,75	
5	11:50	0,08	32	25	2,72	
6	11:55	-	32	32	-	
7	11:58	-	36	36	-	
8	12:05	0,2	36	40	2,53	
9	12:08	-	-	-	-	Открытие линии DN15
10	12:09	-	37	10	-	
11	12:19	0,27	26	1	2,53	Открытие линии DN300 (20%)
12	12:20	-	27	4	-	Открытие линии DN300 (40%)
13	12:22	-	33	6	-	Открытие линии DN300 (60%)
14	12:23	0,38	35	6	2,46	Открытие линии DN300 (60%)
15	12:24	-	45	18	-	Открытие линии DN300 (70%)
16	12:26	-	50	14	-	Открытие линии DN300 (50%)
17	12:28	0,43	42	4	2,43	
18	12:34	0,48	29	3	2,39	
19	12:35	-	26	4	-	Открытие линии DN300 (70%)
20	12:37	-	29	7	-	Открытие линии DN300 (80%)
21	12:40	0,67	30	6	2,23	Открытие линии DN300 (90%)
22	12:41	-	36	14	-	Открытие линии DN300 (70%)
23	12:47	-	20	5	-	Открытие линии DN300 (80%)
24	12:48	-	23	7	-	Открытие линии DN300 (100%)
25	12:52	-	50	45	-	Открытие линии DN300 (70%)
26	12:54	0,9	42	16	2,05	
27	12:59	-	25	7	-	Открытие линии DN300 (80%)
28	13:00	-	25	7	-	
29	13:01	-	25	7	-	Открытие линии DN300 (90%)
30	13:02	1,05	25	7	1,88	Открытие линии DN300 (100%)
31	13:03	-	24	10	-	
32	13:04	-	24	10	-	
33	13:07	-	24	10	-	

Пояснения:

П/п 1-2 – режим 2. При открытии линии DN100 и открытии DN 15 разогрева тупикового ответвления DN50 не происходит.

П/п 3-8 – режим 1. При закрытии линии DN15 происходит разогрев тупикового ответвления DN50.

П/п 9-11 – режим 2. Открытие линии DN15 вновь прекращает разогрев стояка DN50.

П/п 11-15 – режим 3. Открытие крана DN300 приводит к разогреву стояка DN50.

П/п 16-18 – режим 4. Неполное открытие крана DN300. Наблюдается фиксированная температура (высокая) на стояке DN50.

П/п 19-21 – режим 5. Дальнейшее открытие крана DN300 приводит к возобновлению разогрева стояка DN50.

П/п 22-23 – неполное открытие крана DN300. Наблюдается фиксированная температура (высокая) на стояке DN50.

П/п 24-25 – режим 5. Дальнейшее открытие крана DN300 приводит к возобновлению разогрева стояка DN50.

П/п 25-27 – режим 4. Заполнение участка МГ с неполностью открытым краном DN300 для уменьшения перепада давлений.

П/п 27-30 – режим 5. Полное открытие крана DN300 при соотношении давлений P2/P1<2 не приводит к возобновлению разогрева стояка DN50.

П/п 30-33 – при полностью открытом кране DN300 разогрева не наблюдается. Температура во всех элементах обвязки постоянна.

На рисунке 3.11 проиллюстрированы измеренные значения температур, а также указаны ключевые моменты действий.

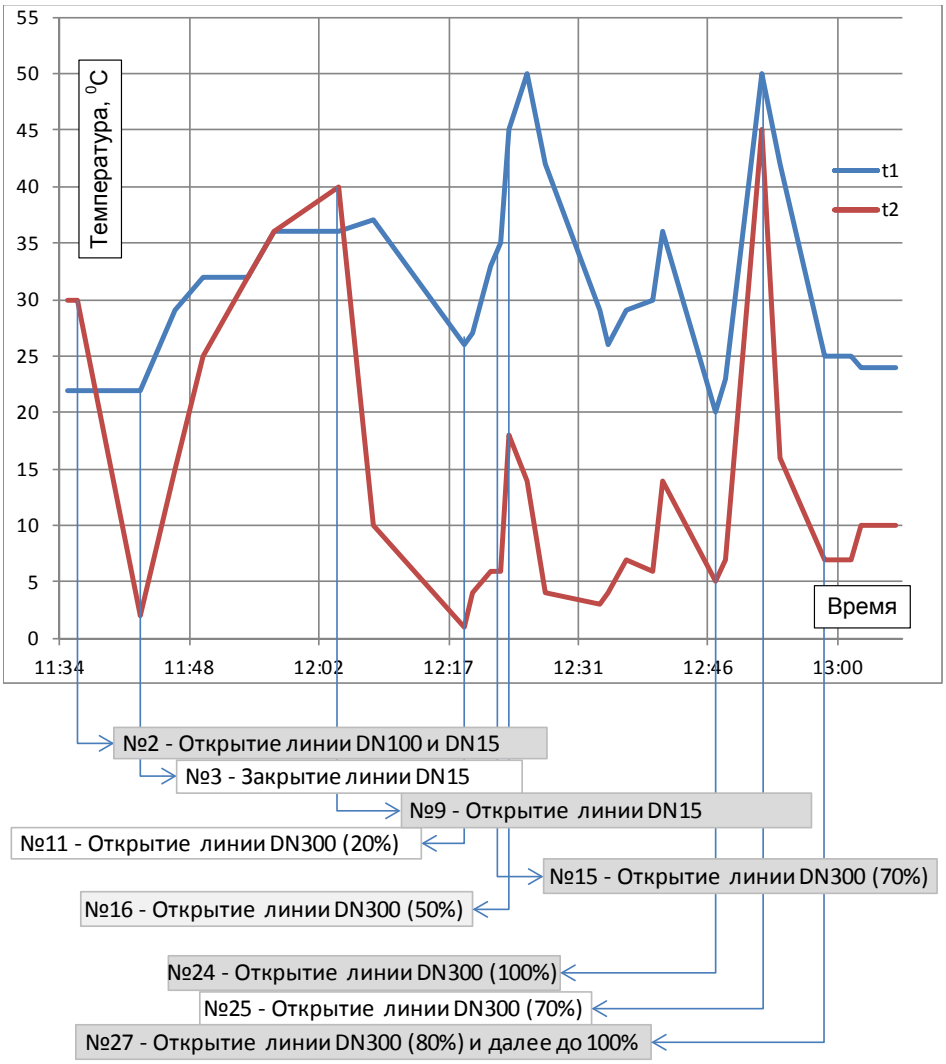


Рисунок 3.11. График изменения температуры поверхности газопровода в процессе исследований, КУ № 208. t_1 – температура вверху стояка DN50; t_2 – температура внизу стояка DN50

Обсуждение результатов:

1. При воспроизведении режима заполнения (открыт кран 2Б1С) на различных газопроводах наблюдается эффект аномального разогрева стояка ОИГ. Это подтверждает независимость появления данного эффекта от условий эксплуатации газопровода (в т.ч. от эксплуатирующей организации).

2. Эффект разогрева появляется независимо от величины абсолютного давления (в замерах на КУ №11 (км276,9) МГ «Бованенково – Ухта» I (1 нитка) абсолютное давление составляло 10,8 МПа; в экспериментах на КУ км 184, км 208 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» на участке 161-234 км абсолютное давление составляло порядка 2,8 МПа).

3. Очевидно, что с увеличением суммарной площади раскрытия кранов 2Б1С и 1С происходит увеличение расхода газа по байпасной линии, что с

необходимостью повышает скорость движения газа. В то же время с уменьшением перепада давлений до и после КУ суммарное раскрытие кранов, вызывающее появление разогрева, становится больше (так например, см. таблице 3.4, испытания на КУ км 184 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», пп 11-13 раскрытие крана DN300 до 30% повлекло разогрев стояка ОИГ при перепаде давлений до и после КУ соответственно 2,8МПа/0,25 МПа; в тоже время, согласно пп.17-21, при перепаде давлений 2,2 МПа/0,75 МП раскрытие крана DN300 до величины порядка 50-60% почти не вызвало разогрева, разогрев появился лишь при раскрытии до 70%).

3.4 Определение зависимости скорости потока газа по байпасной линии кранового узла от величины раскрытия кранов-регуляторов

Приведенные ранее результаты экспериментальных исследований на крановом узле км 184 при заполнении участка км 161 – км 184 МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» (таблица 3.4), подверглись анализу по методике, изложенной в главе 2.6. Данный анализ позволил определить величину скорости движения газа по байпасной линии DN300 в зависимости от величины суммарного раскрытия кранов DN300 (1С), DN100 (2Б1С).

Результаты вычисления различных величин по данной методике приводятся в таблице 3.6. Последовательность вычислений в сокращенном виде следующая:

1. Для фиксированного перепада p_5/p_2 ($p_5<p_k$') (столбцы 1, 2) определяем площадь $S(\alpha)$; учитываем, что линия DN100 полностью открыта, а угол раскрытия крана 1С (α), определяющий проходное сечение линии DN300, фиксировался в эксперименте (приводится в столбце 4). В данном случае пренебрегаем перепадом давлений p_1-p_3 и p_4-p_6.

2. По известной температуре газа (T_1) в исходном объеме V_1 и известному перепаду давлений, определяем температуру на участке 4-6 (T_2, приводится в столбце 5) согласно эффекту Джоуля-Томпсона. В силу малой

протяженности участка, принимаем постоянство температуры на данном участке (4-6).

3. Определяем максимальную пропускную способность прямолинейного участка трубопровода по формуле (2.15), найденное значение QL_{max} приведено в столбце №6. Определяем максимально возможный расход через сечение $S(\alpha)$ QV_{max} по формуле (2.12) (в таблице не приводится).

4. Фактический расход определяем как минимальное значение между найденными величинами (QL_{max}, QV_{max}); значение приведено в столбце №7. (Таким образом, если значение в столбце №7 совпадает со столбцом №6, то определяющим является прямолинейный участок, иначе расход определен по проходному сечению $S(\alpha)$).

5. По найденному расходу определяем скорость U_5 по формуле (2.16) (приводится в столбце 9).

Таблица 3.6 Параметры процесса динамики газа по байпасной линии

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
№	p_2, МПа	p_5, МПа	$T_{стояк}$, °С	α_{300}	T_2	QL_{max}, кг/с	Q, кг/с	λ_5	U_5, м/с	α_{max} %
1	2,65	0,25	23	0	-4,5	55,6	22,5	0,41	155	16
2	2,60	0,26	40	30	-4,2	57,7	57,7	1,00	382	18
3	2,45	0,45	18	0	-2,5	99,3	20,8	0,21	80	38
4	2,36	0,56	15	30	-1,5	123,1	83,3	0,68	259	50
5	2,34	0,59	26	45	-1,2	129,6	113,1	0,87	334	53
6	2,31	0,61	40	60	-0,9	133,8	133,8	1,00	382	55
7	2,30	0,63	74	70	-0,8	138,1	138,1	1,00	382	57
8	2,18	0,78	23	0	0,6	170,1	18,5	0,10	42	67
9	2,15	0,82	23	50	1,0	178,6	120,7	0,67	259	70
10	2,12	0,88	30	60	1,5	191,4	144,7	0,76	289	74
11	2,10	0,90	42	70	1,7	195,6	172,6	0,88	337	76

Анализ результатов показывает, что разогрев стояков ОИГ наблюдается лишь при приближении скорости U_5 к критическому значению ($\lambda_6 \geq 0.88$, в таблице 3.6 эти значения выделены желтым цветом, красным цветом выделена ситуация максимального разогрева). Следовательно, предотвращение разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ можно достичь, путем ограничения скорости движения газа в обвязке КУ до этой величины. На практике величину скорости необходимо ограничивать с некоторым запасом, так из таблицы видно, что разогрева гарантированно не достигается при относительной скорости потока газа $\lambda_6 < 0.7$, в связи с чем рекомендуется ориентироваться именно на это значение.

Ситуация с высокой критической скоростью на участке 4-6, характерна для режимов, в которых пропускная способность проходного сечения $S(\alpha)$ достигает и превышает величину пропускной способности трубопровода на участке 4-6, т.е. $QV_{max} > QL_{max}$. В остальных ситуациях скорость на участке 4-6 имеет более низкую величину, разогрева стояка ОИГ не наблюдается.

Исходя из вышесказанного, можно утверждать, что при достижении проходным сечением $S(\alpha)$ величины, при которой пропускная способность участка 4-6 равна пропускной способности данного сечения ($S(\alpha)$) возможно появление разогрева стояка ОИГ. Следовательно, разрешая уравнение $QV_{max} = QL_{max}$ относительно величины $S(\alpha)$ при любых сочетаниях давлений p_2, p_5, можно определять предельно допустимое суммарное открытие кранов 1С, 2Б1С. В таблице 1 приводится найденный таким способом угол раскрытия крана 1С в условиях полного раскрытия крана 2С1Б (α_{max}, столбец №10).

Сравнивая найденные значения α_{max} с зафиксированным в эксперименте значением угла раскрытия α_{300} (столбец 4, стоблец 10), видим, что, разогрев происходит, когда угол α_{300} реального раскрытия крана приближается или превышает найденную величину α_{max}.

Таким образом, в результате применения алгоритма расчета, описанного выше, в конкретных, практических ситуациях, в процессе

заполнения участка МГ, можно определять предельно допустимый угол раскрытия крана 1С. Задаваясь запасом в 10-15%, можно выставлять безопасный угол раскрытия крана 1С, с учетом раскрытия крана 2Б1С, обеспечивающий максимально возможный быстрый и безопасный процесс заполнения участков МГ.

3.5 Выводы по главе 3

1. Обоснованы и выбраны объекты проведения экспериментальных исследований. Разработана методика проведения экспериментальных исследований. Построен факторный план, определены управляющие факторы. Обосновано и выбрано оборудование, используемое в экспериментальных исследованиях.

2. Получены режимы заполнения участка МГ, в которых проявляется эффект Гартмана – Шпренгера – наблюдается разогрев поверхности стояка ОИГ. В описанных экспериментах температура поверхности стояка ОИГ достигала 55÷75°С.

Показано, что эффект разогрева выше температуры торможения может возникать только при сверхкритическом перепаде давления (для чистого метана $p_2/p_1 \leq$ 0,55), что соответствует величине, полученной по аналитической модели в главе 2.

Также показано частное проявление зависимости, полученной в главе 2, скорости роста температуры от относительной глубины заглушенной полости: при изменении относительной глубины со значения $l_т$=60 до $l_т$=30 скорость роста температуры значительно повысилась.

3. Произведены замеры параметров процесса в экспериментах, проанализированы результаты произведенных экспериментальных исследований. Проведенные эксперименты позволили верифицировать результаты компьютерного моделирования.

В результате проделанных экспериментальных исследований получены следующие выводы:

1. Полностью подтверждены выводы численного моделирования в части установленных факторов, влияющих на появление эффекта разогрева. Доказано, что появление рассматриваемого эффекта возможно лишь при сочетании следующих факторов:

- наличие специфического соединения тупиковой полости с байпасной линией (с помощью тройника 300х200 и конического (или подобного ему) перехода 200х50 (200х100));
- отношение давления после КУ к давлению до него должно быть меньше 0,5;
- определенная величина суммарного раскрытия кранов-регуляторов, расположенных на линии основного и дополнительного байпаса.

2. Доказано, что исключение любого из указанных факторов влечет за собой исключение аномального разогрева газа с постепенным охлаждением нагретых областей трубопроводной обвязки и газа, заключенного в тупиковых полостях.

4. Произведен анализ результатов экспериментальных исследований с точки зрения аналитической модели движения газа по байпасной линии, определены скорости движения газа в условиях проведенных экспериментов.

Показано, что для возникновения эффекта нагрева тупиковой полости, скорость движения газа по основной линии байпаса в окрестности тупиковой полости должна быть в диапазоне 0.7..1λ. Указанная скорость движения газа полностью определена исходя из физических свойств газа и величин его параметров в конкретных условиях (давление, температура и т.п.), а также в зависимости от величины угла раскрытия кранов-регуляторов 2Б1С и 1С.

Предложена методика определения допустимого раскрытия проходного сечения байпасной линии (с учетом совместного раскрытия основной и дополнительной линии байпаса). Найденное таким способом сечение будет обеспечивать максимально допустимую скорость заполнения участка МГ при обеспечении условия не возникновения разогрева газа в тупиковой полости выше температуры торможения.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА, УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРАНОВЫХ УЗЛОВ

4.1. Совершенствование метода организации перетока газа в тупиковой полости

Классификация существующих методов предотвращения разогрева тупиковых полостей при эксплуатации КУ (см. рисунок 1.16) выявила, что при эксплуатации существующего КУ без проведения реконструкции весьма эффективным способом борьбы с разогревом стояка ОИГ является способ организации перетока газа между стояками ОИГ. При этом известным способом является присоединения шланга высокого давления для выполнения указанной задачи.

Экспериментальные исследования показали, что использование существующей линии DN15 не позволяет полностью предотвратить аномальный разогрев. В некоторых вариантах, несмотря на низкую отрицательную температуру в окрестности соединения стояка ОИГ и линии обвязки импульсного газа (DN15), остается область, в которой температура газа сохраняется на высоком уровне или даже увеличивается (см. рисунок 3.10, теплограммы 3,4).

Учитывая причину возникновения нагрева, результаты исследований и описанные выше недостатки существующих способов предотвращения нагрева, наиболее простым усовершенствованием устройства КУ, требующим минимальных вложений, будет сооружение перемычки, соединяющей стояки ОИГ (рисунок 4.1).

Устройство перемычки осуществляется следующим образом: к торцевым фланцам стояков 1, 2 (в случае отсутствия фланцевого соединения необходимо его приварить) с помощью фланцевого соединения 3, 4 присоединяется перемычка 5 того же диаметра, что и стояки ОИГ – DN50.

Длина перемычки уточняется по месту, для конкретной площадки КУ; место установки промежуточного крана определяется из удобства его обслуживания.

Для исключения провисания перемычки, могут использоваться металлические опоры 6, устройство которых рекомендуется определять с помощью расчетов на прочность устанавливаемой перемычки.

В случае необходимости можно предусмотреть установку фланца 7 в перемычку 5, который, например, может использоваться для закачки метанола в полость МГ и его продувки при дальнейшей эксплуатации.

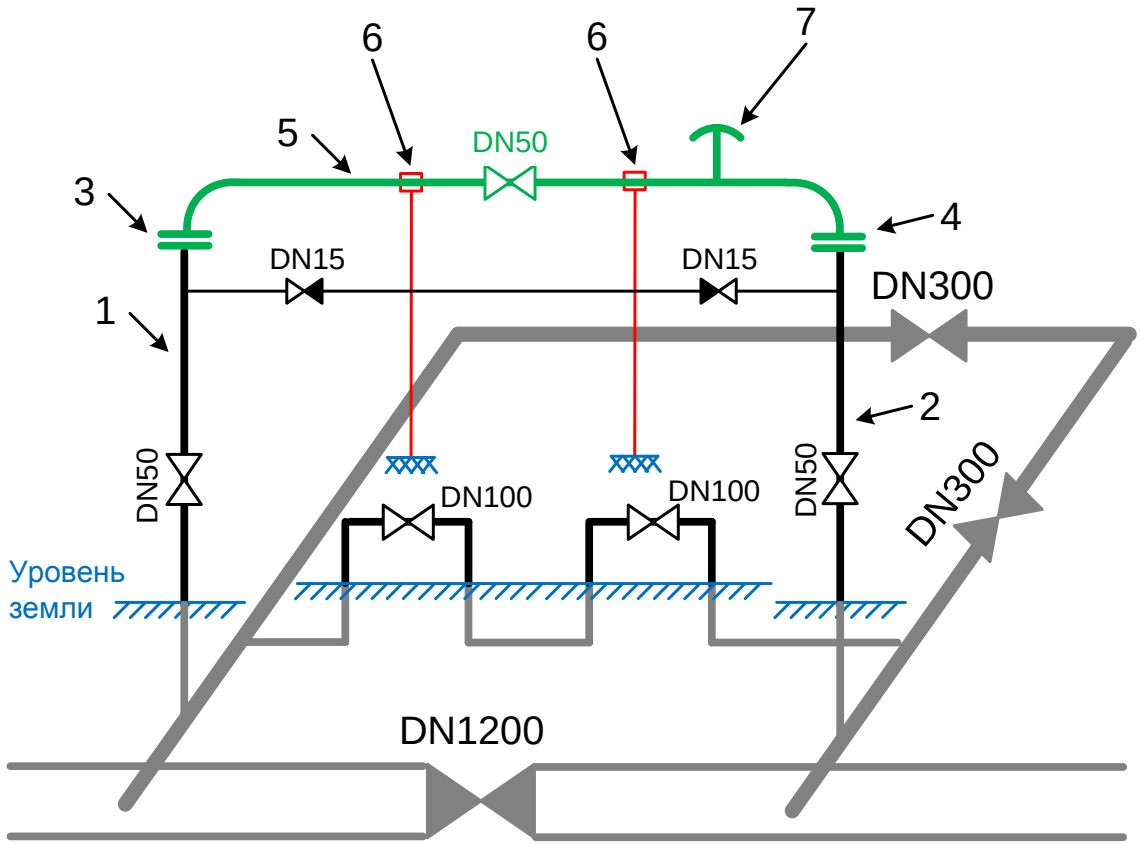


Рисунок 4.1. Схема дополнительной перемычки, соединяющей стояки ОИГ

Предлагаемая конструкция работает следующим образом:

Заполнение и продувка газом участков газопроводом производится в соответствии с требованиями СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром» и СТО 60.30.21-00159025-55-01-2013 «Порядок производства работ по пуску в работу участков магистральных газопроводов».

