Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ГАГАРИНА Ю.А.»

На правах рукописи

16-

БЫЧКОВА ИРИНА МИХАЙЛОВНА

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Специальность 05.23.03 - Теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель: доктор технических наук, доцент Н. Н. Осипова

Пенза-2021

оглавление

	ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1.	ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЙ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПОВЫШЕ-	
	НИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ГАЗО-	
	СНАБЖЕНИЯ С ЕСТЕСТВЕННОЙ РЕГАЗИФИКАЦИЕЙ	
	СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА	14
	1.1. Состав сжиженного углеводородного газа для автономных	
	систем газоснабжения	14
	1.2. Особенности хранения и регазификации сжиженных углево-	
	дородных газов	16
	1.3. Выбор источника автономного газоснабжения объектов	19
	1.4. Обоснование способа регазификации сжиженного углеводо-	
	родного газа	22
	1.5. Особенности эксплуатации систем автономного газоснабже-	
	НИЯ	25
	1.6. Выбор направлений исследований по повышению эффектив-	
	ности систем автономного газоснабжения с естественной регази-	
	фикацией СУГ	28
	Выводы по главе 1	30
Глава 2.	РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОНОМ-	
	НОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ЕСТЕСТВЕННОЙ РЕГАЗИФИ-	
	КАЦИЕЙ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА С ИС-	
	ПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОЙ ТЕПЛОТЫ ГРУНТА	32
	2.1. Разработка системы автономного газоснабжения с есте-	
	ственной регазификацией сжиженного углеводородного газа	32
	2.2. Теплообмен подземного резервуара с окружающей средой	38
	2.2.1. Исследование температурных условий хранения сжижен-	
	ного углеводородного газа в подземном резервуаре СУГ	38

	222 Magnanapanna managaan Tannaakuana napapati danu yan	
	2.2.2. Исследование процессов теплооомена паровои фазы над	
	зеркалом испарения в подземном резервуаре СУГ с окружаю-	
	щим грунтовым массивом при наличии газопотребления	50
	2.3. Теплообмен горловины подземного резервуара СУГ и тру-	
	бопровода паровой фазы с окружающей средой	64
	2.4. Разработка экономико-математической модели оптимальной	
	тепловой защиты горловины резервуара и трубопровода паровой	
	фазы	71
	Выводы по главе 2	79
Глава 3.	МОДЕЛИРОВАНИЕ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ХА-	
	РАКТЕРИСТИК ГРУНТОВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ	81
	3.1. Общие предпосылки к постановке задачи и анализ научных	
	исследований	81
	3.2. Определение притока тепла к одиночному трубопроводу	83
	3.3. Тепловая интерференция элементов грунтового теплообмен-	
	ника	89
	3.3.1. Общие положения и теоретические предпосылки	89
	3.3.2. Обоснование изучения взаимного теплового влияния эле-	
	ментов грунтового теплообменника в электролитической ванне	90
	3.3.3. Описание экспериментальной установки моделирования	
	конфигурации грунтового теплообменника	94
	3.3.4. Учет влияния конечных размеров модели на результаты	
	исследований	97
	3.3.5. Проведение экспериментальных исследований и анализ	
	полученных результатов	99
	3.3.6. Оценка погрешности при проведении эксперимента	102
	Выводы по главе 3	106
Глава 4.	ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИ-	
	МЕНЕНИЯ ПОДЗЕМНОЙ КАМЕРЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ В	
	АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ	107

	4.1. Обоснование конструкции камеры редуцирования	107
	4.2. Выбор оптимальной конфигурации камеры редуцирования	109
	4.3. Математическое моделирование теплообмена камеры	
	редуцирования с грунтовым массивом	111
	4.4. Разработка экономико-математической модели оптимизации	
	тепловой защиты восходящей части трубопровода паровой фазы	
	и камеры редуцирования	117
	4.5. Моделирование процесса дросселирования влажного газа в	
	регуляторах давления	124
	Выводы по главе 4	127
Глава 5.	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИС-	
	СЛЕДОВАНИЙ	128
	5.1. Определение экономической эффективности системы авто-	
	номного газоснабжения	128
	5.1.1 Определение затрат по базовому варианту	130
	5.1.2 Определение затрат по предлагаемому варианту	140
	Выводы по главе 5	151
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	152
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	154
	Приложение А	175
	Приложение Б	181
	Приложение В	183
	Приложение Г	187
	Приложение Д	189
	Приложение Е	190
	Приложение Ж	224
	Приложение И	225

введение

Актуальность работы. В соответствии с утвержденной генеральной схемой развития газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года, газификация регионов должна производиться, с учетом наличия и развития в указанных регионах газификации на природном газе, а также с использованием альтернативных энергоносителей, включая сжиженный и компримированный природный газ (СПГ и КПГ), сжиженный углеводородный газ (СУГ) [7, 110]. Как показывают статистические данные, за период с 2005 по 2018 годы протяженность газопроводов в России увеличилась более чем на 30 тыс. км. В результате уровень газификации природным газом в России к 31 декабря 2018 года достиг 68,6% (в городах - 71,9%, в сельской местности - 59,4%) [30].

В то же время, несмотря на высокие темпы газификации на базе природного газа, уровень централизованной газификации оказывается недостаточным и в ближайшей перспективе глобального увеличения темпов строительства систем газоснабжения на природном газе не предвидится.

Перспективным направлением обеспечения потребителей газовым топливом в этом случае является газификация с использованием СУГ в виде источника автономного газоснабжения. Рост загородного и индивидуального строительства обеспечивает дополнительное ускорение развития автономных систем на базе сжиженного углеводородного газа. В период с 2010 года по 2018 год производство СУГ в Российской Федерации выросло с 11,8 млн. тонн до 16,98 млн. тонн, при этом внутреннее потребление углеводородов увеличилось с 7,32 млн. тонн до 9,17 млн. тонн. В настоящее время коммунально-бытовой сектор потребляет в год 3,4 млн. тонн, в том числе для автономной газификации отдалённых регионов- 0,24 млн. тонн. Общая газификация на СУГ составляет 9,77 млн. квартир, в том числе в городах 4,32 млн. квартир и 5,45 млн. квартир в сельской местности [114, 123].

Автономное газоснабжение на базе СУГ реализует ряд преимуществ, обеспечивая газовым топливом потребителя, на все нужды, включая пищеприготовление, отопление и горячее водоснабжение, не зависимо от наличия магистрального природного газа, географических и климатических особенностей местности. В настоящее у потребителей в эксплуатации находятся свыше 10,8 млн. баллонов и 39 тыс. резервуаров, из которых 4,91 тыс. оснащены испарителями СУГ [142]. Значительное количество резервуаров работают по принципу естественной регазификации сжиженного углеводородного газа.

Применение автономных систем газоснабжения на базе установок с естественной регазификацией реализует ряд преимуществ:

- использование природного потенциала грунта для регазификации СУГ, что обеспечивает минимальные материальные затраты на единицу испаренного газа;

- простота монтажа и эксплуатации резервуаров за счет отсутствия дополнительной автоматики безопасности и регулирования процессов регазификации газа;

- минимальные из возможных капитальные вложения в устройство и сооружение резервуарной установки, уменьшение отчуждаемой площади под ее размещение.

В тоже время, автономные системы газоснабжения имеют значительную стоимость, что связано с наличием в установке резервуара, распределительных газопроводов и узла редуцирования. Различие погодных условий в годовом цикле эксплуатации вносит значительные коррективы в режимы эксплуатации систем автономного газоснабжения. Самыми неблагоприятными условиями функционирования автономных систем газоснабжения является работа системы в холодный период времени года. Наличие отрицательных температур обусловливает возможность конденсации паровой фазы в горловине резервуара, распределительных трубопроводах и в узле редуцирования.

Данное обстоятельство приводит к образованию ледяных и гидратных пробок в различных элементах системы и обуславливает прекращение подачи газа потребителю [20, 35, 76, 80, 81].

Наиболее просто указанная задача решается применением искусственной регазификации сжиженного газа в резервуаре и прокладкой тепловых спутников вдоль трассы распределительных газопроводов, а также обогрев узла редуцирования [35, 80, 81, 100, 101, 105, 139]. Однако все указанные решения являются

6

энергозатратными и требуют привлечения дополнительного оборудования, его обслуживания, а также отчуждения площади под его размещение, что приводит к дополнительному увеличению стоимости автономных систем газоснабжения не снижению их привлекательности с финансовой точки зрения.

Таким образом, системы с естественной регазификацией являются наиболее экономными, однако для исключения недостатков, связанных с конденсацией паровой фазы в элементах системы газоснабжения и для повышения эффективности автономных систем необходимо провести дополнительные научные исследования в части:

- изучения теплообменных процессов элементов системы газоснабжения с окружающей средой;

- обоснования оптимальных параметрических характеристик грунтовых теплообменников;

- обоснования конструкции и оптимальной конфигурации подземной камеры редуцирования газообразной смеси паров пропан-бутана;

- обоснования оптимальной теплозащиты элементов системы автономного газоснабжения.

- разработки методики определения стоимости устройства автономных систем газоснабжения.

Необходимость решения указанных задач определяет актуальность и практическую значимость данной диссертационной работы по разработке эффективных автономных систем газоснабжения на базе сжиженного углеводородного газа.

Степень разработанности темы исследований. Вопросы повышения эффективности систем снабжения сжиженным углеводородным газом отражены в научных трудах отечественных и зарубежных ученых Никитина Н.И., Стаскевича С.Л., Клименко А.П., Курицына Б.Н., Усачева А.П., Шурайца А.Л., Уильямса А.Ф., Dele G.F., Edvards R.M., Giavarini C., Mason E. A., а также корпораций Algas –SDI, Walter tosto Serbatoi SPA, WLPGA и др.

Предложенные авторами исследования обычно затрагивают одиночные аспекты повышения эффективности работы отдельных элементов систем и зачастую носят фрагментарный характер. Повышение эффективности системы в целом должно рассматриваться в комплексной постановке, обеспечивающей всестороннее рассмотрение проблемы с учетом выбора оптимальных схемно-параметрических решений, режимов функционирования и снижения ресурсоемкости системы автономного газоснабжения.

Диссертационная работа выполнялась на кафедре «Теплогазоснабжение и нефтегазовое дело» (до 2 апреля 2021 года «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» приказ № 43-П от 29.01.2021 года) Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. в соответствии с тематическим планом госбюджетной НИР по внутривузовскому заказ-наряду 11В «Разработка современных технологий и материалов для обеспечения энергоресурсосбережения, надежности и безопасности объектов архитектурно-строительного комплекса».

В соответствии с вышеизложенным, **цель работы** заключается в разработке эффективной системы автономного газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа с учетом научного обоснования принимаемых технических решений, направленных на повышение экономичности и безопасности использования газового топлива.

Задачи исследований:

- разработка и обоснование схемы автономной системы газоснабжения с естественной регазификацией СУГ;

- исследование температурных условий хранения и отбора паров сжиженного углеводородного газа в подземном резервуаре СУГ, на основе изучения теплообменных процессов элементов системы с окружающей средой;

- моделирование и обоснование схемно-параметрических решений грунтовых теплообменников для обеспечения дополнительного нагрева паровой фазы, подаваемой на редуцирование;

- разработка и обоснование подземной камеры редуцирования, обеспечивающей снижение давления паровой фазы в регуляторах давления без образования ледяных и гидратных пробок.

Научная новизна.

1. Разработаны математические модели теплообмена подземного резервуара сжиженного газа с грунтовым массивом в режиме хранения и отбора паров. Определены критерии, влияющие на теплообмен паровой фазы пропан-бутана над зеркалом испарения с окружающим грунтовым массивом, получена зависимость коэффициента теплопередачи с учетом уровня заполнения резервуара сжиженным газом.

2. Методом электротепловой аналогии решена задача тепловой интерференции трубных элементов грунтового теплообменника, получены значения коэффициентов тепловой интерференции, определяющие величину снижения притока тепла к грунтовому теплообменнику, состоящему из ряда труб.

3. Предложена новая конструкция камеры редуцирования СУГ, позволяющая обеспечить снижение давления паров пропан бутана без образования ледяных и гидратных пробок, отличительной особенностью которой, является ее подземное расположение и конструктивное решение, минимизирующие тепловые потери в окружающую среду.

4. Разработана математическая модель теплообмена подземной камеры редуцирования с окружающим грунтовым массивом, позволяющая определить распределение температур на контуре и суммарные тепловые потери подземной камерой. Для минимизации тепловых потерь определена оптимальная толщина тепловой изоляции восходящей части трубопровода паровой фазы и подземной камеры с учетом дифференцированного подхода к исследуемым элементам системы. Моделированием процесса дросселирования паровой фазы СУГ в регуляторах давления установлено, что процесс снижения давления сопровождается с увеличением влагосодержания без выделения воды в свободном виде.

Теоретическая значимость диссертационных исследований заключается в разработке научно обоснованных решений по повышению эффективности систем автономного газоснабжения от резервуарных установок сжиженного углеводородного газа, на основе полученных зависимостей для расчета теплообмена подземных резервуаров сжиженного углеводородного газа с грунтовым массивом,

9

определения оптимальных схемно-параметрических решений грунтового теплообменника и коэффициентов тепловой интерференции, математического обоснования конфигурации подземной редуцирующей камеры.

Практическая значимость диссертационных исследований заключается в разработке схемы системы автономного газоснабжения с естественной регазификацией СУГ, алгоритма и программы расчета, позволяющей проводить численное моделирование изменения состояния паровой фазы пропан бутана в системе автономного газоснабжения на базе СУГ.

Разработанный программный продукт «Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автономных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа» (Свидетельство о государственной регистрации программы на ЭВМ № 2018612737 от 26.02.2018г.), позволяющий уменьшить трудоемкость работ и увеличить точность определяемых параметров исследуемой системы, апробирован и получил положительные отзывы проектных организаций.

Соискателем предложено схемное решение устройства резервуаров в грунтовом массиве, защищенное патентом на изобретение №2642587 «Способ устройства подземных резервуаров», позволяющее снизить затраты материальных ресурсов при устройстве системы газоснабжения у потребителя.

Результаты исследований внедрены в проектную практику ООО «Газспецмонтаж» (г. Саратов) при разработке проекта газификации коттеджных зданий в с. Чардым Саратовской области с экономический эффектом от внедрения результатов исследований 535413 руб.

Защищаемые научно-технические решения применяются на кафедре «Теплогазоснабжение и нефтегазовое дело» (до 2 апреля 2021 года «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» приказ № 43-П от 29.01.2021 года) в Саратовском государственном техническом университете имени Гагарина Ю.А. при чтении дисциплин «Технико-экономическая оптимизация систем теплогазоснабжения», «Городские, поселковые и внутридомовые системы газоснабжения», а также в курсовом проектировании и при выполнении выпускных квалификационных работ.

Методология и методы исследования. Теоретические исследования диссертационной работы базируются на использовании фундаментальных положений тепломассообмена, термодинамики, методах математического моделирования, оптимизации параметров и использовании ЭВМ. Экспериментальные исследования основываются на методах физического моделирования на лабораторных стендах. Обработка результатов эксперимента проводилась с использованием фундаментальных положений теории вероятностей и математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1. Схема системы автономного газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа, сочетающая подземный резервуар, грунтовый теплообменник и подземную камеру редуцирования, позволяющая за счет использования тепла грунтового массива обеспечить безгидратное редуцирование сжиженного углеводородного газа перед подачей потребителю.

2. Математические модели теплообмена подземного резервуара СУГ с окружающим грунтовым массивом в режиме хранения и отбора паров, позволяющие определить распределение температур на контуре подземного резервуара в режиме хранения, режим течения среды над зеркалом испарения при наличии газопотребления, критерии, влияющие на теплообмен паровой фазы пропан-бутана над зеркалом испарения с окружающим грунтовым массивом.

3. Экономико-математическая модель определения оптимальной толщины тепловой изоляции горловины резервуара и трубопроводной обвязки с учетом минимальных капитальных вложений в теплоизоляцию элементов.

4. Результаты электротеплового моделирования взаимного теплового влияния элементов трубной решетки и обработки экспериментальных данных.

5. Конструкция камеры редуцирования СУГ, позволяющая обеспечить снижение давления паров пропан-бутана без образования ледяных и гидратных пробок.

6. Математическая модель теплообмена подземной камеры редуцирования с окружающим грунтовым массивом, позволяющая определить распределение температур на контуре камеры и суммарные тепловые потери подземной камерой. 7. Экономико-математическая модель оптимизации тепловой защиты восходящей части трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования.

Достоверность результатов исследований подтверждается данными экспериментов, полученными с удовлетворительной погрешностью, применением методов математического анализа, использованием современного измерительного оборудования и программного обеспечения.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались:

- на научно-практических конференциях и семинарах НПР СГТУ имени Гагарина Ю.А.;

- на конференцияхс международным участием: «Ресурсоэнергоэффективные технологии в строительном комплексе» (г. Саратов, 2016-2019), «Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения» (г. Саратов, 2017, 2018), «Промышленность, сельское хозяйство, энергетика и инфраструктура: проблемы и векторы развития» (г. Санкт-Петербург, 2017), «Современное состояние и перспективы развития строительства, теплогазоснабжения и энергообеспечения» (г. Саратов, 2017), 21st International Scientific Conference on Advanced in Civil Engineering: Construction – The Formation of Living Environment (Moscow, 2018);

- на всероссийских конференциях, в том числе «Современные технологии в строительстве. Теория и практика» (г. Пермь, 2017), «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции» (г. Москва, 2018).

Публикации. По результатам выполненной диссертации опубликовано 23 научные работы, в том числе 7 статей из перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК, 1 статья, индексируемая Web of Science, и 1 статья, индексируемая Scopus. Получен патент № 2642587 и свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2018612737. Всего опубликовано работ объемом 7,53 п.л., из них 3,67 п.л. принадлежат лично автору.

Личное участие автора состоит в постановке задач исследований, разработке схемы системы автономного газоснабжения с естественной регазификацией СУГ,

математических моделей теплообмена элементов системы газоснабжения с окружающей средой, экономико-математических моделей оптимизации толщины тепловой изоляции, конструкции камеры редуцирования СУГ, методики определения стоимости устройства автономных систем газоснабжения, в анализе и обобщении результатов теоретических и экспериментальных исследований и их внедрение в практику газораспределительных организаций.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы (179 наименований), 8 приложений и представлена на 174 страницах, содержит 24 рисунка, 26 таблиц, 199 формул.

ГЛАВА 1. ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЙ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ЕСТЕСТВЕННОЙ РЕГАЗИФИКАЦИЕЙ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

1.1. Состав сжиженного углеводородного газа для автономных систем газоснабжения

Для газоснабжения потребителей в соответствии с [11] применяются смеси технического пропана и бутана. Основные характеристики газов и их смесей приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Нормируемые характеристики марок сжиженного углеводородного газа

	Норма для марки			
Наименование показателя	пропан	пропан-бу-	бутан	
Пайменование показателя	технический	тан техниче-	технический	
	(III)	ский (ПБТ)	(БT)	
1	2	3	4	
1. Компоненты (массовая доля), %				
метан, этан и этилен в сумме	ŀ	не нормируетс	я	
пропан и пропилен в сумме, не менее	75	не нормируется		
бутан и бутилен в сумме, не менее	не нормируется	-	-	
бутан и бутилен в сумме, не более	-	60	-	
бутан и бутилен в сумме, не менее	-	-	60	
2. Жидкий остаток (объемная доля) при 20 °C,	0.007	0.016	0.018	
доли %, не более	0,007	0,010	0,010	
3. Избыточное давление (насыщенные пары),				
МПа, при температуре:				
плюс 45 °C, не более	1,6	1,6	1,6	
минус 20 °C, не менее	0,16	-	-	
4. Сероводород и меркаптановая сера (массовая	0,00013	0,00013	0,00013	

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
доля), доли %, не более			
в том числе сероводород, не более	0,003	0,003	0,003
5. Содержание воды в свободном виде и щелочи	и Отсутствие		
6. Интенсивность запаха, баллы, не менее	3	3	3

В зависимости от принимаемых схем автономного газоснабжения и условий их последующей эксплуатации выбор смеси следует производить по таблице 1.2. Таблица 1.2 – К выбору марки сжиженного углеводородного газа

	Марка сжиженного газа для климатического района по [8]					
Система газоснабжения	Умере	енный	Холодный			
	теплый	холодный	теплый	холодный		
	период	период	период	период		
Баллоны сжиженного углеводородного газа (СУГ)						
наружная установка	ПБТ	ПТ	ПБТ	ПТ		
внутриквартирная установка	ПБТ	ПБТ	ПБТ	ПБТ		
	Резервуарь	ы СУГ				
естественная регазификация	ПБТ	ПТ	ПБТ, ПТ	ПТ		
искусственная регазификация	ПБТ, БТ	ПБТ, ПТ,	ПБТ, ПТ	ПБТ, ПТ		
		БТ				
Примечание:						

1. теплый период принимается с 1 апреля по 1 октября; холодный период с 1 октября по 1 апреля – умеренный климатический район;

2. теплый период принимается с 1 июня по 1 октября; холодный период с 1 октября по 1 июня - холодный климатический район.

Как показывает таблица 1.2 при применении автономных систем при наружной установке емкостей со сжиженным углеводородным газом, в холодный период во всех климатических зонах эксплуатации и при естественной регазификации продукта необходимо использовать смесь сжиженного углеводородного газа состава пропан технический. Смесь пропан-бутан технический рекомендуется к использованию только в теплый период в умеренной климатической зоне и при наличии испарительных установок для регазификации сжиженного углеводородного газа. Данное обстоятельство объясняется свойствами бутана в составе смеси СУГ, который начинает испаряться при температуре минус 0,5 °С. Поэтому смеси с повышенным содержанием бутана, такие как ПБТ (пропан-бутан технический) и БТ (бутан технический), требуют положительных температур окружающей среды вокруг емкости для устойчивой регазификации продукта в естественных условиях или применение схем с искусственной регазификацией СУГ.

1.2. Особенности хранения и регазификации сжиженных углеводородных газов

Хранение сжиженных углеводородных газов осуществляется в наземных и подземных ёмкостях, которые параллельно являются ёмкостями для регазификации и подачи газа потребителю.

Под воздействием условий окружающей среды в ёмкостях формируется давление в зависимости от компонентного содержания сжиженного углеводородного газа. В соответствии с научно-прикладным справочником по климату [73] территория России может быть укрупнённо представлена следующими климатическими зонами эксплуатации систем газоснабжения: очень холодная, холодная, умереннохолодная и умеренно-теплая. Значения температур наружного воздуха и грунта соответствующих зон приведены в таблице 1.3 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.3 – Значения минимальных температур для климатических зон эксплуатации

	Наименование города	Температура, °С		
Sous okeniivatauuu			грунта на глубине	
зона эксплуатации		воздуха	заложения оси резервуара 1,2	
			М	
1	2	3	4	
очень	Grave Moronou	<u>-60</u>	10.2	
холодная	лкутск, тагадан	-57	-10,2	

17

1	2	3	4
VOLOUII90	Иркутск, Хабаровск, Ека-	-47	
холодная	теринбург	-43	-3,5
умеренно-холод-	Мурманск, Москва, Воро-	-38	
ная	неж	-32	+3
умеренно-теплая	Ставрополь, Ростов-на-Дону, Краснодар	<u>-24</u> -18	+5,5
Примечание:		10.00	IC 0.5

Продолжение таблицы 1.3

- обеспеченность климатических условий в числителе К=0,9; в знаменателе при К=0,5.

Распределение температур в глубине грунта в зависимости от климатической

зоны представлено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Температура грунтового массива в зависимости от глубины. Избыточное давление, формируемое под воздействием температур окружающей среды в емкостях хранения, представлено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 –	Значение ми	нимального	избыточного	давления,	формируемого	в ем-
костях СУГ						

Наименование марки		Климатическа	ая зона эксплуат	ации		
СУГ	очень	холодная	умеренно-хо-	умеренно-теплая		
	холодная		лодная			
Минима.	тьное избыточное	е давление в на	земной емкости	, МПа		
ПТ	-	-	=	<u>0,07</u>		
			0,03	0,1		
ПБТ	-	-	-	<u>0,03</u>		
				0,05		
БТ	-	-	-	-		
Минимал	ьное избыточное	давление в под	дземной емкости	а, МПа		
ПТ	0,2	0,24	0,29	0,32		
ПБТ	0,1	0,14	0,19	0,22		
БТ	-	-	-	0,01		
Примечание						

- обеспеченность климатических условий в числителе К=0,9; в знаменателе при К=0,5.

Как видно из таблицы 1.4, минимальное избыточное давление обеспечивается только в умеренно-теплой климатической зоне при условии наземного хранения сжиженного углеводородного газа состава ПБТ и ПТ. Состав газа БТ при наземном хранении не обеспечивает избыточного давления не зависимо от зоны эксплуатации (в емкости создается вакуум).

Хранение СУГ в подземных емкостях (резервуарах) под воздействием естественных температур окружающего грунта обеспечивает избыточное давление паров во всех климатических зонах эксплуатации на марках СУГ пропан-бутан технический и пропан технический. Избыточное давление газа в резервуарах при хранении технического бутана наблюдается только в умеренно-теплой климатической зоне.

Наличие избыточного давления формирует достаточные условия для регазификации газа в ёмкостях, перемещения паровой фазы на редуцирование и устойчивого газоснабжения потребителей.

Таким образом, для формирования постоянного избыточного давления в

резервуарах СУГ, рекомендуется подземная установка ёмкостей и формирование схем автономного газоснабжения на базе подземных резервуаров сжиженного углеводородного газа.