Отличительной особенностью предлагаемого варианта является то, что при продувке и заполнении межкранового участка МГ краны DN50 стояков ОИГ 1, 2 и кран DN50 перемычки 5, устанавливаются в положение «Открыто», тем самым обеспечивается расход газа по стоякам и соединяющей их перемычке.

Таким образом, предотвращение нагрева происходит за счет:

- исключения тупиковых областей на стояках отбора импульсного газа;

- охлаждения стояков отбора импульсного газа потоком газа, проходящим по перемычке и стоякам отбора импульсного газа.

Шаровой кран DN50, вваривaемый в перемычку, используется для разрыва потока газа между стояками в момент измерения давления на заполняемой стороне.

После проведения работ по заполнению газом межкранового участка краны DN50 стояков ОИГ и перемычки переводятся в положение «Закрыто». Дальнейшая эксплуатация газопровода осуществляется без использования перемычки до очередного заполнения.

Достоинства предлагаемого решения:

- монтаж перемычки в максимально высокой точке стояка отбора импульсного газа исключает наличие тупиковых участков, что предотвращает возможность их нагрева;

- исключается стравливание газа в атмосферу (рабочую зону);

- использование при изготовлении перемычки трубы DN50 позволяет обеспечить максимально возможный расход газа по стоякам, что позволяет предотвратить нагрев стояков отбора импульсного газа;

- монтаж перемычки на стояки отбора импульсного газа в условиях трассы осуществляется без применения сварочных работ;

- предлагаемая линия обвязки стояков не ограничивает функциональность обвязки КУ.

Требования к изготовлению перемычки

Для изготовления трубной перемычки должна использоваться труба, изготовленная в соответствии с требованиями ТУ 14-3Р-1128-2007 «Трубы

стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений» и (или) других нормативных документов ПАО «Газпром».

Расчетная толщина стенки трубы перемычки определяется в соответствии с методикой, описанной в СП 36.13330.2012 (актуализированной редакции СНИП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы).

Выбор фланцев для изготовления перемычки осуществляется в зависимости от существующей ответной конструкции фланца, расположенного на стояке отбора импульсного газа, в соответствии с требованиями ГОСТ 12815-80 «Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2) Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей», ГОСТ12821-80 «Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Конструкция и размеры».

Сборка (сварка) перемычки производится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II».

Диагностика сварных швов перемычки производится в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов».

Практическая реализация

На предложенное решение получен патент [47]. Следует также заметить, что данное изобретение стало лауреатом конкурса «100 лучших изобретений года» за 2016 г. согласно Приказу Роспатента №99 от 27.06.2017 г.

4.2. Регулирование режима заполнения газопровода путем контроля скорости движения газа

Проведение экспериментальных исследований на обвязках крановых узлов в процессе заполнения газом межкрановых участков МГ позволило установить, что эффект нагрева стояков отбора импульсного газа можно предотвратить путем регулировки расхода газа краном (краном-регулятором 2Б1С) в случае его наличия на КУ. Самым главным недостатком способа является то, что отсутствует четкая закономерность межу расходом газа (скоростью заполнения) и температурой нагрева стояка отбора импульсного газа.

Так, например, в экспериментах на КУ №11 Бованенково-Ухта максимальная температура составила ~53 °С (раздел 3.2). В то же время на замерах на КУ км 184 МГ Сахали-Хабаровск-Владивосток (раздел 3.3) в различные моменты времени при одинаковых углах открытия крана 2Б1С температура составляла 74 °С, 42 °С, 30 °С.

Анализ результатов вычислительных экспериментов с точки зрения линейной гидравлики показал, что существует пороговая скорость λ~0.8..0.85, ниже которой температура тупиковых полостей не может быть больше температуры торможения потока газа. В связи с этим было предложено использовать уравнение $QV_{max}=QL_{max}$, разрешая которое относительно суммарной площади раскрытия кранов 2Б1С и 1С при заданных величинах давления до и после КУ (показания манометров М1, М2), можно получить допустимую площадь раскрытия указанных кранов. Определенное таким образом положение кранов будет гарантировать отсутствие эффекта разогрева стояков ОИГ и обеспечивать максимально возможную скорость заполнения участка МГ.

Предлагается алгоритм заполнения участка МГ, обеспечивающий повышенную скорость заполнения участка МГ и гарантирующий предотвращение аномального эффекта разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ. Блок-схема предлагаемого алгоритма приводится на рисунке 4.2.

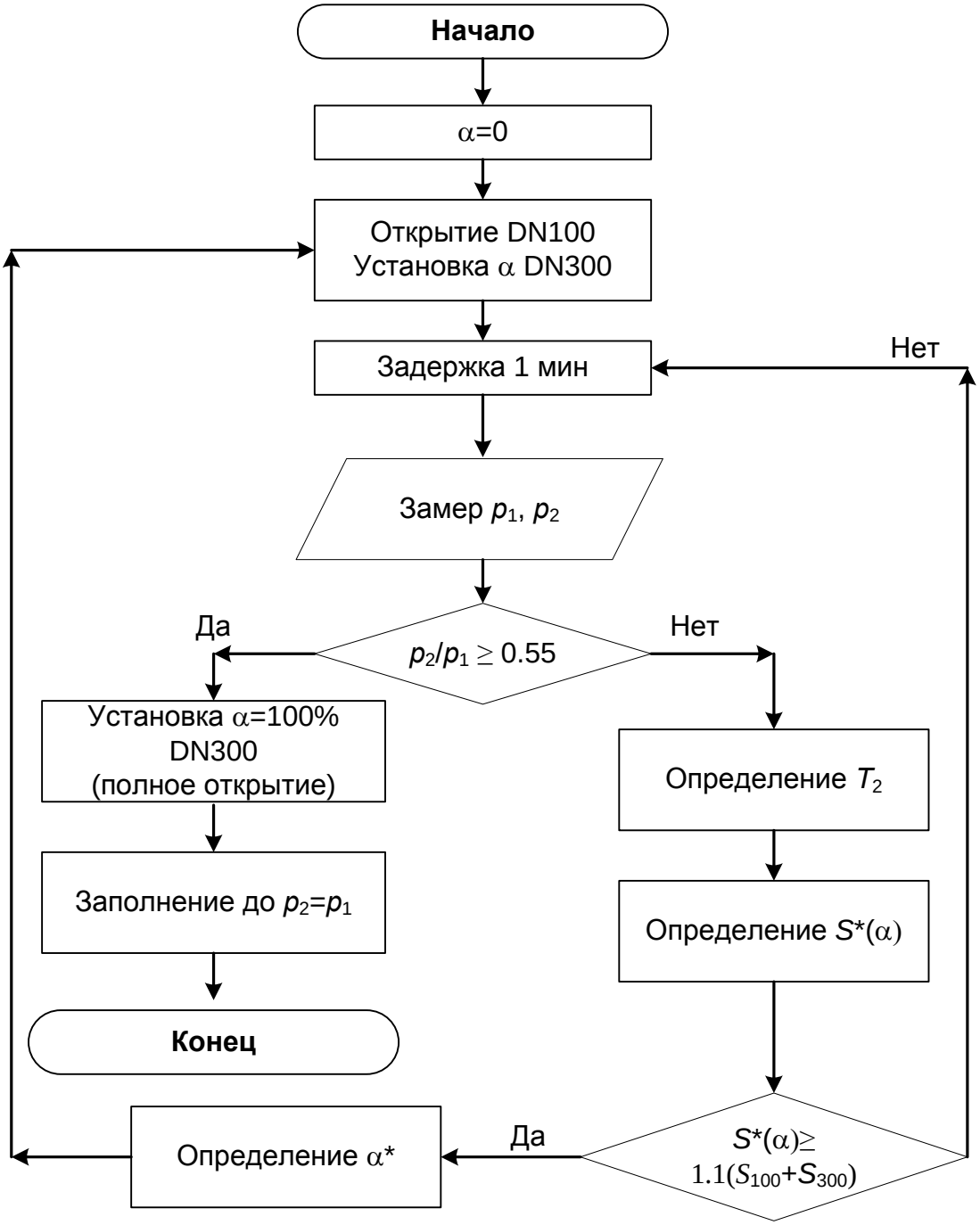


Рисунок 4.2. Алгоритм безопасного заполнения участка МГ с повышенной скоростью заполнения

Предлагаемый алгоритм основан на том, что, используя уравнение $QV_{max}=QL_{max}$, определяется предельный угол раскрытия кранов-регуляторов, по величинам давлений до и после КУ (а также температуре газа, которая либо известна по показаниям датчиков, либо определяется по формулам, приведенным в главе 2); с некоторой периодичностью производится уточнение допустимой величины раскрытия кранов-регуляторов (например, 1 мин). Если найденная величина раскрытия кранов превышает текущую установленную более чем на 10%, то производится корректировка положения

кранов-регуляторов 2Б1С и/или 1С. Величина 10% взята как пороговое значение, покрывающее погрешность определения углов раскрытия в полевых условиях и погрешность определения допустимой скорости движения газа в байпасной линии. Данная величина получена в результате анализа экспериментальных данных, результаты которого приведены в разделе 3.4.

Поясним схему алгоритма:

- В начальный момент заполнения участка МГ, краны 1Б1С DN100 и кран 2С DN300 полностью открывают. Краны-регуляторы 1Б1С DN100 и 1С DN300 полностью закрыты (начальная площадь раскрытия крана 1С DN300 α=0). Производят открытие крана 2Б1С DN100 на начальную величину, так, чтобы площадь раскрытия не превышала допустимой, определяемой по формуле:

$$S^*(\alpha) = \frac{1}{m \cdot \varphi(S)} \frac{p_2}{p_1} \frac{T_1}{T_2} \sqrt{\frac{2k}{R \cdot (k+1)}} \cdot S_L, \qquad (4.1)$$

где m, $\varphi(S)$ – определяются по формулам (2.13), p_1, p_2 – давление до и после кранового узла, T_1,T_2 – соответственно температура газа до и после крана-регулятора 1С, k – показатель адиабаты, R – газовая постоянная, S_L – площадь выходного участка байпасной линии.

- Выжидают определенный временной шаг (1 минута). Фиксируют давление до и после кранового узла (например, при помощи манометров М1, М2). Если отношение давлений p_2/p_1 меньше 0.55, что является характерным для начальной стадии заполнения, определяют температуру газа после кранового узла и рассчитывают максимально допустимое суммарное проходное сечение кранов-регуляторов 2Б1С и 1С по той же формуле (4.1).
- Устанавливают углы раскрытия кранов-регуляторв 2Б1С и 1С таким образом, чтобы суммарное проходное сечение не превышало допустимой величины.

- С определенным временным шагом повторяют операции по измерению давления, определению отношения давлений p_2/p_1, расчету максимально допустимого проходного сечения кранов-регуляторов и корректируют положения кранов-регуляторов вплоть до достижения условия p_2/p_1 больше 0,55.
- При достижении условия p_2/p_1 больше 0,55 открывают краны-регуляторы 2Б1С и 1С полностью и заполняют до полного выравнивания давлений в участках газопровода до и после КУ.

Для удобства выполнения расчетов и определения устанавливаемой величины суммарного проходного сечения кранов 2Б1С и 1С можно воспользоваться любым программным обеспечением, организовав итеративные вычисления – по некой исходной величине $S(\alpha)$ определяется коэффициент расхода $\varphi(S)$, далее, определяя все вспомогательные параметры, легко находится величина суммарного раскрытия кранов S^*. Повторение процедуры до тех пор, пока отличие найденной и заданной величины в коэффициенте расхода не будет отличаться более чем на 1% (это происходит за 2-3 итерации).

4.3. Модификация типовых проектных решений

В работе отмечалось, что есть типовые решения (рекомендации) по проектированию КУ [57]. В данных решениях узел соединения дополнительной байпасной линии (3) DN100 и стояков ОИГ (4) DN50 с основной байпасной линией (2) DN300, отходящей от линии МГ (1), рекомендовалось выполнять следующим образом – выполнить установку тройника (5) 300х200, и через соответствующий переход (6) 200х100 ((7) 200х50) присоединить требуемую линию DN100 (DN50), схема приводится на рисунке 4.3.

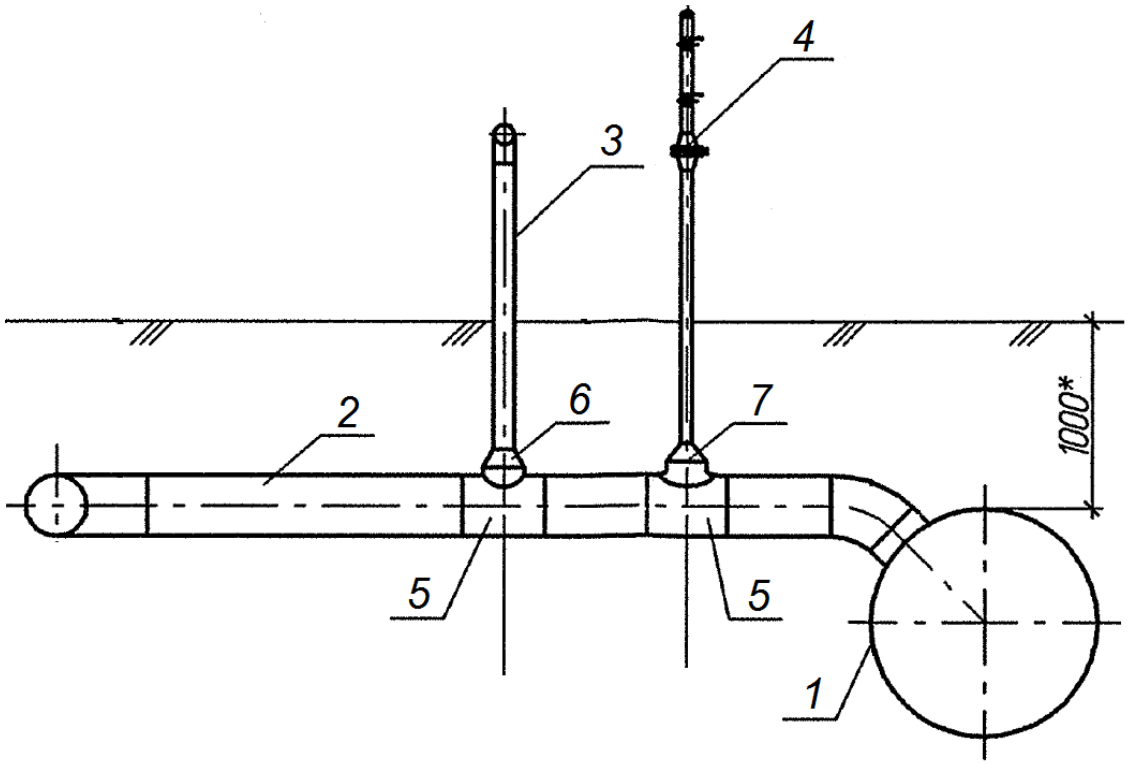


Рисунок 4.3. Схема соединения стояка ОИГ и дополнительной байпасной линии с линией основного байпаса

Вычислительные эксперименты, приведенные в разделе 2 настоящей работы, позволили выдвинуть гипотезу, что при отсутствии такой специфической геометрии соединения тупиковой полости и линии основного байпаса разогрев тупиковых полостей в обвязке КУ не возможен. Экспериментальные исследования, приведенные в разделе 3, полностью подтвердили выдвинутую гипотезу.

На основании этого выдвигается предложение: предусматривать выполнение указанного соединения с помощью метода прямого соединения (типа «прямая врезка»), без использования промежуточного тройника и конического перехода.

Схематично предлагаемое соединение приводится на рисунке 4.6.

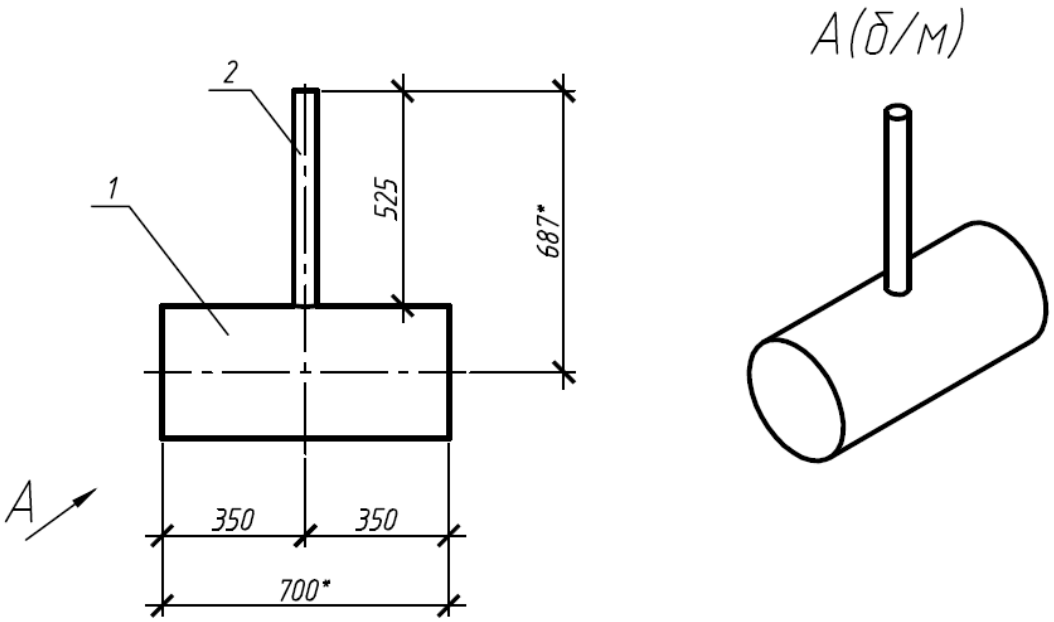


Рисунок 4.4. Типовое соединение стояка ОИГ 2 (дополнительной байпасной линии) с линией основного байпаса 1

Рекомендуется, по возможности данное соединение выполнять в заводских условиях.

Данное решение следует внести как корректировку типового решения при проектировании. Также в случае проведения реконструкции КУ (переизоляции подземной части обвязки КУ, замене трубных деталей и/или отрезков трубопровода обвязки КУ и т.п.) следует рассмотреть возможность замены существующих соединений на подобные детали (типа «прямая врезка») заводского изготовления.

Следует заметить, что соединение стояка ОИГ и основной линии байпаса рекомендуется в любом случае выполнять с помощью соединения типа «прямая врезка». В то же время, соединение дополнительного (DN100) и основного байпаса (DN300), не обязательно выполнять по такому же принципу; допустимо сохранять на реконструируемых объектах врезку с применением перехода, при выполнении требования – в процессе заполнения участка МГ полностью открывать кран 1С (DN100) с целью исключения формирования тупиковой полости в линии дополнительного байпаса.

4.4. Классификация вариантов предотвращения нагрева тупиковых участков крановых узлов. Алгоритм определения лучшего варианта

В результате проделанных экспериментальных и вычислительных исследований, в данной работе предложены следующие варианты предотвращения нагрева тупиковых участков обвязки КУ в процессе жизненного цикла (в кавычках приводится их условное название):

1. **«Перемычка между стояками»**. Организация перетока газа в стояке ОИГ за счет использования перемычки DN50, соединяющей стояки ОИГ. Описывается в разделе 4.1.
2. **«Управление скоростью»**. Способ предотвращения нагрева тупиковых ответвлений путем регулирования скорости заполнения участка МГ, используя краны-регуляторы (2Б1С и 1С). Описывается в разделе 4.2.
3. **«Прямая врезка»**. Выполнение присоединения стояков ОИГ (дополнительной линии байпаса) к байпасной линии с помощью соединения типа «прямая врезка». Описывается в разделе 4.3.

Таким образом, можно построить следующую блок-схему, определяющую выбор способа усовершенствования конструкции обвязки КУ и методов ее эксплуатации в зависимости от стадии жизненного цикла изделия (КУ) – приводится на рисунке 4.5.

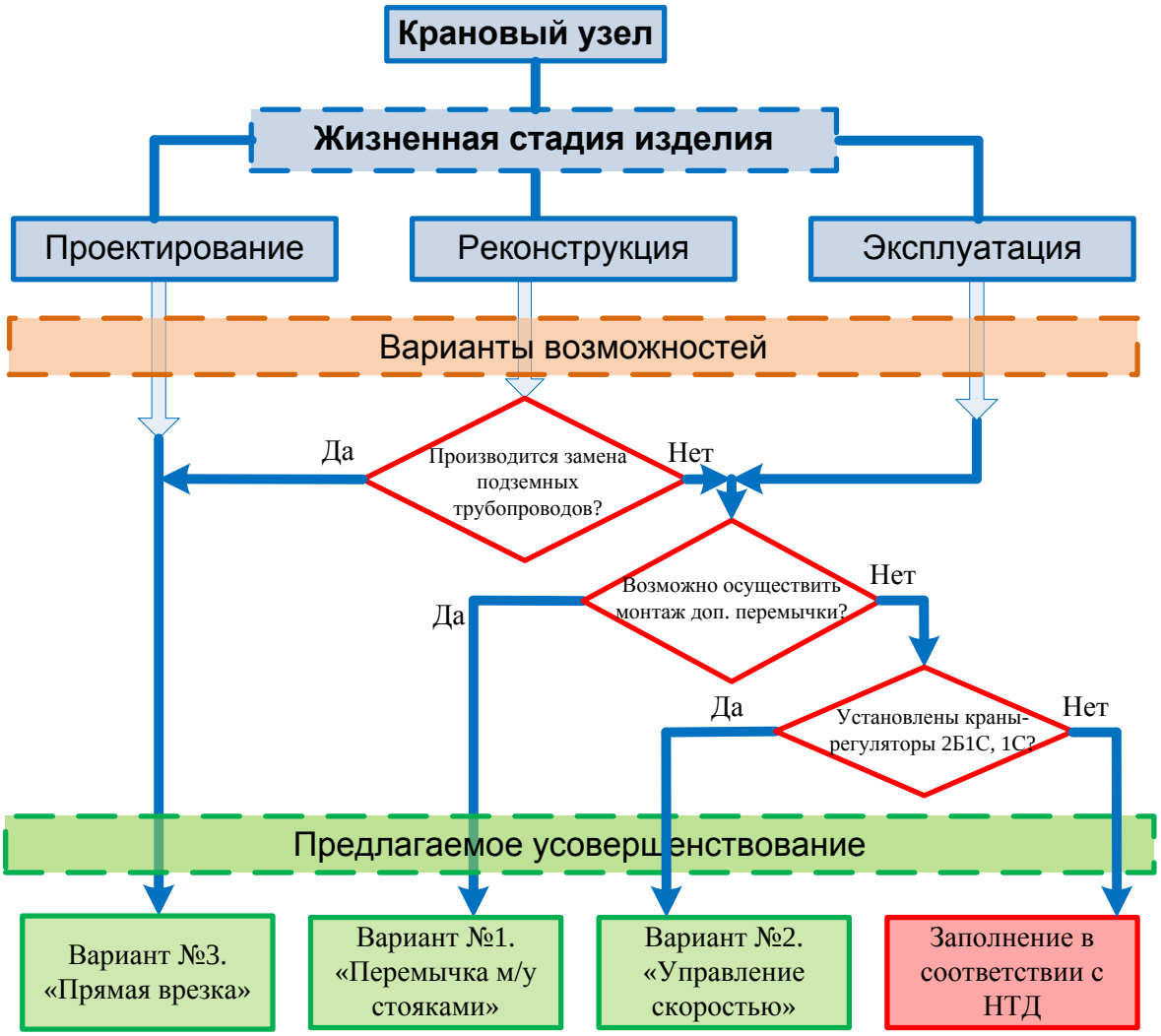


Рисунок 4.5. Блок-схема выбора оптимального решения по усовершенствованию конструкции или способа эксплуатации КУ

Поясним данную блок-схему.

- Для проектируемого КУ рациональным является выбор варианта решения №3 – «Прямая врезка». Следует выполнять все соединения стояков ОИГ и дополнительной линии байпаса с основной линей байпаса с помощью соединения типа «прямая врезка». С точки зрения экономики, данное решение не повлечет удорожания в сравнении с типовым решением, однако позволит полностью предотвратить аварийноопасный разогрев тупиковых полостей при эксплуатации КУ.
- На этапе реконструкции при осуществлении земляных работ и возможной замене элементов трубопроводов обвязки КУ следует по возможности выполнить соединения стояков ОИГ с основной

байпасной линией по типу «прямая врезка», т.е. выбирать вариант решения №3 «Прямая врезка». Соединение дополнительной байпасной линии (DN100) желательно выполнить так же, однако допустимо оставить «как есть», при условии наложения ограничения – при заполнении КУ осуществлять обязательное открытие кранов DN 100 1С, 2С с момента начала заполнения участка МГ.

- В случае невозможности изменения типа соединения тупиковых ответвлений обвязки реконструируемого КУ или на этапе эксплуатации КУ, перед заполнением участка МГ необходимо оценить возможность установки дополнительной перемычки DN50 между стояками ОИГ. В случае, если таковой монтаж возможен (есть достаточное время, технические, организационные и пр. возможности) предпочтительным вариантом усовершенствования является вариант №1 «Перемычка между стояками».
- Если монтаж дополнительной перемычки DN 50 между стояками ОИГ по какой-то причине невозможен (остутствуют фланцы на стояках ОИГ, нет возможности их монтажа; отсутствуют необходимые материалы и/или требуемое время), т.е. необходимо осуществить процесс заполнения участка МГ «здесь и сейчас» за минимально короткое время, то для обеспечения безопасности процесса, следует пользоваться вариантом №2 «Управление скоростью».

Следует обратить внимание, что на реально работающем МГ, тем не менее, возможно возникновение нагрева тупиковой полости по какой-либо неучтенной, случайной величине, поэтому в реальных условиях рекомендуется контролировать температуру поверхности элементов обвязки КУ, особенно каких-либо тупиковых полостей, примыкающих к линии основного или дополнительного байпаса. В соответствии с результатами, полученными в главе 2, скорость роста температуры газа в тупиковых

полостях в среднем составляет ~20 °С/с, следовательно, при температуре газа после дросселирования порядка -15 °С и допустимой величине температуры поверхности трубопроводов в 80 °С, контроль температуры поверхности участков обвязки КУ следует производить не реже раз в 5 секунд.

4.5. Внедрение предложенных способов улучшения способов эксплуатации крановых узлов

В рамках апробации предложенных способов улучшения эксплуатации КУ был проведен ряд внедрений на конкретные КУ, различных МГ. Приведем два примера:

1. Апробация варианта №1 «Перемычка между стояками» выполнена на «КУ Г-1 км 725» в режиме заполнения участка МГ «Ухта – Торжок 1» (1 нитка), км 725-761 Юбилейного ЛПУ МГ.

2. Апробация варианта №3 «Прямая врезка» произведена на «КУ №877» МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», км 877, в трех режимах заполнения (для различного сочетания давлений до и после КУ).

4.5.1. Пример №1. Апробация варианта №1 на КУ Г-1 км 725

Основным объектом, подлежащим контролю, в процессе апробации решения являлся стояк ОИГ DN50, врезанный в байпасную линию DN300 после линейного крана.

Конструкция стояка отбора импульсного газа, общий вид и его геометрические параметры представлены на рисунке 4.6. Принципиальная схема обвязки кранового узла представлена на рисунке 4.7.

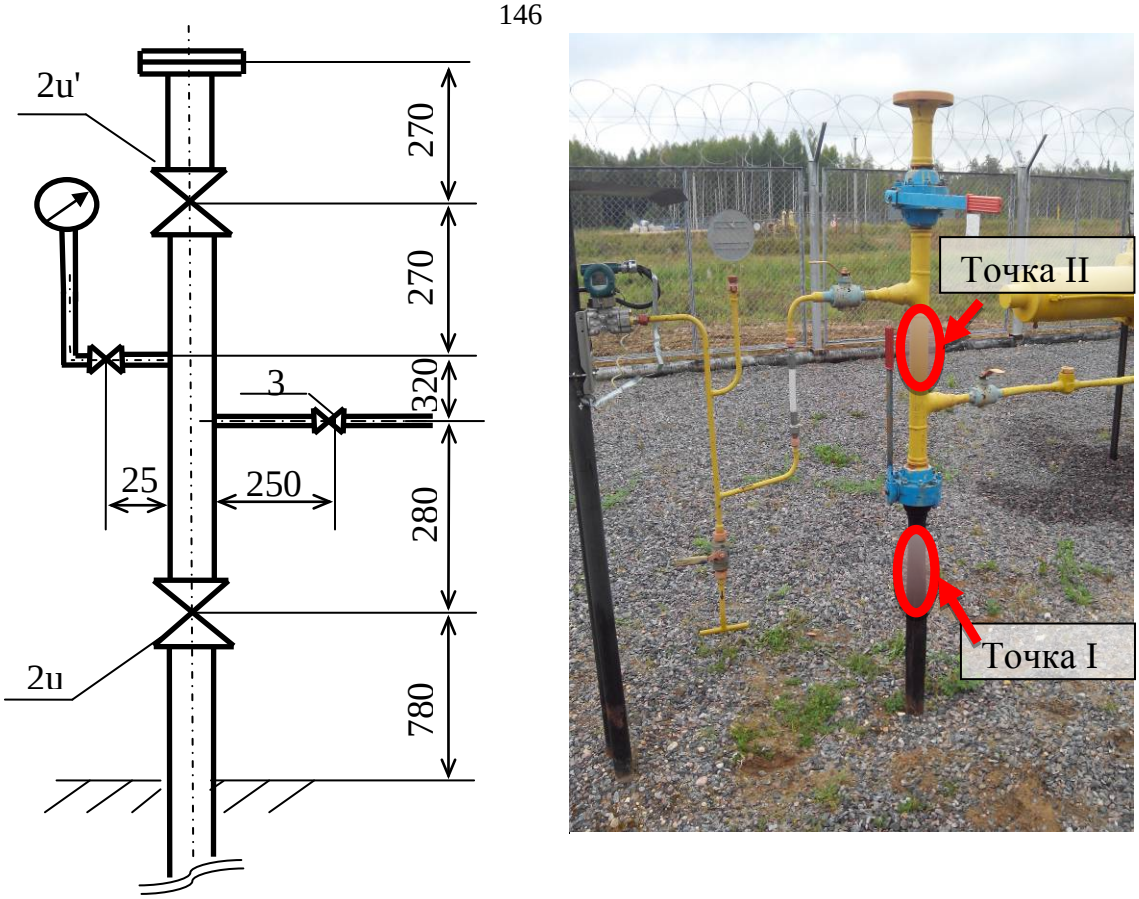
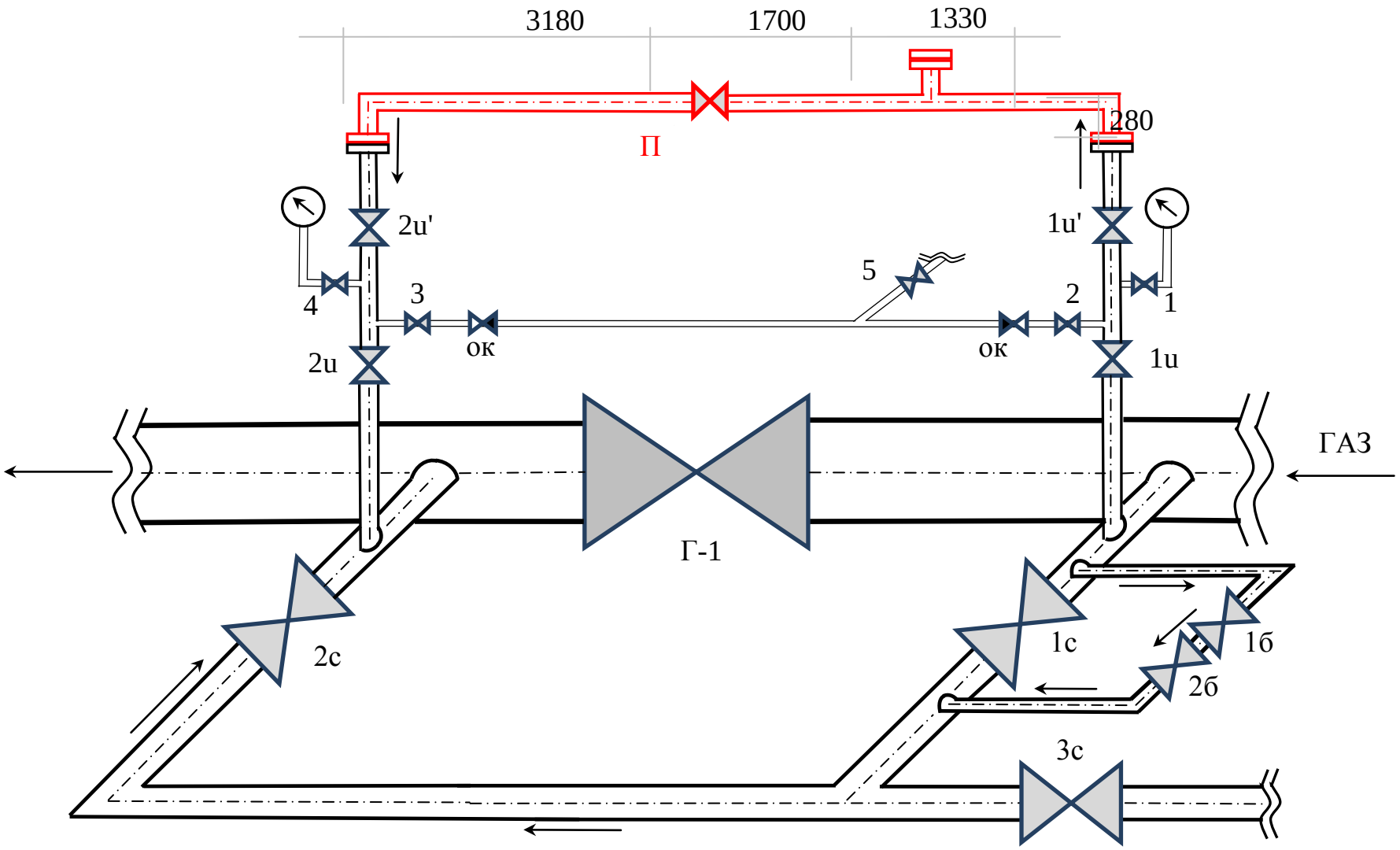


Рисунок 4.6. Конструкция стояка отбора импульсного газа



Г- 1 – кран линейный DN1200; 1С, 2С – краны байпасной обвязки DN300 (шаровые);
3С – кран свечной DN300 (шаровый); 1б1с, 2б1с - кран отсечной (шаровый) DN100

Рисунок 4.7. Принципиальная схема обвязки кранового узла Г-1 (км 725)

В процессе апробации контролировалась:

- температура поверхности металла стояка ОИГ;

- давление газа до и после линейного крана Г-1 (показания манометров).

На существующем КУ не предполагалась реконструкция, однако на стояках ОИГ имелись свободные фланцевые соединения и имелась необходимая материально-техническая, а так же временная возможность по устройству дополнительной перемычки между стояками ОИГ. В соответствии с блок-схемой раздела 4.4 было принято решение к сооружению перемычки.

Перемычка представляла собой трубу DN50 длиной 6210 мм, в центральную часть которой вварен шаровой кран DN50 и тройник с фланцем, заглушенным встречным глухим фланцем. Для придания оси направления перемычке, обеспечивающей стыковку между собой стояков отбора импульсного газа, использовались два отвода 90°. Монтаж перемычки на стояки отбора импульсного газа осуществлялся путем стяжки ответных фланцев стояков отбора импульсного газа и перемычки при помощи шпилек. Для исключения провисания перемычки использовались две металлические опоры.

Принципиальная схема и общий вид трубной перемычки представлены на рисунках 4.7, 4.8.

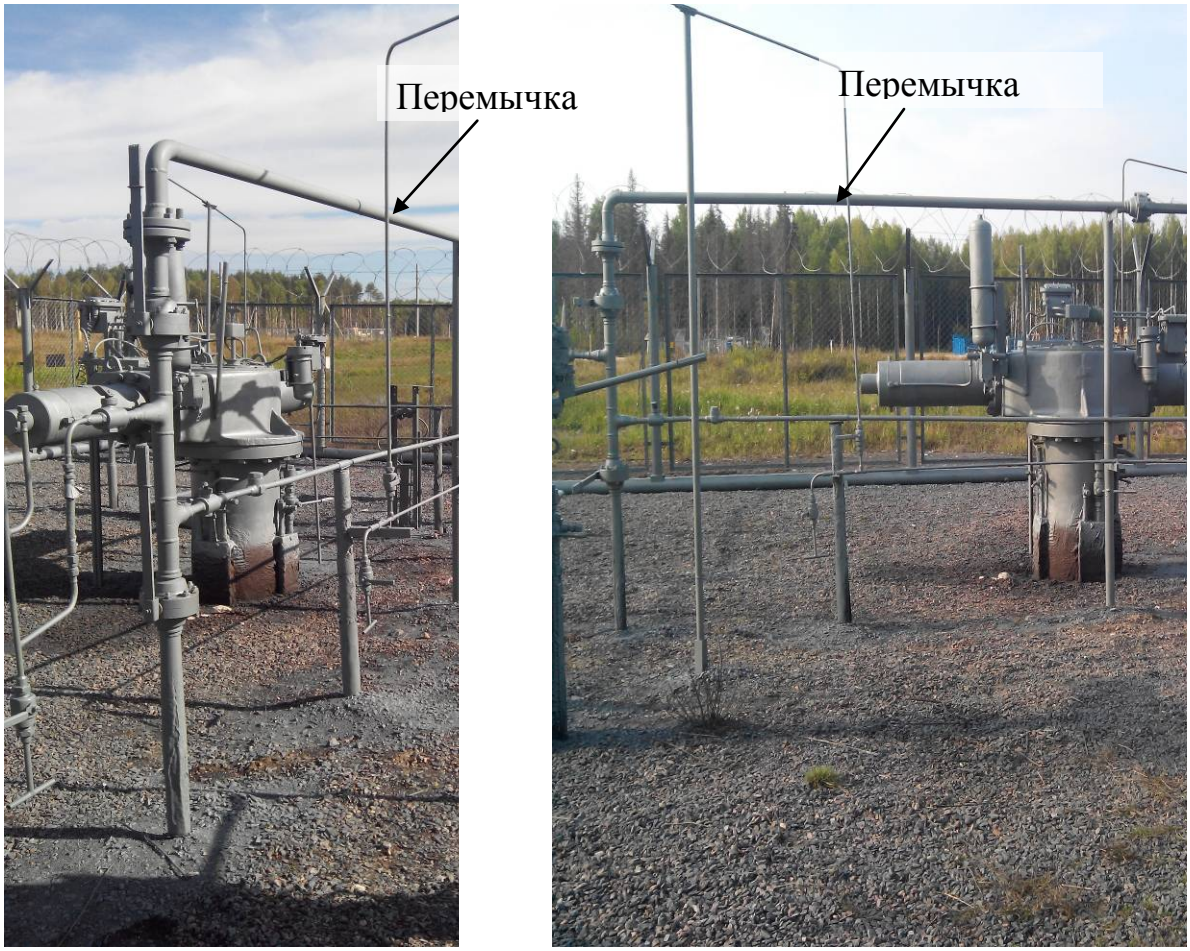


Рисунок 4.8. Общий вид дополнительно установленной перемычки, соединяющей стояки ОИГ кранового узла Г-1

Результаты обследования после внедрения решения.

Контроль параметров стояка ОИГ обвязки КУ после монтажа дополнительной перемычки выполнен при заполнении участка МГ «Ухта-Торожок 1» (1 нитка) км 725-761 (протяженность 36 км).

Результаты измерений контролируемых параметров представлены в таблице 4.1 и на рисунке 4.9, где точка I – низ стояка, точка II – верхняя половина стояка. На рисунке 4.9 представлены две диаграммы изменения температуры во времени в контролируемых точках стояка отбора импульсного газа и диаграмма изменения во времени перепада давления до и после КУ.

Замеры контролируемых параметров проводились на девяти различных режимах в зависимости от положения затворов кранов, расположенных на стояках ОИГ и перемычке. Во всех выставленных режимах заполнение

участка МГ выполнено при постоянно закрытых кранах Г-1, 3С, 1, 3 и открытом кране 2с.