1.3. Выбор источника автономного газоснабжения объектов

Обеспечение потребителей газообразным топливом при формировании систем автономного газоснабжения возможно при использовании баллонов или резервуаров сжиженного углеводородного газа.

Многочисленные исследования по паропроизводительности баллонных установок [45, 46, 53, 67, 82, 148] в зависимости от условий их эксплуатации [49, 52, 62, 74, 83, 153, 93] позволили выявить рациональную область применения баллонных систем газоснабжения.

Установлено, что для баллонных систем газоснабжения присущи существенные недостатки:

- ограниченная паропроизводительность, определяемая объемом сосуда;

- значительная металлоёмкость на единицу испаренного газа;

- высокий остаточный уровень заполнения баллонов газом даже при использовании газа марки пропан технический.

Данное обстоятельство определяет сферу использования баллонного газоснабжения при наружной установке только в теплый период года для временного газоснабжения объектов.

При установке внутри помещений использование газа возможно круглогодично. В то же время, вследствие ограниченной паропроизводительности, использование баллонов возможно исключительно с целью пищеприготовления, не обеспечивая отопление и горячее водоснабжение, при этом один баллон СУГ объемом 50 литров обеспечивает объект газом в течение 30 суток при условии его полного опорожнения, что является не совсем объективным [45, 46, 74, 77, 82, 88]. Установлено, что расчетная паропроизводительность баллонов СУГ при наличии положительного потенциала окружающей среды обеспечивается при использовании пропана технического с остаточным уровнем не менее 12%, пропан-бутана технического не менее 17%, бутана технического не менее 21% [56, 67]. Таким образом, при использовании газовой плиты баллон СУГ обеспечит газовым топливом объект от 23 до 26 суток в зависимости от компонентного состава используемого газа.

Резервуары сжиженного углеводородного газа избавлены от многих недостатков присущих баллонам СУГ и являются наиболее предпочтительными при формировании систем автономного газоснабжения. В настоящее время на территории Российской Федерации представлены резервуары как отечественных, так и зарубежных производителей. Наибольшее распространение получили цилиндрические резервуары (таблица 1.5).

Таблица 1.5 – Резервуары СУГ, применяемые в системах автономного газоснабжения [116, 158, 165, 167, 170, 178]

Тип	Производитель, страна изго-	Номинальный	Размеры резе	ервуара, мм
резервуаров	товления	объем V_p , м ³	диаметр	длина
1	2	3	4	5
		1,0	1000	1300
горизонталь-	КонверсАтомЭнергоМон-	3,0	1400	2060
IIBIC	таж, Россия	5,0	1900	2040
		10,0	2200	2840
		2,7	1200	2570
горизонталь-		4,6	1200	4350
ные	FAS, Германия	6,5	1200	6130
		8,5	1200	7910
		9,2	1200	8800
	Classicate II and a	2,7	1250	2555
горизонталь-	Спетет, чехия	4,85	1250	4405
ные		6,7	1250	5940
горизонталь-	Ушающ Пачаа	3,0	1400	2550
ные	е Химмаш, Пенза,	5,0	1600	2785
	госсия	10,0	2200	3335

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5
горизонтальные		2,8	1200	2650
	«BONEGAZ» Приокский	4,5	1200	4200
	механический завод, Ниж-	6,1	1200	5650
	ний Новгород,	8,5	1200	7650
	Россия	9,1	1200	8200
вертикальные		1,0	1000	1012
		0,5	800	1306
		1,0	1000	1565
вертикальные	AntonioMerloni Cylinders	1,65	1200	1785
		2,25	1200	2325
		5,0	1700	2660
	Onergo Group S.p.A, Manna	1,0	800	2240
	ные	1,75	1000	2510
горизонтальные		2,75	1200	2770
		5,0	1200	4785
	WalterTosto	2,25	1300	2700
вертикальные	Serbatoi (WTS), Италия	4,5	1700	3100
		2,7	1250	2493
горизонтальные	Chemet, Польша	4,85	1250	4293
		6,4	1250	5543

Как показывает анализ таблицы 1.5, в практике газоснабжения находят применение как вертикальные, так и горизонтальные резервуары.

Вертикальные резервуары обладают рядом преимуществ при размещении их в ограниченных условиях, характеризуемых отчуждаемой территорией под размещение емкости, и связанных с этим рядом строительно-монтажных работ (вложения в ограждение резервуарной установки, уменьшение объема фундамента и т.д.).

Горизонтальные резервуары обладают большей паропроизводительностью по сравнению с вертикальными аналогами за счет увеличенной смоченной поверхности резервуара, контактирующей с окружающей средой. Установка горизонтального резервуара в грунте требует меньшего объема земляных работ за счет уменьшения высоты котлована. Как показывают исследования пунктов 1.1 и 1.2, на территории Российской Федерации в соответствии с климатическим районированием и компонентным составом производимых и поставляемых потребителю смесей СУГ, наиболее предпочтительна подземная установка ёмкостей, которая характеризуется преимуществами:

- наличие постоянного температурного потенциала от грунта для формирования избыточного давления в резервуаре и процесса регазификации;

- возможность использования смесей сжиженного углеводородного газа с повышенным содержанием бутана [45, 56];

- возможность использования сжиженного углеводородного газа из ёмкости при пониженном остаточном уровне газа в резервуаре [53];

- возможность применения систем газоснабжения с естественной регазификацией газа;

- уменьшение расстояний противопожарных разрывов между строениями и резервуаром СУГ [177].

Наземная установка ёмкостей принимается при газификации объектов сезонного назначения, функционирующих в теплый период года (передвижные установки для обработки посевов пламенем от вредных насекомых и сорняков, для первоначальной сушки корнеплодов, газоснабжение кемпингов, баз отдыха, дачных строений) [169, 172].

Таким образом, для объектов, эксплуатируемых круглый год, рекомендуются системы, комплектуемые подземными горизонтальными резервуарами СУГ.

1.4. Обоснование способа регазификации сжиженного углеводородного газа

Процесс регазификации может осуществляться в специальных устройствах регазификаторах – искусственная регазификация, или в самом подземном резервуаре, под воздействием температурного напора из грунта – естественная регазификация [84, 85, 86].

Искусственная регазификация осуществляется с применением

электрических, огневых и твердотельных испарительных устройств [49, 62, 78, 87, 88, 97, 122, 149], устанавливаемых непосредственно на крышку резервуара или в непосредственной близости от резервуарной установки. Применяется при значительных объемах газопотребления объектами, обеспечивает равномерное испарение жидкой фазы, в том числе и с повышенным содержанием бутановых фракций, обеспечивая минимальный уровень газа в резервуаре перед очередной заправкой [56, 74, 77, 95, 159, 161].

Следует отметить, однако, что системы автономного газоснабжения, с применением искусственной регазификации, имеют целый ряд существенных недостатков:

- необходимость дополнительных материальных вложений в приобретение, монтаж и эксплуатацию регазификаторов;

 отчуждение дополнительных территорий (строений) для обеспечения мер безопасной эксплуатации в случае выносных устройств, размещаемых на рекомендуемых расстояниях от ёмкости с газом [162];

- необходимость первичного энергоносителя для регазификации газа, подвод коммуникаций для осуществления процесса и зависимость от внешних источников производства энергоносителя (электрическая энергия, пар, горячая вода, дымовые газы, антифризы) [77, 79, 84, 112, 118, 158, 165];

- необходимость в сложной автоматике регулирования и безопасности;

- низкий срок службы электрических (твердотельных) регазификаторов, вследствие переменного режима кипения СУГ в устройствах, ограниченный сроком службы электрических нагревателей (не более трех лет) [122, 140, 146, 147];

- высокая температура на поверхности испарительного трубопровода (более 70°С) при применении огневых регазификаторов, приводящая к полимеризации непредельных углеводородов (этилен, пропилен бутилен) и уменьшающая интенсивность теплообмена между теплоносителем и сжиженным газом [2, 22, 161, 162, 179]. Многие из указанных недостатков отсутствуют при использовании естественной регазификации СУГ в самих резервуарах [84, 85, 86]. Наличие положительной

температуры грунта в течение года обеспечивает постоянный приток тепла к ёмкости с газом.

Использование грунта в качестве природного источника тепла, предпочтительней по следующим соображениям:

повсеместная доступность;

 относительно высокий температурный потенциал в течение года, достаточный для процесса испарения газа;

 отсутствие дополнительного оборудования и коммуникаций для перемещения тепла и т.д.

Осуществление естественной регазификации возможно также в грунтовых теплообменниках, представляющих собой регистры из гладких труб диаметром от 20 до 40 мм, заглубляемых в грунтовый массив ниже глубины сезонного промерзания в виде вертикальных колонок или горизонтальных змеевиков. При этих условиях даже в зимний период обеспечивается стабильная регазификация жидкой фазы сжиженного газа любого компонентного содержания, в том числе и с повышенным содержанием бутановых фракций [2, 40].

Сочетание возможности естественного испарения в резервуаре и в грунтовом теплообменнике позволяет обеспечить устойчивое газоснабжение объектов с часовым потреблением газа до 5 кг/ч. Значительная материалоемкость на единицу испаренного газа, большой объем работ по устройству систем автономного газоснабжения формируют необходимость всестороннего подхода для выбора варианта по газоснабжению потребителей.

Критерии выбора систем автономного газоснабжения в соответствии с годовым потреблением СУГ представлены в таблице 1.6.

Годовое потребление СУГ G _{год} , т/год	≤15	15-25	25-100
Тип и номинальный объем ре- зервуара V _p , м ³	1,0	1,5-2,5	2,5-5

Таблица 1.6 – К выбору автономных систем газоснабжения

Продолжение таблицы 1.6

Количество резервуаров по [129]	2	2	2
Максимальный часовой расход газа $G_{_{max}}^{^{rod}}$, кг/ч	≤5,9	5,9-11,4	11,4-45,7
Способ регазификации	Естественная в резервуарах и грунтовых теплообменниках		Искусственная

Анализ таблицы 1.6 позволяет сделать вывод, что при проектировании автономных систем газоснабжения объектов, наиболее предпочтительно применение схемы автономного газоснабжения с использованием подземного резервуара в сочетании с грунтовым теплообменником с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа.

1.5. Особенности эксплуатации систем автономного газоснабжения

При эксплуатации в холодный период времени года в наземных газопроводах и регуляторах давления при дросселировании паров сжиженного газа систем, возможно образование конденсата при понижении температуры сжиженного газа, а также ледяных и гидратных пробок при отрицательных температурах.

Данное обстоятельство связано с наличием растворенной воды в жидкой и паровой фазах сжиженного углеводородного газа.

В соответствии с данными таблицы 1.1, вода в свободном виде при отпуске с заводов поставщиков в сжиженном углеводородном газе не допускается. Однако, при прохождении технологической цепочки «завод - потребитель» в сжиженном углеводородном газе накапливается вода, содержащаяся в свободном виде.

Как показывает анализ научной литературы [53, 54, 80, 81, 150], основной причиной образования и накопления воды в резервуарах служит изменение температурных режимов отпуска, транспортировки и последующего хранения сжиженного газа у потребителя.

Содержание воды на каждый килограмм сжиженного углеводородного газа в

растворенном состоянии в зависимости от температуры соответствующих компонентов может быть определено по таблице 1.7.

Хранение и отпуск с завода изготовителя производится при температуре плюс 40 0 C [9], при этом транспортировка продукта в холодный период производится железнодорожными и автомобильными цистернами при температуре наружного воздуха в среднем минус 20 0 C. Слив в подземные резервуары потребителя производится до полного опорожнения автомобильной цистерны. Таким образом, совместно со сжиженным газом в ёмкость хранения переходит воды в свободном виде в количестве от 2,77 до 4,41 грамма на 1 кг продукта в зависимости от марки сжиженного газа, поставляемого потребителю. Комплектация систем автономного газоснабжения производится подземными резервуарами наиболее распространенных объемов от 1 3 до 5 3 , что обусловит поступление в резервуары воды в свободном виде в размере 2,77-13,85 кг при марке сжиженного газа бутан технический и 4,41-19,44 кг при марке сжиженного газа пропан технический.

Такиала	Содержание воды, г/кг				L'avanavina
тура, ∘С	в жидкой фазе		в паровой фазе		равновесия
	пропан	бутан	пропан	бутан	publicbeens
40	5,2	2,6	24,0	12,0	4,6
30	3,4	1,7	16,0	8,0	4,7
20	2,2	1,0	12,0	6,0	5,4
10	1,2	0,6	10,0	4,0	6,7
0	0,56	0,25	6,0	2,3	8,9
-10	0,28	0,14	5,0	1,6	10,7
-20	0,157	0,07	2,0	1,0	12,74
-30	0,076	-	1,1	-	14,5
-40	0,038	-	0,63	-	16,6

	0	U	U	1
$1 a 0 \pi u \pi a 1 / -$	Солержание в	голы в паровои	и жилкои	MARAX VETEROTODOTOR
Гаолица I./	Содержиние і	оды в паровой	п мпдкоп	физих углеводородов

По мере повышения температуры в резервуаре за счет теплопритока от грунта часть свободной воды переходит в растворенное состояние, а затем по мере испарения жидкой фазы в газовую смесь паров пропан-бутана. Таким образом, в

зависимости от температурного режима последующей транспортировки газовой смеси пропан-бутана от резервуара до потребителя возможно образование попутного конденсата, ледяных и гидратных пробок.

Эффективным способом предотвращения образования конденсата является совместная прокладка распределительных газопроводов с «тепловыми спутниками» (трубопроводы горячей воды, водяного пара, греющие электрические кабели) [33, 56, 112].

Для предотвращения образования гидратов и ледяных пробок при редуцировании СУГ предусматриваются различные технические решения в виде регуляторов давления с обогреваемым корпусом, обогрев редуцирующих головок резервуаров, использование различных конструктивных решений по обогреву узлов редуцирования специальными теплоносителями [20, 33, 52, 54, 102, 104, 139]. В то же время, данные меры приводят к значительным капитальным вложениям при конструировании и эксплуатации данных технических решений, усложнению систем автономного газоснабжения за счет наличия дополнительных систем автоматики и безопасности, увеличению громоздкости сооружений и отчуждаемых площадей под автономные системы.

Альтернативным и мало затратным способом предупреждения образования конденсата служит заглубление распределительных газопроводов в грунтовый массив не менее 1,0 метра [53, 54, 60, 80, 81, 109]. Прокладка трубопроводов в грунте при наличии устойчивого теплового потока способствует поддержанию более высокой температуры газовой смеси пропан-бутана и предотвращает выпадение конденсата в виде свободной воды.

В то же время при наличии распределительных газопроводов, прокладываемых ниже глубины сезонного промерзания снижение давления, его выравнивание и стабилизация осуществляется в шкафных газорегуляторных пунктах (ШГРП), размещаемых надземно, в непосредственной близости к потребителю. Поэтому все процессы выпадения конденсата, образование ледяных и гидратных пробок смещаются в ШГРП. Мероприятия по исключению этого негативного явления аналогичны мероприятиям при борьбе с гидратами и ледяными пробками на

27

резервуарной головке при редуцировании газа сразу после резервуара [20, 33, 52, 54, 102, 104, 120, 139]. Однако все указанные мероприятия обуславливают дополнительные материальные вложения в систему, необходимость эксплуатации, при наличии источников энергии.

В связи с вышеизложенным, для обеспечения безгидратного редуцирования паровой смеси пропан-бутана необходимо провести исследования по обоснованию технических решений, обеспечивающих благоприятные условия для снижения давления в регуляторах и формированию рекомендаций по эффективной работе автономных систем газоснабжения.

1.6. Выбор направлений исследований по повышению эффективности систем автономного газоснабжения с естественной регазификацией СУГ

Для научного обоснования применения схемы системы автономного газоснабжения с подземным резервуаром с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа и подземной редуцирующей камерой, обеспечивающей эксплуатацию без образования конденсата, ледяных и гидратных пробок, необходимо провести комплекс исследований, заключающихся в рассмотрении следующих актуальных вопросов:

 исследование теплообменных процессов в подземном резервуаре, элементах системы газоснабжения и в грунтовом теплообменнике сжиженного углеводородного газа;

- обоснование схемно-параметрических характеристик грунтового теплообменника;

- обоснование конструкции и оптимальной конфигурации подземной камеры редуцирования газообразной смеси паров пропан-бутана;

- обоснование оптимальной теплозащиты элементов системы автономного газоснабжения;

 разработка методики определения стоимости устройства автономной системы газоснабжения. Общий порядок рассмотрения указанных вопросов представлен в виде схемы на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Блок-схема научных исследований по диссертационной работе.

Выводы по главе 1

1. Установлено, что для газоснабжения потребителей в климатических условиях Российской Федерации требуется состав сжиженного углеводородного газа с повышенным содержанием пропана марок пропан-бутан технический (ПБТ) и пропан технический (ПТ). Хранение сжиженного углеводородного газа марок ПБТ и ПТ в наземных ёмкостях под воздействием температур наружного воздуха не обеспечивает минимального избыточного давления, за исключением умеренно-теплой климатической зоны, что приводит к вакууму в резервуарах и отсутствию регазификации СУГ. При подземном хранении в резервуарах под воздействием температур окружающего грунта обеспечивается избыточное давление смеси паров пропан-бутана во всех климатических зонах эксплуатации и формирует необходимые условия для регазификации газа в ёмкостях.

2. Использование газа, в том числе для отопления и горячего водоснабжения объекта, требует применения резервуаров сжиженного углеводородного газа. Учитывая особенности климатической эксплуатации и необходимые условия для регазификации газа, рекомендуется применение подземных горизонтальных резервуаров СУГ. Сравнение схем возможной регазификации сжиженного углеводородного газа позволило установить, что сочетание естественного испарения газа в подземном резервуаре и грунтовом теплообменнике позволяет обеспечить устойчивое газоснабжение объектов с годовым потреблением до 25 т/год.

3. Установлены особенности эксплуатации систем автономного газоснабжения и выявлены предпосылки образования конденсата в системах газоснабжения, ледяных и гидратных пробок в регуляторах давления при дросселировании сжиженного углеводородного газа.

4. Выявлено, что повышение эффективности систем автономного газоснабжения с естественной регазификацией обеспечивается применением системы, сочетающей подземный резервуар СУГ, грунтовый теплообменник и подземную редуцирующую камеру, позволяющих за счет использования тепла грунтового массива и оптимизации схемно-параметрических характеристик обеспечить безгидратное редуцирование газа перед подачей потребителю.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ЕСТЕСТВЕННОЙ РЕГАЗИФИКАЦИЕЙ СЖИЖЕН-НОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОЙ ТЕПЛОТЫ ГРУНТА

2.1. Разработка системы автономного газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа

Как отмечалось ранее, наиболее экономичным видом хранения и регазификации СУГ у потребителя является использование систем снабжения сжиженным газом с естественной регазификацией [84, 85, 86]. Исследования в области естественной регазификации СУГ содержатся в трудах [46, 48, 53, 56, 67, 77, 74, 83, 85, 86, 87, 118, 153, 161].

В работах [46, 53, 67, 77, 161] рассматривается паропроизводительность баллонных установок с естественной регазификацией газа условиях их установки внутри помещений и снаружи, что в случае изучения естественной регазификации подземных резервуарных установок представляется не приемлемым в силу различных теплофизических характеристик окружающей среды.

В исследованиях [84, 87] рассматривается естественная паропроизводительность резервуаров при установке в отапливаемой подземной камере. Наличие отапливаемой камеры обеспечивает постоянный приток тепла к резервуарам, но система очень сложна в эксплуатации за счет устройства камеры, необходимости системы отопления, системы вентиляции, аварийного освещения во взрывозащищенном исполнении и т.д.

В исследованиях [82, 85, 86] рассматриваются резервуары в режиме отбора паровой фазы. Однако при исследованиях принят уровень заполнения резервуаров 50%. Все процессы рассмотрены без учета изменения уровня заполнения и компонентного содержания пропана и бутана в жидкой фазе СУГ. Эти условия не отражают реальную картину потребления газа из подземного резервуара. При изучении процессов теплообмена использовались усредненные значения коэффициентов

передачи тепла от грунта, что приводит к определенным погрешностям при определении величины притока тепла. Таким образом, для разработки рекомендаций по повышению эффективности резервуарных систем газоснабжения с естественной регазификацией необходимо провести исследования процесса обмена теплом подземной емкости СУГ с окружающим грунтовым массивом.

Исследованиями в области снабжения потребителей от резервуарных установок с использованием грунтовых теплообменников занимались ученые Клименко А.П., Никитин Н.И., Курицын Б.Н., Усачев А.П., Шамин О.Б., Рулев А.В., Осипова Н.Н., Юшин, Павлутин М.В., Максимов С.А. [33, 41, 50, 51, 54, 89, 99, 157]. Применению теплообменников, заглубляемых в грунт посвящено значительное количество работ, рассматривающих их различную конфигурацию и испарительную способность [33, 84, 99, 157].

В работах [84, 89] рассматриваются температурные режимы эксплуатации и паропроизводительность грунтовых теплообменников в виде трубных решеток и регистров с количеством труб от 1 до 5, располагаемых в отапливаемых камерах и свободно расположенных в грунте. Указанные конструкции грунтовых теплообменников в виде трубных решеток и змеевиков приводят к значительной металлоёмкости конструкции и необходимости разработки котлована с значительной площадью основания, а устройство подземной утепляемой камеры требует целого ряда мероприятий по возведению, отоплению и вентиляции сооружения, что приводит к значительному удорожанию системы газоснабжения потребителей в целом.

В работе [99, 157] рассматриваются грунтовые теплообменники шахтного типа, которые в силу своих конструктивных особенностей большей частью расположены в промерзающем грунте, что приводит к увеличению количества вертикальных колонок испарителя вследствие незначительного теплообмена с окружающей средой и взаимного теплового влияния соседних элементов испарителя. Рассмотрение грунтовых теплообменников в указанных научных работах производилось без увязки с режимами эксплуатации подземных резервуаров, что в значительной степени изменяет начальные условия работы последних. Исследования ограничивались выбором необходимой паропроизводительности элементов горизонтальной части теплообменника, без учета влияния условий окружающей среды при последующем редуцировании газа и подаче потребителю.

Необходимо отметить, что перед подачей потребителю паровая фаза снижает свое давление в редуцирующих устройствах, которые в силу конструктивных особенностей формируемой схемы могут располагаться непосредственно на редуцирующей головке резервуаров или находится в специальном редуцирующем шкафу на определенном расстоянии от резервуара [54, 92].

В первом случае, при расположении регулятора давления непосредственно на редуцирующей головке, схема снабжения имеет недостатки:

 увеличение металлоёмкости системы за счет увеличения диаметров газопроводов после регулятора давления, за счет перемещения паровой фазы низкого давления;

- снижение температуры паровой фазы и уменьшение ее влагоемкости при дросселировании паровой фазы;

- возможно образование конденсата о его замерзание в трубопроводной обвязке, располагаемой надземно;

- возможность использовать положительный потенциал грунта только для регазификации СУГ в самом резервуаре, снижая эффект перегрева паровой фазы.

При разделении схемы регазификации СУГ и последующего редуцирования паровой фазы за счет включения в конструкцию грунтовых теплообменников обеспечиваются преимущества:

- снижение диаметров трубопроводов системы, за счет перемещения паровой фазы среднего давления;

- возможность использовать природный тепловой потенциал грунта для обеспечения перегрева и как следствие увеличения влагоемкости паровой фазы, идущей на редуцирование.

Изучение совместной работы резервуара и грунтового теплообменника с редуцированием паровой фазы в отдельно стоящем редуцирующем шкафу представлено в работе [50, 54]. Вместе с тем, схема системы газоснабжения рассмотрена для условия применения вертикальных резервуаров СУГ с грунтовым теплообменником, уложенным вокруг резервуара по периметру котлована, без возможности изменения его конфигурации, а следовательно варьирования теплообменных процессов.

Надземное размещение шкафа редуцирования, для проведения процесса редуцирования без образования ледяных и гидратных пробок требует применения тепловой изоляции трубопровода значительной толщины, ее защиты и дополнительного укрепления конструкции, исключающей смещение газопроводов под влиянием сезонных внешних воздействий, что увеличивает стоимость системы газоснабжения. При повышенном потреблении газа (выходные и праздничные дни) испарительная способность подземного вертикального резервуара указанной системы снабжения сжиженным углеводородным газом не обеспечивает расчетного газопотребления объектов, что приводит к нарушениям в работе системы газоснабжения в целом. Для устранения указанных недостатков предлагается схема системы автономного газоснабжения, представленная на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Схема автономной системы газоснабжения с естественной регазификацией: 1 – подземный резервуар; 2 – трубопровод паровой фазы; 3 – грунтовый теплообменник; 4 – камера редуцирования; 5 – регулятор давления; 6 – трубопровод низкого давления; 7 – тепловая изоляция элементов системы газоснабжения; 8 – редуцирующая головка резервуара; 9 - клапан Multivalves; 10 – трубо-

провод жидкой фазы, 11- конденсатосборник для сбора конденсата и

неиспарившихся остатков с продувочным трубопроводом.