Таблица 4.1 Результаты измерений при обследовании КУ Г-1

Время	Температура, °С		Перепад давления, МПа	Примечание
	Точка I	Точка II		
10:11	25,2	25,5	3,99	-
10:33	**1 режим**			
10:35	38,5	25,0	3,98	Краны 1с, 1u, 1u', 2u, 2u', П закрыты; краны 1б, 2б открыты на 100%
10:37	49,5	25,5	3,98	
10:37	**2 режим**			
10:39	47,3	30,5	-	Краны 1с, 1u', 2u', П закрыты; краны 1u, 2u, 1б, 2б открыты на 100%
10:40	50,5	37,5	-	
10:41	-	48,2	3,96	
10:43	51,7	49,5	-	
10:45	**3 режим**			
10:45	6,0	-1,1	3,85	Кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б открыты на 100%; кран П открыт на 50%,
10:50	7,0	-2,9	-	
10:56	4,5	4,4	3,66	
11:00	-	-	3,66	
11:00	**4 режим**			
11:01	5,2	2,8	3,65	Кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б, П открыты на 100%
11:15	6,7	4,5	3,50	
11:17	-	-	3,48	
11:40	6,1	4,5	-	
11:43	-	-	3,45	
11:43	**5 режим**			
11:45	14,2	7,3	-	Краны 1с, 2u, 2u', П закрыты; краны 1u, 1u', 1б, 2б открыты на 100%
11:47	22,5	11,3	-	
11:50	28,0	13,9	-	
11:55	33,4	16,6	-	
12:00	36,3	18,0	-	
12:05	38,8	20,8	-	
12:10	41,9	21,9	-	
12:15	42,0	21,5	-	
12:22	43,6	22,8	2,92	
12:22	**6 режим**			
12:24	-	-	2,92	Кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б, П открыты на 100%
12:25	3,0	-0,9	-	
12:35	6,2	1,8	-	
	Точка I	Точка II		

12:54	6,9	4,5	-	
13:30	-	-	2,26	
13:35	11,0	8,7	-	
13:58	11,5	9,2	-	
14:00	12,0	9,8	2,10	
14:00	**7 режим**			
14:07	18,7	17,9	-	Краны 1с, 2u', закрыты; краны 1б, 2б 1u, 1u', 2u, П открыты на 100%
14:20	26,0	23,9	-	
14:21	-	-	1,96	
14:21	**Остановка заполнения**			
14:24	-	-	1,87	Остановка с 14:21 до 15:09
15:10	26,0	24,0	1,87	
15:33	26,5	24,5	1,72	
15:45	26,0	24,0	1,58	
16:09	25,5	24,5		
16:10	**8 режим**			
16:10	-	-	1,45	Краны, 1б, 2б, 2u закрыты; краны 1с, 1u, 1u', 2u', П открыты на 100% (заполнение осуществляется по байпасной линии ДN 300)
16:12	33,4	24,0	-	
16:15	36,7	24,0	-	
16:16	39,6	-	-	
16:17	42,7	-	-	
16:18	43,6	-	-	
16:18	44,2	-	-	
16:20	44,9	24,1	0,78	
16:20	**9 режим**			
16:20:30	21,7	24,1	-	Краны, 1б, 2б закрыты; краны 1u, 1u', 2u, 2u', П открыты на 100%
16:21	18,3	-	0,77	Закрыли кран 1с, открыли краны 1б, 2б
16:22	17,3	-	-	
16:23	-	-	0,72	
16:24	-	-	-	
16:25	18,9	17,0	0,71	
16:26	-	-	-	Закрыли краны 2u, 2u'
16:35	-	-	0,70	
16:45	26,0	24,9	0,66	
16:50	-	-	-	Открыли 2u, 2u'
17:00	26,5	25,0	-	

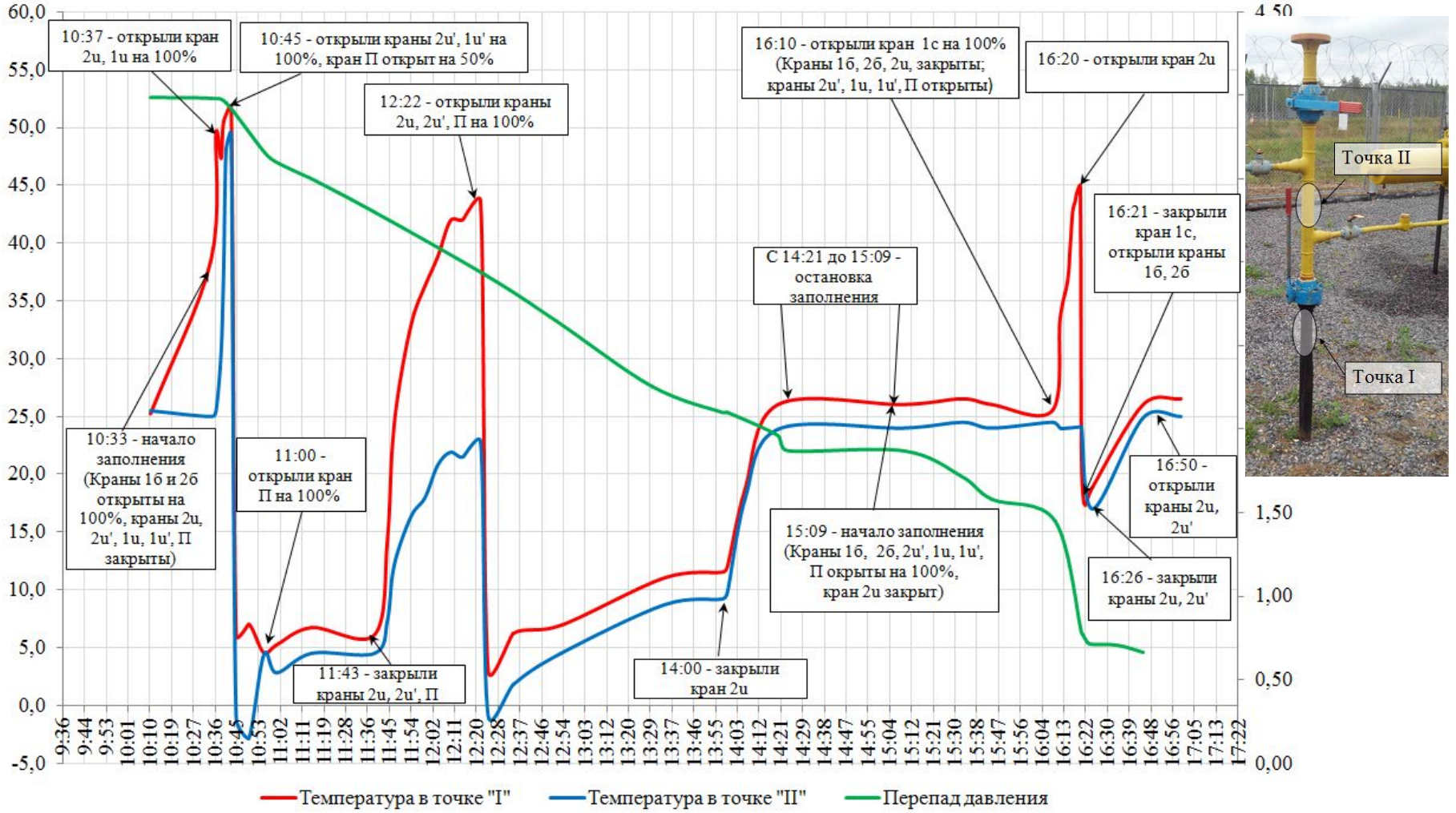


Рисунок 4.9. Динамика температуры и перепада давления на КУ Г-1 при заполнении участка МГ

Приведем подробное описание результатов замеров и режимы обследования апробационного решения:

- режим 1 (перемычка закрыта) – краны 1с, 1u, 1u', 2u, 2u', П закрыты; краны 1б, 2б открыты на 100%, продолжительность режима – 4 минуты (10:33-10:37), перепад давления – 3,98 МПа. В тупиковой зоне (до крана 2u) зафиксирован нагрев поверхности стояка отбора импульсного газа. Температура в контролируемой точке I увеличилась с 25,2 до 49,5 °С за 4 минуты;

режим 2 (перемычка закрыта) – краны 1с, 1u', 2u', П закрыты; краны 1u, 2u, 1б, 2б открыты на 100%, продолжительность режима – 8 минут (10:37-10:45), перепад давления – 3,98 МПа. В тупиковой зоне (точка II, до крана 2u') температура увеличилась с 25,0 до 49,5 °С. Максимальная температура поверхности стояка отбора импульсного газа была зафиксирована в точке I и составила 51,7 °С;

режим 3 (перемычка открыта 50%) – кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б открыты на 100%; кран П открыт на 50%, продолжительность режима – 15 минут (10:45-11:00), перепад давления – 3,85 МПа. В течение 30 секунд температура в точке I снизилась с 51,7 до 6,0 °С, в точке II с 49,5 до минус 2,9 °С. В конце данного режима начался плавный, небольшой рост температуры. Перепад давления в конце режима составил 3,66 МПа;

режим 4 (перемычка открыта 100%) – кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б, П открыты на 100%, продолжительность режима – 43 минуты (11:00-11:43), перепад давления – 3,66 МПа. На протяжении всего режима температура в точке I находилась в диапазоне 5,2÷6,1 °С, в точке II 2,8÷7,3 °С. Перепад давления в конце режима составил 3,45 МПа;

режим 5 (перемычка закрыта) – краны 1с, 2u, 2u', П закрыты; краны 1u, 1u', 1б, 2б открыты на 100%, продолжительность режима – 39 минут (11:43-12:22), перепад давления – 3,45 МПа. В тупиковой зоне точка I (до крана 2u) зафиксирован нагрев поверхности стояка ОИГ – температура увеличилась с 6,1 до 43,6 °С. Перепад давления в конце режима составил 2,92 МПа;

режим 6 (перемычка открыта) – кран 1с закрыт; краны 1u, 1u', 2u, 2u', 1б, 2б, П открыты на 100%, продолжительность режима – 98 минут (12:22-14:00), перепад давления – 2,92 МПа. В течение двух минут температура в точке I снизилась с 43,6 до 3,0°С, в точке II – с 22,8 до минус 0,9°С. Далее температура в контролируемых точках увеличилась до температуры потока газа в данных участках стояка отбора импульсного газа. Перепад давления в конце режима составил 2,10 МПа;

режим 7 (перемычка закрыта) – краны 1с, 2u', закрыты; краны 1б, 2б, 1u, 1u', 2u, П открыты на 100%, продолжительность режима – 21 минута (14:00-14:21), перепад давления – 2,10 МПа. В тупиковой зоне (до крана 2u') температура поверхности стояка отбора импульсного газа увеличилась: в точке I с 12,0 до 26,6°С; в точке II с 9,8 до 23,9°С (см. рисунок 5.7). Отсутствие дальнейшего роста температуры в точках I, II обусловлено выходом на докритический перепад давлений, температура в стояках ОИГ равна температуре торможения потока газа.

При достижении давления в заполняемом участке 1,96 МПа выполнена плановая остановка заполнения участка МГ (в период с 14:21 до 15:09). После возобновления заполнения при закрытом кране 2u, открытых кранах 1u, 1u', 2u', П температура в контролируемых точках I, II не изменялась и составляла от 24,0 до 26,0°С.

режим 8 (перемычка закрыта) – краны, 1б, 2б, 2u закрыты; краны 1с, 1u, 1u', 2u', П открыты на 100% (заполнение осуществляется по байпасной линии Ду 300), продолжительность режима – 10 минут (16:10-16:20), перепад давления – 1,49 МПа. В результате увеличения скорости заполнения участка МГ в тупиковой зоне (до крана 2u) температура увеличилась с 25,5 до 44,9°С (точка I). Перепад давления в конце режима составил 0,78 МПа.

режим 9 (перемычка открыта) – краны, 1б, 2б закрыты; краны 1u, 1u', 2u, 2u', П открыты на 100%, продолжительность режима –1 минута (16:20-16:21), перепад давления – 0,78 МПа. Зафиксировано снижение температуры поверхности стояка отбора импульсного газа (точки I, II). Температура в точке I снизилась с 44,9 до 17,3°С. Перепад давления в конце режима составил 0,77 МПа.

В 16:21 заполнение участка МГ переведено в режим по дополнительной байпасной линии DN100 при закрытом кране 1С и открытых крана 1Б1С, 2Б1С. Дальнейшие технологические операции по изменению положения затворов кранов *2u, 2u'* не привело к значительному изменению температуры.

Температура в контролируемых точках поверхности стояка отбора импульсного газа увеличилась до 25,0÷26,0°С и оставалась неизменной.

Выводы по апробации решения.

В процессе заполнения газом участка МГ Ухта-Торжок (1 нитка) км 725-761 по классической схеме (без перемычки) зафиксирован нагрев стояка отбора импульсного газа, установленного после линейного крана Г-1, км 725 до температур:

- в точке I – 49,5°С при закрытом кране 2u;

- в точке I – 51,7°С, в точке II – 49,5°С при открытом кране 2u, закрытом 2u’.

Использование в процессе заполнения участка МГ дополнительной перемычки между стояками ОИГ позволило исключить эффект тупиковых зон и тем самым остановить нагрев стояка ОИГ, расположенного после линейного крана Г-1, км 725.

При этом температура поверхности стояка отбора импульсного газа не превышала 26°С (что соответствует температуре торможения газа), а местами доходила до минус 2,9°С (что соответствует температуре дросселирования).

Факт эффективности предлагаемого решения по предотвращению нагрева стояков отбора импульсного газа подтвержден полностью, на всех возможных режимах.

4.5.2. Пример №2. Реконструкция кранового узла, замена типового решения

На КУ 877 км МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» производились ремонтно-восстановительные работы по замене кранов 1и, 2и, в связи с чем, данный КУ был выбран для апробации решения «Пряма врезка».

Описание объекта апробации.

На объекте производилась переизоляция части покрытия трубопроводов, для этих целей производилась выработка грунта. Также имелась техническая возможность и временной ресурс для проведения полной замены соединения стояков ОИГ с основной линией байпаса. Следуя описанной выше (рисунок 4.5) блок-схеме определения рационального решения, был выбран вариант №3 «Прямая врезка».

Схематично МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» на участке проведения исследований по апробации решения представлен на рисунках 4.10, 4.11.

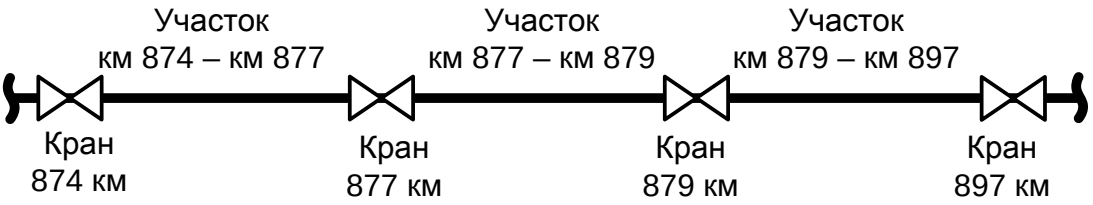


Рисунок 4.10. Упрощенная схема МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» на участке 874-922 км

На КУ 877 км (схема представлена на рисунке 4.11) производилась замена стояков ОИГ (типа соединения). Первоначально подсоединение стояков ОИГ к байпасной линии кранового узла представляло собой тройник 300х200 и конический переход 200х50 (фотография представлена на рисунке 4.12) После замены была установлена прямая врезка 300х50 (фотография представлена на рисунке 4.13, место нового соединения обведено красной рамкой).

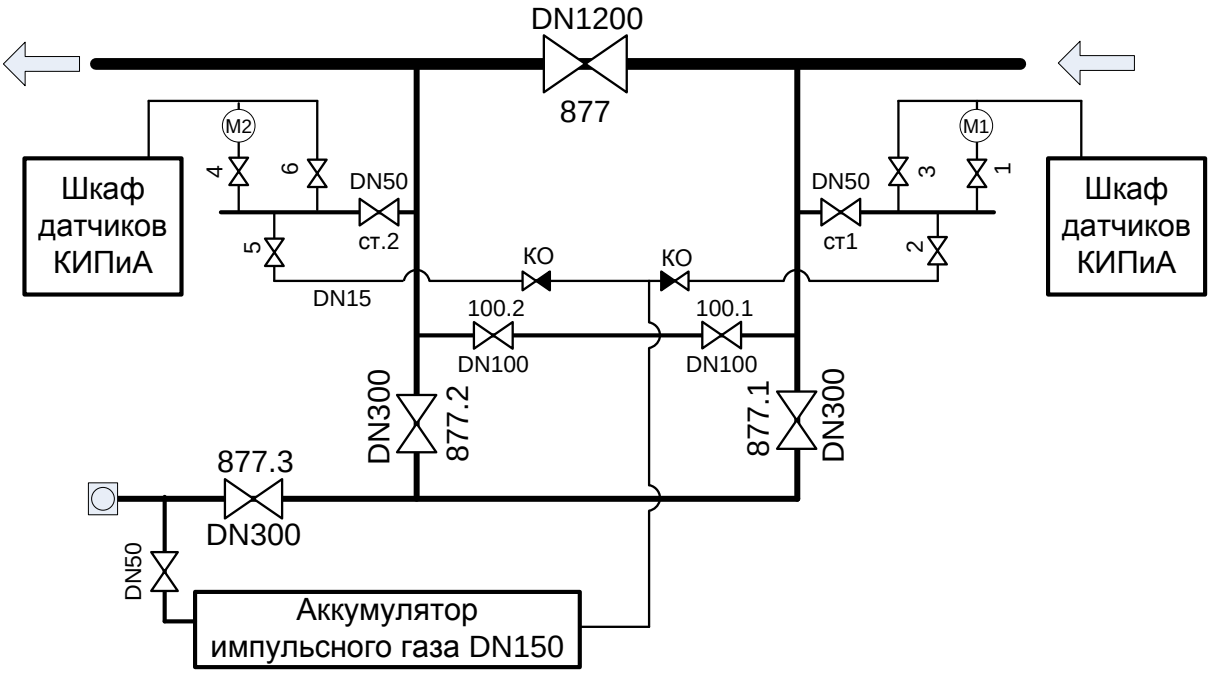


Рисунок 4.11. Схема КУ877 МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»

Рисунок 4.12. Фотография первоначального вида стояка ОИГ DN 50

Рисунок 4.13. Монтаж нового соединения (типа «прямая врезка») стояка ОИГ с основной линией байпаса

После всех строительно-монтажных работ производился перепуск газа на участках, прилегающих к крановому узлу км 877. При этом на крановом узле реализовывались разные режимы заполнения МГ (различное соотношение перепада давлений при различном положении кранов).

В процессе апробации решения осуществлялся контроль следующих параметров:

- температура поверхности металла стояка ОИГ (ст.2);

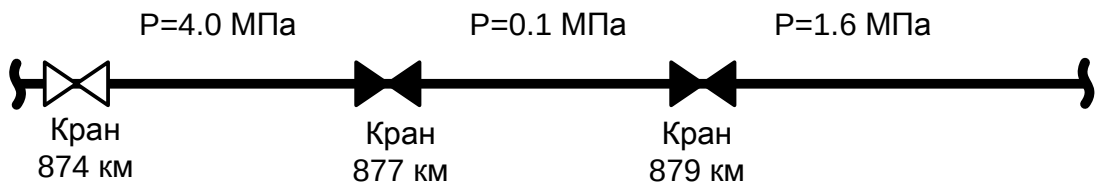
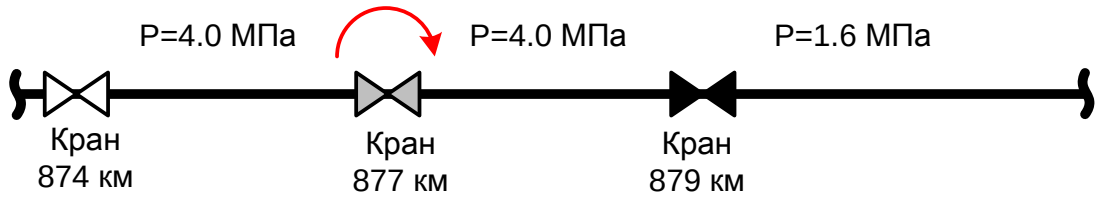
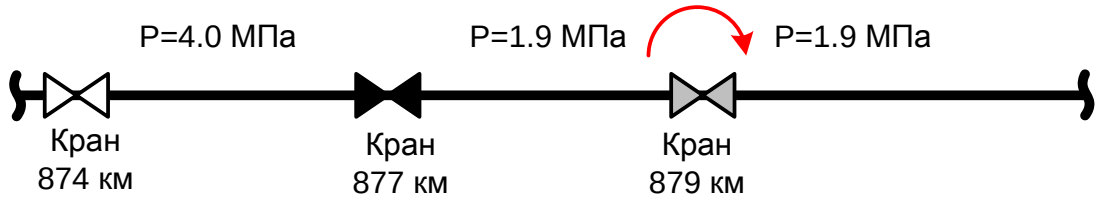
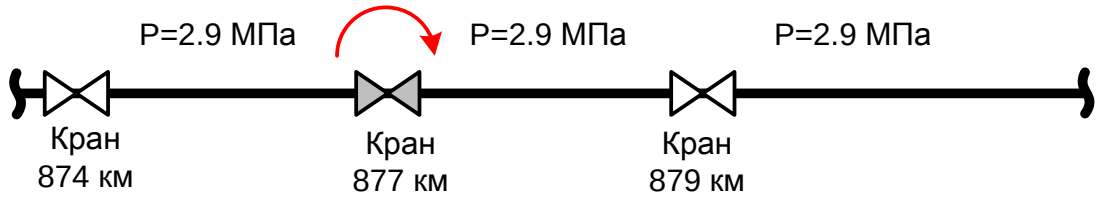
- температура поверхности металла дополнительной байпасной линии DN100 (в окрестности крана 100.2, расположенного со стороны стояка ст.2);

- давление газа до и после линейного крана Г-1 (показания манометров).

Последовательность проводимых перепусков газа представлена схемами в таблице 4.2. На каждой схеме черным цветом отображается положение крана «закрыто», белым – «открыто», над каждым участком приводится значение

давления в участке МГ (конечное состояние), красной стрелкой обозначен КУ, через который производится перепуск газа, соответствующий КУ обозначен серым цветом.

Таблица 4.2 Порядок перепуска газа

Начальное состояние 
Режим 1 
Подготовительное действие Выравнивание давлений на КУ 879 км (не исследуемая операция, позволили сделать повторные исследования на КУ 877 км) 
Режимы 2, 3 

В режиме 1 перепуск газа на КУ км 877 осуществлялся при открытом кране DN300 и закрытой байпасной линии DN100 (краны 877.1, 877.2 – открыты, краны 100.1,100.2 – закрыты).

В режиме 2 было выбрано аналогичное положение кранов, однако обнаружился разогрев крана DN100. Поэтому для его исключения было произведено открытие байпасной линии DN100 – осуществлен переход к режиму 3.

В режиме 3 перепуск газа на КУ км 877 осуществлялся при открытом кране DN300 и открытой байпасной линии DN100 (краны 877.1, 877.2, 100.1,100.2).

Результаты измерений

Результаты измерений сведены в таблицу 4.3. В таблице приводится время события, давления до (P_1) и после (P_2) кранового узла, температура вверху (t_1) и внизу стояка (t_2) DN50, а также температура байпасной линии DN100 (t_3). Температура окружающего воздуха составляла ~ 18^0C.

Таблица 4.3 Результаты измерений на крановом узле №877

Время	Давление P_1, МПа	Тем-ра t_1, ^{0}C	Тем-ра t_2, ^{0}C	Тем-ра t_3, ^{0}C	Давление P_2, МПа
Режим 1					
9:22	4.0	18	18	18	0.1
9:29	4.0	23	15	42	2.0
9:32	4.0	23	13	48	2.2
9:33	4.0	23	17	47	3.5
9:34	4.0	23	18	44	3.9
9:35	4.0	23	18	46	4.0
Режим 2					
10:20	4.0	19	19	19	1.9
10:24	4.0	19	19	32	2.0
10:25	4.0	19	19	49	2.0
10:26	3.9	13	15	67	2.1
Режим 3					
10:26	3.9	19	18	42	2.1
10:27	3.9	19	7	26	2.1
10:28	3.9	19	16	26	2.1
10:29	3.9	20	11	26	2.1
10:30	3.8	20	8	26	2.2
10:33	3.8	20	8	26	2.2

Пояснения:

Режим 1. Открытие линии DN300 привело к сравнительно быстрому выравниванию давлений. Разогрев верха стояка DN50 (t_1) с 18 до 23 °C связан только с повышением температуры газа внутри стояка до температуры торможения. Температура тупикового ответвления линии дополнительного

байпаса DN100 увеличивалась до величины t_3 ~ 48 °С. Это свидетельствует, о том что скорость движения газа по линии основного байпаса была достаточно высокая, чтобы вызвать разогрев. Роста t_3 выше указанной величины, не произошло лишь по причине выравнивания давлений в участках МГ до и после крана. Т.о., были обеспечены условия для возникновения аномального разогрева тупиковых областей, однако разогрева стояка ОИГ не произошло.

Режим 2. Данный режим так же характерен тем, что были выполнены условия для возникновения аномального разогрева: открытие линии DN300, хотя и при меньшем перепаде давлений, повлекло разогрев тупикового ответвления DN100 t_3 до температуры ~ 67 °С. Дальнейший разогрев был аварийноопасен, поэтому был открыт кран DN100, что повлекло уменьшение температуры байпаса t_3. В данном режиме разогрева стояка ОИГ так же не обнаружено.

Режим 3. Открытие крана DN100 остановило разогрев линии DN100. Температура по стояку DN50 по прежнему стабилизирована. Дальнейший ход процесса заполнения не приводится, поскольку величины температур изменялись плавно и в незначительных диапазонах.

Температура стояка DN50 находилась в пределах 23 °С, что составляет, очевидно, температуру торможения в условиях текущего процесса.

Таким образом, в данном примере была показана эффективность варианта замены тройникового соединения на соединение типа «прямая врезка». При этом важно заметить, что соединение дополнительной байпасной DN100 линии с линией основного байпаса DN300 не менялось. Выше было указано, что такое допустимо при условии полного открытия кранов линии DN100 (что и выявил режим 2).

4.5.3. Экономическая эффективность

При возникновении аварийного разогрева тупиковых полостей обвязки КУ затраты на восстановление работоспособности объектов связаны с приобретением

ЗА, сварочно-монтажными работами и стравливанием газа, а также потерей стравливаемого газа и простоем МГ, вызывающим снижение товаро-транспортной работы.

Для оценки экономической эффективности принято усовершенствование обвязки КУ по варианту №1 «Установка доп.перемычки» – установка дополнительной перемычки, соединяющей стояки ОИГ (расположенных до и после линейного крана), в рамках газотранспортного общества ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Коммерческая эффективность от внедрения предлагаемого мероприятия достигается за счет предотвращения потерь объемов природного газа при его стравливании в атмосферу, а также сокращения затрат, связанных с заменой негерметичного шарового крана DN50.

Расчет экономической эффективности выполнен в соответствии с СТО Газпром РД 1.12-096-204 «Внутрикорпоративные правилами оценки эффективности НИОКР». Данная работа относятся к группе «К», поскольку носит коммерческий характер. В данную группу включаются научные разработки, связанные с совершенствованием техники, технологии и организации производства.

Расчет показателей экономической эффективности выполняется в стоимостных показателях, сформировавшихся по ценам на товарную продукцию и элементы затрат по состоянию на 31.12.17.

В базовом варианте, в 2016 году потери газа на участке газопровода при стандартных условиях составили 1,64 млн.м³. При расчете показателей коммерческой эффективности на 2017 – 2025 годы, для межкрановых участков диаметром DN1200 и DN1400 мм приняты средние значения потерь газа 1,29 и 3,20 млн.м³ соответственно.

В качестве горизонта расчета экономических показателей рассматривался период до 2025 года. В данный период, начиная с 2017 года, предусматривается ежегодная установка 14 перемычек на крановых узлах магистральных

газопроводов различного диаметра. Расчет выполнялся с использованием принципа «с проектом – без проекта».

Расчетной базой для сравнения является сметная стоимость материалов и работ по изготовлению и монтажу устройства для предотвращения нагрева стояков ОИГ со сметной стоимостью материалов и работ по замене негерметичного шарового крана DN50 стояка ОИГ с учетом стравленного газа.

Основными показателями, характеризующими коммерческую эффективность, являюся интегральный эффект и индекс эффективности внедрения предлагаемого решения.

Величина фактического интегрального эффекта за 2017 год от внедрения предложенного решения составила 4,74 млн. р. Величина интегрального эффекта за период с 2017 по 2027 года составляет 410,49 млн. р., индекс эффективности достигает 31,66 ед. Результаты расчета свидетельствуют об экономической эффективности внедрения предлагаемого решения по предотвращению нагрева стояков ОИГ.

4.5.4. Эффективность скорости заполнения

Для проведения оценки времени заполнения участка МГ, при использовании предложенных в данной работе способов улучшения эксплуатации КУ, воспользуемся известным программным продуктом «Калькулятор GasCount» версия 3.2.4. Данный программный продукт разрабатывался с целью расчета типовых технологических операций, проводимых на МГ, таких, как определение запаса газа в участке МГ, стравливание газа в участке МГ, определение гидравлической эффективности и пропускной способности и пр., в т.ч. расчет времени заполнения участка МГ. Методика расчета данного программного продукта верифицирована на ряде экспериментальных замеров, проведенных для реальных газопроводов.

Произведем расчет эффективности заполнения участка МГ с использованием предлагаемых решений и без него. С учетом того, что в

программном продукте содержится определенная погрешность расчетов, следует понимать, что результаты расчета могут несколько отличаться от реального времени заполнения участка МГ. Однако, любая погрешность, содержащаяся в программном продукте, не будет влиять на качественный результат сравнения различных решений между собой.

Так, для участков МГ протяженностью 3 км и 20 км, будем предполагать, что производится заполнение из условно бесконечного газопровода-источника, находящегося под давлением 4,0МПа. Примем диаметр трубопровода равным 1000 мм. Длину байпасной линии КУ примем 12 м, внутренний диаметр байпасной линии 300 мм.

Проведем оценочные расчеты времени заполнения участка МГ, результаты расчета приводятся в таблице 4.4, для трех вариантов:

- без использования перемычки, согласно нормативному документу [52] подъем давления осуществляется со скоростью не более 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в час;
- с использованием дополнительной перемычки DN50, установленной в соответствии со способом 1 «Перемычка м/у стояками» заполнение участка МГ возможно вести с полностью раскрытым краном DN300;
- без использования такой перемычки заполнение ведется через байпасную линию DN100.

Таблица 4.4 Результаты расчета времени заполнения для разных вариантов проведения заполнения

Вариант заполнения	Время заполнения	
	L=3 км	L=20 км
Без дополнительной перемычки DN50. Скорость подъема давления 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в час	133,3 часа (5,6 суток)	133,3 часа (5,6 суток)
Без дополнительной перемычки DN50. Используется только дополнительная байпасная линия DN100	7,5 часов	51,7 часа

Установлена дополнительная перемычка DN50. Допустимо полное раскрытие основной линии байпаса DN300	0,8 часа	5,6 часа

Следует заметить, что, в случае использования жесткого ограничения по давлению, время заполнения не зависит от длины участка. Анализ результатов расчета показывает, что для участков длиной 20 км, экономия времени заполнения достигает 2-3 суток. Для участков МГ с большим рабочим давлением экономия времени будет еще существеннее. Таким образом, предлагаемое решение сильно снижает время заполнения участка МГ.

4.6. Выводы по главе 4

1. Предложено усовершенствование метода организации перетока газа между стояками ОИГ. Предложена конструкция дополнительно сооружаемой перемычки. Указаны все конструктивные особенности и специфические моменты, на которые необходимо обращать внимание при сооружении предлагаемой перемычки. Данное решение можно использовать как на этапе проектирования, так и при проведении реконструкции обвязки КУ.

На способ использования данной перемычки в конструкции КУ получен патент. Согласно приказу Роспатента, данный патент вошел в список «100 лучших изобретений России» за 2016 г.

2. Разработан алгоритм управления кранами (регуляторами) на существующем КУ, позволяющий максимизировать скорость заполнения участка МГ, при обеспечении не появления эффекта разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ. Данный способ не требует никаких конструктивных изменений в обвязку КУ и его можно применять по принципу «здесь и сейчас».

3. Предложены варианты модификации рекомендованных типовых проектных решений, использование которых позволит избегать рассматриваемого эффекта разогрева тупиковых полостей в обвязке КУ при эксплуатации.

4. Произведена классификация предложенных решений модификации проектных решений устройства КУ и способов эксплуатации существующих КУ.

Разработан алгоритм применения предложенных способов улучшения КУ на основе предложенных вариантов предотвращения разогрева в тупиковых полостях обвязки КУ в зависимости от возможности реализации тех или иных мероприятий с учетом жизненной стадии КУ.

5. Показаны примеры внедрения предложенных решений для разных случаев, выбор решения произведен по предложенному алгоритму определения оптимального варианта решения. На отдельных примерах показана, эффективность работоспособности сформулированных вариантов решения по эксплуатации и реконструкции КУ.

Так же произведена оценка экономической эффективности в рамках одного газотранспортного общества – ООО «Газпром трансгаз Ухта». Величина фактического интегрального эффекта за 2017 год от внедрения предложенного решения составила 4,74 млн. р. Величина интегрального эффекта за период с 2017 по 2027 года составляет 410,49 млн. р., индекс эффективности достигает 31,66 ед.

Помимо этого, с помощью известного программного продукта, позволяющего определять время заполнения участка МГ, произведены оценки времени заполнения участка МГ. Для участка длинной L=3км время заполнения с использованием предложенного решения составляет 50 минут, без использования – от 7,5 ч до 133 ч (в зависимости от используемого регламента). Для участка длиной L=20 км разница будет увеличиваться, так без использования предлагаемых решений – 51,7 часа, а с использованием предложенных решений – 5,6 часа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показано, что при эксплуатации КУ в процессе заполнения участков МГ могут возникать аварийные ситуации, связанные с разогревом элементов обвязки КУ, повлекшие оплавление изоляции, нарушение уплотнений ЗА и пр. Установлено, что разогрев тупиковых полостей происходит в связи с возникновением в обвязки КУ эффекта Гартмана – Шпренгера.

2. Разработана схема построения компьютерной модели движения газа в обвязке КУ в окрестности тупикового ответвления, учитывающей основные физические свойства реального газа.

Вычислительные эксперименты, позволили установить критерии возникновения эффекта разогрева газа в тупиковых полостях обвязки КУ в процессе заполнения прилегающего участка МГ, а также зависимости величин, характеризующих процесс роста температуры газа в тупиковой полости, от уровня абсолютного давления в обвязке КУ и от относительной глубины полости (относительная глубина равна отношению глубины к диаметру полости, $l_т = L_т/D$). Обнаружено, что данные зависимости имеют критическую точку, являющуюся экстремальным значением.

3. Построена математическая модель движения газа в байпасной линии обвязки КУ в момент заполнения участка МГ. Получен алгоритм определения скорости движения газа мимо тупиковой полости в линии основного байпаса в зависимости от соотношения давлений до и после КУ и от угла раскрытия регулирующих кранов.

4. Разработана методика проведения экспериментальных исследований по разогреву элементов обвязки КУ при заполнении участка МГ. Исследования подтвердили критерии возникновения рассматриваемого эффекта разогрева, ключевыми требованиями для возникновения эффекта совместно являются: сверхкритический перепад давления после и до КУ, наличие специфической

геометрии соединения тупиковой полости и линии основного байпаса, а также определенная величина раскрытия регулирующего крана.

5. Предложены и запатентованы варианты предотвращения нагрева тупиковых участков обвязки КУ в процессе жизненного цикла, применимые как на стадии проектирования, так и на стадиях эксплуатации и/или реконструкции существующих КУ. Разработан алгоритм выбора рационального технико-технологического решения по предотвращению возникновения эффекта Гартмана – Шпренгера, с учетом различных вариантов возможных действий по модификации обвязки кранового узла.

6. Результаты внедрены при проведении ремонтно-восстановительных работ на:

«КУ Г-1 км 725» МГ «Ухта – Торжок 1» (1 нитка);

«КУ №877» МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» км 877.

При внедрении предложенных решений в одну эксплуатирующую организацию за 2017 год получен интегральный экономический эффект 4,74 млн. р.

Результаты внедрены при разработке отраслевого стандарта ПАО «Газпром» «Магистральный газопровод. Обвязка технологического оборудования. Технико-технологические и конструктивные решения».

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович, Г.И. Прикладная газовая динамика. В 2 ч.: Учеб. руководство для втузов. 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1991. – 600 с.
2. Андерсон, Д. Вычислительная гидромеханика и теплообмен. В 2-х т.: Пер. с англ. / Д. Андерсон, Дж. Таннехил, Р. Плетчер – М.: Мир, 1990.
3. Белов, И.А. Задачи и методы расчета отрывных течений несжимаемой жидкости / И.А. Белов, С.А. Исаев, В.А. Коробков – Л.: Судостроение, 1989. – 256 с.
4. Белов, И.А. Моделирование турбулентных течений: Учеб. пособие. Балт. гос. техн. ун-т. / И.А. Белов, С.А. Исаев – СПб., 2001. – 108 с.
5. Бондаренко, В.Л. Геометрическая оптимизация газодинамического немашинного генератора холода на основе трубы Гартмана – Шпренгера для применения в технологии очистки неоногелевой смеси / В.Л. Бондаренко, С.А. Кошевой, Д.Е. Зимин // Оборудование и технологии пищевых производств. – 2009 – вып. 21. – С. 157 – 164.
6. Бутусов, О.Б. Компьютерное моделирование нестационарных потоков в сложных трубопроводах / О.Б. Бутусов, В.П. Мешалкин – М.: Физматгиз, 2005. – 550 с.
7. Бурдаков, В.П., Термодинамика: учеб. пособие для вузов. В 2 ч. /В.П. Бурдаков, Б.В. Дзюбенко, С.Ю. Меснянкин, Т.В. Михайлова. – М.: Дрофа, 2009.
8. Быстров Ю. А. Численное моделирование вихревой интенсификации теплообмена в пакетах труб / Ю.А. Быстров, С. А. Исаев, Н.А. Кудрявцев, А.И. Леонтьев – СПб.: Судостроение, 2005. – 392 с.

9. Васильев В.В. Неизотермическое течение газа в трубах / В.В. Васильев, Э.А. Бондарев, А.Ф. Воеводин, М.А. Каниболотский. – Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.
10. Галиуллин, З.Т. Новые методы проектирования газонефтепроводов / З.Т. Галиуллин, В.И. Черникин. – М., 1964. – 132 с.
11. Гарбарук А.В. Моделирование турбулентности в расчетах сложных течений: учеб. пособие / А.В. Гарбарук, М.Х. Стрелец, М.Л. Шур – СПб.: Изд-во Политехн. ун- та, 2012. – 88 с.
12. Голицына, М.Г. Перепуск газа из одного участка трубопровода в другой / М.Г. Голицына, Е.С.Калашникова, О.Н. Петрова // Нефть и газ: Материалы конф. – М., 1997. С. 245–246.
13. Грачев, В.В. Динамика трубопроводных систем / В.В. Грачев, С.Г. Щербаков, В.И. Яковлев. – М.: Наука, 1987. – 467 с.
14. Гусейнзаде, М.А. Гидродинамические процессы в сложной трубопроводной системе / М.А. Гусейнзаде, Л.И. Другина, О.Н. Петрова, М.Ф. Степанова – М.: Недра, 1991. – 168 с.
15. Гусейнзаде, М.А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах / М.А. Гусейнзаде, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1981. – 232 с.
16. Гусейнзаде, М.А. Переходный режим течения газа в газопроводах / М.А. Гусейнзаде, М.Г. Голицына, М.С. Калашникова. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 276 с.
17. Дейч, М.Е. Техническая газодинамика. 2-е. изд. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 669 с.
18. Душин, Н.С. Возбуждение автоколебаний потоква в разветвленном канале: Дис. … канд. техн. наук: 01.02.05 / Душин Николай Сергеевич. – Казань, 2010. – 122 с.
19. Елисеев, Ю.Б. Об эффекте повышения температуры торможения при обтекании газом глубоких полостей / Ю.Б. Елисеев, А.Я. Черкез // Изв. АН СССР. МЖГ. – 1971. – № 3. – С. 8 – 18.

20. Елисеев, Ю.Б. Экспериментальное исследование аномального аэродинамического нагрева тел с глубокой полостью / Ю.Б. Елисеев, А.Я. Черкез // Изв. АН СССР. МЖГ. – 1978. – № 1. – С. 113 – 119.
21. Загорученко, В.А. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана / В.А. Загорученко, А.М. Журавлев – М. 1969. – 238 с.
22. Идельчик, И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик; под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
23. Илюшин, Б. Б. Моделирование процессов переноса в турбулентных течениях: Учеб. пособие / Б.Б. Илюшин. – Новосибирск: Новосибирск. гос. ун.-т., 1999. – 13 с.
24. Исследование явления разогрева тупиковых ответвлений крановой обвязки при заполнении линейных участков МГ / А.В. Гайворонский [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. – №720. – С.116 - 120.
25. Калашникова, Е.С. Переходные процессы в трубопроводном транспорте: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 01.02.05 / Калашникова Екатерина Сергеевна. – М., 2000. – 23 с.
26. Кириллин, В.А. Техническая термодинамика / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин – М.: Изд-во МЭИ, – 2008. – 496 с.
27. Краны шаровые Ду 400, 500 мм, Ру 6,3, 8,0, 10,0 12,5, 16,0. Руководство по эксплуатации МА 39112-500РЭ ОАО «Тяжпромарматура» г. Алексин.
28. Купцов, В.М. Пульсации давления и нагрев газа при втекании сверхзвуковой струи в цилиндрическую полость / В.М. Купцов, С.И. Остроумова, К.Н. Филиппов // Изв. АН СССР. МЖГ. – 1977. – №5. – С. 104 – 111.
29. Курант, Г. Сверхзвуковые течения и ударные волны / Г. Курант, К. Фридрихе – М.: Изд-во иностр. лит., 1950. – 426 с.
30. Курбацкий, А. Ф. Моделирование турбулентных течений // Изв. СО АН СССР. – 1989. – вып. 5. – С. 119 – 146.

31. Мин, Л.Ч. Исследование термо-акустического нагрева газа в струйных генераторах Гартмана: Дис. … канд. техн. наук: 05.07.05 / Ли Чжун Мин. – М., 2004. – 160 с.
32. Лойцянский, Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. для вузов. 7-е изд., испр. – М.: Дрофа, 2003. – 840 с.
33. Лурье, М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов / М.В. Лурье – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.
34. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 456 с.
35. Некляев, А.В. Теория и расчет истечения газа из газопровода высокого давления в штатных и аварийных ситуациях: дис ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Некляев Алексей Васильевич. – М., 2010. – 187 с.
36. Остренко С.А., Гидравлические и пневматические системы автотранспортных средств: учеб. пособие / С.А. Остренко, В.В. Пермяков – Владивосток: Изд-во ВГУЭС, 2005. – 284 с.
37. Парфенов, Д.В. Исследование причин и разработка мероприятий по предотвращению нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода / Д.В. Парфенов // Современная газотранспортная отрасль: перспективы, проблемы, решения: Материалы VIII науч.-практ. конф. мол. уч. и спец. – Томск, 2017. – С.81-85.
38. Парфенов, Д.В. Расчет предельной скорости движения газа по байпасной линии кранового узла при заполнении участка газопровода / Д.В. Парфенов, Р.В. Агиней, А.А. Дуничев // Трубопроводный транспорт [теория и практика] – 2017. – №6 (64) – С. 41 – 45.
39. Парфенов, Д.В. Расчетно-аналитическое определение скорости движения газа по обвязке кранового узла в процессе заполнения участков газопровода / Д.В. Парфенов, Р.В. Агиней, А.С. Попков // Трубопроводный транспорт –

2017: Тезисы докладов XII Междунар. уч.-науч.-практ. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2017. – С. 154 – 156.

40. Парфенов, Д.В. Разогрев тупиковых ответвлений. Вычислительные эксперименты и натурные исследования / Д.В. Парфенов, А.С. Попков // Рассохинские чтения: Материалы междунар. конф. В 2 ч. – Ухта: УГТУ. – 2017. – С. 275 – 277.
41. Парфенов, Д.В. Результаты экспериментальных и расчетно-аналитических исследований процесса перепуска газа на крановом узле при заполнении участков газопровода / Д.В. Парфенов, А.С. Попков // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. В 2-х т. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 275 – 277.
42. Парфенов, Д.В. Численное исследование явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при различных условиях / Д.В. Парфенов // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): Материалы юбилейной 10 Всерос. конф. мол. уч., спец. и студ. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – С. 37.
43. Парфенов, Д.В. Численное моделирование в ANSYS CFX явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода / Д.В. Парфенов, Г.И. Наместников //Актуальные вопросы проектирования объектов транспорта нефти и газа: Материалы науч.-практ. конф. мол. уч. и спец. науч.-иссл. и проект. орг. – Нижний Новгород: АО «Гипрогазцентр», 2013. - С. 21.
44. Парфенов, Д.В. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода/ Д.В. Парфенов, Р.В. Агиней //Актуальные вопросы проектирования объектов транспорта нефти и газа: Материалы II науч.-практ. конф. мол. спец. – Нижний Новгород: АО «Гипрогазцентр» – 2015. – С. 16.
45. Парфенов, Д.В. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального

газопровода / Д.В. Парфенов, Р.В. Агиней // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): Материалы 11 Всерос. конф. мол. уч., спец. и студ. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – С. 186.