Система автономного газоснабжения работает следующим образом. Паровая смесь пропан-бутана образуется в резервуаре за счет естественной регазификации СУГ, осуществляемой вследствие теплообмена подземного резервуара с окружающим грунтом и находится в равновесном состоянии при избыточном давлении, формируемым в зависимости от компонентного содержания жидкой фазы СУГ. Отбор паровой смеси пропан-бутана потребителю в первоначальный момент времени осуществляется по трубопроводу паровой фазы 2. Клапан 9 для прохода паровой смеси открыт и паровая фаза, передвигаясь по элементам системы газоснабжения проходит грунтовый теплообменник 3, где происходит дополнительный нагрев перемещаемой газообразной смеси за счет теплообмена с грунтовым массивом. Затем паровая смесь подается в регулятор давления 5, где снижает свое давление и подается потребителю по трубопроводу 6. По мере отбора паровой смеси пропан-бутана из резервуара 1, давление над зеркалом испарения понижается, при достижении давления 69 кПа клапан 9 закрывается, давление за ним увеличивается. В жидком виде СУГ из резервуара перемещаясь по трубопроводу жидкой фазы 10, поступает в грунтовый теплообменник 3, где начинает испаряться и превращаясь в паровую фазу подается на редуцирование в регулятор давления 5. По мере испарения сжиженного углеводородного газа в самом резервуаре давление над зеркалом испарения начинает увеличиваться, клапан 9 отсекает поток жидкого газа и используется естественная испарительная способность резервуара. Таким образом, схема обеспечивает непрерывное газоснабжение объекта даже при условии повышенного газопотребления.

Тепловая изоляция участков системы газоснабжения обеспечивает стабильную температуру паровой смеси паров пропан-бутана в холодный период времени года при перемещении паров по элементам, взаимодействующим с окружающим наружным воздухом, снеговым покровом и промерзшим грунтом.

Для удаления неиспарившихся остатков и конденсата служит элемент 11. Периодичность продувки составляет 1 раз в полгода [129].

Конструкция грунтового теплообменника 3 выбирается таким образом,
чтобы исключить взаимное тепловое влияние соседних линейных элементов друг на друга.

Камера редуцирования 4 размещается в грунтовом массиве для уменьшения потерь тепла паровой фазой. При периодическом осмотре камеры редуцирования, перед проведением в ней ремонтных и профилактических работ, тепловизионного контроля, осмотров, измерений с целью соблюдения требований безопасного выполнения вышеперечисленных работ необходимо продуть колодец. Для этих целей применяются переносные вентиляторы с возможностью работы при температурах наружного воздуха от -30 °C до плюс 45 °C.

Расположение регулятора давления 5 в камере 4 позволяет провести процесс редуцирования поступающей в регулятор смеси паров пропан-бутана без образования гидратов и ледяных пробок. Для обоснования режимов эксплуатации системы необходимо:

- провести исследование температурных условий хранения и отбора паров сжиженного углеводородного газа в подземном резервуаре СУГ, на основе изучения теплообменных процессов элементов системы с окружающей средой;

- провести моделирование и обоснование схемно-параметрических решений грунтовых теплообменников для обеспечения дополнительного нагрева паровой фазы, подаваемой на редуцирование;

- обосновать оптимальную конфигурацию и режимы эксплуатации камеры редуцирования.

Вследствие особенностей процессов теплообмена подземных и наземных элементов системы газоснабжения рассмотрим отдельно:

- теплообмен подземного резервуара СУГ с окружающей средой;

- теплообмен горловины резервуара и трубопровода паровой фазы с окружающей средой;

- теплообмен грунтового теплообменника с окружающей средой – участок дополнительного нагрева паровой фазы;

- теплообмен трубопровода паровой фазы на восходящем участке и подземной камеры редуцирования с окружающим грунтовым массивом.

2.2. Теплообмен подземного резервуара с окружающей средой

2.2.1. Исследование температурных условий хранения сжиженного углеводородного газа в подземном резервуаре СУГ

При хранении СУГ в подземном резервуаре наблюдается термодинамическое равновесие системы жидкость-паровая фаза смеси пропан-бутана. Для устойчивой регазификации сжиженного углеводородного газа необходимо обеспечить постоянный приток тепла к сосуду для формирования избыточного давления в резервуаре. По мере отбора паров смеси пропан-бутана в режиме его эксплуатации температура сжиженного газа понижается [84].

В тоже время, диапазон понижения температур сжиженного газа в резервуаре, под воздействием естественно распределенного поля грунта будет находиться в пределах температур, формируемых на верхней и нижней образующих цилиндрической части подземного резервуара, т.е.

$$\mathbf{t}_{\mathrm{II}}^{\mathrm{B}} < \mathbf{t}_{\mathrm{x},\mathrm{\varphi}} < \mathbf{t}_{\mathrm{II}}^{\mathrm{H}}, \tag{2.1}$$

где t_{μ}^{B} , t_{μ}^{H} - температуры, формируемые на верхней и нижней образующих цилиндрической части подземного резервуара соответственно.

Рассмотрим цилиндрический резервуар, заполненный сжиженным углеводородным газом и находящийся в грунтовом массиве (рисунок 2.2). Собственное температурное поле грунта формируется под воздействием температур наружного воздуха и снежного покрова на поверхности, ограничивающей массив, как показано на рисунке 2.3.



Рисунок 2.2 – К исследованию температурных режимов эксплуатации подземного резервуара СУГ: d_p - диаметр резервуара, м; h_0 - глубина заложения оси резервуара в грунте, м; $l_{полн}$ - полная длина резервуара с учетом эллиптических днищ, м; $t_{c.n.}$ - температура снежного покрова, °С; $t_{м.s.}$ - температура грунтового массива в мерзлой зоне, °С; $t_{т.s.}$ - температура грунтового массива в талой зоне, °С ; $\lambda_{c.n.}$ – теплопроводность снежного покрова, Вт/м К; λ_{rp} – теплопроводность грунта, Вт/м К; $t_{n.ф.}$ – температура паровой фазы, °С; $t_{ж.ф.}$ – температура жидкой фазы, °С; $h_{c.n.}$ – высота снежного покрова, м.



Рисунок 2.3 – Собственное температурное поле грунтового массива.

Наиболее неблагоприятные условия эксплуатации подземных резервуаров наблюдаются в холодный период времени года, в связи с этим исследования режимов эксплуатации проводятся в зимний период.

Сформулируем задачу в следующей постановке. В грунтовом массиве расположен резервуар с диаметром цилиндрической части d_p и длиной с учетом эллиптических днищ $l_{полн}$, заполненный сжиженным углеводородным газом. Величина заглубления резервуара в грунт (по оси) h_0 . Собственное температурное поле грунта имеет распределение как показано на рисунке 2.3.

Необходимо определить температуру сжиженного газа в резервуаре под воздействием температурного поля грунтового массива. Тепловое взаимодействие подземного резервуара с грунтовым массивом в общей постановке является сложной и многофакторной задачей. Для ее упрощения и последующей реализации воспользуемся некоторыми допущениями.

1. Полуограниченный грунтовый массив имеет собственный температурный градиент по глубине, величина которого не зависит от суточных изменений температур наружного воздуха и стабильна в течение сезона эксплуатации [132].

Проведем проверку указанного допущения применительно к рассматриваемой задаче. Определим изменения температуры грунтового массива на глубине заложения оси резервуара 1,2 м и на дне котлована на глубине 2,0 м при суточных колебаниях температуры наружного воздуха от -22 °C до -10 °C.

Исходя из предположения, что грунт обладает тепловой однородностью, изменение температуры грунта в единицу времени описывает дифференциальным равнением Фурье

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha_{rp} \nabla^2 T , \qquad (2.2)$$

где α_{гр} - фактор диффузии или распределения температуры, описываемый уравнением

$$\alpha_{\rm rp} = \frac{\lambda_{\rm rp}}{c_{\rm rp}\rho_{\rm rp}}.$$
(2.3)

Температурные изменения на поверхности грунта, т.е. при h=0 характеризуются уравнением

$$\Delta T_0 = \Delta T_{0a} \sin \omega t_{\text{\tiny T.B.}}, \qquad (2.4)$$

где $\Delta T_{_{0\alpha}}$ - среднее отклонение температуры на поверхности грунта, °C.

t_{т.в.} – время, при котором определяется изменение температуры, с. Принимается 24 часа =86400 с.

В свою очередь

$$\omega = 2\pi / t_{\text{T.B.}}.$$
 (2.5)

При определенных значениях начальных физических характеристик уравнение (2.4) имеет решение

$$\Delta T_{h} = \Delta T_{0\alpha} \exp\left[-h\sqrt{\frac{\pi}{\alpha_{rp}t_{T.B.}}}\right] \sin\left[\frac{2\pi t}{t_{T.B.}} - h\sqrt{\frac{\pi}{\alpha_{rp}t_{T.B.}}}\right].$$
 (2.6)

Наибольшие отклонения температуры $\Delta T_{0\alpha}$ на глубине h принимают максимальные значения при sin, равном единице, поэтому рассмотрим наиболее неблагоприятный случай. При этом колебания температуры на глубине h определяются по формуле

$$\Delta T_{h\alpha} = \Delta T_{0\alpha} \exp\left[-\sqrt{\frac{h^2 \pi}{\alpha_{rp} t_{r.B.}}}\right].$$
 (2.7)

Среднее отклонение на поверхности грунта в соответствии с [132],

$$\Delta T_{oa} = \frac{T_{omax} - T_{omin}}{2} = \frac{-10 + 22}{2} = 6 \ ^{\circ}C.$$

По уравнению (2.7) определяем отклонение температур:

- на оси заложения резервуара

$$T_{ha} = 6 \exp\left[-\sqrt{\frac{1,2^2 \cdot 3,14}{4,9 \cdot 10^{-7} \cdot 86400}}\right] = \pm 0,0002 \text{ °C};$$

- на дне котлована

$$T_{ha} = 6 \exp\left[-\sqrt{\frac{2^2 \cdot 3,14}{4,9 \cdot 10^{-7} \cdot 86400}}\right] = \pm 0,00000019^{\circ} C.$$

Таким образом, для случая очень холодной зоны:

- на оси заложения резервуара

$$T_{hmax} = -10, 2 + 0,0002 = -10,1998 \text{ °C};$$

 $T_{hmin} = -10, 2 - 0,0002 = -10,2002 \text{ °C}.$

-на дне котлована

$$T_{hmax}$$
=-10,2+0,00000019=-10,19999981 °C;
 T_{hmin} =-10,2-0,00000019=-10,200000019 °C.

Расчеты доказывают, что суточные колебания температуры грунта составляют не более 0,002%. Данное обстоятельство позволяет интерпретировать грунт как однородную среду.

2. Пренебрегая сопротивлением теплообмену между стенкой резервуара и сжиженным газом, а также сопротивлением теплопередаче стенки резервуара и гидроизоляции, положим

$$\mathbf{t}_{\mathbf{x},\phi} = \mathbf{t}_{cr} = \mathbf{t}_{r\mu} = \mathbf{t}_{\mathbf{x},\mathbf{y}}, \qquad (2.8)$$

где $t_{x,\phi}$ – температура жидкой фазы газа, °С;

 $t_{_{\rm cr}}$ – температура стенки резервуара, $\,^{\rm o}{\rm C}$;

 $t_{_{\rm FH}}$ – температура поверхности гидроизоляции резервуара, $^{\rm o}{\rm C}$;

 $t_{_{M3}}$ – температура грунтового массива в мерзлой зоне, °C.

3. Грунт представляет собой однородную среду теплопроводностью λ_{гр}. Теоретические и экспериментальные исследования, доказывают, что грунты не зависимо от их физико-химических характеристик имеют различие коэффициентов теплопроводности в мерзлом и талом состоянии, в диапазоне 12-15% [6, 37, 130, 152]. Данное обстоятельство позволяет интерпретировать грунт как однородный массив с теплопроводностью

$$\lambda_{\rm rp} = \frac{\lambda_{\rm M.3.} + \lambda_{\rm T.3.}}{2} , \qquad (2.9)$$

где $\lambda_{_{M.3.}}$ – теплопроводность грунтового массива в мерзлой зоне, $Bt/M\cdot K$;

 $\lambda_{_{T,3}}$ – теплопроводность грунтового массива в талой зоне, BT/м \cdot K .

4. Резервуар представляет собой цилиндрическую полость с соотношением размеров $l_{\text{полн}} >> d_{p}$.

5. Сопротивление теплопередаче на границе грунт-воздух определяется с учетом приведенной глубины заложения резервуара. При отношении заглубления h/d_p<2, температура поверхности грунта над подземным резервуаром может существенно отличаться от естественной температуры поверхности грунта [90].

Приведенная глубина заложения подземного резервуара с учетом наличия снежного покрова в холодный период

$$\mathbf{h}_{\text{прив}} = \mathbf{h}_{0} + \mathbf{h}_{\text{доп}} = \mathbf{h}_{0} + \frac{\lambda_{\text{гр}}}{\lambda_{\text{с.п.}}} \delta_{\text{с.п.}} + \frac{\lambda_{\text{гр}}}{\alpha_{\text{с.п.}}}, \qquad (2.10)$$

где $\delta_{c.n.}$ - толщина снежного покрова, м. Принимается 25 см;

 $\lambda_{c.n.}$ - теплопроводность снежного покрова. Согласно [36] теплопроводность снежного покрова уплотненного состояния в диапазоне температур от 0 °C до минус 20 °C принимается 0,5 Вт/м·К;

α_{с.п.} - коэффициент теплоотдачи от снежного покрова в наружный воздух.

Тогда сопротивление теплопередаче с учетом допущения 3 к задаче, определится по выражению

$$\mathbf{R} = \frac{\mathbf{h}_{\text{прив}}}{\lambda_{\text{гр}}} + \frac{\delta_{\text{с.п.}}}{\lambda_{\text{с.п.}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{с.п.}}} \quad . \tag{2.11}$$

С учетом выше указанных допущений резервуар в грунтовом массиве можно рассматривать как цилиндрическую полость большой протяженности на поверхности которой формируется постоянная температура $t_{x,\phi}$, расположенную на глубине $h_{n\mu\mu}$. При этом на поверхности полуограниченного грунтового массива формируется температура, равная температуре наружного воздуха $t_{\muap,B}$.

Рассмотрим приток тепла к цилиндрической части резервуара при хранении газа в расходной емкости. Проведем ось симметрии вдоль резервуара через ось горловины. Участвующая часть резервуара в процессе теплообмена на срезе получится в виде круга, проходящего через точки АВС (рисунок 2.4). Горловина резервуара в

расчет не принимается, так как омывается только паровой фазой и будет рассмотрена далее.



Рисунок 2.4 – Расчетная модель задачи определения теплопритока к резервуару сжиженного газа.

Собственное температурное поле грунта (рисунок 2.3) обеспечивает заданное распределение температур, которое при соприкосновении с образующими резервуара формирует на контуре емкости значения:

- на верхней образующей резервуара $t_{h_{none}-R}$;

- на нижней образующей резервуара $t_{h_{mous}+R}$;

- на оси заложения резервуара $t_{h_{nous}}$.

Температурное поле подземного резервуара представлено источниками тепла $q_1,q_2, ...,q_n$, расположенными по оси *y*, с шагом Δ (рисунок 2.4). При этом расстояние от некоторого источника q_m до поверхности полуограниченного массива с учетом приведенной глубины заложения может быть определено по выражению

$$\mathbf{h}_{\rm m} = (\mathbf{h}_{\rm прив} - \mathbf{R}) + \Delta \cdot \mathbf{j}, \qquad (2.12)$$

где j – номер шага, исчисляемый от верхней образующей резервуара до линейного источника;

∆ - размер шага между линейными источниками тепла, определяемый по выражению

$$\Delta = \frac{2R}{n},\tag{2.13}$$

где n – количество линейных источников.

Определим изменение температуры в любой точке F грунтового массива с координатами (x; y), удаленной на величину x от оси резервуара и на величину y – от поверхности грунтового массива от воздействия линейного стока q_m

$$\Delta t_{Fm} = \frac{q_m}{2\pi\lambda} \ln \frac{\sqrt{x^2 + (h_m + y)^2}}{\sqrt{x^2 + (h_m - y)^2}}.$$
 (2.14)

Суммарное воздействие линейных источников теплоты на точку F определиться

$$\Delta t_{F} = \Delta t_{F1} + \Delta t_{F2} + ... + \Delta t_{Fm} + + \Delta t_{Fn}$$
(2.15)

ИЛИ

$$\Delta t_{\rm F} = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{\rm m=1}^{\rm n} q_{\rm m} \ln \frac{\sqrt{x^2 + ((h_{\rm прив} - R) + \Delta \cdot m + y)^2}}{\sqrt{x^2 + ((h_{\rm прив} - R) + \Delta \cdot m - y))^2}}.$$
 (2.16)

Примем, что точки в грунтовом массиве расположены таким образом, что их размещение совпадает с окружностью резервуара в т. А, т. В, т. С.

Тогда изменение температур в т. А, т. В, т. С под воздействием источников тепла определятся выражениями:

- оси заложения резервуара в т. В с координатами ($x = R; y = h_{\text{прив}}$), $t_{x,\varphi} - t_{h_{\text{прив}}};$

- на нижней образующей резервуара в т. С с координатами ($x=0; y=h_{_{\rm прив}}+R$),

$$t_{x.\phi.} - t_{h_{npub+R}};$$

Обобщим определение температуры в произвольной точке Е на контуре резервуара

$$t_{\rm E} = t_{\rm *x.\phi.} - t(y)$$
. (2.17)

Таким образом при перемещении произвольной точки Е от верхней образующей (т. А) до нижней образующей (т. С) с учетом всех промежуточных положений между этими точками, можно сформировать систему из п линейных уравнений. При условии ј→∞ система уравнений определит распределение температур на контуре резервуара

$$\Delta t_{E1} = t_{x,\phi} - t(y_1) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_m ln \frac{\sqrt{x_1^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m + y_1)^2}}{\sqrt{x_1^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m - y_1)^2}} \\ \Delta t_{E2} = t_{x,\phi} - t(y_2) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_m ln \frac{\sqrt{x_2^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m + y_2)^2}}{\sqrt{x_2^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m - y_2)^2}} \\ \Delta t_{E3} = t_{x,\phi} - t(y_3) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_m ln \frac{\sqrt{x_3^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m + y_3)^2}}{\sqrt{x_3^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m - y_3)^2}} \\ \Delta t_{En} = t_{x,\phi} - t(y_n) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_m ln \frac{\sqrt{x_n^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m + y_3)^2}}{\sqrt{x_n^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m - y_3)^2}} \\ \Delta t_{En} = t_{x,\phi} - t(y_n) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_m ln \frac{\sqrt{x_n^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m + y_n)^2}}{\sqrt{x_n^2 + ((h_{\pi\mu\mu B} - R) + \Delta \cdot m - y_n)^2}} \\ \end{bmatrix}$$

Для решения системы уравнений (2.18) составим дополнительное уравнение. Согласно теореме Гаусса, количество тепла, поступающее через замкнутую поверхность произвольной формы равно алгебраической сумме зарядов, расположенных внутри этой поверхности. Таким образом, результирующее значение теплового потока на цилиндрической образующей будет равно 0.

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_m + \dots + q_n = 0.$$
 (2.19)

Совместное решение уравнений (2.18) и (2.19) позволяет определить температуру в искомых точках контура $t_{x.\phi.}$ Для определения температурного распределения на контуре резервуара математическая модель (2.1-2.19) была реализована с исходными данными:

1. Объем резервуара 4,8 м³, с диаметром 1,2 м;

- 2. Глубина заложения оси резервуара $h_0 = 1,2$ м;
- 3. Высота снежного покрова 0,25 м;
- 4. Теплопроводность снежного покрова $\lambda_{c.n.}=0,5$ Вт/м·К [36];
- 5. Теплопроводность грунта $\lambda_{rp} = 1,75 \text{ Bt/м-K}$ [3];

6. Коэффициент теплоотдачи от поверхности снежного покрова наружному воздуху $\alpha_{c.n.}$ =30 Bt/m²·K;

7. Температура грунтового массива в соответствии с климатическими зонами – очень холодная (г. Якутск), холодная (г. Иркутск), умеренно-теплая (г. Краснодар) по рисунку 1.1. главы 1 настоящей работы.

Результаты расчета представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Распределение температур в исследуемых точках на сферическом контуре резервуара

Наименование пара-	Исследуемые точки контура				
метра	т. А	т. В	т. С		
Значения температур,	Очень холо	дная климатическая зон	а, г. Якутск		
°C	-11,36	-9,27	-8,68		
Темі	тература на оси заложен	ия на глубине 1,2 м=-10,	2 ° C		
Значения избыточ- ного давления, МПа	0,196	0,211	0,216		
Значения температур,	Холодна	я климатическая зона, г.	Иркутск		
° C	-4,18	-3,24	-2,97		
Тем	пература на оси заложен	ия на глубине 1,2 м=-3,	5°C		
Значения избыточ- ного давления, МПа	0,251	0,259	0,261		
Значения температур,	Умере	нно-холодная зона, г. Вс	ронеж		
° C	2,9	3,17	3,38		
Тем	пература на оси заложе	ния на глубине 1,2 м=+3	°C		
Значения избыточ- ного давления, МПа	0,318	0,325	0,328		
Значения температур,	Умеренно-тег	ілая климатическая зона	, г. Краснодар		
° C	5,62	6,18	6,36		

Продолжение таблицы 2.1

Температура на оси заложения на глубине 1,2 м=+6 ° С						
Значения избыточ-	0 344	0.35	0.352			
ного давления, МПа	0,011	0,00	0,002			

Как видно из таблицы 2.1 температура сжиженного газа в резервуаре в режиме хранения максимально приближена к температуре окружающего резервуар грунтового массива. Не значительные отклонения температуры сжиженного газа от значений температур грунтового массива не оказывают существенного влияния на значения избыточного давления, которое во всех климатических зонах превышает минимальное допустимое (по таблице 1.4), что обеспечивает необходимые условия для возможности работы резервуара в режиме естественной регазификации (глава 1 настоящей работы). Так, например, в условиях очень холодной климатической зоны при температуре грунтового массива на оси заложения резервуара минус 10,2 °C, на верхней образующей цилиндрического корпуса в т. С температура сжиженного газа составит минус 8,68 °C. Указанная температура обеспечивает избыточное давление газа 0,216 МПа , при минимально необходимых условиях (по таблице 1.4 главы 1 настоящей работы) 0,1 МПа .

Аналогичные результаты получены при расчете температурного распределения по цилиндрическому контуру резервуара (таблица 2.2).

Исспелуемые	Климатическая зона эксплуатации							
точки контура	Очень хололная	Хололная	Умеренно-хо-	Умеренно-теп-				
re nur konrypu	Пура Очень колодная		лодная	лая				
1	2	3	4	5				
A1	-10,09	-3,61	2,90	5,95				
A2	-9,88	-3,52	2,98	6				
A3	-9,76	-3,47	3,02	6,04				
A4	-9,69	-3,43	3,04	6,06				
A5	-9,65	-3,41	3,06	6,07				
A6	-9,63	-3,4	3,07	6,08				
A7	-9,61	-3,4	3,07	6,08				
A8	-9,6	-3,39	3,07	6,09				

Таблица 2.2. – Распределение температур на цилиндрическом контуре резервуара

Продолжение таблицы 2.2

A9	-9,6	-3,39	3,08	6,09
A10	-9,6	-3,39	3,08	6,09
A11	-9,6	-3,39	3,08	6,09
A12	-9,6	-3,39	3,07	6,09
A13	-9,6	-3,39	3,07	6,09
A14	-9,6	-3,39	3,07	6,09
A15	-9,61	-3,39	3,07	6,09
A16	-9,61	-3,4	3,07	6,08
A17	-9,62	-3,4	3,07	6,08
A18	-9,62	-3,4	3,07	6,08
B1	-9,33	-3,27	3,17	6,16
B2	-9,37	-3,28	3,16	6,15
B3	-9,4	-3,3	3,15	6,14
B4	-9,43	-3,31	3,14	6,14
В5	-9,45	-3,32	3,13	6,13
B6	-9,47	-3,33	3,12	6,13
B7	-9,49	-3,34	3,11	6,12
B8	-9,5	-3,35	3,11	6,12
B9	-9,52	-3,35	3,10	6,11
B10	-9,53	-3,36	3,10	6,1
B11	-9,54	-3,36	3,09	6,1
B12	-9,55	-3,37	3,09	6,1
B13	-9,57	-3,37	3,09	6,1
B14	-9,58	-3,38	3,08	6,1
B15	-9,58	-3,38	3,08	6,09
B16	-9,59	-3,39	3,08	6,09
B17	-9,6	-3,39	3,07	6,09
B18	-9,61	-3,39	3,07	6,09
C1	-8,77	-3,01	3,37	6,33
C2	-8,87	-3,06	3,33	6,3
C3	-8,98	-3,11	3,29	6,27
C4	-9,07	-3,15	3,26	6,24
C5	-9,15	-3,18	3,23	6,22

C6	-9,21	-3,21	3,21	6,2
C7	-9,27	-3,24	3,19	6,18
C8	-9,31	-3,26	3,18	6,17
C9	-9,35	-3,28	3,16	6,16
C10	-9,39	-3,29	3,15	6,15
C11	-9,42	-3,3	3,14	6,14
C12	-9,44	-3,32	3,13	6,13
C13	-9,46	-3,33	3,12	6,13
C14	-9,49	-3,34	3,11	6,12
C15	-9,5	-3,35	3,11	6,12
C16	-9,52	-3,35	3,10	6,11
C17	-9,54	-3,36	3,10	6,11
C18	-9,55	-3,37	3,09	6,1

Продолжение таблицы 2.2

Анализ таблицы 2.2 показал, что расхождение температур на контуре резервуара и окружающего резервуар грунта не превышает 14%. Указанное обстоятельство подтверждает, что в режиме хранения СУГ, температура газа в резервуаре максимально приближена к температуре грунтового массива, окружающего резервуар. При этом, применение подземных резервуаров в любой климатической зоне, обеспечивает необходимые условия эксплуатации (наличие избыточного давления) при естественной регазификации СУГ за счет притока тепла из грунтового массива.