46. Парфенов, Д.В. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» / Д.В. Парфенов, Р.В. Агиней // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2014. – №3-4 (43-44) – С. 50 – 54.
47. Пат. № 2577896 Российская Федерация, F16D 3/00 (2006.001). Способ предупреждения нагрева элементов трубной обвязки кранового узла при заполнении участков газопроводов / Р.В. Агиней, С.В. Савченков и др. – №2014154537/06; заявл. 31.12.2014: опубл. 20.03.2016. Бюл. № 8.
48. Савченков, С.В. Численное моделирование в ANSYS CFX явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом участков МГ / С.В. Савченков, Р.В. Агиней, Д.Г. Репин, Г.И. Наместников, Д.В. Парфенов // Газовая промышленность. – 2013. – №13 – С.13 – 17.
49. Сборник задач по гидравлике и газодинамике для нефтяных вузов: Учеб. пособие для вузов / Под ред. Г.Д. Розенберга. – М.: Недра, 1990. – 238 с.
50. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М., 2009. – 205 с.
51. Сухарев, М.Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. / М.Г. Сухарев, А.М. Карасевич – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 292 с.
52. СНиП III-42-80*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы – М.: Госстрой СССР, 1980. – 27 с.
53. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России, 2014. – 182 с.
54. СТО 2-2.1-249-2008. Стандарт организации. Магистральные газопроводы. – М., 2008. – 158 с.

55. СТО 2-3.5-454-2010. Стандарт организации. Правила эксплуатации магистральных газопроводов – М., 2010. – 241 с.
56. СТО 453045-00159025-150004-2009. Стандарт организации ООО «Газпром трансгаз Ухта». Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта». – Ухта, 2009. – 165 с.
57. УПР-ВНГ-001.7-2012. Т. 1.7. Альбом унифицированных проектных решений. Крановые узлы с двухсторонней продувкой. Ч. 7. Крановый узел с двухсторонней продувкой Ру 9,8 МПа Ду 1200 мм.
58. Флетчер, К. Вычислительные методы в динамике жидкостей / К. Флетчер – М.: Мир, 1991. Т.1. 504 с.; Т.2. 552 с. 2-х т.
59. Фрик, П. Г. Турбулентность: модели и подходы. Курс лекций / Пермь: Перм. гос. техн. ун-т. Ч. I, II., 1998. – 107 с.
60. Хачатурян, С.А. Моделирование газодинамических процессов в трубопроводах нефтепромысловых компрессоров / С.А. Хачатурян. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 35 с.
61. Ходанович, И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптех-издат, 1961. – 128 с.
62. Чарный, И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И.А. Чарный – 2- изд. – М.: «Недра», 1975. – 296 с.
63. Черноштан, В.И. Газодинамический расчет предохранительного клапана и выпускного трубопровода. Ч. 1 / В.И. Черноштан, Э.И. Благов // Арматуростроение. – 2011. – №2(71). – С. 48 – 52.
64. Черноштан, В.И. Газодинамический расчет предохранительного клапана и выпускного трубопровода. Ч. 2 / В.И. Черноштан, Э.И. Благов // Арматуростроение. – 2011. – №3(72). – С. 61 – 65.
65. Ширяпов, Д.И. Совершенствование технолгий испытания, осушки и заполнения газом магистральных газопроводов в северных условиях: Дис ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Ширяпов Дмитрий Игоревич. – М., 2012. – 187 с.

66. Шпаковский Д.Д. Аэродинамический нагрев тупиковой полости в набегающем потоке: Дис. … канд. техн. наук: 05.07.01 / Шпаковский Денис Данилович. – Омск., 2002. – 180 с.
67. ANSYS 17.0. – CFX Documentation. – Houston: Swanson Analysis Systems IP, Inc., 2017.
68. Chester, W. Resonant oscillations in closed tubes / W. Chester // J. Fluid Mech. – 1964. – vol. 18. – No. l.
69. Clamen, M. An experimental investigation of flow in an oscillating pipe / M. Clamen, P. Minton // J. Fluid Mech. – 1977. – vol. 81. – p. 3. – P. 421 – 431.
70. Daschiel, G. Numerical simulation of turbulent flow through Schiller's wavy pipe / G. Daschiel, V. Krieger, J. Jovanović, A. Delgado // J. Fluid Mech. – 2014. – vol. 761. – P. 241 – 260.
71. Davidson, L. An introduction to turbulence models / L. Davidson // Sweden: Chalmers university of technology Goteborg, 2011.
72. Davies, H. G. Aerodynamic sound generation in a pipe. / H. G. Davies, J. E. Ffowcs // J. Fluid Mech. – 1968. – vol.32. – P. 765 – 778
73. Dequand, S. Self-sustained oscillations in a closed side branch system / S. Dequand, S.J. Hulshoffb, A.Hirschberg // J. of Sound and Vibration. – 2003 – 265. – P. 359 - 386.
74. Duo, Xu Transition to turbulence in pulsating pipe flow / Xu Duo, etc. // J. Fluid Mech. – 2017. – vol.831. – P. 418 – 432.
75. Germano, M. A dynamic subgrid-scale eddy viscosity model / M. Germano, U. Piomelli, P. Moin, W.H. Cabot // Phys. Fluids. – 1991.– A 3 (7). – P. 1760 – 1765.
76. Hall, I. M. On the heating effect in a resonance tube / I.M. Hall, C.J. Berry //J. Aerospace Sci., Readers' Forum, 1959. – vol. 26. – No. 4.
77. Kreith, F. The decay of a turbulent swirl in a pipe / F. Kreith, O. K. Sonju // J. Fluid Mech. – 1965. – vol.22. – P. 257 – 271.

78. Hellström, Leo H. O. Turbulent pipe flow downstream of a 90^0 bend / Leo H. O. Hellström, M.B. Zlatinov, G. Cao, A.J. Smits // J. Fluid Mech. – 2013. – vol.735. – R7 – P. 1 – 12.
79. Lilly, D.K. A proposed modification of the Germano subgrid-scale closure method / D.K. Lilly // Phys. Fluids. – 1992. – A 4 (3) – P. 633 – 635.
80. Manna, M. Pulsating pipe flow with large-amplitude oscillations in the very high frequency regime. Part 1. Time-averaged analysis / M. Manna, A. Vacca, R. Verzicco // J. Fluid Mech. – 2012 – vol. 700 – P. 246 – 282.
81. Manna, M. Pulsating pipe flow with large-amplitude oscillations in the very high frequency regime. Part 2. Phase-averaged analysis / M. Manna, A. Vacca, R. Verzicco // J. Fluid Mech. – 2015 – vol. 766 – P. 272 – 296.
82. Menter, F. On the connection between one- and two-equation models of turbulence / F. Menter, W. Rodi, G. Bergeles // Engineering Turbulence Modelling and Experiments. – 1996 – 3. – P. 131–140.
83. Menter, F. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications / F. Menter // AIAA Journal. – 1994. – 32. – P. 1598 – 1605.
84. Kutz, J.N. Deep learning in fluid dynamics / J. N. Kutz // J. Fluid Mech. – 2017. – vol. 814. – P. 1 – 4.
85. Nicoud, F. Subgrid-scale stress modelling based on the square of the velocity gradient tensor / F. Nicoud, F. Ducros// Flow, Turbulence and Combustion. – 1999. – 62. – P. 183 – 200.
86. Peng, S.-H. A modified lowReynolds-number k −ω model for recirculating flows / S.-H. Peng, L. Davidson, S.A. Holmberg // J. of Fluids Engineering. – 1997. – 119. – P. 867 – 875.
87. Shemer, L. Pulsating flow in a pipe / L. Shemer , I. Wygnanski, E. Kit // J. Fluid Mech. – 1985. – vol.153.– P. 313 – 337.
88. Smagorinsky, J. General circulation experiments with the primitive equations / J. Smagorinsky // Month. Weath. Rev. – 1963. –Vol. 93. – P. 99 – 165.

89. Sprenger, H. Uber thermische effekte in resonant xohren / H. Sprenger // Mitteilung aus dem Inst, fur Aerodynamik. – 1954. – Nr 21. – S. 719 – 730.
90. Tuzi, R. Intermittent turbulence in a pulsating pipe flow / R. Tuzi, P. Blondeaux // J. Fluid Mech. – 2008. – vol. 599. – P. 51 – 79.
91. Wilcox, D. C. Turbulence Modeling for CFD / D.C. Wilcox – California: Glendale, 1998. – 537 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

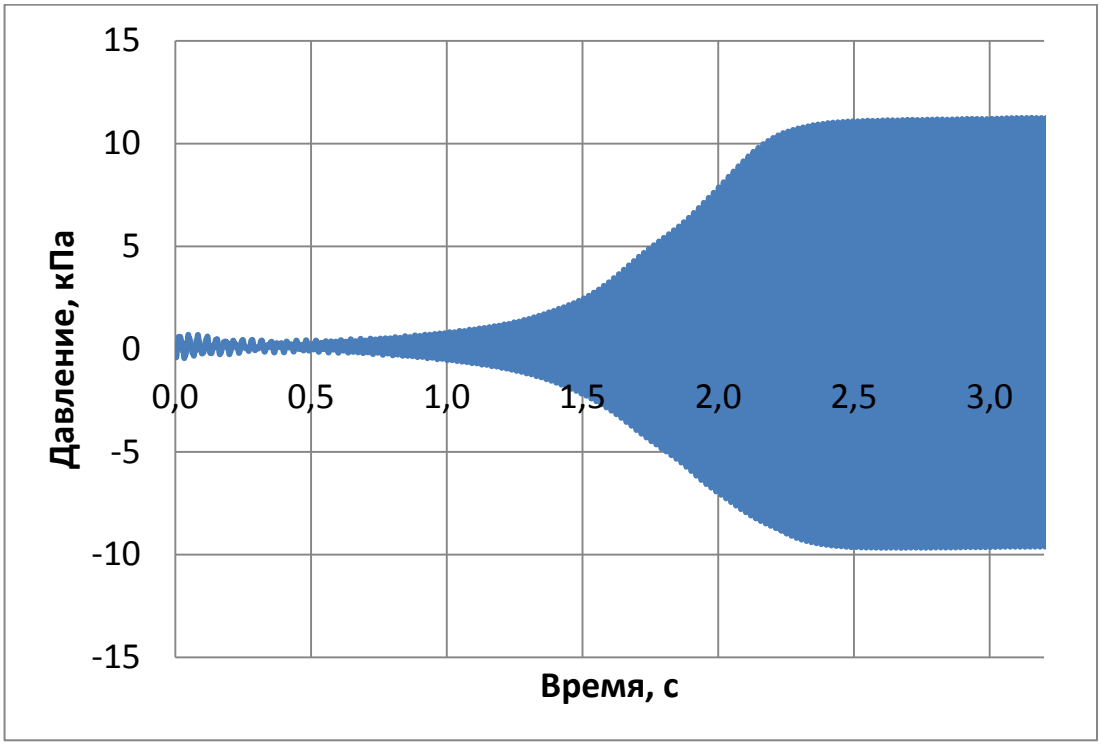


Рисунок А.1 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..3,2 с. Расчет по варианту 2

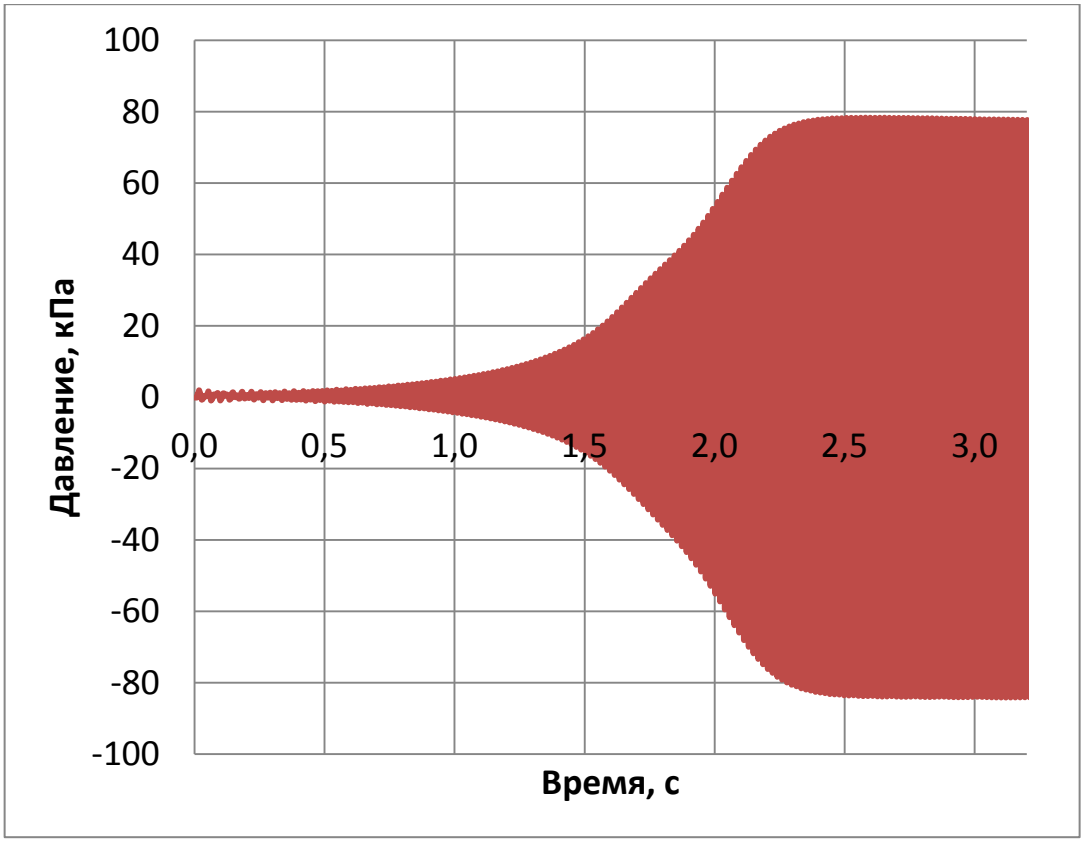


Рисунок А.2 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..3,2 с. Расчет по варианту 2

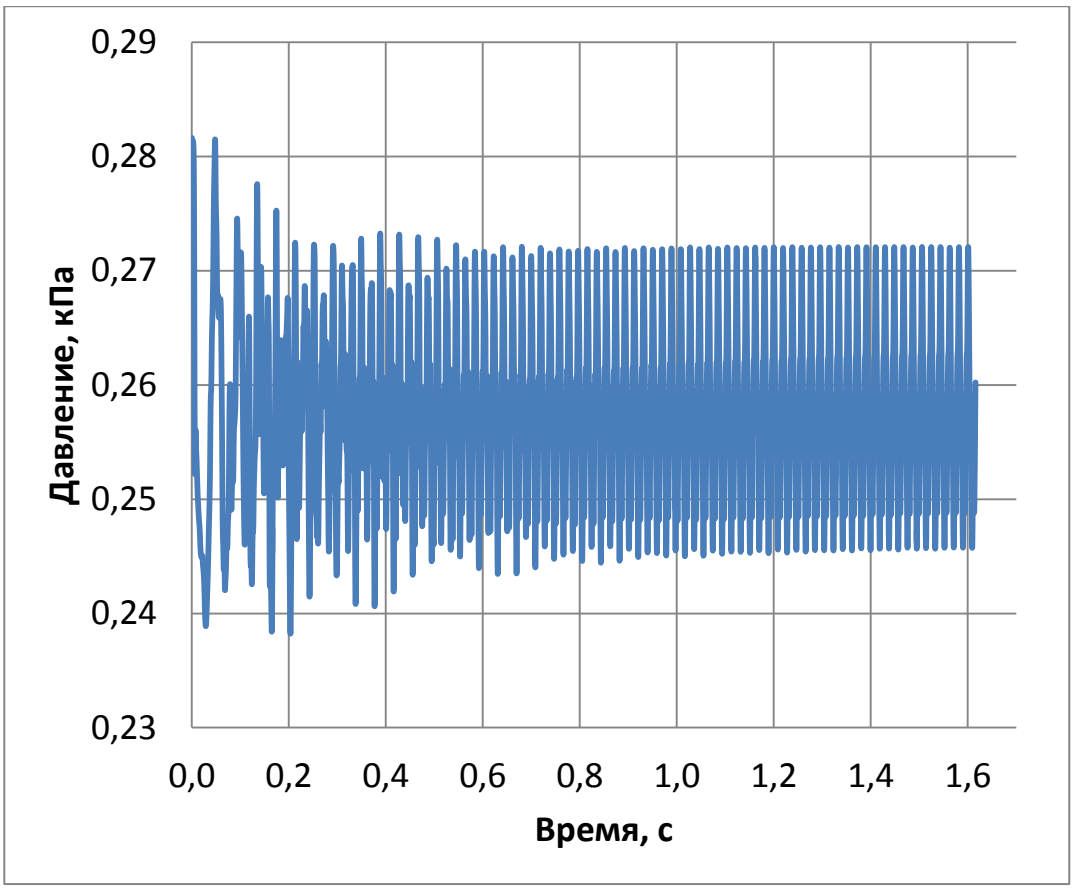


Рисунок А.3 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,6 с. Расчет по варианту 3

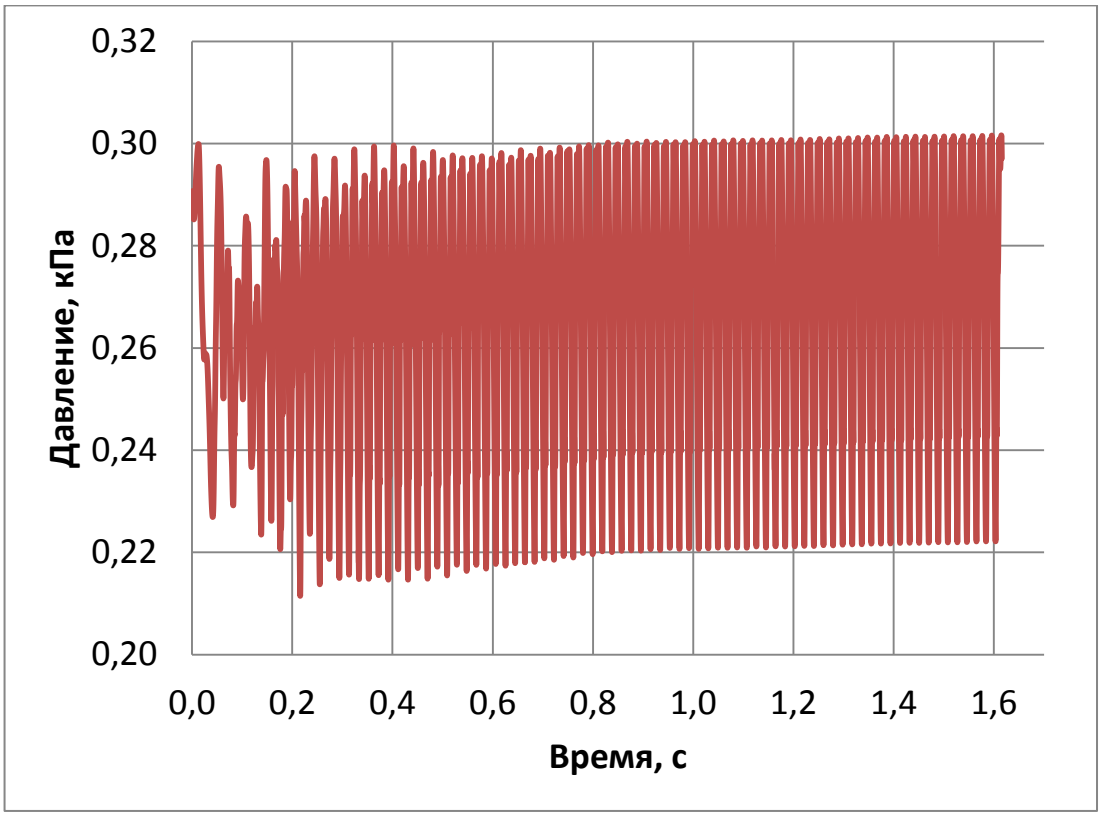


Рисунок А.4 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..1,6 с. Расчет по варианту 3