2.2.2. Исследование процессов теплообмена паровой фазы над зеркалом испарения в подземном резервуаре СУГ с окружающим грунтовым массивом при наличии газопотребления

При эксплуатации резервуара за счет наличия избыточного давления паровая фаза от зеркала испарения начинает перемещаться к горловине резервуара. Во время движения к горловине паровая фаза продолжает участвовать в теплообменных процессах, проходящих между грунтом и верхней частью резервуара.

Количество тепла, сообщаемое паровой фазе, определится по выражению

$$\mathbf{Q}_{\mathrm{T}} = \mathbf{F}_{\mathrm{\Pi},\mathbf{\Theta}}^{\mathrm{\Pi},\mathbf{\Phi}} \cdot \mathbf{k} \cdot (\mathbf{t}_{\mathrm{rp}} - \mathbf{t}_{\mathrm{\Pi},\mathbf{\Phi}}), \qquad (2.20)$$

где F^{п.ф.} – поверхность резервуара, контактирующая с паровой фазой, м²;

k – коэффициент теплопередачи стенки резервуара, Вт/м² · К [175];

 t_{rp} – температура грунтового массива, °С;

 $t_{_{\pi.\varphi.}}$ – температура паровой фазы в резервуаре, $\,^{\rm o}C$.

В свою очередь, выражение для определения коэффициента теплопередачи имеет вид

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{rp}} + \frac{\delta_{ru}}{\lambda_{ru}} + \frac{\delta_{p}^{cr}}{\lambda_{p}^{cr}} + \frac{1}{\alpha_{n.\phi.}}},$$
(2.21)

где α_{rp} – коэффициент теплоотдачи грунта поверхности гидроизоляции резервуара, Вт/м²·К. В зависимости от теплофизических характеристик грунтов и влажности коэффициент теплоотдачи α_{rp} может быть принят в диапазоне 5–8 Вт/м²·К [96, 131, 153].

δ_{ги} – толщина гидроизоляции подземного резервуара, м;

 λ_{ru} – коэффициент теплопроводности гидроизоляции резервуара, $BT/M \cdot K$;

δ^{ст}_р – толщина стенки резервуара, м [29, 31, 32];

 λ_{p}^{cr} – коэффициент теплопроводности стенки резервуара, Вт/м·К [160];

α_{п.ф.} – коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности стенки резервуара паровой фазе, Bt/м²·K.

Коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности включает в себя составляющие конвективного и лучистого теплообмена, то есть

$$\alpha_{\Pi,\Phi} = \alpha_{\Pi,\Phi}^{\kappa} + \alpha_{\Pi,\Phi}^{\pi}, \qquad (2.22)$$

где $\alpha_{n.\varphi.}^{\kappa}$ – коэффициент теплоотдачи при конвективном теплообмене, $BT/M^2 \cdot K$;

 $\alpha^{\pi}_{n.\varphi.}-$ коэффициент теплоотдачи при лучистом теплообмене, $BT/M^2\cdot K$.

Необходимо отметить, что лучистый теплообмен многоатомных газов изучен в ограниченном перечне газовых сред, таких как, азот, кислород, углекислый газ, сернистый ангидрит [64, 72, 164, 166]. Результаты исследований по лучистому теплообмену паров сжиженных углеводородных газов в известной литературе не представлены, поэтому в качестве допущения было принято:

$$\alpha_{\Pi,\Phi} \cong \alpha_{\Pi,\Phi}^{\kappa} . \tag{2.23}$$

Для обоснования величины коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене $\alpha_{n.\phi.}^{\kappa}$ необходимо провести исследования режимов течения паровой смеси паров пропан-бутана над зеркалом испарения к горловине резервуара.

Исследованиями по определению коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене занимались ученые Клименко А.П., Никитин Н.И., Крылов Е.В., Курицын Б.Н. и другие. При решении поставленной задачи авторами принят ряд допущений, которые вносят определенную погрешность в результаты исследований: постоянный уровень заполнения резервуара сжиженным углеводородным газом, оценка режима течения среды только по критерию Рейнольдса (скорости перемещения паровой фазы), критериальное уравнение при определении критерия Нуссельта принималось для вертикальных труб при движении теплоносителя вверх.

Указанные допущения приводят к некорректному определению коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене, что не позволяет в полной мере оценить величину нагрева паровой смеси пропан-бутана в подземном резервуаре.

В результате детальной проработки вопроса, установлено, что для корректного определения коэффициента теплоотдачи, при рассмотрении процесса теплообмена необходимо учитывать динамику изменения параметров в условиях газопотребления и соответствующих критериев подобия, описывающих процесс передачи тепла изменяющейся среды. Для изучения теплообменных процессов смеси паров пропан-бутана с окружающим грунтовым массивом необходимо произвести оценку ее режима течения над зеркалом испарения при наличии газопотребления с учетом вышеперечисленных факторов.

Скорость движения паровой фазы над зеркалом испарения к горловине резервуара определяется по выражению

$$\vartheta = \frac{G}{3600\rho_{\pi}^{c_{\rm M}} \cdot f_{\pi}}, \qquad (2.24)$$

где $\rho_{\pi}^{\mbox{\tiny CM}}$ - плотность паровой фазы, кг/м³ ;

G – расход газа, кг/ч;

 f_{π} - площадь поперечного сечения паровой подушки, м².

В соответствии с правилом аддитивности плотность паровой фазы смеси СУГ определяется по выражению [143]

$$\rho_{\pi}^{cM} = M_{np} \cdot (\rho_{T_0}^{np} + a_{np} \cdot 10^4 \cdot (T - T_0)) + M_6 \cdot (\rho_{T_0}^6 + a_6 \cdot 10^4 \cdot (T - T_0)) , \qquad (2.25)$$

где $M_{_{\rm пp}}, M_{_{\rm б}}$ - содержание пропана и бутана в паровой фазе СУГ, мол %;

 $ho_{T_0}^{np}$ - плотность паровой фазы пропана при 0 °C ;

 $\rho^{6}_{T_{0}}$ - плотность паровой фазы бутана при 0 °C ;

 a_{np} , a_{6} - коэффициенты, зависящие от изменения молекулярного веса компонентов, принимаемые a_{np} =-13,54 · 10⁻⁴, a_{6} =-10,68 · 10⁻⁴ [144];

Т₀, Т – абсолютные при 273 К и рассматриваемой температуры газа, К.

Режим движения паровой фазы производится с учетом критерия Рейнольдса

$$\operatorname{Re} = \frac{9 \cdot d_{_{3KB}}}{v_{_{CM}}} , \qquad (2.26)$$

где d_{экв} – эквивалентный диаметр верхней части резервуара, заполненный паровой фазой, м;

 $\nu_{_{CM}}$ – кинематическая вязкость паровой фазы, $M^2 \, / \, c$.

Учет критериев подобия Грасгофа Gr и Прандтля Pr позволяет наиболее полно изучить влияние физических свойств паровой фазы пропан-бутановой смеси на процесс обмена тепла.

Критерий Pr определяется по выражению

$$\Pr = \frac{v_{cM}}{a_{cM}}, \qquad (2.27)$$

где a_{cm} - температуропроводность паровой фазы, M^2/c :

$$a_{\rm cM} = \frac{\lambda_{\rm cM}}{c_{\rm m}^{\rm cM} \cdot \rho_{\rm m}^{\rm cM}}, \qquad (2.28)$$

где $\lambda_{{}_{cM}}$ - теплопроводность паровой фазы, $BT/M \cdot {}^{o}C$;

 $c_{\pi}^{\rm \tiny cm}$ - теплоемкость паровой фазы при постоянном давлении, кДж / кг $^{\rm o}C$.

Теплопроводность паровой смеси пропан-бутана в зависимости от ее состава и температуры определяется в соответствии с выражением

$$\lambda_{\rm cM} = M_{\rm TIP} \cdot \lambda_{\rm T_0}^{\rm TP} \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^n + M_{\rm f} \cdot \lambda_{\rm T_0}^6 \cdot \left(\frac{T}{T_0}\right)^m, \qquad (2.29)$$

где $\lambda_{T_0}^{np}$, $\lambda_{T_0}^{6}$ - теплопроводность паров пропана и бутана при нормальных условиях, Вт/м·°С:

n, m – показатели степени, принимаемые n=1,77; m=2,03 [112].

Процесс подобия теплообмена при неравномерном распределении плотности паровой фазы газа в неоднородном поле температур и сил вязкости определяет число Грасгофа

$$Gr = \frac{g\beta\Delta tl^3}{v_{g_M}^2},$$
 (2.30)

где β – коэффициент объемного расширения паров пропан – бутана, К⁻¹;

 Δt — разность температур поверхности теплообмена и паровой фазы пропан - бутана, °С;

1 - длина пути движения паровой фазы в верхней части резервуара, м.

В соответствии с выражениями (2.24–2.30) были проведены расчеты, позволяющие определить критерии, влияющие на теплообмен паровой фазы с окружающим грунтовым массивом в режиме газопотребления. Для расчета приняты исходные данные:

- у потребителя установлено газопотребляющее оборудование:

плита газовая с потреблением газа – 1,8 кг/ч;

плита газовая и двухконтурный котел с потреблением газа – 2,58 кг/ч;

- компонентный состав СУГ жидкой фазы: 50% пропана и 50% бутана; 25% пропана и 75% бутана; 10% пропана и 90% бутана;

- уровень заполнения резервуара жидкой фазой: 85%; 50%; 15%.

- температурный диапазон исследования СУГ от минус 30 °С до плюс 30 °С.

- температура грунта на оси заложения резервуара (рис. 1.1 глава 1 настоящей работы) характерная для умеренно-холодной, холодной и очень холодной климатических зон.

Результаты расчетов по определению режимов движения среды представлены в таблице 2.3, по определению критериев Прандтля и Грасгофа представлены на графиках (рисунки 2.5 и 2.6).

Таблица 2.3 – Динамика параметров паровой фазы при различных режимах газопотребления

Состав паро-		Темпера-			Паровая	і фаза	
вой фаз	зой фазы СУГ, тура сжи-		Критерий	плотность	скорость		
MOJ	I%	женного	Рейнольдса	OCM	движения	давление	
про-	бутан	газа	Re	P_{Π} ,	$9.10^{-4},$	Р _{см} , МПа	
пан	oyran	t _{ж.ф} , ⁰ С		KI7M	м/сек		
1	2	3	4	5	6	7	
Сост	ав жидк	ой фазы 50%	пропана и 50%	6 бутана, уро	вень заполне	ния резервуара 85%	
80	20	-30	<u>87,48</u> 212.86	2,179	<u>7,33*</u> 17.84**	0,0974	
			81.02		7.5		
85	15	-20	<u>81,02</u> 197,16	2,131	18,24	0,1437	
80	20	-10	<u>73,82</u>	2,153	<u>7,42</u>	0.2059	
			179,63	_,	18,05		
85	15	0	<u>68,06</u>	2 105	<u>7,59</u>	0 2878	
05	15	0	165,60	2,105	18,47	0,2070	
80) 20 10		<u>62,35</u>	2 1 2 7	<u>7,51</u>	0 3929	
00	20	10	151,73	2,127	18,27	0,3725	
80	20	20	20	<u>58,95</u>	2 1 1 4	<u>7,56</u>	0 5254
	00 20 20		143,43	2,111	18,39	0,0201	
80	20	30	<u>56,01</u>	2 101	<u>7,6</u>	0 6895	
	20	50	136,29	2,101	18,5	0,0095	
Сост	ав жидк	ой фазы 25%	пропана и 75%	🛿 бутана, уро	вень заполне	ния резервуара 50%	
65	35	30	<u>44,52</u>	2 283	<u>3,56</u>	0.0630	
05	55	-30	108,34	2,205	8,67	0,0050	
55	45	20	<u>41,12</u>	2 330	<u>3,48</u>	0.0046	
	43	-20	100,06	2,339	8,46	0,0940	
65	25	10	37,65	2 257	<u>3,6</u>	0 1370	
05	55	-10	91,62	2,237	8,76	0,1379	
55	45	0	35,26	2 315	<u>3,51</u>	0 1055	
	43	0	85,80	2,313	8,55	0,1955	
65	35	10	<u>31,39</u>	2 232	<u>3,64</u>	0 2706	
05	55	10	76,38	2,232	8,86	0,2700	
60	40	20	<u>29,76</u>	2 255	<u>3,61</u>	0 3664	
00	40	20	72,41	2,233	8,77	0,5004	
55	45	30	<u>28,31</u>	2 278	<u>3,57</u>	0.4864	
55 45		50	68,88	2,270	8,68	0,7007	

Состав жидкой фазы 10% пропана и 90% бутана, уровень заполнения резервуара 15%							
35	65	-30	<u>30,15</u> 73,38	2,49	<u>2,35</u> 5,71	0,0424	
35	65	-20	<u>27,7</u> 67,4	2,47	<u>2,26</u> 5,49	0,0652	
40	60	-10	<u>25,53</u> 62,11	2,4318	<u>2,23</u> 5,44	0,0970	
35	65	0	$\frac{24,15}{58,77}$	2,455	<u>2,21</u> 5,39	0,1402	
35	65	10	<u>20,76</u> 50,51	2,443	<u>2,22</u> 5,41	0,1972	
35	65	20	<u>19,90</u> 48,41	2,432	<u>2,24</u> 5,44	0,2710	
35	65	30	<u>18,98</u> 46,19	2,419	<u>2,25</u> 5,46	0,3644	

Продолжение таблицы 2.3

Примечание.* в числителе данные при использовании газа на пищеприготовление. ** в знаменателе при использовании газа на все коммунально-бытовые нужды.

Как показал анализ таблицы 2.3, критерий Рейнольдса при использовании газа только для пищеприготовления не превышает 87,48, а при использовании газа на все коммунально-бытовые нужды (пищеприготовление, отопление, горячее водоснабжение) не превышает 212,86, что свидетельствует о ламинарном режиме движения среды от зеркала испарения к горловине резервуара. Изменение температуры жидкой фазы газа при постоянном уровне заполнения резервуара жидкой фазой обуславливает изменение критерия Рейнольдса не более чем на 5,15%, что не влияет на режим течения паровой фазы СУГ. Снижение скорости движения паровой фазы и уменьшение критерия Рейнольдса соответственно наблюдается по мере уменьшения уровня заполнения резервуара, однако вследствие малого газопотребления индивидуальными газоснабжаемыми объектами данное обстоятельство также не сказывается на режиме движения среды, который остается ламинарным.

Анализ графиков (рисунок 2.5) показывает, что уровень заполнения резервуара жидкой фазой не оказывает существенного влияния на критерий Прандтля. Максимальное расхождение значений критерия не превышает 4% при разных уровнях заполнения резервуаров, что позволяет их усреднить и принять при уровне заполнения резервуаров 50%, с погрешностью не более 2%. Практика эксплуатации резервуарных систем, показывает, что хранение и потребление СУГ производится в диапазоне температур от минус 20 (при сливе сжиженного газа в резервуар в холодный период года) до плюс 10 (режим работы подземного резервуара в теплый период года).

При этом критерий Прандтля изменяется в диапазоне от 0,67 до 0,91, что обуславливает расхождение значений более чем на 26%. Данное обстоятельство необходимо учитывать при определении критерия Прандтля при изменении температур сжиженного газа.



Температура сжиженного углеводородного газа, °С

Рисунок 2.5 – Значение критерия Прандтля:

1 - жидкая фаза: 50% пропана и 50% бутана; уровень заполнения резервуара 85%;

2 - жидкая фаза: 25% пропана и 75% бутана; уровень заполнения 50%;

3 - жидкая фаза: 10% пропана и 90% бутана; уровень заполнения 15%.

Анализ графиков (рисунок 2.6), показывает, что критерий Грасгофа зависит от перепада температур между окружающей средой и сжиженным углеводородным газом и от уровня заполнения резервуара жидкой фазой СУГ. Увеличение перепада температур и уменьшение уровня заполнения резервуара газом приводят к росту критерия Грасгофа, значения которого для дальнейших исследований следует принимать дифференцированно в зависимости от состава СУГ [171].

Как показали проведенные исследования режимов движения паровой фазы и процесса обмена теплом паровой фазы и окружающей среды, критерии Рейнольдса,

Прандтля и Грасгофа, изменяются в диапазонах 18,9≤Re≤212,8, 0,67≤Pr≤0,91, 2≤Gr≤158.



и сжиженным углеводородным газом, Δt °C

Рисунок 2.6 – К определению значений критерия Грасгофа:

1 - жидкая фаза: 50% пропана и 50% бутана; уровень заполнения резервуара 85%;

2 - жидкая фаза: 25% пропана и 75% бутана; уровень заполнения 50%;

3 - жидкая фаза: 10% пропана и 90% бутана; уровень заполнения 15%.

Для уточнения характера движения паровой фазы необходимо провести рассмотрение ламинарного движения, принимая во внимание, что наличие участков гидродинамической и тепловой стабилизации формирует ламинарный вязкостный или ламинарно-вязкостно гравитационный режим течения среды, характеризуемый числом Рэлея (Ra) [71]

$$Ra = Gr \cdot Pr \tag{2.31}$$

Проведенные исследования показали, что для паровой фазы с содержанием пропана в процессе эксплуатации резервуара от 80 до 35 мол. %, число Рэлея

находится в диапазоне значений 1,3·10⁹ - 92,6·10⁹. В указанном диапазоне (при Ra>8·10⁵) формируется ламинарный вязкостно-гравитационный режим движения среды, при котором число Нуссельта определяется по выражению [71]

$$Nu = 0.15 \cdot (Re \cdot Pr)^{0.33} \cdot (Gr \cdot Pr)^{0.1} \varepsilon_1 \varepsilon_t, \qquad (2.32)$$

где ε₁ - коэффициент, учитывающий влияние на теплоотдачу процесса гидродинамической стабилизации потока на начальном участке теплообмена [71];

ε_t - коэффициент, учитывающий зависимость физических свойств текучей среды от температуры [24].

Учитывая, что критерий Нуссельта и коэффициент теплоотдачи при конвективном теплообмене взаимосвязаны

$$Nu = \frac{\alpha_{\Pi, \phi}^{\kappa} \cdot d_{\Im \kappa B}}{\lambda_{cM}} , \qquad (2.33)$$

выразим α_{п.ф.} приравняв выражения (2.32) и (2.33)

$$\alpha_{\mathrm{n.\phi.}}^{\kappa} = 0.15 \frac{\lambda_{\mathrm{cM}}}{d_{_{3\kappa\mathrm{B}}}} \cdot (\mathrm{Re} \cdot \mathrm{Pr})^{0.33} \cdot (\mathrm{Gr} \cdot \mathrm{Pr})^{0.1} \varepsilon_{\mathrm{l}} \varepsilon_{\mathrm{t}}. \qquad (2.34)$$

Результаты расчетов по определению коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене представлены на рисунке 2.7.



× При эксплуатации в очень холодной зоне (t_{rp} = -10,2 °C)

Рисунок 2.7 – Значение коэффициента теплоотдачи при конвективном теплообмене подземного резервуара СУГ с окружающим грунтовым массивом:

- 1 жидкая фаза: 50% пропана и 50% бутана, уровень заполнения резервуара 85%;
- 2 жидкая фаза: 25% пропана и 75% бутана, уровень заполнения 50%;

3 - жидкой фаза: 10% пропана и 90% бутана, уровень заполнения 15%.

Анализ графиков (рисунок 2.7) показал, что коэффициент теплоотдачи при конвективном теплообмене зависит от уровня заполнения резервуара СУГ и изменяется в довольно широких пределах от 0,11 Вт/($M^2 \cdot K$) (уровень заполнения резервуара 15%) до 0,36 Вт/($M^2 \cdot K$) (уровень заполнения резервуара СУГ 85%). Температура СУГ не оказывает значительного влияния на величину коэффициента. Во всем диапазоне рассматриваемых температур при одинаковом уровне заполнения резервуара съиженным газом отличие значений коэффициента теплоотдачи составляет не более 5,8 %.

Используя выражения (2.24-2.34) в соответствии с выражением (2.21) и допущениями (2.22-2.23) были определены значения коэффициента теплопередачи от грунтового массива к паровой фазе смеси пропан-бутана (рисунок 2.8).





Результаты исследований показали, что значения коэффициента теплопередачи зависят от уровня заполнения резервуара СУГ и варьируются от 0,096 Вт/(м²·K) (уровень заполнения резервуара жидкой фазой СУГ 85%) до 0,301 Вт/(м²·K) (уровень заполнения жидкой фазой 15%). При этом влияние температурного напора между грунтом и паровой фазой смеси пропан-бутана на значения коэффициента теплопередачи в пределах одного уровня заполнения резервуара газом не значительно. Так при уровне заполнения резервуара 50% и температурном напоре между грунтом и паровой фазой смеси пропан-бутана 26,9 °C значение коэффициента теплопередачи составит 0,161 Вт/м²·К. В то же время при аналогичном уровне заполнения и перепаде температур между грунтом и паровой фазой, равном 6,9 °C значение коэффициента теплопередачи составит 0,159 Вт/(м²·K), что определяет расхождение результатов на 1,2 %.

Анализ значений коэффициента в соответствии с принятыми уровнями заполнения и изменениями температур показал, что максимальное расхождение результатов не превышает 10,6 %, что позволяет усреднить значения коэффициента

61

теплопередачи в пределах одного уровня заполнения с погрешностью не более 5,3 %.

Систематизация и анализ полученных значений коэффициента с помощью ЭВМ в границах изменения уровней заполнения подземного резервуара жидкой фазой СУГ (15% ≤ ϕ_{*} ≤ 85%), позволила выявить зависимость

$$k = 4 \cdot 10^{-4} \varphi_{*}(0, 1\varphi_{*} - 2) + 0,1324 \qquad (2.35)$$

с коэффициентом корреляции R = 1

Применяя результаты исследований, представленных на графиках (рисунок 2.8) с учетом зависимости (2.35) в соответствии с уравнением (2.20) была определена величина притока тепла к паровой фазе. Результаты расчетов представлены на графике (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Притока тепла к паровой фазе в резервуаре СУГ.

Результаты исследований показали, что величина притока тепла от окружающего грунтового массива к паровой фазе зависит от заполнения подземного резервуара газовой смесью пропан-бутана, увеличиваясь по мере опорожнения резервуара, т. е. при увеличении объема паровой фазы в резервуаре.

Перепад температур между грунтом и сжиженным газом также оказывает значительное влияние на величину теплопритока. Однако максимальный температурный перепад характерен для условий, формирующихся сразу после слива сжиженного газа из автоцистерн в подземный резервуар, и имеет непродолжительное действие, что не может принято, как определяющий фактор при эксплуатации резервуара. С течением времени, а также в последующей эксплуатации, перепад температур между грунтом и сжиженным газом будет уменьшаться. Выход подземной емкости на стационарный режим эксплуатации характеризуется не значительным перепадом между грунтом и сжиженным углеводородным газом, т.к. за счет постоянного теплообмена происходит выравнивание температур.

Величина дополнительного нагрева паровой фазы по мере продвижения от зеркала испарения к горловине определяется по выражению

$$\mathbf{Q}_{_{\mathcal{H}H}} = \mathbf{c}_{_{\Pi}}^{^{\mathrm{CM}}} \mathbf{G} \left(\mathbf{t}_{_{\Pi, \phi_{.}}} - \mathbf{t}_{_{\mathcal{W}, \phi_{.}}} \right)$$
(2.36)

Совместное решение уравнений (2.20) и (2.36) с учетом результатов исследований в п. 2.2.1, позволило определить величину дополнительного нагрева паровой фазы при ее движении от зеркала испарения к горловине. Изменение уровня заполнения подземного резервуара СУГ от 85 % до 15 %, обеспечивает перегрев паровой фазы от 1,9 °C до 13,3 °C, что позволяет получить на входе в систему газоснабжения ненасыщенную перегретую паровую фазу.

Для определения температур паровой фазы в элементах системы газоснабжения в различных климатических зонах эксплуатации подземного резервуара автором разработана программа для ЭВМ «Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автономных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа» (Свидетельство о государственной регистрации программы на ЭВМ № 2018612737 от 26.02.2018г. (приложения Д и Е)) [126].

2.3. Теплообмен горловины подземного резервуара СУГ и трубопровода паровой фазы с окружающей средой

Исследования п.2.2.2 настоящей работы показывают, что подземный резервуар СУГ участвует в теплообмене не только частью поверхности, омываемой жидкой фазой углеводородного газа, но и частью поверхности, омываемой испаренным газом.

При эксплуатации полученный перегрев паровой фазы в пространстве между зеркалом испарения и верхней образующей резервуара сводится к минимуму вследствие теплообмена горловины резервуара, её надземной части, укрываемой кожухом резервуарной головки и трубопроводной обвязки резервуара с окружающей средой.

Снижение температуры паровой фазы приводит к выпадению конденсата в трубопроводах паровой фазы, при достижении температуры точки росы и образованию гидратов при дросселировании в регуляторах давления.

Для разработки рекомендаций по предотвращению данного явления необходимо провести дополнительные исследования.

Потери тепла через горловину резервуара определяются по выражению

$$Q_{\Gamma} = Q_{\mu,\mu} + Q_{\kappa,p},$$
 (2.37)

где Q_{ц.ч.} - теплопотери через цилиндрическую часть горловины резервуара, сообщающуюся с промерзшим грунтовым массивом и снежным покровом, Вт;

Q_{к.р.} - теплопотери через крышку горловины резервуара, сообщающуюся с наружным воздухом, Вт.

Теплопотери через часть горловины резервуара, сообщающейся с промерзшим грунтовым массивом и снежным покровом в соответствии с основными положениями теплопередачи через металлическую стенку определяются

$$Q_{II.Y.} = \frac{(t_{r}^{I.\phi.,HaY} - t_{o.c.}) \cdot \pi \cdot h_{r}}{\frac{1}{d_{r}^{BH} \cdot \alpha_{B}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{p}^{cT}} \cdot \ln \frac{d_{r}^{Hap}}{d_{r}^{BH}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{rH}} \cdot \ln \frac{d_{rH}^{Hap}}{d_{rH}^{BH}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{rH}} \cdot \ln \frac{d_{rH}^{Hap}}{d_{rH}^{BH}} + \frac{1}{d_{rH}^{Hap} \cdot \alpha_{H}}}, \quad (2.38)$$

где $t_{o.c.}$ – температура окружающей среды, °C;

 $t_r^{n.\phi,_{Hav}}$ – температура паровой фазы на входе в горловину, °C;

 $h_{_{\Gamma}}$ – высота горловины резервуара, м ;

d^{вн}, d^{нар}_г, - внутренний и наружный диаметр горловины резервуара соответственно, м;

d^{вн}_{ги}, d^{нар}- внутренний и наружный диаметр гидроизоляции соответственно, м;

α_в - коэффициент теплоотдачи металлической стенки горловины, Вт/(м²·K);
 α_н - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности гидроизоляции горловины грунтовому массиву, Вт/(м²·K).

Теплопотери через крышку горловины резервуара

$$Q_{\kappa.p.} = (t_{r}^{\pi.\phi, \mu a \Psi} - t_{\kappa}) \left[\frac{\pi r_{\kappa.p.}^{2}}{R_{\kappa.p.}} \right];$$
(2.39)

где
$$R_{\kappa.p.} = \frac{1}{\alpha_{\rm B}} + \frac{\delta_{\kappa.p.}}{\lambda_{\rm p}^{\rm cr}} + \frac{1}{\alpha_{\rm H}^{\kappa.p.}},$$
 (2.40)

где t_к - температура окружающей среды в кожухе резервуарной головки, °С;

 $r_{\!_{\kappa,p.}}$ - радиус крышки горловины резервуара, м;

 $R_{_{\kappa.p.}}$ - сопротивление теплопередаче крышки горловины, м $^2\cdot K/B\tau$;

 $\alpha_{\rm H}^{\text{к.р.}}$ - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности крышки резервуара наружному воздуху, Bt/(м²·K).

В качестве исходных предпосылок к постановке задачи теплообмена воспользуемся допущениями:

- температура окружающей среды вокруг горловины, вследствие конструктивных особенностей заложения резервуаров в климатических условиях РФ с наличием подземной и наземной частей горловины, принимается равной

$$t_{o.c.} = \frac{t_{rp} + t_{c.n.}}{2}, \qquad (2.41)$$

где t_{гр} - температура грунтового массива на глубине заложения горловины резервуара, °C (рис. 1.1);

 $t_{_{\rm c.n.}}$ - температура снежного покрова, $^{\rm o}C\,[73].$

- температура в кожухе резервуарной головки, обеспечивающей защиту оборудования, устанавливаемого на крышке резервуара принимается

$$\mathbf{t}_{\mathrm{K}} = \mathbf{t}_{\mathrm{Hap,B}}, \qquad (2.42)$$

где $t_{_{\text{нар.в}}}$ - температура наружного воздуха, °C.

Уравнения (2.37-2.42) описывают задачу теплового взаимодействия горловины резервуара с окружающей средой, для решения который были выполнены расчеты по следующим исходным данным:

- диаметр горловины резервуара d_г^{нар} – 500 мм с толщиной стенки 8 мм [10];

- теплопроводность стенки резервуара – 45 Вт/м·К [160];

- коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенке горловины, Вт/(м²·К) (рис. 2.7);

- начальная температура паровой фазы t_г^{п.ф.,нач.} при входе в горловину принимается по результатам расчета [126].

Результаты расчетов представлены в таблице 2.4.

Ta	блица 2	.4	- L	Іотери	тепла	через	ГО	оловину	у подз	вемного	резе	рву	/ap)a
----	---------	----	-----	--------	-------	-------	----	---------	--------	---------	------	-----	-----	----

Климатическая зона эксплуатации	Теплопотери О Вт	Снижение температуры		
подземных резервуаров	Tennonorepu Q_r , Di	паровой фазы ∆t, ° С		
Очень холодная	215	16,2		
Холодная	115,2	11,9		
Умеренно-холодная	65,9	6,9		
Умеренно-теплая	36,5	5,4		

Результаты проведенных исследований доказывают, что за счет теплообмена горловины резервуара с окружающей происходит понижение температуры паровой фазы, при этом эффект дополнительного нагрева паров над зеркалом испарения сводится к минимуму.

Дальнейшее понижение температуры наблюдается в трубопроводе паровой фазы, сообщающимся с наружным воздухом и расположенным на крышке резервуара. Таким образом, для разработки обобщенных рекомендаций по теплозащите элементов системы газоснабжения необходимо провести исследования по теплообменным процессам трубопровода паровой фазы с окружающей средой.

Для решения нестационарной задачи теплообмена трубопровода паровой фазы системы автономного газоснабжения с окружающей средой хорошо применим метод конечных разностей.

Трубопровод паровой фазы системы газоснабжения разбивается характерные участки:

- трубопровод паровой фазы, контактирующий с наружным воздухом;

- трубопровод паровой фазы, контактирующий с грунтовым массивом.

Разобьем каждый их характерных участков системы на *j* отрезков (*j*=1, 2, ...*k*) и рассмотрим *k*-ый отрезок трубопровода. Уравнение теплового баланса указанного отрезка будет иметь вид

$$q_{\mathrm{Tp.\Pi.}\phi.,k}\Delta l_{\mathrm{Tp.\Pi.}\phi.,k} = c_{\mathrm{II}}^{\mathrm{cm}}G(t_{\mathrm{Tp.\Pi.}\phi.,k}^{\mathrm{II.}\phi.,\mathrm{Har}} - t_{\mathrm{Tp.II.}\phi.,k}^{\mathrm{II.}\phi.,\mathrm{KOH}}), \qquad (2.43)$$

где $t_{\text{тр.п.ф.,k}}^{n.\phi.,\text{нач}}$; $t_{\text{тр.п.ф.,k}}^{n.\phi.,\text{кон}}$ - температура паровой фазы в начале и конце отрезка k, °C;

 $\Delta l_{\text{тр. п. ф. k}}$ - длина k-го отрезка, м;

 $q_{{\rm тр.п.}\varphi.,k}$ - удельная потеря тепла k-ым отрезком трубопровода, $B{\rm t}/{\rm m}$.

В качестве исходных предпосылок к постановке задачи теплообмена трубопровода паровой фазы в режиме эксплуатации системы, воспользуемся допущениями:

- влияние трубопровода паровой фазы на температурное поле горловины резервуара незначительно, вследствие несопоставимости тепловых потоков, характеризуемых геометрическими размерами указанных элементов;

- масса паровой смеси пропан-бутана, перемещаемая по системе автономного газоснабжения

$$G = const;$$
 (2.44)

- диаметр трубопровода паровой фазы

$$d_{\rm rp} = {\rm const}; \qquad (2.45)$$

- при рассмотрении участка трубопровода паровой фазы, контактирующего с наружным воздухом:

а) температура окружающей среды принимается равной температуре снежного покрова t_{с.п.}, обусловленная эксплуатацией резервуарной установки в зимних условиях и отсутствием очистки редуцирующей головки резервуара

$$t_{c.n.} = \frac{t_{\text{Hap.B.}} + t_{n.n.}}{2}, \qquad (2.46)$$

где $t_{\text{нар.в.}}$ - температура наружного воздуха, °C ;

 $t_{_{\!\Pi,\Pi\!}}$ - температура поверхности почвы, $\,^{\rm o}C$.

- при рассмотрении участка трубопровода паровой фазы, расположенного в грунтовом массиве:

а) температура грунтового массива, имеет собственное температурное поле, формируемое по длине трубы, как показано на рисунке 2.3. Значение температуры принимается в соответствии со следующими соображениями.

$$t_{\rm rp} = \frac{t_{\rm n.n.} + t_{\rm ecr}(y)}{2}, \qquad (2.47)$$

где t_{ест}(у) - естественная температура грунтового массива на соответствующей глубине заложения, °C;

В свою очередь удельная потеря тепла, трубопроводом паровой фазы определяется по уравнению теплопередачи

$$q_{\text{H.T., k}} = \frac{\left(t_{\text{c.n.}} - \frac{t_{\text{тр.п.ф., k}}^{\text{п.ф., Ha4}} + t_{\text{тр.п.ф., k}}^{\text{п.ф., кон}}}{2}\right) \cdot \pi}{\frac{1}{\alpha_{\text{B}}^{\text{T.n.ф.}} \cdot d_{\text{тр.п.ф.}}^{\text{BH}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{M}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{тр.п.ф.}}^{\text{Hap}}}{d_{\text{тр.п.ф.}}^{\text{BH}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{H}}^{\text{T.n.ф.}} \cdot d_{\text{тр.п.ф.}}^{\text{Hap}}}},$$
(2.48)

где α_в^{т.п.ф.} - коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней поверхности трубопровода, Bт/(м²·K);

d^{вн} _{тр.п.ф.} - внутренний диаметр трубопровода паровой фазы, м;

λ_м - коэффициент теплопроводности металлической стенки трубопровода паровой фазы, Вт/м·К ;

d^{нар}_{тр.п.ф.} - наружный диаметр трубопровода паровой фазы, м;

α_н^{т.п.ф.}- коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода окружающей среде, Bt/(м²·K).

При разбиении трубопровода паровой фазы на количество отрезков $j \to \infty$, изменение температуры паровой фазы пропан-бутана в пределах одного отрезка $(t_{\text{тр.п.ф.,k}}^{\text{п.ф.,кон}}, t_{\text{тр.п.ф.,k}}^{\text{п.ф.,кон}}) \to 0$, тогда уравнение (2.48) будет иметь вид

$$q_{\text{H.T., k}} = \frac{\left(t_{\text{c.n.}} - t_{\text{Tp.n.}\phi,\text{.k}}^{\text{n.}\phi,\text{Hay}}\right) \cdot \pi}{\frac{1}{\alpha_{\text{B}}^{\text{T.n.}\phi,\text{.}} \cdot d_{\text{Tp.n.}\phi,\text{.}}^{\text{BH}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{M}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{Tp.n.}\phi,\text{.}}^{\text{Hap}}}{d_{\text{Tp.n.}\phi,\text{.}}^{\text{BH}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{H}}^{\text{T.n.}\phi,\text{.}} \cdot d_{\text{Tp.n.}\phi,\text{.}}^{\text{Hap}}}}.$$
(2.49)

Коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней поверхности трубопровода зависит от режима течения среды, формируемом в трубопроводе в зависимости от величины газопотребления

$$Re = \frac{9 \cdot d_{\text{Tp.I.}\phi.}^{\text{BH}}}{v_{cM}}.$$
(2.50)

Скорость перемещения паровой фазы, м/с, определяется по выражению

$$\vartheta = \frac{G}{900\rho_{\pi}^{c_{M}} \cdot \pi (d_{\tau p.\pi.\phi.}^{BH})^{2}}.$$
(2.51)

Как уже отмечалось ранее, для автономных систем газоснабжения характерно незначительное потребление паровой фазы смеси пропан-бутана, зависящее от газоиспользующего оборудования у потребителя, обычно от 1,8 кг/ч (газовая 4 конфорочная плита) до 2,58 кг/ч (газовая 4 конфорочная плита и двухконтурный котел для целей отопления и горячего водоснабжения). Ориентируясь на максимальное газопотребление индивидуального жилого здания, получаем Re ≥ 2320, т. е. в трубопроводе формируется переходный режим течения среды [38].

Для данных условий критерий Нуссельта определяется по выражению

$$Nu = 0,008 Re^{0.9} \cdot Pr^{0.43}.$$
 (2.52)

Учитывая, зависимость (2.33) для определения критерия Нуссельта с учетом выражения (2.52) выразим коэффициент конвективного теплообмена

$$\alpha_{\rm B}^{\rm T.\Pi.\dot{\Phi}.} = \frac{0,008\lambda_{\rm cM}{\rm Re}^{0,9}{\rm Pr}^{0,43}}{\rm d_{\rm Tp.\Pi.\dot{\Phi}.}^{\rm BH}}.$$
(2.53)

Система уравнений (2.43-2.53) формирует математическую модель теплообмена трубопровода паровой фазы с окружающей средой.

Модель реализуется методом последовательных приближений для каждого отрезка трубопровода и позволяет получить искомые величины с достаточной степенью точности, при условии, что количество отрезков на рассматриваемом участке автономной системы газоснабжения $j \rightarrow \infty$. За начальную температуру для первого отрезка $t_{rp,n,\varphi,,1}^{n,\varphi,nau}$ принимается температура паровой фазы смеси пропан-бутана на выходе из горловины резервуара $t_r^{n,\varphi,\kappaon}$. Реализация математической модели позволяет определить температуру в конце первого отрезка $t_{rp,n,\varphi,,1}^{n,\varphi,\kappaon}$. Затем процедура определения температуры повторяется вновь при этом температуру в начале отрезка 2, принимают равной температуре в конце отрезка 1, т. е. $t_{rp,n,\varphi,,1}^{n,\varphi,\kappaon}$. Результаты расчета, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Удельные потери тепла в трубопроводе паровой фазы и изменение температур смеси пропан-бутана

	Удельные потери	Изменение температур в тру-						
Климатическая	менты систем газ	менты систем газоснабжения, Вт/м			бопроводе паровой фазы, ° С			
зона	наземный	полземный	назем	мный	подзеі	мный		
			$t_{\rm Hay}$	t _{кон}	$t_{\rm Hay}$	$t_{\kappa o H}$		
Очень холодная	40,4	12,4	-4,5	-8,6	-8,6	-9,9		
Холодная	24,9	6,2	-3,7	-6,3	-6,3	-6,9		
Умеренно-хо- лодная	17,9	3,5	-3,0	-4,8	-4,8	-5,2		
Умеренно-теп- лая	11,4	1,9	-2,7	-3,8	-3,8	-4,0		

Как показали проведенные исследования, наибольшие удельные потери тепла происходят через наземный трубопровод паровой фазы независимо от климатической зоны эксплуатации, что обуславливает значительное понижение температуры паровой фазы. Наибольшее понижение температуры наблюдается в очень холодной зоне – 4,1 °C на один метр трубопровода, минимальное снижение в умеренно теплой зоне – 1,1 °C. Понижение температуры в подземном трубопроводе, за счет более высокой температуры грунтового массива, происходит в меньшем интервале от 1,3 °C в очень холодной зоне до 0,2 °C в умеренно-теплой зоне. Таким образом, для предотвращения понижения температуры в горловине и резервуара и трубопроводной обвязке и сохранения эффекта дополнительного нагрева паровой фазы пропан-бутана над зеркалом испарения необходимо предусматривать тепловую изоляцию для исключения теплообменных процессов в указанных элементах.

2.4. Разработка экономико-математической модели оптимальной тепловой защиты горловины резервуара и трубопровода паровой фазы

Исследованиям по определению оптимальной толщины изоляции трубопроводов систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, посвящено значительное количество научных трудов [4, 13, 59, 91, 124, 134, 155, 156, 163]. В качестве критерия оптимальности здесь зачастую выступает минимизация тепловых потерь трубопроводами. Тепловой изоляции нефтепроводов посвящены труды [1, 25], в которых рассматриваются вопросы увеличения вязкости нефти при транспортировке и предотвращению застывания нефтепродуктов за счет применения тепловой изоляции совместно с тепловыми спутниками.

Оптимизация толщины тепловой изоляции газопроводов при транспорте перегретых паров сжиженного углеводородного газа рассмотрена в работах [54, 92].

В работе [92] представлены решения для предотвращения гидратообразования в регуляторах давления применительно к газоснабжению от одиночного резервуара СУГ при периодическом использовании газового топлива и расположении регулятора непосредственно на крышке резервуара. Решение получено только для одной модели регулятора давления, не является универсальным, так как решение получено для схемы строго заявленной конфигурации при условии минимизации длины участков схемы редуцирования.

71

В работе [54] решение задачи получено для системы, расположение редуцирующего узла в которой предложено в отдельном шкафу. При этом размещение шкафа и части восходящего участка схемы газоснабжения предложено над поверхностью земли, что обуславливает значительные толщины тепловой изоляции участков схемы и приводит к значительным капитальным вложениям в указанную систему.

При постановке задачи в качестве целевой функции примем капитальные вложения в сооружение теплоизолированных элементов системы газоснабжения: горловина резервуара - трубопровод паровой фазы до грунтового теплообменника. При рассмотрении задачи учет производится только переменной части капвложений, зависящих от изменения толщины тепловой изоляции соответствующих участков системы газоснабжения

$$K = K_r + K_{rp.n.\phi.} = min$$
, (2.54)

где К_г - капитальные вложения в тепловую изоляцию горловины резервуара, руб.; К_{тр.п.ф.} - капитальные вложения в трубопровод паровой фазы до грунтового теплообменника, руб.

Капитальные вложения в тепловую изоляцию участков системы газоснабжения могут быть представлены в виде:

- капиталовложений в теплоизоляцию горловины резервуара, руб.

$$K_{r} = K_{r.u1} + K_{r.u2} + K_{3.ru1},$$
 (2.55)

где К_{т.н1} - капвложения в теплоизоляцию цилиндрической части горловины;

К_{т.н2} - капвложения в теплоизоляцию крышки горловины резервуара;

К_{з.ти1} - капвложения в защитное покрытие теплоизоляции цилиндрической части горловины резервуара.

Элементы выражения (2.55) определяются по формулам

$$K_{_{T,H1}} = \frac{1}{4} \pi c_{_{T,H}} \left((d_{_{T,H,1}})^2 - (d_{_{T,H,1}})^2 \right) h_{_{T}}; \qquad (2.56)$$

$$K_{_{T,H2}} = \frac{1}{2} \pi c_{_{T,H}} (r_{_{K,p.}}^2 \delta_{_{T,H,2}}); \qquad (2.57)$$
$$K_{_{3.TH1}} = c_{_{3.TH1}} \pi d_{_{T.H.1}} h_{_{T}}, \qquad (2.58)$$

где с_{т.н} - удельная стоимость тепловой изоляции, руб./м³;

 $\delta_{_{\mathrm{r.и.2}}}$ - толщина тепловой изоляции, на крышке горловины резервуара, м;

h_г - высота горловины резервуара, м;

d^{нар}_{г.и.1};d^{нар} - наружные диаметры гидроизоляции и тепловой изоляции участков рассматриваемой системы автономного газоснабжения, м;

с_{3.тн} - удельная стоимость защитного покрытия тепловой изоляции, руб./м².

- капиталовложений в тепловую изоляцию трубопровода паровой фазы, руб.

где К_{т.и.3} - капвложения в теплоизоляцию трубопровода паровой фазы;

К_{э.ти3} - капвложения в защитное покрытие теплоизоляции трубопровода паровой фазы.

Элементы выражения (2.59) определяются по формулам

$$K_{T,H3} = \frac{1}{4} \pi c_{T,H} \left((d_{T,H3}^{Hap})^2 - (d_{T,H\phi}^{Hap})^2 \right) c; \qquad (2.60)$$

$$K_{3.TH3} = c_{3.TH} \pi d_{T.H.3}^{Hap} l_{T.H\varphi}, \qquad (2.61)$$

где $l_{_{\mathrm{r.n}\varphi}}$ - длина трубопровода паровой фазы, м;

d^{нар}_{т.и3};d^{нар} - наружные диаметры теплоизоляционного покрытия и трубопровода паровой фазы, м.

Ограничением увеличения толщины тепловой изоляции участков системы, при постановке данной задачи, служат тепловые потери, которые принимаются равными суммарному дополнительному нагреву паров смеси пропан-бутана над зеркалом испарения в подземном резервуаре

$$\varphi = \Delta Q = \sum_{i=1}^{3} Q_{n,r} - Q_{d,H} = 0, \qquad (2.62)$$

где $Q_{\text{д.н}}$ - дополнительный нагрев паров пропан-бутана в подземном резервуаре, Вт.

Выполнение условия (2.62) возможно при равенстве теплопотерь участков системы и полученного дополнительного нагрева над зеркалом испарения. Уменьшение теплопотерь участков будет компенсироваться постепенным расходованием полученного дополнительного нагрева паровой фазы по мере продвижения по системе газоснабжения. Условие будет выполнятся при наличии тепловой изоляции участков рассматриваемой схемы, т.е. $\delta_{\text{т.н}_1}, \delta_{\text{т.н}_2}, \delta_{\text{т.н}_3}$. Для определения значения целевой функции (2.54) при заданном ограничении (2.62) функция (2.54) была исследована на экстремум с применением метода множителей Лагранжа для функций п переменных.

Капвложения в тепловую изоляцию участков рассматриваемой системы могут быть представлены в виде функционала

$$\mathsf{K}=\mathsf{f}(\delta_{_{\mathsf{T},\mathsf{H}_1}},\delta_{_{\mathsf{T},\mathsf{H}_2}},\delta_{_{\mathsf{T},\mathsf{H}_3}}). \tag{2.63}$$

Функция Лагранжа с учетом (2.62) запишется следующим образом

$$F(\delta_{T,H_{1}},\delta_{T,H_{2}},\delta_{T,H_{3}})=f(\delta_{T,H_{1}},\delta_{T,H_{2}},\delta_{T,H_{3}})+\mu\phi(\delta_{T,H_{1}},\delta_{T,H_{2}},\delta_{T,H_{3}}), \qquad (2.64)$$

где µ - множитель Лагранжа.

Необходимые условия минимума функции (2.54) формируются в виде системы уравнений

$$\begin{cases} F'(\delta_{_{T,H_1}})=0, \\ F'(\delta_{_{T,H_2}})=0, \\ F'(\delta_{_{T,H_3}})=0, \\ \phi(\delta_{_{T,H_1}},\delta_{_{T,H_2}},\delta_{_{T,H_3}})=0. \end{cases}$$
(2.65)

с неизвестными $\delta_{_{T.H_1}}, \delta_{_{T.H_2}}, \delta_{_{T.H_3}}$.

При решении задачи введем следующие ограничения:

1. ограничение, определяемое удобством проведения изоляционных работ на горловине резервуара, т.е. δ_{т.н.}=δ_{т.н.}

2. ограничение, связанное с размещением оборудования на крышке резервуара,

$$\delta_{\mathrm{r.u}_2}^{\min} \leq \delta_{\mathrm{r.u}_2}^{\mathrm{opt}} \leq \delta_{\mathrm{r.u}_2}^{\max} , \qquad (2.66)$$

где $\delta_{_{\mathrm{T},\mathrm{H}}}^{_{\mathrm{min}}}$ - минимальная толщина тепловой изоляции, м. $\delta_{_{\mathrm{T},\mathrm{H}}}^{_{\mathrm{min}}}=0;$

δ_{т.н}^{max} - максимальная толщина изоляции, принимаемая из условия компоновки, стандартного оборудования на крышке резервуара, ограничивающего дальнейшее увеличение изоляции, равное 0,1 м.

Выражения (2.54-2.65) и ограничения (2.62) и (2.66) формируют экономикоматематическую модель задачи. Для нахождения минимума целевой функции (2.54) воспользуемся методом вариантных расчетов. Принимая ряд значений $\delta_{\tau,\mu}$ по выражениям (2.56-2.58) и (2.60-2.61) вычисляем наружный диаметр тепловой изоляции участков системы газоснабжения и изменение температуры паровой фазы в искомых точках системы. Учитывая методические положения главы 2 п.2.3 настоящей работы на соответствующих участках определяются тепловые потери $\sum_{i=1}^{3} Q_{n,\tau}$. Величина дополнительного нагрева паровой фазы над зеркалом испарения в резервуаре СУГ определяется согласно методическим положениям п.2.2 настоящей работы. Выполнение условия ограничения (2.62) при реализации модели оптималь-

ную толщину тепловой изоляции исследуемых участков системы. В целях реализации экономико-математической модели (2.54-2.66) по опреде-

лению оптимальной тепловой защиты элементов системы автономного газоснабжения были проведены соответствующие расчеты при исходных данных:

1. Коэффициент теплопередачи принят по результатам исследований (глава 2, п.2.2.2).

2. Объем резервуара $V_p = 4,7 \text{ м}^3$.

3. Уровень заполнения резервуара жидкой фазой СУГ $\phi = 50\%$.

4. Расход газа при газовом оборудовании: плита газовая четырех конфорочная и двухконтурный котел – 2,58 кг/ч;

5. Температура окружающей среды в зависимости от климатической зоны эксплуатации принята по данным главы 1, п.1.2.

6. Теплопроводность тепловой изоляции $\lambda_{_{\rm T.H}}\,{=}\,0,03\,Br\,/\,{\rm m}{\,\cdot\,}K$.

7. Геометрические размеры элементов системы автономного газоснабжения приняты в соответствии со схемой системы газоснабжения (рис. 2.1).

8. Удельная стоимость защитного покрытия тепловой изоляции (листовая сталь толщиной 3 мм) по данным анализа сметных материалов с_{3.тн} = 450 руб/м².

Результаты расчетов представлены на рисунках 2.10 и 2.11 и в таблице 2.6.



Рисунок 2.10 – Капитальные вложения в сооружение тепловой защиты горловины резервуара и трубопровода паровой фазы (холодная климатическая зона).



Рисунок 2.11 – Капитальные вложения в сооружение тепловой защиты горловины резервуара и трубопровода паровой фазы (умеренно-теплая зона).