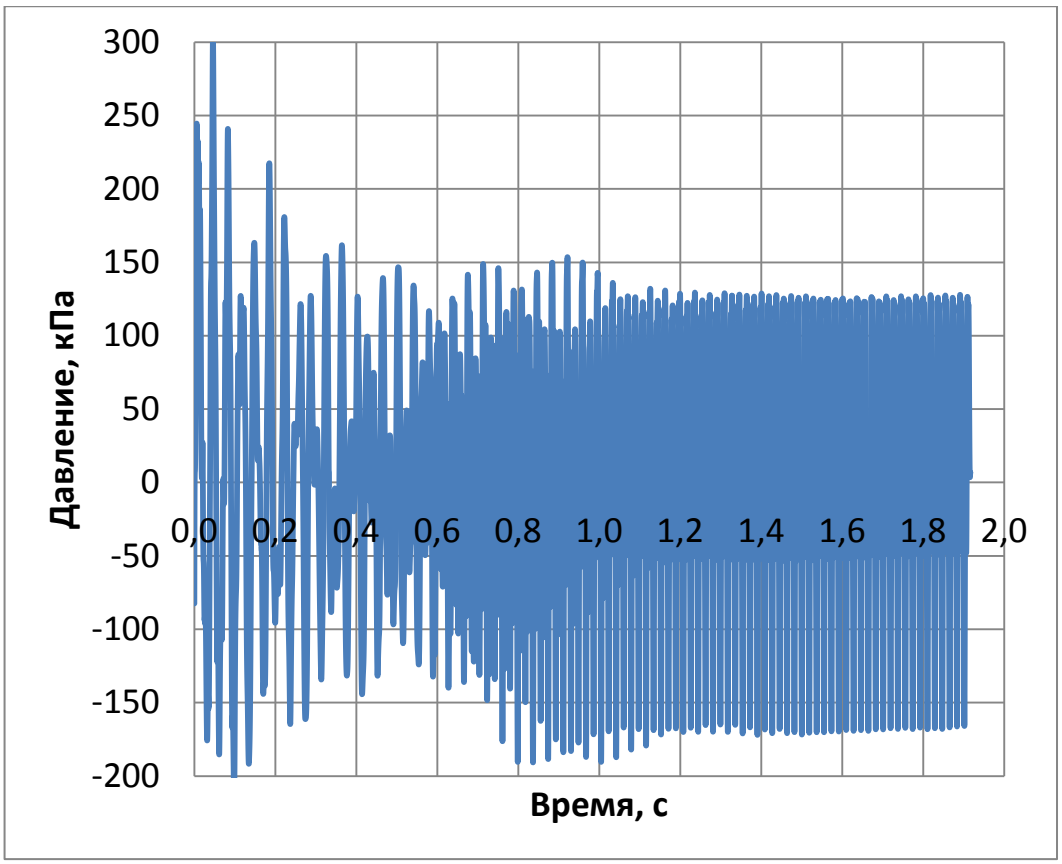


Рисунок А.5 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,9 с. Расчет по варианту 4

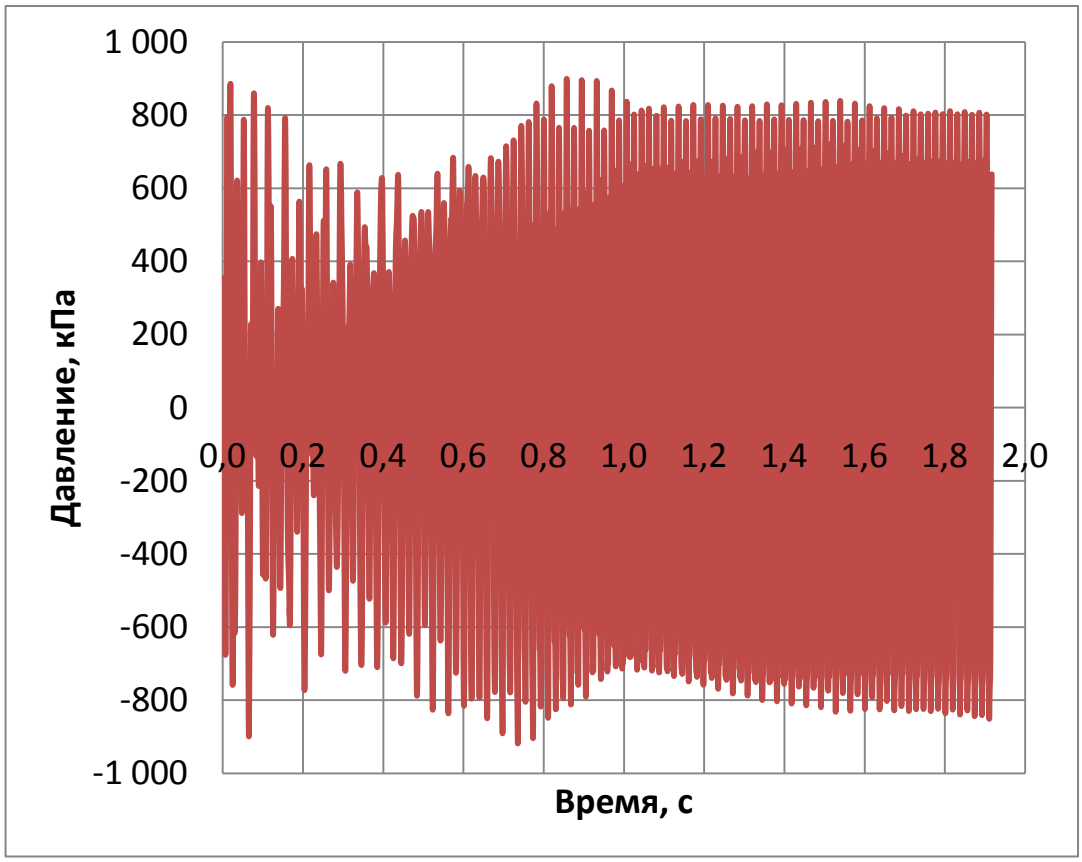


Рисунок А.6 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..1,9 с. Расчет по варианту 4

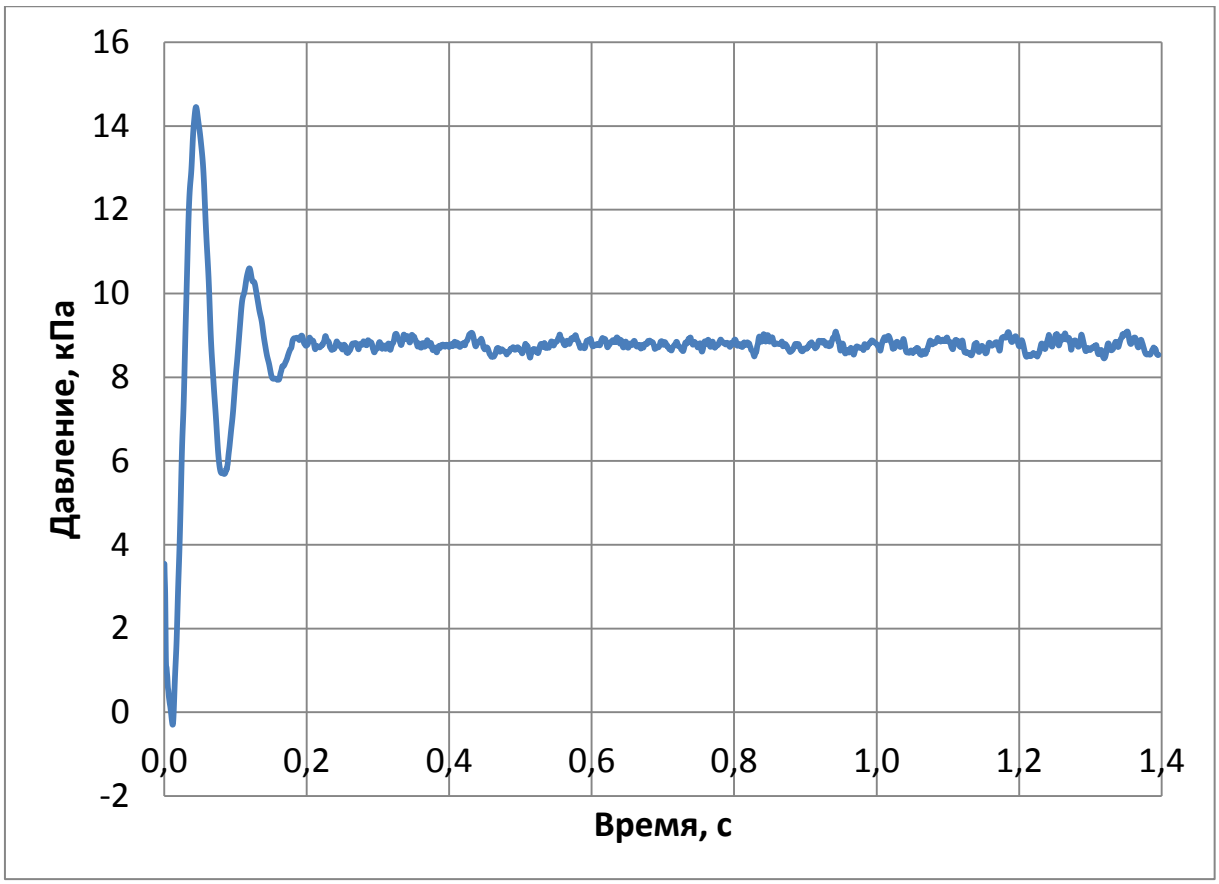


Рисунок А.7 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,4 с. Расчет по варианту 5

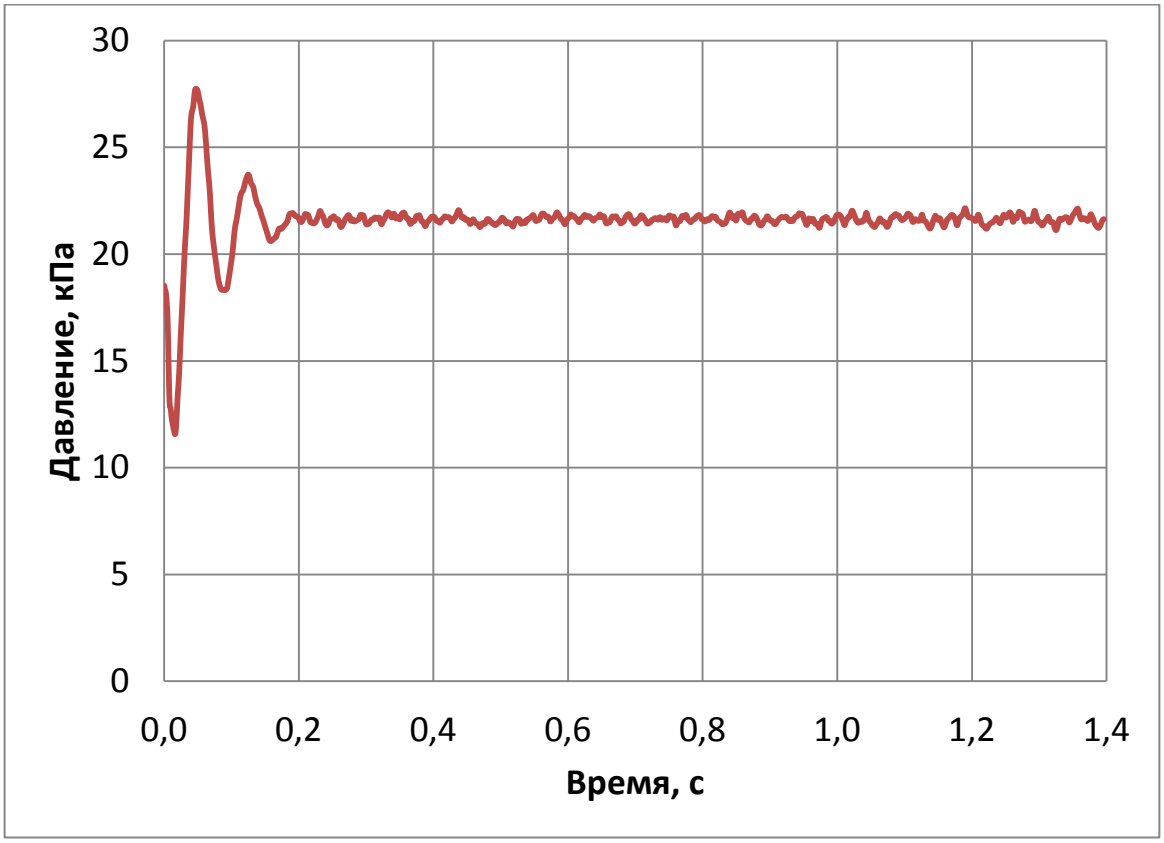


Рисунок А.8 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..1,4 с. Расчет по варианту 5

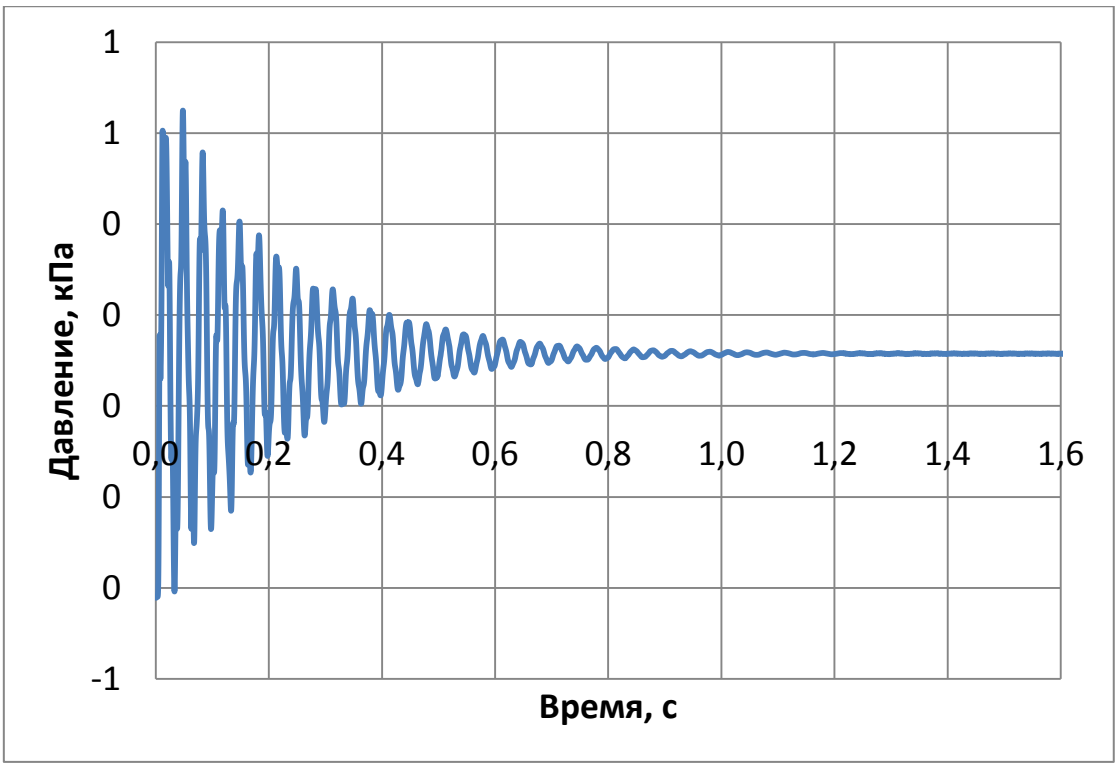


Рисунок А.9 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,6 с. Расчет по варианту 6

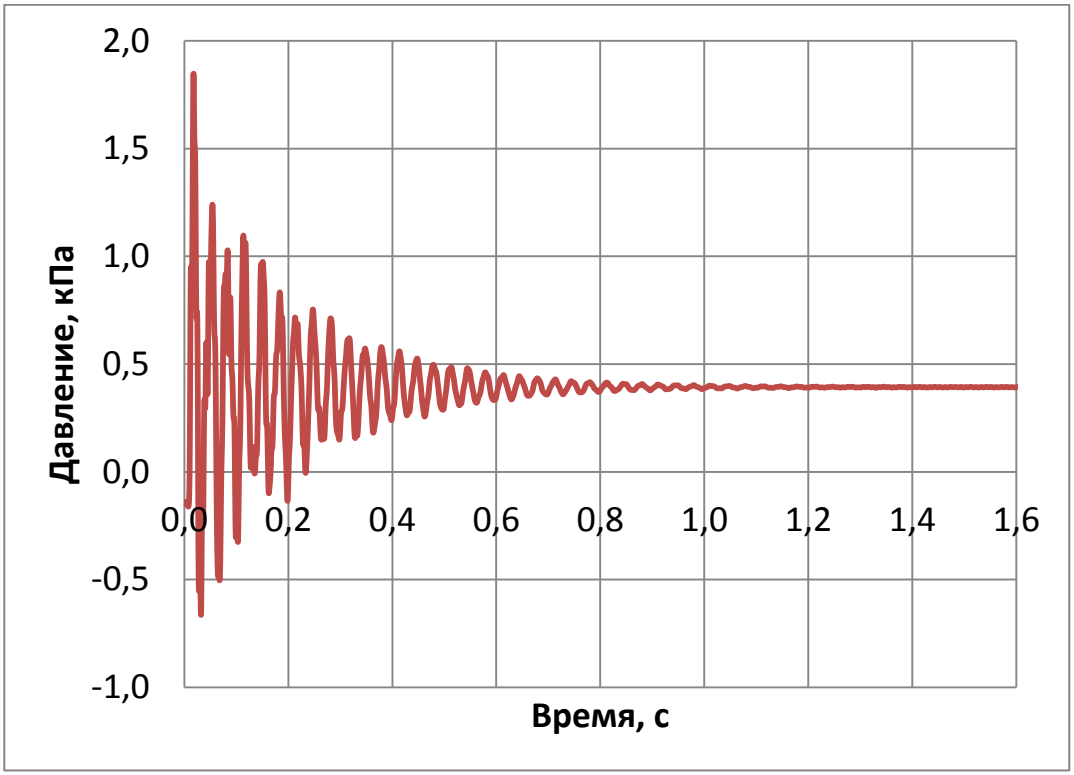


Рисунок А.10 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..1,6 с. Расчет по варианту 6

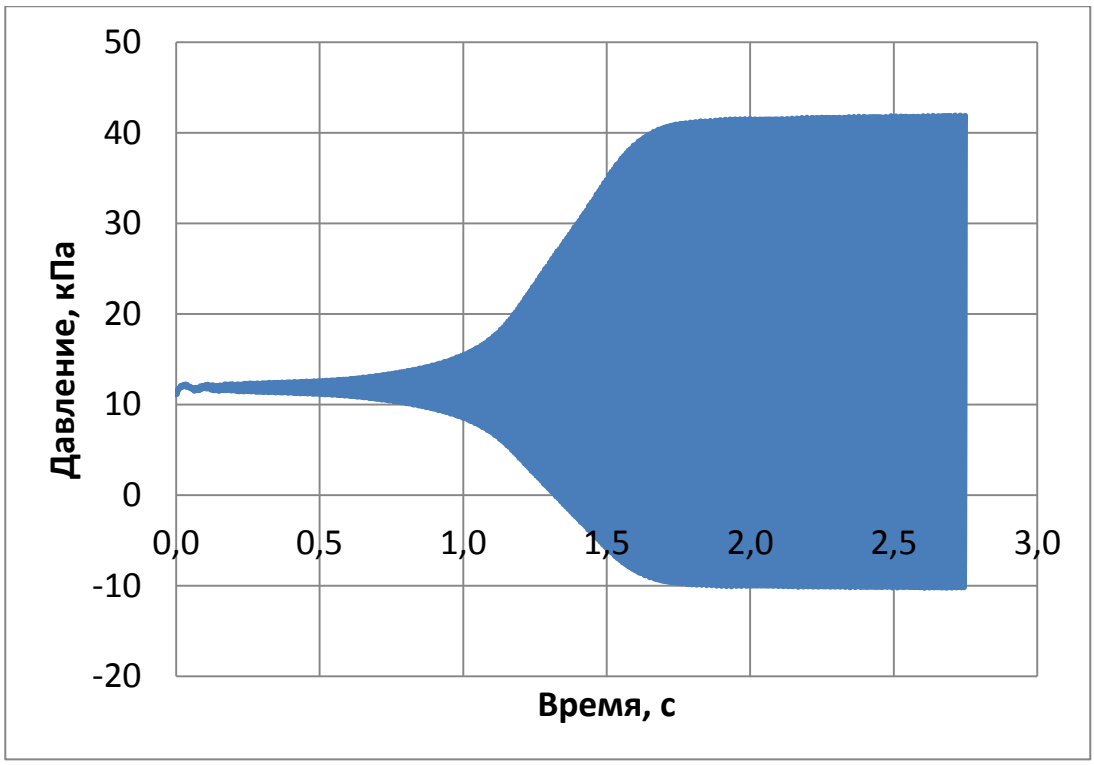


Рисунок А.11 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..2,7 с. Расчет по варианту 7

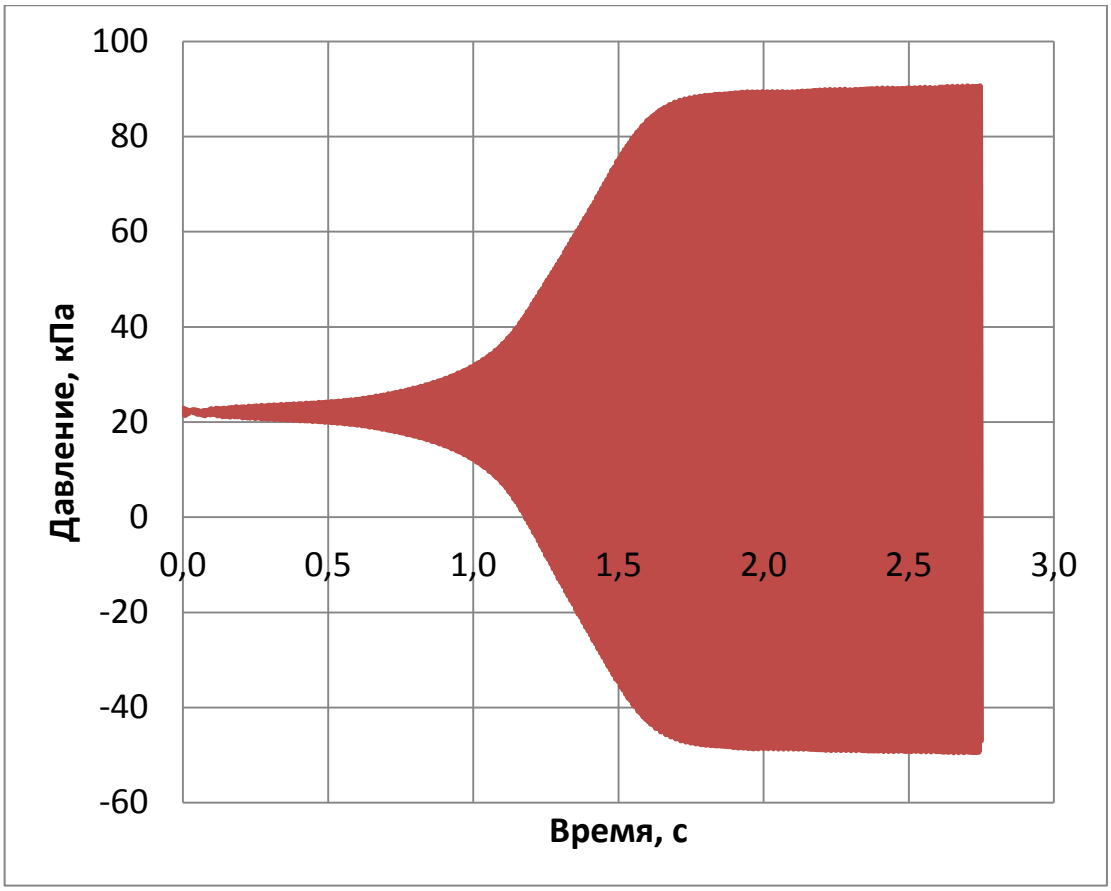


Рисунок А.12 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..2,7 с. Расчет по варианту 7