Анализ полученных графиков (рисунки 2.10 и 2.11) показал, что величина минимальных капвложений K_{min} , а также соответствующие ей, оптимальные толщины тепловой изоляции на горловине δ_{T,H_1}^{opt} , крышке резервуара δ_{T,H_2}^{opt} и трубопроводе паровой фазы составляют δ_{T,H_3}^{opt} для климатических зон эксплуатации:

- холодной: $K_{\min} = 6757 \text{ руб.}; \ \delta_{\text{т.u}_1}^{\text{opt}} = \delta_{\text{т.u}_2}^{\text{opt}} = 0,032 \text{ м}; \ \delta_{\text{т.u}_3}^{\text{opt}} = 0,048 \text{м};$
- умеренно-теплой: K_{min} =6067 руб.; $\delta_{T,H_1}^{opt} = \delta_{T,H_2}^{opt} = 0,025 \text{ M}$; $\delta_{T,H_3}^{opt} = 0,039 \text{ M}$.

В качестве обобщенных значений оптимальных толщин тепловой изоляции рассматриваемых участков системы газоснабжения для всех климатических зон эксплуатации можно принять: $d_{T,M_1}^{opt} = \delta_{T,M_2}^{opt} = 0,032 \text{ M}$; $\delta_{T,M_3}^{opt} = 0,048 \text{ M}$. Данные значения определяют минимум капитальных вложений в условиях холодной климатической зоны эксплуатации и формируют увеличение капитальных вложений на 8,1% в условиях умеренно-теплой климатической зоны. Для обоснования необходимости элементного подхода к тепловой защите участков системы были проведены

расчеты по определению толщины тепловой изоляции без выделения характерных участков системы (горловины и трубопровода паровой фазы), с учетом соблюдения условия (2.62). Результаты расчетов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Величины толщин тепловой изоляции участков системы газоснабжения

	Толщина тепловой изоляции		
Изолируемый участок	$\delta_{T.H}^{opt}$, м, для климатических зон		
	умеренно-холодная	холодная	
горловина резервуара	0,025	0,032	
крышка горловины резервуара	0,025	0,032	
трубопровод паровой фазы до грунтового теплообмен- ника	0,039	0,048	
Горловина, крышка подземного резервуара и трубопро- вод паровой фазы без разбиения на участки	0,034	0,04	

Дополнительные расчеты, проведенные без разбиения на характерные участки системы показали, что в умеренно-теплой зоне толщина тепловой изоляции составит 0,034 м, а капвложения соответствующие ей - 7015 руб., в холодной зоне толщина тепловой изоляции всех элементов составит 0,04 м, а соответствующие ей капвложения - 8094 руб., что на 13,5% и 16,5 % больше соответствующих значений капвложений К_{тіп} в соответствии с рисунками 2.10 и 2.11.

Выводы по главе 2

1. Предложена схема автономного газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа, сочетающая подземный резервуар СУГ, грунтовый теплообменник и подземную редуцирующую камеру, позволяющая за счет использования тепла грунтового массива обеспечить безгидратное редуцирование сжиженного углеводородного газа перед подачей потребителю.

2. Разработана математическая модель распределения температур на контуре подземного резервуара. Установлено, что в режиме хранения СУГ в подземном резервуаре температура жидкой фазы отличается от температуры окружающего грунтового массива не более 14%.

3. Определены критерии, влияющие на теплообмен паровой фазы пропанбутана над зеркалом испарения с окружающим грунтовым массивом, найдены значения коэффициентов конвективного теплообмена в зависимости от уровня заполнения резервуара сжиженным газом, состава смеси паров пропан-бутана, температуры жидкой фазы газа в резервуаре и температуры грунта на оси заложения емкости.

4. На основании исследования режимов течения паровой фазы над зеркалом испарения при условии газопотребления получена аппроксимирующая зависимость определения коэффициента теплопередачи при теплообмене паровой фазы с окружающим грунтовым массивом, учитывающая динамику уровня заполнения резервуара СУГ. Установлено, что наличие теплообмена обуславливает дополнительный нагрев паровой фазы над зеркалом испарения от 1,9 до 13,3 °C в зависимости от климатической зоны эксплуатации и уровня заполнения резервуара сжиженным газом.

5. Экономико-математическое моделирование оптимальной защиты элементов системы газоснабжения позволило определить оптимальную толщину тепловой изоляции с учетом минимальных капитальных вложений и дополнительного нагрева паров пропан-бутана над зеркалом испарения. В качестве обобщенных значений оптимальных толщин тепловой изоляции для всех климатических зон

79

эксплуатации можно принять: $\delta_{T,H_1}^{opt} = \delta_{T,H_2}^{opt} = 0,032 \text{ м}$; $\delta_{T,H_3}^{opt} = 0,048 \text{ м}$. Указанные значения соответствуют минимуму капитальных вложений в условиях холодной климатической зоны и обусловливают завышение капитальных вложений не более чем на 8,1% в условиях умеренно-теплой климатической зоны. Элементный подход к тепловой защите участков системы газоснабжения обеспечивает снижение стоимости изоляции элементов до 16,5%.

ГЛАВА 3. МОДЕЛИРОВАНИЕ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГРУНТОВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

3.1. Общие предпосылки к постановке задачи и анализ научных исследований

В настоящее время на территории Российской Федерации эксплуатируется около 39 тыс. резервуарных установок, из которых, подавляющее количество (около 34 тыс.) эксплуатируется в режиме естественной регазификации. Для повышения естественной паропроизводительности подземных резервуарных установок эффективно применяются трубчатые грунтовые теплообменники, представляющие собой змеевики или регистры из гладких труб диаметром от 20 до 50 мм располагаемых горизонтально в грунте или теплообменники шахтного типа, размещаемые вертикально в грунтовом массиве [34, 39, 40, 57, 58, 135, 136].

В практике газоснабжения коммунально-бытовых потребителей, повсеместное распространение получили испарители жидкой фазы сжиженного газа, использующие для регазификации естественное тепло окружающей среды – грунта, воздуха, воды, солнечной энергии и т. д. Использование грунтового массива как источника тепла, обладает рядом бесспорных преимуществ: доступность природного источника тепла и наличие высокого температурного потенциала в течение круглого года, достаточного для регазификации СУГ [56, 108, 109, 115, 145].

Основным недостатком грунтовых теплообменников шахтного типа является неоднородность температуры окружающего грунтового массива вдоль шахтной колонки, что обуславливает не стабильность протекания процесса испарения жидкой фазы газа, возможность конденсации паровой фазы в верхней части колонки, с образованием конденсатных пробок вследствие малой скорости протекания газа по теплообменнику [58, 135, 136].

Горизонтальные грунтовые теплообменники избавлены от вышеперечисленных недостатков, что позволяет исследовать процессы передачи тепла с окружающим грунтовым массивом в стационарной постановке. Необходимо отметить, что приток тепла из грунта к теплообменнику зависит от ряда факторов, таких как заглубление теплообменника в грунт и конфигурации теплообменника, т.е. площади теплообмена с грунтовым массивом.

Увеличение количества труб в теплообменнике обусловливает возникновение их взаимного теплового друг на друга, что способствует уменьшению притока тепла к отдельным участкам, и как следствие к теплообменнику в целом.

Изучение вопросов теплообмена с окружающим грунтовым массивом одиночных труб и резервуаров в группе, представлено в работах отечественных и зарубежных авторов [40, 43, 57, 94, 132, 134].

В работе [132] приводятся рекомендации по подбору диаметров нефтепровода и его теплоспутников для получения эффекта сохранения температуры нефти в трубопроводе с учетом взаимного теплового влияния прокладываемых труб. Необходимо отметить, что система трубопроводов нефти и теплоспутников рассматривались в виде параллельно проложенных труб, в едином корпусе, покрытом теплоизоляцией, что значительно снижает достоверность значений коэффициентов взаимного влияния для применения к задаче свободно прокладываемых труб в грунте.

Исследования, представленные в работах [43, 94] рассматривают взаимное тепловое влияние сосудов, заполненных сжиженным углеводородным газом и размещаемых в группе в грунтовом массиве. Значения коэффициентов тепловой интерференции, полученные в работе справедливы для полостей, заполненных жидкой фазой углеводородного газа, имеющих конечные линейные размеры при условии их сопоставимости. Данное обстоятельство не может гарантировать справедливость полученных коэффициентов для трубопроводов, заглубленных в грунт и отвечающих условию, что труба представляет собой линейный источник бесконечной длины.

Результаты исследований по тепловому взаимодействию группы вертикальных колонок грунтового теплообменника шахтного типа «труба в трубе» с грунтом представлены в работе [40]. Однако в работе процессы теплообмена ряда труб с грунтом рассматривались в условиях промерзания грунта, при длине одиночной испарительной колонки 8 м и диаметром 0,05м. Полученные в работе

82

корректирующие коэффициенты взаимного теплового влияния вертикальных колонок не могут быть применены для определения паропроизводительности грунтовых испарителей, представляющих собой трубные решетки, состоящие из ряда горизонтальных параллельно уложенных труб, располагаемых, как правило, ниже глубины промерзания грунта.

Исследования по взаимному тепловому влиянию нескольких трубопроводов системы теплоснабжения, размещенных в подземных каналах, представлены в научной работе [134]. Особенностью исследования здесь являются, значительные температуры перемещаемых сред, поэтому решение по снижению потерь тепла от теплоносителя при наличии изоляции и расположении трубопроводов в группе не подходит для рассмотрения задачи в указанной постановке.

Разработка практических рекомендаций по определению притока тепла к грунтовому теплообменнику, состоящему из ряда труб, размещаемых горизонтально, ниже глубины сезонного промерзания при наличии взаимного теплового влияния его элементов требует проведения дополнительных исследований.

3.2. Определение притока тепла к одиночному трубопроводу

Представим грунтовый теплообменник в виде трубы диаметром d, находящейся в однородном массиве на глубине h от поверхности земли S. Температура на поверхности трубы t_{тр}, температура на поверхности грунтового массива t_s. Требуется определить величину притока тепла к трубопроводу.

Дифференциальное уравнение распределения температур при наличии двухмерного поля в массиве примет вид

$$\frac{\partial^2 \mathbf{T}}{\partial \mathbf{x}^2} + \frac{\partial^2 \mathbf{T}}{\partial \mathbf{y}^2} = \mathbf{0}.$$
 (3.1)

Для решения поставленной задачи воспользуемся методом источников и стоков, основываясь на утверждении, что если температурные поля, возбуждаемые притоком тепла из грунтового массива, описываются линейным дифференциальным уравнением и условие теплообмена на поверхности трубопровода также описывается линейным уравнением, то температурные поля, создаваемые отдельными источниками, оказываются независимыми друг от друга. Результирующее температурное поле представим как сумму температурных полей, возбуждаемых различными источниками.

Грунтовый теплообменник представим как некий тепловой источник, производительностью q, Вт/м в час, в виде бесконечно тонкой трубы (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Расчетная схема задачи теплообмена.

Предположим, что на расстоянии 2у от источника, находится сток равный по производительности. Линии тока тепла от источника к стоку пройдут через плоскость симметрии S. Источник и сток формируют свое температурное поле, представляемой в виде концентрических окружностей.

При этом для любой точки в плоскости, отстоящей на расстояниях r_1 от источника и r_2 от стока, воздействие теплового источника и стока на температуру может быть представлено выражениями.

85

$$t_{rl} = -\frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \frac{r_l}{y}; \qquad (3.2)$$

$$t_{r_2} = +\frac{1}{2\pi\lambda}Q\ln\frac{r_2}{y}.$$
(3.3)

Изменение температуры при сложении температурных полей можно определить по выражению

$$\Delta t = t_{r_1} + t_{r_2} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \frac{r_2}{r_1}.$$
 (3.4)

Проведем оси х и у через начало координат в точке О, тогда радиусы окружностей от источника и стока до произвольно выбранной точки F, определится

$$F(x;y) = r_1 = \sqrt{x^2 + (h-y)^2}; \qquad (3.5)$$

$$F(x;y) = r_2 = \sqrt{x^2 + (h+y)^2}.$$
 (3.6)

Преобразовывая (3.7) с учетом (3.5) и (3.6) получим

$$\Delta t = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln = \frac{\sqrt{x^2 + (h+y)^2}}{\sqrt{x^2 + (h-y)^2}}.$$
(3.7)

При соотношении искомых радиусов (3.7) примет вид

$$\frac{x^{2} + (h+y)^{2}}{x^{2} + (h-y)^{2}} = e^{\frac{4\pi\lambda}{Q}\Delta t}.$$
(3.8)

Левая часть выражения (3.8) представляет в числителе и знаменателе уравнения окружностей. Температуры на поверхности трубы и температуры массива обусловливают возникновение ряда окружностей с одинаковыми температурами, которые и формируют температурные поля в массиве.

Представим, что точки размещаются по концентрической окружности, совпадающей с окружностью равной диаметру трубы (см. рисунок 3.1) и являются источниками тепла. Тогда, для искомых точек т. М, т. N, т. К, т. Z, т. Р воздействующих на точку Ф массива с координатами (x_Ф; y_Ф) расстояния определятся

точка М

$$r_{M2} = \sqrt{(x_M - x_{\Phi})^2 + (h - R + y_{\Phi})^2}$$
; (3.9)

$$r_{M1} = \sqrt{(x_M - x_{\Phi})^2 + (h - R - y_{\Phi})^2}; \qquad (3.10)$$

точка N

$$\mathbf{r}_{N2} = \sqrt{(\mathbf{x}_N - \mathbf{x}_{\Phi})^2 + (\mathbf{h} + \mathbf{R} + \mathbf{y}_{\Phi})^2}; \qquad (3.11)$$

$$r_{N1} = \sqrt{(x_N - x_{\Phi})^2 + (h + R - y_{\Phi})^2}$$
; (3.12)

точка К

$$r_{K2} = \sqrt{(x_K - x_{\Phi})^2 + (h + y_{\Phi})^2}; \qquad (3.13)$$

$$r_{K1} = \sqrt{(x_K - x_{\Phi})^2 + (h - y_{\Phi})^2} ; \qquad (3.14)$$

точка Z

$$\mathbf{r}_{Z2} = \sqrt{(\mathbf{x}_{Z} - \mathbf{x}_{\Phi})^{2} + (\mathbf{h} - \mathbf{aR} + \mathbf{y}_{\Phi})^{2}}; \qquad (3.15)$$

$$\mathbf{r}_{Z1} = \sqrt{(\mathbf{x}_Z - \mathbf{x}_{\Phi})^2 + (\mathbf{h} - \mathbf{aR} - \mathbf{y}_{\Phi})^2} ; \qquad (3.16)$$

точка Р

$$\mathbf{r}_{P2} = \sqrt{(\mathbf{x}_{P} - \mathbf{x}_{\Phi})^{2} + (\mathbf{h} + \mathbf{aR} + \mathbf{y}_{\Phi})^{2}} \quad ; \qquad (3.17)$$

$$r_{\rm P1} = \sqrt{(x_{\rm P} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + aR - y_{\rm \Phi})^2}, \qquad (3.18)$$

где a, b – коэффициенты, определяющие расположение точек Z, P на искомой окружности, с учетом диапазона существования коэффициентов: 0<a<1;0<b<1.

Предположим, что источники тепла распределены по периметру трубы равномерно. Координатами точек в пространстве будут:

- т.М (x_M; y_M), при условии x_M=0;y_M=h-R;
 т.N (x_N; y_N), при условии x_N=0;y_N=h+R;
 т.К (x_K; y_K), при условии x_K=R;y_K=h;
 т.Z (x_Z; y_Z), при условии 0<x_Z<R;h-R<y_Z<h;
- т.Р (x_p ; y_p), при условии $0 < x_p < R;h < y_p < h+R$.

Суммарное воздействие указанных источников формирует результирующую температуру в точке Ф

$$\Delta t = \Delta t_{\rm M} + \Delta t_{\rm K} + \Delta t_{\rm Z} + \Delta t_{\rm N} + \Delta t_{\rm P}. \qquad (3.19)$$

Преобразуем выражение (3.7) с учетом (3.9-3.18) и получим систему уравнений, определяющую результирующую температуру в массиве Ф под воздействием точечных источников тепла, расположенных на контуре трубопровода

$$\Delta t_{\rm M} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \sqrt{\frac{(x_{\rm M} - x_{\rm \Phi})^2 + (h - R + y_{\rm \Phi})^2}{(x_{\rm M} - x_{\rm \Phi})^2 + (h - R - y_{\rm \Phi})^2}}; \qquad (3.20)$$

$$\Delta t_{\rm N} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \sqrt{\frac{(x_{\rm N} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + R + y_{\rm \Phi})^2}{(x_{\rm N} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + R - y_{\rm \Phi})^2}}; \qquad (3.21)$$

$$\Delta t_{\rm K} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \sqrt{\frac{(x_{\rm K} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + y_{\rm \Phi})^2}{(x_{\rm K} - x_{\rm \Phi})^2 + (h - y_{\rm \Phi})^2}}; \qquad (3.22)$$

$$\Delta t_{z} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \sqrt{\frac{(x_{z} - x_{\phi})^{2} + (h - aR + y_{\phi})^{2}}{(x_{z} - x_{\phi})^{2} + (h - aR - y_{\phi})^{2}}}; \qquad (3.23)$$

$$\Delta t_{\rm P} = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \sqrt{\frac{(x_{\rm P} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + aR + y_{\rm \Phi})^2}{(x_{\rm P} - x_{\rm \Phi})^2 + (h + aR - y_{\rm \Phi})^2}}.$$
 (3.24)

Затем найдем суммарное воздействие от некого источника на трубопровод и получим изменение температуры в грунтовом теплообменнике

$$\Delta t = \frac{1}{2\pi\lambda} Q \ln \frac{\sqrt{x^2 + (h+y)^2}}{\sqrt{x^2 + (h-y)^2}} \,. \tag{3.25}$$

Выразим количество удельное тепла, подводимое к грунтовому теплообменнику из выражения (3.25)

$$q = \frac{2\pi\lambda\Delta t}{\ln\frac{\sqrt{x^{2} + (h + y)^{2}}}{\sqrt{x^{2} + (h - y)^{2}}}}$$
 (3.26)

Для определения притока тепла к одиночной трубе грунтового теплообменника были проведены расчеты с использованием исходных данных:

- теплопроводность грунта по [130];

- глубина заложения оси трубы грунтового теплообменника h=1,5 м, h=2,0 м, h=2,5 м;

- температура в грунтовом массиве в соответствии с расположением точек стока принимается согласно рисунку 1.1 главы 1;

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

	Удельный приток тепла к одиночной трубе грунтового теплообмен-						
	ника, Вт/м						
Глубина заложения	характеристики грунта						
	пески		супеси		Чернозем, суглинки и		
of Menunica h					глины		
обменника п, м	расположение точки источника стока						
	y=1/2h	y=2h	y=1/2h	y=2h	y=1/2h	y=2h	
	климатическая зона холодная (г. Иркутск)						
1,5	-3,5	154,54	-2,54	111,97	-2,09	92,33	
2	36,25	200,29	16,5	159,62	13,6	131,62	
2,5	49,18	286,17	35,64	207,35	29,38	170,98	
	климатическая зона умеренно-теплая (г. Краснодар)						
1,5	81,65	127,73	59,16	125,94	48,78	103,85	
2	121,26	200,22	87,86	145,07	72,45	119,62	
2,5	145,54	226,49	106,9	164,11	88,15	135,32	

Таблица 3.1 - Удельный приток тепла к одиночному трубопроводу, заглубленному грунт

Как видно из таблицы 3.1 величина притока тепла к трубопроводу варьируется в широких пределах и увеличивается по мере заглубления трубопровода в грунт. При глубине заложения грунтового теплообменника до 1 м (y=1/2h) приток тепла в холодной зоне вообще отсутствует, а в умеренно-теплой зоне не значителен. Наибольший приток тепла обеспечивается из глубины грунта (y=2h), имеющего даже в холодной зоне положительный температурный потенциал. Также самый большой приток тепла обеспечивается в песчаных почвах до 256,3 Вт/м (в среднем) на глубине заложения 2,5 м. Наименьший приток тепла обеспечивается при суглинистых, глинистых почвах и черноземе до 153,1 Вт/м (в среднем) на глубине 2,5 м.

Таким образом, при размещении грунтового теплообменника необходимо максимально обеспечивать его заглубление в грунтовый массив при монтаже.

Учитывая различную глубину заложения резервуаров СУГ от 2,0 до 2,5 м, а также глубину промерзания грунта, составляющую для средней полосы России 1,5÷2 метра, рекомендуется укладка грунтового теплообменника на песчаное

основание на дно котлована, тем самым обеспечивая максимальный приток тепла к грунтовому теплообменнику.

При рассмотрении теплообменника реальной длины l, количество тепла определится по формуле

$$\mathbf{Q} = \mathbf{q}\mathbf{l},\tag{3.27}$$

где 1 - длина грунтового теплообменника, м.

В случае, если грунтовый теплообменник состоит из ряда параллельно расположенных труб, то общий теплоприток ко всем трубам решетки должен приниматься с учетом их взаимного теплового влияния.

$$Q_{obilit} = m \sum_{i=1}^{n} Q_i$$
, (3.28)

где т – коэффициент тепловой интерференции.

Для определения величины коэффициента m, учитывающего снижение теплопритока вследствие тепловой интерференции элементов трубной решетки необходимо провести дополнительные исследования.

3.3. Тепловая интерференция элементов грунтового теплообменника

3.3.1. Общие положения и теоретические предпосылки

Наибольшее распространение в практике эксплуатации получили грунтовые теплообменники в виде змеевиков, располагаемых вокруг резервуарной установки, по периметру котлована [40, 57, 148]. Такая конфигурация является наиболее компактной и позволяет обеспечить необходимый приток тепла к трубопроводу паровой фазы [42], однако неудобна при проведении монтажных работ, требует увеличения размеров котлована. Укладка такого грунтового теплообменника связана со сложностью формирования уклона системы и сбора конденсата.

При применении грунтовых теплообменников виде трубных решеток и змеевиков, располагаемых с одной стороны от резервуара, теплоприток снижается изза возникновения взаимного теплового влияния. Величину снижения притока тепла можно учесть с помощью корректирующего коэффициента, который определяет уменьшение теплопритока к грунтовому испарителю за счет влияния соседних трубных элементов.

Теплообмен протяженных трубопроводов с окружающим грунтовым массивом представлен в ряде работ отечественных и зарубежных авторов. Так, Е. П. Шубиным была рассмотрена задача о взаимодействии двух трубопроводов с различными температурами и диаметрами, расположенными в полуограниченном массиве И. А. Иоффе решил задачу о взаимодействии грунта с бесконечным рядом одинаково нагретых труб [23]. Взаимное тепловое влияние подземных трубопроводов представлено в работах Б. Л. Кривошеина и В. В. Шарихина [154], Д. Егера и Г. Карслоу [27], Л. Ингерсола [21] и других исследователей.

Вопросы теплообмена трубопроводов конечной длины с окружающим грунтом освещаются в научной литературе весьма ограниченно. Единичные приближенные решения приводятся в работах по расчету электростатических полей [26, 66]. Учитывая идентичность математических моделей тепловых и электрических полей, предложенные решения могут быть учтены при проведении теплотехнических расчетов. В то же время, указанные решения в качестве ограничения учитывают условие, что расстояние между исследуемыми элементами несоизмеримо мало по сравнению с длиной элемента.

Данное условие не всегда выполняется при реальном конструировании грунтовых теплообменников СУГ. Таким образом, для определения взаимного влияния элементов грунтового испарителя необходимо провести экспериментальные исследования.

3.3.2. Обоснование изучения взаимного теплового влияния элементов грунтового теплообменника в электролитической ванне

При размещении в котловане грунтового теплообменника, состоящего из нескольких параллельно расположенных трубопроводов, возникает их взаимное тепловое влияние (тепловая интерференция), наличие которой снижает теплоприток к каждому элементу и ко всему грунтовому теплообменнику в целом.

Снижение теплопритока к грунтовому теплообменнику, вследствие тепловой

интерференции его элементов обусловливает снижение расчетной паропроизводительности установок.

Если принять теплоприток к одиночному трубопроводу как Q_{o} , а теплоприток к трубопроводу, работающему в составе группы Q_{rp} , то снижение притока определиться как

$$m = \frac{Q_{rp}}{n \cdot Q_{p}}, \qquad (3.29)$$

где n – количество труб в грунтовом теплообменнике, шт.

Анализ литературных источников показывает, что задача тепловой интерференции достаточно просто решается методом электротепловой аналогии [26].

Преимущества метода электротепловой аналогии заключается в простоте проведения эксперимента, его наглядности, минимальном влиянии внешних источников, связанных с изменением температуры и влажности окружающей среды, а также в легкости управления процессом.

Сформулируем основные теоретические положения метода электротепловой аналогии применительно к конкретной задаче моделирования теплового взаимодействия группы элементов грунтового теплообменника сжиженного газа с окружающим грунтовым массивом в электролитической ванне [66, 70].

Лабораторная установка представляет собой короб прямоугольной конфигурации, заполненный грунтом (чернозем), со степенью влажности 0,65, что соответствует характеристике влажного грунта. Выбор грунта обусловлен наибольшей распространенностью чернозёмной зоны России, включающей Волго-Донскую степную, Заволжско-Сибирскую, Сибирско-Алтайскую, Средне-Сибирскую природно-хозяйственные области, наиболее подходящие газификации потребителей автономными системами газоснабжения, а также с учетом результатов исследований п. 3.2. настоящей работы по определению притока тепла к одиночной трубе грунтового теплообменника. Данный вариант обуславливает наихудшие условия притока тепла к исследуемым элементам, с учетом теплопроводности суглинков, глин и чернозема в диапазоне от 1,5 до 2 Вт/м-К, характеризующей нормальную теплопроводность грунтового массива [130]. Предположим, что в грунтовом массиве, теплопроводностью λ имеется ряд элементов, размеры и конфигурация которых, соответствуют размерам и конфигурации элементов грунтового теплообменника сжиженного газа. На поверхности массива F_{nob} поддерживается постоянная температура t_{rp} , на поверхности трубы грунтового теплообменника F_{tro} температура t_{ro} , на поверхностях F_{n} реализуется граничное условие

$$\frac{\mathrm{dt}}{\mathrm{dn}} = 0, \qquad (3.30)$$

где n - нормаль к поверхности F_n.

Тепловой поток, проходящий через любую поверхность F, по уравнению Фурье

$$Q = -\lambda_{\rm F} \frac{dt}{dn}, \qquad (3.31)$$

где $\frac{dt}{dn}$ - температурный градиент по нормали к изотермической поверхности.

Используем безразмерную температурную функцию

$$T = \frac{t - t_{ro}}{t_{rp} - t_{ro}},$$
 (3.32)

где t - температура в любой точке массива.

Функция T существует, во всем интервале исследуемых значений, принимая на граничных поверхностях значения 0 и 1.

Температура массива t согласно выражению безразмерной температурной функции (3.32) определится по формуле

$$t = t_{T_{0}} + T(t_{T_{p}} - t_{T_{0}}).$$
(3.33)

Продифференцируем выражение (3.32) и найдем первую производную температуры массива по нормали к поверхности F_п

$$\frac{\mathrm{dt}}{\mathrm{dn}} = \frac{\mathrm{dT}}{\mathrm{dn}} (\mathbf{t}_{\mathrm{rp}} - \mathbf{t}_{\mathrm{ro}}), \qquad (3.34)$$

тогда условие (3.32) трансформируется в условие

$$\frac{\mathrm{dT}}{\mathrm{dn}} = 0. \tag{3.35}$$

Для исследования конфигурации грунтовых теплообменников предположим, что в полуограниченном массиве электропроводностью γ имеется ряд полостей, ограниченных поверхностями f_{τ_0} . На поверхности массива f_{τ_p} поддерживается потенциал V_{τ_p} . На поверхностях полостей f_{τ_0} поддерживается потенциал V_{τ_0} и реализуется граничное условие

$$\frac{\mathrm{dV}}{\mathrm{d\delta}} = 0. \tag{3.36}$$

Электрический ток, проходящий через любую эквипотенциальную поверхность массива f, включая поверхность f₁₀ по закону Ома

$$Y = -\gamma \int_{F} \frac{dV}{d\delta}, \qquad (3.37)$$

где $\frac{dV}{d\delta}$ - градиент потенциала по нормали к эквипотенциальной поверхности. Запишем аналогичную безразмерную функцию для электрического поля

$$U = \frac{V - V_{To}}{V_{rp} - V_{To}},$$
 (3.38)

где V- потенциал в любой точке массива.

Из уравнения (3.38) следует, что функция U для электрического поля также непрерывна и на граничных поверхностях принимает значения 0 и 1.

Выразим потенциал в любой точке электрического поля через безразмерную функцию U. Из (3.38) имеем

$$V = V_{r_0} + U(V_{r_p} - V_{r_0}).$$
(3.39)

Возьмем первую производную от потенциала электрического поля по нормали к поверхности f

$$\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}\delta} = \frac{\mathrm{d}U}{\mathrm{d}\delta} (V_{\mathrm{rp}} - V_{\mathrm{ro}}) \,. \tag{3.40}$$

Тогда условие (3.36) трансформируется в условие

$$\frac{\mathrm{dU}}{\mathrm{d\delta}} = 0. \tag{3.41}$$

Подставим (3.33) и (3.39) в уравнения (3.31) и (3.37). В результате получим

$$Q = -\lambda (t_{rp} - t_{ro}) \int_{F} \frac{dU}{dn}; \qquad (3.42)$$

$$Y = -\gamma (V_{rp} - V_{ro}) \int_{F} \frac{dU}{d\delta}.$$
 (3.43)

В частном случае, если n/б=k, т.е. электрическая модель геометрически подобна тепловому оригиналу, уравнение (3.41) примет следующий вид

$$\frac{\mathrm{dU}}{\mathrm{d\delta}} = \frac{\mathrm{dU}}{\mathrm{d}(\mathrm{n/k})} = \frac{\mathrm{dU}}{\mathrm{dn}} = 0.$$
(3.44)

То есть условие изоляции поверхности F_n в тепловом поле соответствует условию изоляции поверхности f_n в электрическом поле. Подставив соотношение $n/\delta = k$ в уравнение (3.43), получим

$$Y = -\gamma (V_{rp} - V_{ro}) \int_{F} \frac{dU}{d(n/k)} = -\gamma \frac{V_{rp} - V_{ro}}{k} \int_{F} \frac{dU}{dn}.$$
 (3.45)

Используя (3.29) и (3.42), запишем выражение для коэффициента тепловой интерференции

$$m = \frac{Q_{rp}}{Q_{o}} = \frac{-\lambda(t_{rp} - t_{ro}) \left[\int_{F} \frac{dU}{dn} \right]_{rp}}{-\lambda(t_{rp} - t_{ro}) \left[\int_{F} \frac{dU}{dn} \right]_{o}} = \frac{\left(\frac{dU}{dn} \right)_{rp}}{\left(\frac{dU}{dn} \right)_{o}}.$$
 (3.46)

Аналогично для электрической модели по (3.45)

$$\frac{Y_{rp}}{Y_{o}} = \frac{-\gamma(V_{rp} - V_{ro})k\left[\int_{F} \frac{dU}{dn}\right]_{rp}}{-\gamma(V_{rp} - V_{ro})k\left[\int_{F} \frac{dU}{dn}\right]_{o}} = \frac{\left(\frac{dU}{dn}\right)_{rp}}{\left(\frac{dU}{dn}\right)_{o}} = m.$$
(3.47)

Таким образом, коэффициент m, полученный на электрической модели, сохраняет свое численное значение при переходе к тепловому оригиналу при условии геометрического подобия теплового и электрического полей.

3.3.3. Описание экспериментальной установки моделирования конфигурации грунтового теплообменника

Для исследования взаимного влияния элементов трубной решетки

грунтового теплообменника была сконструирована экспериментальная установка электротеплового моделирования (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Схема экспериментальной установки: 1 – электролитическая ванна; 2 – исследуемый грунтовый теплообменник; 3 – рабочий экран; 4 – миллиамперметр; 5 – милливольтметр; 6 – лабораторный реостат.

Исследования проводились в ванне размером 0,4x0,6x0,4м, внутренние поверхности ванны выполнены из оргстекла. Свободная поверхность грунтового массива имитировалась листовым алюминием, на одной из боковых стенок ванны. Электроды, имитирующие различные конфигурации грунтовых теплообменников, закреплялись на перекладине – удаленной от поверхности грунтового массива в соответствии с масштабом расстояния, именующего заглубление в грунтовый массив.

Различные конфигурации грунтовых теплообменников моделировались из медной проволоки диаметром 3,2 мм, выполненные геометрически подобными тепловым оригиналам – грунтовым теплообменникам в форме прямоугольной трубной решетки, змеевика, шестиугольной трубной решетки как представлено на фото

(рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Общий вид исследуемых электродов.

Питание модели осуществлялось от сети переменного тока с частотой 50 Гц. Измерение разности потенциалов между электродами и экраном $V_{*}-V_{rp}$ и величины электрического тока проводилось многопредельными приборами AC 80.0 -300.0V 0.01-100A и DC 0-3.0000 A с классом точности 0,5 (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Общий вид экспериментальной установки для моделирования: 1 – электролитическая ванна; 2 – исследуемый грунтовый теплообменник; 3 – рабочий экран; 4 – миллиамперметр; 5 – милливольтметр; 6 – лабораторный реостат.

3.3.4. Учет влияния конечных размеров модели на результаты исследований

Моделирование полуограниченного грунтового массива в ванне конечных размеров вносит определенную погрешность в результаты исследований.

Для снижения влияния поверхностей ванны на результаты эксперимента используют полупроводящие покрытия стенок ванны в виде токопроводящей резины, металлических решеток или пространственных сеток специально подобранных сопротивлений [75]. Недостатком таких устройств является сложность изготовления. Наиболее простым решением является учет влияния конечных размеров ванны по методу двойного измерения [12].

В основе метода лежит проведение двух опытов при двух граничных условиях на стенках экспериментальной установки:

все стенки ванны, исключая рабочий экран, являются электроизоляторами.
 Для чего стенки ванны и ее днище закрывались в рабочей области съемными экранами из поливинилхлорида;

- все стенки модели, включая рабочий экран, являются токопроводящими. Для чего все стенки ванны и ее днище закрывались в рабочей области съемными экранами из листового алюминия.

Проведенные замеры силы тока при различных граничных условиях позволили оценить влияние конечных размеров ванны на результаты соответствующих измерений.

В качестве примера исследовалась система второго типа (змеевик) из 6 труб с расстоянием между осями труб 4d. Указанный вариант реализует наибольшие размеры исследуемой системы, а значит, и максимальную погрешность от влияния стенок ванны на результаты эксперимента (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Оценка влияния конечных размеров ванны на результаты исследований

	Pashoctt no-	Сила тока пр	ои стенке ванны	Погрешность измере-
Вид грунтового теплообменника	тенциалов, с экраном ΔV , B Y_3 , mA	с экраном	без проводя-	ний
			щего экрана	$\delta - \frac{Y_{3} - Y_{\mu}}{100\%}$
		Y_{μ}, mA	С – Y _и	
Одиночная труба	18,86	10,70	10,60	0,94
	21,91	12,80	12,70	0,79
	24,62	14,60	14,62	0,14
	29,04	17,90	17,80	0,56
	44,75	22,20	22,00	0,91
	52,52	35,60	35,20	1,14

	12,33	11,48	11,40	0,6
2 тип (змеевик)	16,54	15,37	15,30	0,45
6 труб	18,98	18,40	18,41	0,5
расстояние между	28,54	31,40	30,90	1,62
осями труб 4d	35,98	44,20	43,80	0,91
	44,54	58,90	57,80	1,9
			1	

Продолжение таблицы 3.2

Как следует из таблицы 3.2 максимальные расхождения результатов измерений составляют 1,9 %. Учитывая незначительное влияние конечных размеров модели в последующих опытах измерения силы тока проводились только при наличии изоляции стенок и днища ванны.

3.3.5. Проведение экспериментальных исследований и анализ полученных результатов

Исследуемый электрод, имитирующий одну из конфигураций грунтового теплообменника, крепился на деревянной перекладине, погружаясь в грунт на равноудаленные расстояния от стенок, и размещался на заданном расстоянии h от рабочего экрана (рисунок 3.4). Расстояние h принималось с учетом коэффициента подобия модели в соответствии с размером дополнительного слоя H_{доп}, согласно граничному условию (раздел 2.8 настоящей работы).

Задавая разность потенциалов $V_{ro}-V_{rp}$ измеряем соответствующие значения тока Y_o . Зная значение приложенного напряжения ΔV и силу тока Y_o для одиночного электрода, имитирующего одиночный трубопровод, величина удельного электрического тока, приходящаяся на единицу приложенного напряжения определяется по формуле

$$\alpha_0 = \frac{Y_0}{\Delta V} \,. \tag{3.48}$$

Аналогично задаем разность потенциалов между электродами и экраном $V_{T_0}-V_{T_p}$ и проводим замеры силы тока Y_{T_p} для теплообменников различной конфигурации, состоящих из нескольких труб.

Величина удельного электрического тока, проходящего между экраном и всеми электродами, при данной конфигурации теплообменника определялась по

формуле

$$\alpha_{n} = \frac{Y_{rp}}{\Delta V}.$$
(3.49)

Для исключения промаха при проведении экспериментальных исследований значения α₀ и α_n вычислялись как среднее по результатам 6 измерений разности потенциалов и силы тока.

Результаты экспериментальных исследований приведены в приложении А (таблицы А.1 и А.2).

Учитывая, что отношение (3.48) для одиночного электрода принимается за единицу, определим величину коэффициента m, который учитывает уменьшение электрического тока к исследуемому электроду при конфигурации с групповым размещением элементов

$$m = \frac{\alpha_n}{n\alpha_0}, \qquad (3.50)$$

где n – число трубных элементов в конструкции грунтового теплообменника.

Определение численного значения коэффициента m при выборе конфигурации грунтового теплообменника проводилось при расстоянии между ними в осях, равными 2d, 3d, 4d. Результаты исследований коэффициента тепловой интерференции m, в зависимости от числа трубных элементов в конструкции грунтового теплообменника n и его типа его конфигурации и расстояния между элементами S представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Значение коэффициента тепловой интерференции трубных элементов грунтового теплообменника m

Конфигурация	Количество эле-	Расстояние между трубными элементами, S		
грунтового тепло-	ментов в группе,	2d	3d	4d
обменника	n			
шестиугольная ре- шётка	2	0.75	0.89	0.96
	3	0.68	0.81	0.94
	4	0.61	0.76	0.93
	5	0.55	0.69	0.91
	6	0.51	0.67	0.90

змеевик	2	0.76	0.87	0.92
	3	0.68	0.79	0.88
	4	0.62	0.73	0.86
	5	0.58	0.67	0.83
	6	0.54	0.66	0.82
прямоугольная ре- шётка	2	0.74	0.84	0.86
	3	0.67	0.78	0.84
	4	0.61	0.71	0.83
	5	0.56	0.64	0.80
	6	0.53	0.63	0.79

Продолжение таблииы 3.3

Как видно из таблицы 3.3, величина коэффициента т уменьшается с увеличением количества трубных элементов n в группе и с сокращением расстояния S между элементами. При S=2d коэффициент m в каждой рассматриваемой конфигурации изменяется в достаточно широких пределах. Так, например, при грунтовом теплообменнике, имеющем форму прямоугольной решетки, коэффициент тепловой интерференции изменяется от 0,74 (теплообменник из 2-х труб) до 0,53 (теплообменник из 6 трубных элементов), что составляет 28,4%. Данное обстоятельство обуславливает значительное изменение величины притока тепла к трубным элементам грунтового теплообменника. При увеличении расстояния между трубами значение коэффициента увеличивается, что свидетельствует об уменьшении взаимного теплового влияния. Так, например, для шестиугольной решетки при количестве трубных элементов n=2 коэффициент m равен 0,75 (при S=2d), a при S=4d, коэффициент составляет 0,96, что соответствует о минимальном тепловом влиянии элементов грунтового теплообменника друг на друга при увеличении расстояния между трубами.

Аналогичная тенденция наблюдается при любой конфигурации теплообменников, при увеличении расстояния между трубами взаимное тепловое влияние уменьшается. Максимальное взаимное тепловое влияние трубных элементов наблюдается у конфигурации прямоугольная решетка, у которой снижение притока тепла при расстоянии 4d в среднем на 18%. Минимальное взаимное тепловое влияние обуславливает конфигурация шестиугольная решетка, снижение притока тепла в среднем 7,2%.

Таким образом, при конструировании грунтовых теплообменников рекомендуется между трубными элементами принимать расстояние, равное 4 диаметрам исходной трубы для минимизации взаимного теплового влияния элементов.

3.3.6. Оценка погрешности при проведении эксперимента

При проведении эксперимента необходимо оценить общую погрешность экспериментальных результатов. Для исключения промаха экспериментальные исследования по каждому этапу эксперимента проводились не менее 6 раз.

Проведем оценку систематической и случайной ошибки.

Систематическая ошибка определения величины электрического тока прямого измерения для одиночного трубного элемента согласно (3.48)

$$\varepsilon_{\alpha_0} = \sqrt{\varepsilon_{y_0}^2 + \varepsilon_{\Delta V}^2} , \qquad (3.51)$$

где ϵ_{y_0} – относительная погрешность определения силы тока;

 $\varepsilon_{\Delta V}$ - относительная погрешность вольтметра при измерении разности потенциалов, равная 0,5%.

В свою очередь при расчете относительной погрешности определения силы тока для одиночного трубного элемента, использовалась следующая зависимость

$$\varepsilon_{y_0} = \sqrt{\varepsilon_{T^3}^2 + \varepsilon_a^2 + \varepsilon_{3\kappa p}^2 + \varepsilon_{3a\Gamma}^2}, \qquad (3.52)$$

гдеє_{тэ} - относительная погрешность изготовления трубного элемента;

ε_a -относительная погрешность измерения силы тока миллиамперметром, составляющая 0,5%;

ε_{экр}-относительная погрешность расстояния при установке электрода от экрана;

ε_{заг} - относительная погрешность заглубления электрода в грунт.

Для уменьшения величины систематической погрешности, при определении линейных размеров использовалась металлическая измерительная линейка (ГОСТ 427-75*) с точностью измерений 0,1 мм (поверка инструмента по МИ 2024-89).

Абсолютную погрешность определения величины удельного электрического

тока с учетом определенной относительной погрешности можно определить по выражению

$$\Delta \alpha_{0} = \varepsilon_{\alpha_{0}} \alpha_{0}, \qquad (3.53)$$

где α_0 – измеренная величина удельного электрического тока, mA.

Аналогично, систематическая ошибка определения величины удельного электрического тока, проходящего между экраном и грунтовым теплообменником из группы трубных элементов в соответствии с (3.49)

$$\varepsilon_{\alpha_{\rm rp}} = \sqrt{\varepsilon_{y_{\rm rp}}^2 + \varepsilon_{\Delta \rm V}^2} , \qquad (3.54)$$

где $\varepsilon_{y_{rp}}$ - относительная погрешность определения силы тока для группы трубных элементов.

Аналогично формуле (3.52), для группы электродов погрешность определится как

$$\varepsilon_{\mathbf{y}_0} = \sqrt{\varepsilon_{\mathrm{T}^3}^2 + \varepsilon_{\mathrm{3}\mathrm{K}\mathrm{p}}^2 + \varepsilon_{\mathrm{3}\mathrm{a}\mathrm{\Gamma}}^2 + \varepsilon_{\mathrm{a}}^2 + \varepsilon_{\mathrm{a}}^2 + \sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{n}} \varepsilon_{\mathrm{T}}^2}, \qquad (3.55)$$

где $\sum\limits_{i=1}^n \epsilon_{\rm T}^2 -$ относительная погрешность определения расстояния между трубами в

осях с учетом количества элементов в грунтовом теплообменнике.

Абсолютная погрешность величины удельного электрического тока группы трубных элементов определялась по формуле

$$\Delta \alpha_{\rm rp} = \varepsilon_{\alpha_{\rm rp}} \alpha_{\rm rp}, \qquad (3.56)$$

где α_{гр} - абсолютная величина удельного электрического тока для группы трубных элементов, mA.

Оценка случайной погрешности экспериментальных результатов проводилась в соответствующей последовательности:

1. Определяем среднее значение из п измерений

$$\overline{\alpha} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i, \qquad (3.57)$$

где α_i – значение измеряемого параметра в *i*-той точке измерения.

$$\Delta \alpha_{i} = \overline{\alpha} - \alpha_{i} \,. \tag{3.58}$$

3. Средняя квадратичная погрешность результата серии измерений, определяется по выражению

$$\Delta S_{\bar{\alpha}_0} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (\Delta \alpha_i)^2}{n_i (n_i - 1)}}, \qquad (3.60)$$

где n_i – количество измерений в *i*-той точке.

4. Принимаем коэффициент Стьюдента t_p(n) для уровня доверительной вероятности P=0,95 и числа проведенных измерений в каждой точке n=6 [28].

5. Определяется доверительный интервал (погрешность измерения)

$$\Delta \alpha_{\rm cnyq} = t_{\rm P} \Delta S_{\overline{\alpha}} \,. \tag{3.61}$$

6. Производится расчет общей абсолютной погрешности эксперимента Δ :

а) при $\frac{\Delta \alpha_0}{\Delta S_{\overline{\alpha}}} \leq 0.8$, систематическая погрешность $\Delta \alpha_0$ считается равной 0, и результирующая погрешность принимается равной случайной составляющей, т.е. $\Delta =$

$$\Delta \alpha_{\rm случ};$$

б) при $\frac{\Delta \alpha_0}{\Delta S_{\overline{\alpha}}} \ge 8.0$, случайная погрешность считается равной 0, и результирующая

погрешность принимается равной систематической составляющей, т.е. $\Delta = \Delta \alpha_0$;

в) при $0.8 \le \frac{\Delta \alpha_0}{\Delta S_{\bar{\alpha}}} \le 8.0$ общая погрешность определяется по уравнениям

$$\Delta = \left(\Delta \alpha_{\rm cnyq} + \Delta \alpha_0\right) \kappa ; \qquad (3.61)$$

$$\kappa = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{m} \left(\Delta \alpha_0^2 / 3\right) + \Delta S_{\overline{\alpha_0}}^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{m} \left(\Delta \alpha_0^2 / 3\right) + \Delta S_{\overline{\alpha}}}},$$
(3.62)

где *m* – число экспериментальных исследований при определении систематической погрешности.

7. Общая относительная ошибка вычисления экспериментальных значений определяется

$$\varepsilon_{\alpha} = \frac{\Delta}{\alpha} \cdot 100\% , \qquad (3.63)$$

где α - среднее значение параметра α_i серии измерений.

При определении абсолютной и относительной погрешностей коэффициента тепловой интерференции в соответствии с (3.50) использовались следующие зависимости:

-для определения абсолютной погрешности

$$\Delta m = \frac{\sqrt{\overline{\alpha_0}^2 \Delta \alpha_{rp}^2 + \overline{\alpha_{rp}}^2 \Delta \alpha_0^2}}{\overline{\alpha_0}^2}; \qquad (3.64)$$

-для определения относительной погрешности

$$\varepsilon_{\rm m} = \frac{\Delta m}{\rm m} \cdot 100\%, \qquad (3.65)$$

где m – значение коэффициента тепловой интерференции трубных элементов грунтового теплообменника

Результаты соответствующих расчетов по оценке систематической ошибки результатов эксперимента приводятся в таблице Б.1 приложения Б. Результаты расчетов по оценке случайной и общей погрешности определения величины удельного электрического тока для одиночного трубопроводного элемента и группы трубопроводных элементов представлены в таблицах В.1 и В.2 приложения В. Результаты расчетов абсолютной и относительной погрешностей коэффициента тепловой интерференции приводятся в таблице Г.1 приложения Г.

Анализ полученных данных показал, что относительная погрешность определения коэффициента тепловой интерференции трубных элементов грунтовых теплообменников различных конфигураций не превышает 10,3 % с уровнем доверительной вероятности 95%.

Выводы по главе 3

1. Разработана математическая модель расчета теплопритока к одиночной трубе грунтового теплообменника. Установлено, что значительное влияние на величину притока тепла оказывает глубина заложения грунтового теплообменника и теплопроводность грунтового массива. Для обеспечения максимального теплового потока к грунтовому теплообменнику рекомендуется его размещение на дне котлована, не зависимо от размеров принимаемых к установке резервуаров.

2. Сформулированы теоретические предпосылки по решению задачи притока тепла к грунтовому теплообменнику, состоящему из ряда труб методом электротепловой аналогии. Проведен анализ принятых допущений и оценена их погрешность.

3. Экспериментальным путём определены значения коэффициента тепловой интерференции трубных элементов грунтовых теплообменников. Установлено, что определяющее влияние на величину коэффициента оказывают число труб в грунтовом теплообменнике, расстояние между трубами и конфигурация грунтового теплообменника. Доказано, что наименьшее влияние элементов наблюдается при расстоянии между трубами 4d и конфигурации - шестиугольная решетка, снижение притока в этом случае не превышает 7,2%. Обработка результатов исследований методами математической статистики позволила определить погрешность экспериментальных исследований, которая по результатам расчетов составила 10,3 % с уровнем доверительной вероятности 95%.

ГЛАВА 4. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДЗЕМНОЙ КАМЕРЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ В АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Обоснование конструкции камеры редуцирования

Согласно [129] газоснабжение индивидуальных жилых строений осуществляется с давлением газа не более 0,003 МПа. В зависимости от температуры окружающей среды, регазификация СУГ в подземной емкости происходит с различной интенсивностью и с соответствующим давлением паровой фазы. Так, например, при максимальной температуре нагрева подземной емкости (температура +40 °C) давление паровой фазы пропана составляет 1,4 МПа, бутана 0,37 МПа, а при минимальной температуре грунта в очень холодной климатической зоне эксплуатации давление паровой фазы пропана составляет 0,34 МПа, бутана 0,07 МПа.

При газоснабжении объектов, независимо от температуры окружающей среды, уровня заполнения резервуара СУГ, содержания в паровой фазе пропана или бутана, перед подачей потребителю необходимо обеспечить требуемое давление газовой смеси. Для снижения давления и его поддержания на заданном уровне при переменном расходе газа применяют регуляторы давления. Установка регуляторов давления возможна непосредственно на головке резервуара в металлическом кожухе или в специальных шкафах – шкафных газорегуляторных пунктах. Наибольшее распространение получили шкафные газорегуляторные пункта. Наибольшее распространение получили шкафные газорегуляторные пункты (ГРПШ), применяемые в системах газораспределения для снижения входного давления газа и поддержания его уровня на выходе из пункта. Конструкция ГРПШ предусматривает оборудование для очищения газа от примесей и твердых частиц, а также оборудование для прекращения подачи газа потребителю при аварийном изменении заданного уровня выходного давления. Как правило, конструктивно ГРПШ представляет собой металлический шкаф, устанавливаемый наружно, внутри которого размещается технологическое оборудование. В то же время наружная установка при эксплуатации ГРПШ формирует температуру редуцируемого газа равной температуре наружного воздуха, что в холодный период времени года приводит к выпадению конденсата из паровой фазы пропан-бутана и последующее его замораживание с образованием ледяных и гидратных пробок в регуляторах давления [25, 80, 81].