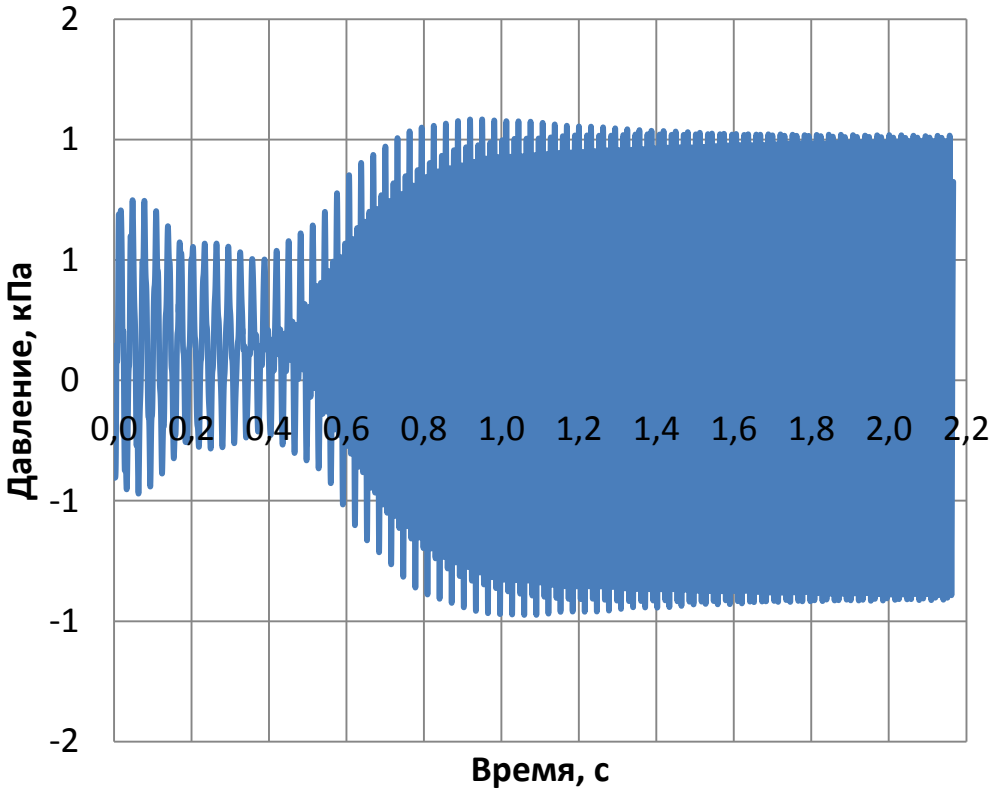


Рисунок А.13 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..2,1 с. Расчет по варианту 8

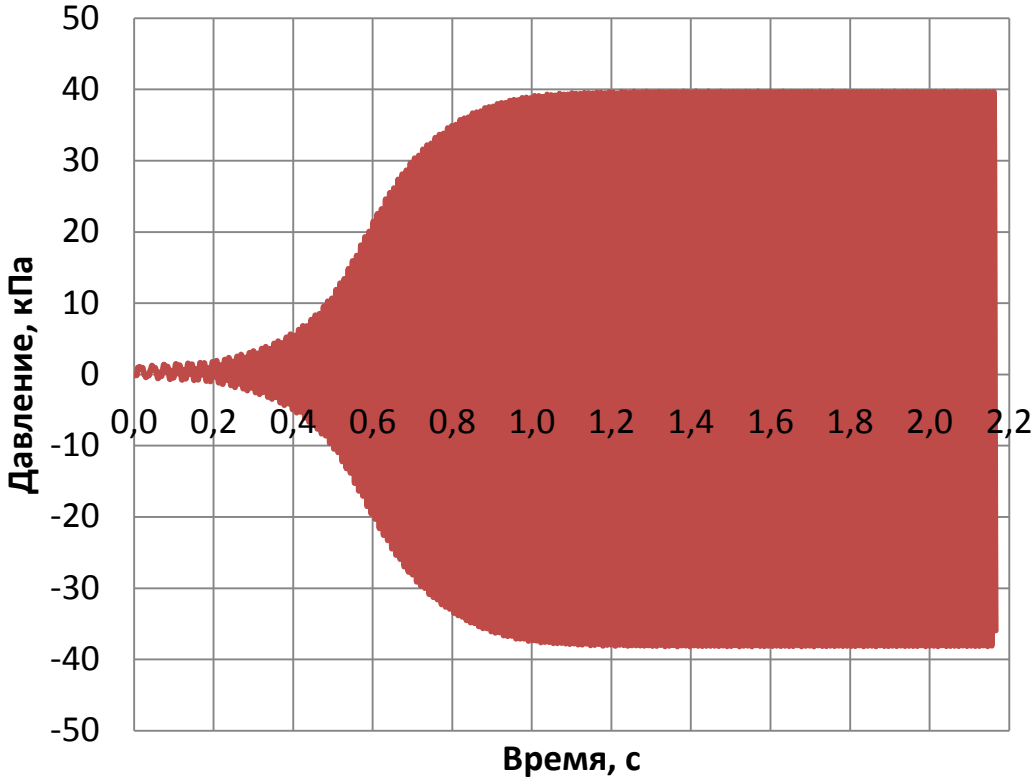


Рисунок А.14 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..2,1 с. Расчет по варианту 8

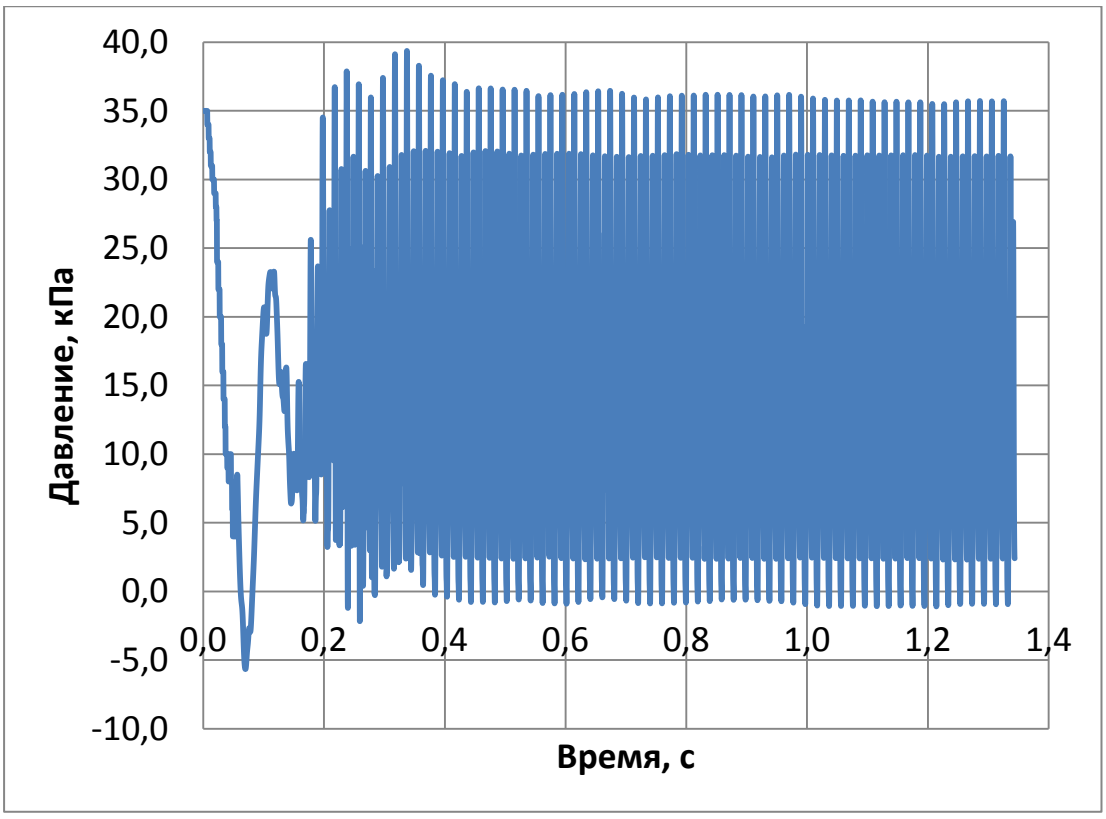


Рисунок А.15 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..1,3 с. Расчет по варианту 9

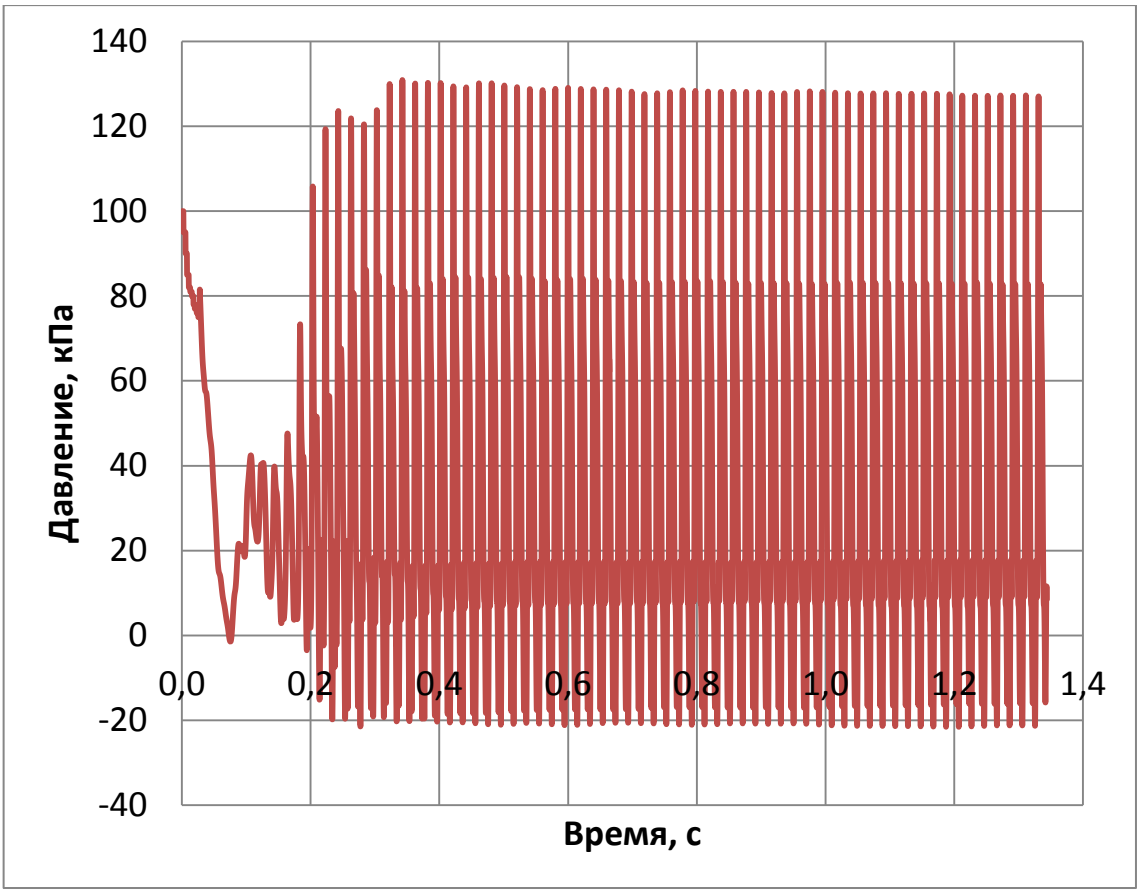


Рисунок А.16 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..1,3 с. Расчет по варианту 9

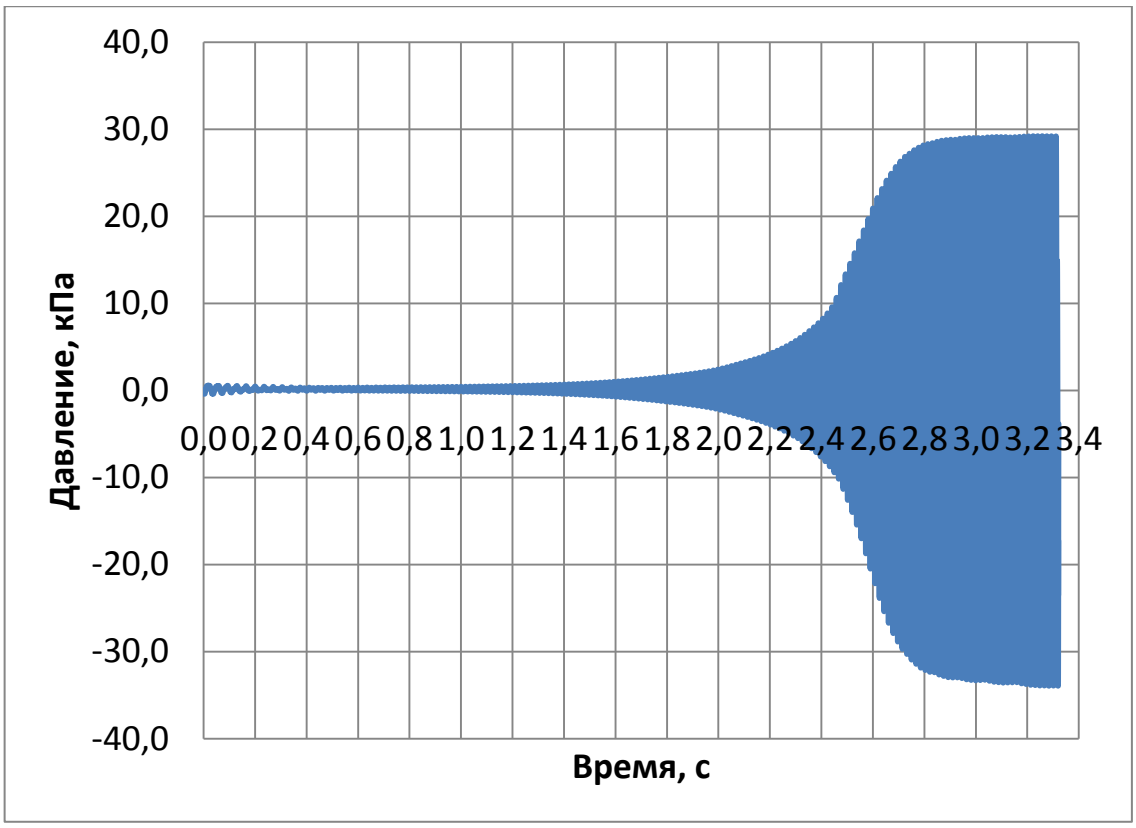


Рисунок А.17 Изменение пульсации давления в центре тройника соединения (точка 1) на интервале времени t=0..3,3 с. Расчет по варианту 10

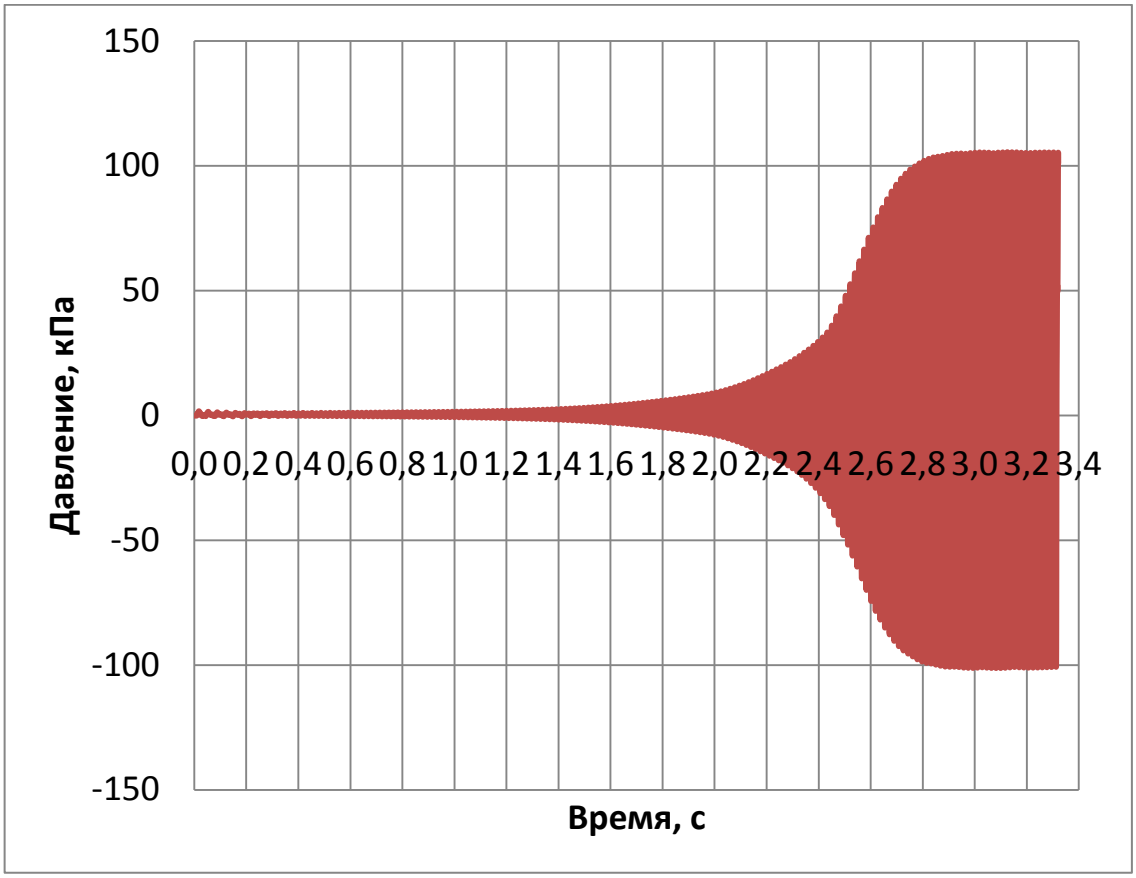


Рисунок А.18 Изменение пульсации давления в области заглушенного дна полости (точка 2) на интервале времени t=0..3,3 с. Расчет по варианту 10

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

УТВЕРЖДАЮ

И.о. проректора по научной,
инновационной деятельности и
стратегическому развитию, к.т.н.

_____ Д.А. Борейко
«___» _____ 2018 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Парфенова Дмитрия Валерьевича

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Парфенова Дмитрия Валерьевича «Совершенствование проектных решений и методов эксплуатации трубопроводной обвязки крановых узлов магистральных газопроводов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, использовались при разработке нормативного документа СТО Газпром «Магистральный газопровод. Обвязка технологического оборудования. Технико-технологические и конструктивные решения», регламентирующего процесс проектирования и эксплуатации крановых узлов магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм включительно, разрабатываемого ФГБОУ ВО «УГТУ» по договору №10/18 по заказу ПАО «Газпром» №6131-308-17-2 от 25 мая 2018 г.

Данный нормативный документ определяет мероприятия на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации магистральных газопроводов, направленные на предотвращение разогрева тупиковых полостей в трубопроводной обвязке крановых узлов. Данный стандарт является обязательным к применению всеми структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», проектными и эксплуатирующими организациями.

Начальник НИЧ _____ С.Н. Беляев

Старший преподаватель
кафедры ПЭМГ, к.т.н. _____ В.Л. Онацкий

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Ухта»

_____ С.В. Адаменко
«09» 06 2018 г.

АКТ
о внедрении результатов диссертационной работы
Парфенова Дмитрия Валерьевича

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Парфенова Дмитрия Валерьевича «Совершенствование проектных решений и методов эксплуатации трубопроводной обвязки крановых узлов магистральных газопроводов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, а именно:

- алгоритм выбора технико-технологического решения по эксплуатационному режиму или модификации устройства кранового узла;
- устройство, монтируемое на существующих крановых узлах, позволяющее при минимальной модификации избежать проявления негативного эффекта (патент №2577896 (РФ) от 20.03.2016)

использовались при проведении работ по реконструкции КУ км 725 газопровода «Ухта-Торжок 1» (1 нитка) и заполнении примыкающего участка МГ км 725-761.

Работы проводились 22 августа 2014 г. (Техническая справка №50-1.3-ТС-22/08-2014). Внедрение предложенных решений позволило повысить безопасность заполнения участков МГ, сократить время заполнения участков МГ, а, следовательно, повысить характеристику надежности (увеличить коэффициент готовности).

Начальник ПОЭМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта» _____ И.Л. Сарычев

Ведущий инженер

Ведущий инженер ПОЭМГ
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
А.Ю. Попов
«___»_____20___г.