Для предотвращения указанного явления предусматривают газовый, электрический (во взрывозащищённом исполнении) или водяной обогрев ГРПШ или регулятора давления [25, 54, 81, 92, 139]. Однако это приводит к значительному удорожанию конструкции и обуславливают значительные эксплуатационные расходы, связанные с наличием внешних источников подвода энергетических ресурсов и дополнительного оборудования для осуществления нагрева.

Для уменьшения теплообмена ГРПШ с окружающей средой в научных трудах [52, 139] предложено теплоизолировать наружно устанавливаемый шкаф и восходящий трубопровод паровой фазы. Однако, необходимо отметить, что предлагаемое решение требует значительной толщины тепловой изоляции не менее 0,15м и дополнительного защитного кожуха изоляции с внешней стороны, что приводит к необходимости усиления основания под ГРПШ, увеличению площади отчуждаемого участка под пункт редуцирования, а, следовательно, к удорожанию ГРПШ в целом. Отдельные работы посвящены повышению температуры редуцирования при обогреве резервуарных головок, регуляторов давления, трубопроводной обвязки путем тепловой изоляции соответствующих элементов систем газоснабжения [92, 139].

Значительным недостатком указанных методов, является необходимость проведения работ на сложных рельефных элементах систем газоснабжения, что приводит к ограниченному выбору видов изоляционных покрытий, усложнению нанесения изоляции и удорожанию строительно-монтажных работ. В качестве альтернативного варианта шкафному газорегуляторному пункту, предложена камера редуцирования, заглубляемая в грунт. Камера редуцирования представляет собой сооружение с традиционно размещаемым оборудованием для редуцирования газа.

Основными преимуществами подземной камеры редуцирования являются:
возможность использования тепла грунтового массива для поддержания более высоких температур по сравнению с температурой окружающего воздуха для проведения процесса редуцирования;

2. отсутствие дополнительных энергоносителей, применяемых для обогрева корпуса камеры;

3. перемещение паровой фазы к камере редуцирования осуществляется по трубопроводам, заглубленным в грунт, что позволяет обеспечить более высокую температуру паров, находящихся в этом случае в ненасыщенном состоянии.

Указанные преимущества обуславливают снижение стоимости редуцирования газа и всей установки автономного газоснабжения в целом. В качестве материала изготовления камеры предлагается использовать бетон, широко применяемый в системах водоснабжения, водоотведения и тепловых сетях для лотков квадратной и прямоугольной конфигурации или в виде цилиндрических колодцев.

Преимуществом таких сооружений является:

- индустриализация изготовления и широкий номенклатурный ряд изделий;

- отсутствие коррозионных процессов корпуса изделия;

 коэффициент теплопроводности бетона почти в 25 раз меньше коэффициента теплопроводности стали, что способствует высокой сопротивляемости стенки камеры процессу передачи тепла.

Для разработки рекомендаций по применению камеры редуцирования в практике необходимо провести дополнительные исследования.

4.2. Выбор оптимальной конфигурации камеры редуцирования

Проведем исследования по выбору оптимальной конфигурации камеры редуцирования из соображений, что камера должна иметь минимальные потери тепла в окружающую среду. Для этого проведем обоснование конструктивного решения камеры.

Для размещения оборудования узла редуцирования возможно предусмотреть камеру в виде цилиндрического бетонного колодца или в виде лотка с квадратным

основанием. Необходимым условием является возможность обслуживания регулятора давления в рассматриваемой камере при условии минимальных габаритных размеров последней. Данному условию отвечает минимальный размер 0,7 м, позволяющий производить обслуживание и ремонтные работы установленного в камере оборудования.

Условием оптимальности конструктивного решения при определении теплопотерь служит минимальная суммарная площадь всех поверхностей, ограничивающих пространство камеры редуцирования, т.е.

$$\sum_{i=1}^{n} F_{\text{пов}} = \min, \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{пов}} = \min.$$
(4.1)

Тогда камера в виде цилиндра имеет суммарную поверхность ограничивающих стенок

$$\sum_{i=1}^{n} F_{\Pi OB} = F_{II} + 2F_{OCH} = 2\pi r (r + h_{K.p.}), \qquad (4.2)$$

где F_ц, F_{осн} - площади боковой поверхности и основания цилиндра, м²;

r - радиус основания камеры, м;

hкр - высота камеры редуцирования, м.

Для камеры при конфигурации в форме параллелепипеда с квадратным основанием со стороной а, получим

$$\sum_{i=1}^{n} F_{\text{nob}} = 2a^{2} + 4ah_{\text{k.p.}}.$$
(4.3)

Подстановка в формулы (4.2 и 4.3) минимальных размеров, обусловленных компоновкой оборудования в камере, позволила получить площади поверхностей конфигурируемой камеры, которые составили для цилиндрической формы 1,87 м², а для конфигурации в форме параллелепипеда 2,38 м². Сравнительный анализ показывает, что суммарная поверхность камеры с цилиндрической конфигурацией сокращается на 21,5 % по сравнению с конфигурацией параллелепипед.

Таким образом, для дальнейших исследований по определению теплопотерь камерой редуцирования принимаем конфигурацию в виде цилиндрического бетонного колодца.

4.3. Математическое моделирование теплообмена камеры редуцирования с грунтовым массивом

Аналогично предыдущим исследованиям по тепловому взаимодействию элементов системы газоснабжения с окружающей средой, решим задачу теплового взаимодействия подземной редуцирующей камеры с окружающим грунтовым массивом методом суперпозиции температурных полей. На рисунке 4.1. приводится схема задачи.



Рисунок 4.1 – Схема задачи по моделированию теплообмена редуцирующей камеры в грунтовом массиве.

Для упрощения поставленной задачи воспользуется некоторыми допущениями в соответствии с методическими положениями, изложенными в п.2.2.1:

- полуограниченный грунтовый массив имеет собственное температурное распределение по глубине, при этом значения температур не зависят от суточных колебаний температуры наружного воздуха и стабильны в течение сезона эксплуатации;

- грунт представляет собой однородную среду теплопроводностью λ;

- сопротивление теплопередаче на границе грунтовый массив-воздух определяется с учетом приведенной глубины заложения подземной редуцирующей

$$\mathbf{h}_{\mathrm{прив}}^{\kappa} = \mathbf{h}_{\kappa.p.} + \mathbf{h}_{\mathrm{don}} = \mathbf{h}_{\kappa.p.} + \frac{\lambda}{\lambda_{\mathrm{cn}}} \delta_{\mathrm{cn}} + \frac{\lambda}{\alpha_{\mathrm{cn}}}$$
(4.4)

где **h**_{к.р.} - глубина заложения основания редуцирующей камеры от поверхности грунтового массива (высота камеры редуцирования), м;

Разобьем общее температурное поле, формируемое вокруг редуцирующей камеры, на два характерных поля:

- первое поле – собственное поле грунта (рисунок 2.3);

- второе поле – поле, которое возбуждают n точечных источников, которые расположены в полуограниченном массиве.

Собственное температурное поле грунта обеспечивает заданное распределение температур, формирующих изотермы вокруг корпуса редуцирующей камеры со значениями:

- на крышке камеры $t_{h_{mun}^{\kappa}}^{}$ -h_{к.р.};

- на основании камеры $t_{h_{nphb}^{\kappa}}$;

- на оси камеры $t_{h_{прив}^{\kappa} - h_{\kappa.p.}/2}$.

Температурное поле подземной камеры редуцирования представлено линейными источниками тепла q_k^1 , q_k^2 , ..., q_k^n , расположенными по оси у, с некоторым шагом Δ (рисунок 4.1). При этом расстояние от поверхности полуограниченного массива до любого источника q_k^m может быть определено по выражению

$$\mathbf{h}_{\mathrm{m}}^{\kappa} = (\mathbf{h}_{\mathrm{прив}}^{\kappa} - \mathbf{h}_{\kappa.\mathrm{p.}}) + \Delta \cdot \mathbf{j}, \qquad (4.5)$$

где j – порядковый номер шага, отсчитываемый от крышки камеры редуцирования до линейного источника по оси у;

 Δ - размер шага между линейными источниками тепла, который в свою очередь определяется по выражению

$$\Delta = \frac{\mathbf{h}_{\kappa.\mathrm{p.}}}{\mathrm{n+2}} , \qquad (4.6)$$

где n – количество линейных источников.

Общее температурное поле, получаемое сложением двух полей, характеризуется граничными условиями:

- температура на поверхности дополнительного слоя равна температуре наружного воздуха, т. е. t=t_{нар.в.};

- на поверхности дополнительного слоя $y=0; 0 \le x \le r_{\kappa};$

- в грунтовом массиве при бесконечном удалении от элемента (у $\rightarrow \infty$ и х $\rightarrow \infty$) температура грунта t=t_{ect}(у).

Определим температуру в любой точке К грунтового массива от воздействия линейного стока q_{κ}^{m} , расположенной на расстоянии х от вертикальной плоскости и на расстоянии у – от поверхности грунтового массива

$$\Delta t_{\rm Km} = \frac{q_{\rm m}^{\kappa}}{2\pi\lambda} \ln \frac{\sqrt{x^2 + (h_{\rm m}^{\kappa} + y)^2}}{\sqrt{x^2 + (h_{\rm m}^{\kappa} - y)^2}}.$$
(4.7)

Суммарное воздействие линейных источников теплоты на точку К в массиве определится

$$\Delta t_{K} = \Delta t_{K1} + \Delta t_{K2} + \dots + \Delta t_{Km} + \dots + \Delta t_{Kn}; \qquad (4.8)$$

или

$$\Delta t_{\rm K} = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{m=1}^{n} q_m^{\kappa} \ln \frac{\sqrt{x^2 + ((h_{\rm прив}^{\kappa} - R) + \Delta \cdot m + y)^2}}{\sqrt{x^2 + ((h_{\rm прив}^{\kappa} - R) + \Delta \cdot m - y)^2}} \,. \tag{4.9}$$

Пусть точки в грунтовом массиве расположены таким образом, что их размещение совпадает с точками на цилиндрической части камеры т. Е, т. F, т. G. Тогда температуры в этих точках под воздействием линейных источников тепла имеют значения:

- на верхней образующей камеры в т. Е с координатами ($x_E = r_\kappa$; $y_E = h_{прив}^{\kappa} - h_{\kappa.p.}$), t_{κ} - $t_{h_{npus}^{\kappa} - h_{\kappa.p.}}$;

- на оси заложения камеры в т. F с координатами ($x_F = r_{\kappa}$; $y_F = h_{прив}^{\kappa} - h_{\kappa.p.}/2$), t_{κ} - $t_{h_{прив}^{\kappa} - h_{\kappa.p.}/2}$;

- на основании камеры в т. G с координатами ($x_G = r_{\kappa}; y_G = h_{\pi_{PUB}}^{\kappa}$), $t_{\kappa} - t_{h_{m_{mum}}^{\kappa}}$.

Обобщим определение температуры в произвольной точке М на контуре редуцирующей камеры

$$t_{\rm M} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y).$$
 (4.10)

Рассмотрим дополнительные точки на основании камеры редуцирования т. N, т. Р. Температуры в этих точках под воздействием линейных источников тепла примут значения:

- в т. Р с координатами ($x_P = 1/2r_{\kappa}; y_P = h_{\pi_{PUB}}^{\kappa}$), $t_{\kappa} - t_{h_{\pi_{PUB}}^{\kappa}};$

- в т. N с координатами (x_N=0; y_N= $h_{_{прив}}^{_{K}}$), t_к- $t_{_{h_{_{прив}}^{_{K}}}}$.

Таким образом, при перемещении произвольной точки по высоте от крышки камеры редуцирования т. Е до основания т. N, можно сформировать систему из п линейных уравнений, характеризующих распределение температуры на корпусе камеры редуцирования

$$\Delta t_{\rm E} = t_{\rm k} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm E}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m + y_{\rm E})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm E}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm E})^{2}}}$$

$$\Delta t_{\rm F} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm F}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m + y_{\rm F})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm F}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm F})^{2}}}$$

$$\Delta t_{\rm G} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm G}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m + y_{\rm G})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm G}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm G})^{2}}}$$

$$\Delta t_{\rm p} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm P}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm G})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm P}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm P})^{2}}}$$

$$\Delta t_{\rm N} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm N}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm P})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm P}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm P})^{2}}}$$

$$\Delta t_{\rm N} = t_{\rm \kappa} + t_{\rm ecr}(y) = \frac{1}{2\pi\lambda} \sum_{i=1}^{n} q_{\rm m}^{\rm \kappa} \ln \frac{\sqrt{x_{\rm N}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm P})^{2}}}{\sqrt{x_{\rm N}^{2} + ((h_{\rm npuB}^{\rm \kappa} - h_{\rm \kappa}) + \Delta \cdot m - y_{\rm N})^{2}}}$$

$$(4.11)$$

Количество тепла, теряемое камерой редуцирования через поверхность равно алгебраической сумме тепла, поглощаемого грунтовым массивом.

$$q_{\kappa}^{1} + q_{\kappa}^{2} + q_{\kappa}^{3} + q_{m}^{\kappa} + \dots + q_{n}^{\kappa} = 0.$$
(4.12)

Теплопотери элементов камеры редуцирования определяются по выражениям:

- цилиндрической части корпуса

$$q_{\mu} = \frac{(t_{\kappa} - t_{ecr}(y))\pi\Delta h_{\kappa.p.}}{\frac{1}{d_{\kappa.p.}^{BH}\alpha_{B}} + \frac{1}{2\lambda_{6}}\ln\frac{d_{\kappa.p.}^{Hap}}{d_{\kappa.p.}^{BH}} + \frac{1}{2\lambda_{\Gamma u}}\ln\frac{d_{\Gamma u}^{Hap}}{d_{\Gamma u}^{BH}} + \frac{1}{d_{\Gamma u}^{Hap}\alpha_{H}};$$
(4.13)

- основания редуцирующей камеры

$$q_{och} = F_{och}(t_{\kappa} - t_{ect}(y)) \frac{1}{R_{\kappa}};$$
 (4.14)

$$R_{\kappa} = \frac{1}{\alpha_{\rm B}} + \frac{\delta_{\rm f}}{\lambda_{\rm f}} + \frac{1}{\alpha_{\rm H}}, \qquad (4.15)$$

где $t_{\text{п.ф.}}^{\kappa}$ – температура паровой фазы на входе в камеру редуцирования, °C; $d_{\kappa.p.}^{\text{вн}}$ – внутренний и наружный диаметр камеры соответственно, м;

d^{вн}, d^{нар}_{г.и.} – внутренний и наружный диаметр гидроизоляции соответственно,

м;

 $_{\lambda_{\scriptscriptstyle 6}}$ – теплопроводность стенки камеры, $Bt/M\!\cdot\!K$;

 $\lambda_{r,u}$ – теплопроводность гидроизоляции стенок камеры, Вт/м·К;

_{α₂} – коэффициент теплоотдачи стенки камеры, Вт/(м²·K);

 $\Delta h_{\text{к.р.}}$ – длина участка по высоте камеры для определения потерь тепла, м;

_{α_n} – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности гидроизоляции камеры грунтовому массиву, Вт/(м²·K);

F_{осн} – площадь основания редуцирующей камеры, м²;

 $_{R_{\kappa}}$ - сопротивление теплопередаче стен камеры, м²·К/Вт.

Выражения (4.3-4.15) формируют математическую модель теплового взаимодействия редуцирующей камеры с окружающей средой. Для ее реализации были проведены соответствующие расчеты. В качестве исходных данных приняты:

- камера редуцирования с диаметром d_{к.р.} - 860 мм и толщиной стенки 80 мм;

- гидроизоляция камеры редуцирования толщиной 8 мм;

- высота камеры редуцирования h_{к.р.} - 600 мм;

- температура газообразной смеси пропан-бутана на входе в камеру редуцирования газоснабжения принимается по результатам исследований главы 2 настоящей работы, °С,

- температура грунтового массива в соответствии с климатическими зонами по рисунку 1.1. главы 1 настоящей работы.

- толщина снежного покрова $\delta_{c.п.} = 0,25$ м;

- теплопроводность снежного покрова $\lambda_{c.п.} = 0,5$ Вт/м·К [36];

- теплопроводность грунта $\lambda_{rp} = 1,75 \text{ Bt/m} \cdot \text{K}$ [3];

- коэффициент теплоотдачи от снежного покрова в окружающую среду $\alpha_{c.n.}$ =30 Bt/(м²·K).

Результаты расчета представлены в таблице 4.1.

Климатическая	Температура, ⁰ С					
зона эксплуатации	т. Е	т. F	т. G	т. Р	т. N	
Очень-холодная	-42	-26,1	-18,4	-18,2	-18,1	
Холодная	-20,7	-11,8	-8,1	-7,9	-7,7	
Умеренно-холодная	-9,2	-5,4	-2,0	-1,98	-1,96	
Умеренно-теплая	-4,2	-0,3	+2,1	+2,0	+1,97	

Таблица 4.1 – Значения температур на контуре камеры

Реализация математической модели позволила определить температуры в характерных точках на контуре камеры редуцирования. Резкое изменение температур по высоте камеры обуславливается изменением температур грунтового массива по мере приближения к поверхности грунта. На основании камеры наблюдается относительное постоянство температуры, разность температур в центре основания и на окружности не превышает 4,9%.

Теплопотери камеры редуцирования представлены в таблице 4.2. Таблица 4.2 – Теплопотери камеры редуцирования

Климатическая зона эксплуатации	Теплопотери, Вт
Очень холодная	286,5
Холодная	115,6
Умеренно-холодная	99,8
Умеренно-теплая	50,5

4.4. Разработка экономико-математической модели оптимизации тепловой защиты восходящей части трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования

В качестве целевой функции задачи примем капитальные вложения в сооружение теплоизолированных элементов системы газоснабжения: восходящая часть трубопровода паровой фазы – камера редуцирования. Поскольку капиталовложения в сооружение элементов трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования изолированных и неизолированных вариантов одинаковы, рассмотрим только переменную часть капитальных вложений, связанную с изменением толщины тепловой изоляции

$$K = K_{B.4} + K_{K.p} = \min, \qquad (4.16)$$

где К_{в.ч} - капитальные вложения в теплоизоляцию восходящей части трубопровода паровой фазы, руб.;

К_{к.р.} - капитальные вложения в тепловую изоляцию камеры редуцирования, руб.

В соответствии с выражением (4.16) капитальные вложения в тепловую изоляцию соответствующих элементов системы автономного газоснабжения могут быть представлены в виде:

- капиталовложений в тепловую изоляцию восходящей части трубопровода паровой фазы, руб.

$$K_{_{B.Y.}} = K_{_{T.H}} + K_{_{3.TH}}, \qquad (4.17)$$

где К_{т.и} - капитальные вложения в теплоизоляцию восходящей части трубопровода паровой фазы, руб.;

К_{з.тн}- капитальные вложения в защитное покрытие теплоизоляции восходящей части трубопровода паровой фазы, руб. Защитный кожух выполняется из стального листа толщиной 3 мм.

В свою очередь элементы капитальных вложений, входящих в формулу (4.17) определяются

$$K_{_{T.H}} = \frac{1}{4} \pi c_{_{T.H}} \left((d_{_{T.H,B,Y}}^{_{Hap}})^2 - (d_{_{TH,B,Y}}^{_{Hap}})^2 \right) l_{_{B,Y}} ; \qquad (4.18)$$

$$K_{3.TH} = c_{3.TH} \pi d_{T.H.TP}^{Hap} l_{B.Y.}, \qquad (4.19)$$

где l_{вд} - длина восходящей части трубопровода паровой фазы, м;

d^{нар}_{ги.в.ч}, d^{нар}_{т.и.в.ч} - наружные диаметры гидроизоляции и тепловой изоляции участков восходящей части трубопровода, м.

- капиталовложений в тепловую изоляцию камеры редуцирования, руб.

$$K_{k,p.} = K_{T.H.}^{k,p.} + K_{3,TH}^{k,p.}, \qquad (4.20)$$

где $K_{\text{т.н.}}^{\text{к.р.}}$ - капитальные вложения в теплоизоляцию камеры редуцирования, руб.;

К_{з.ти}- капитальные вложения в защитное покрытие теплоизоляции камеры редуцирования, руб.

Как показали исследования п. 4.2 настоящей работы для камеры редуцирования наиболее предпочтительная цилиндрическая форма, т.к. суммарная площадь поверхностей, теряющих тепло, будет минимальна.

В этой связи капитальные вложения в тепловую изоляцию камеры редуцирования имеют вид

$$K_{_{\text{T.H}}} = \frac{1}{4} \pi c_{_{\text{T.H}}} \Big[\Big((d_{_{\text{T.H}}}^{_{\text{HAP}}})^2 - (d_{_{\text{FH}}}^{_{\text{HAP}}})^2 \Big) h_{_{\text{K.P.}}} + 4 (r_{_{\text{K.P.}}}^{_{\text{BH}}})^2 \delta_{_{\text{T.H}}} \Big], \qquad (4.21)$$

где d_{т.и.}, d_{ги} - наружные диаметры гидроизоляции и тепловой изоляции камеры редуцирования, м;

г_{к.р.} - внутренний радиус основания камеры редуцирования, м;

 $\boldsymbol{\delta}_{_{\text{II}}}$ - толщина тепловой изоляции камеры редуцирования, м.

Капиталовложения в защиту тепловой изоляции цилиндрической части камеры редуцирования, руб.

$$K_{_{3.TH}} = c_{_{3.TH}} \pi d_{_{3.TH}} h_{_{K,p.}}.$$
 (4.22)

Условием, ограничивающим увеличение толщины тепловой изоляции, служат тепловые потери в элементах автономной системы газоснабжения, которые принимаются равными суммарному дополнительному нагреву паров смеси пропан-бутана, полученному в грунтовом теплообменнике

$$\varphi = \Delta Q = \sum_{i=1}^{2} Q_{III} - Q_{III} = 0, \qquad (4.23)$$

где Q_{д.н.} - суммарный дополнительный нагрев паров пропан-бутана в грунтовом теплообменнике (таблица 3.1 главы 3 настоящей работы).

Выполнение условия (4.23) возможно при равенстве теплопотерь участков системы и полученного дополнительного нагрева паровой фазы. Данное равенство будет выполняться при наличии тепловой изоляции участков рассматриваемой

схемы, т.е. $\delta_{_{\text{т.и.в.ч}}}$, $\delta_{_{\text{т.и.к.р.}}}$. Для нахождения оптимального значения целевой функции (4.16) при заданном ограничении (4.23) исследуем функцию на экстремум с применением метода множителей Лагранжа для функций п переменных.

Представим капиталовложения в тепловую изоляцию участков рассматриваемой системы как

$$K = f(\delta_{\text{T.H.B.Y}}, \delta_{\text{T.H.K.P.}}).$$

$$(4.24)$$

Функция Лагранжа с учетом (4.23) запишется следующим образом

$$F(\delta_{\text{T.H.B.Y}}, \delta_{\text{T.H.K.P}}) = f(\delta_{\text{T.H.B.Y}}, \delta_{\text{T.H.K.P}}) + \mu \phi(\delta_{\text{T.H.B.Y}}, \delta_{\text{T.H.K.P}}), \qquad (4.25)$$

где µ - множитель Лагранжа.

Необходимые условия минимума функции капиталовложений в изоляцию трубопровода паровой фазы формируются в виде системы уравнений

$$F'(\delta_{_{T.H.B.Y}})=0,$$

$$F'(\delta_{_{T.H.B.Y}})=0,$$

$$\phi(\delta_{_{T.H.B.Y}},\delta_{_{T.H.K.P.}})=0.$$
(4.26)

с неизвестными $\delta_{_{\text{т.и.в.ч}}}, \delta_{_{\text{т.и.к.р.}}}$

Целевая функция (4.16-4.26) и ограничение (4.23) формируют экономико-математическую модель задачи. Для нахождения минимума целевой функции воспользуемся методом вариантных расчетов. Задаваясь рядом значений $\delta_{\text{т.н.}}$ по уравнениям (4.18-4.19) и (4.21-4.22) определяем наружный диаметр теплоизолированных участков системы газоснабжения и значения $K_{\text{в.ч}}$ и $K_{\text{к.р.}}$. В соответствии с методическими положениями главы 2 настоящей работы и табл. 4.1 задаем значения температур на соответствующих участках и определяем потери тепла $Q_{\text{п.т.}}$. Выполнение условия задачи (4.23) определит оптимальную толщину тепловой изоляции исследуемых участков системы, а, следовательно, и минимальные капитальные вложения K_{min} в тепловую изоляцию.

В целях численной реализации экономико-математической модели (4.16-4.26) по определению оптимальной тепловой защиты элементов системы автономного газоснабжения были проведены соответствующие расчеты. В расчетах использовались следующие исходные данные:

 Температура наружного воздуха и грунтового массива в зависимости от климатической зоны эксплуатации принималась по данным таблицы 1.3 и рисунку 1.1 главы 1, холодная зона по г. Иркутск, умеренно-теплая зона по г. Краснодар.
 Объем резервуара V_p=4,8м³.

3. Расход газа при газовом оборудовании: плита газовая четырехконфорочная и двухконтурный котел – 2,58 кг/ч.

4. Температура паровой фазы на выходе из грунтового теплообменника определяется по результатам расчета на программе, предложенной автором [126].

5. Конфигурация грунтового теплообменника принималась по результатам исследований в главе 3. Материал изготовления - стальная бесшовная труба диаметром 32х4 мм с гидроизоляцией полимерной лентой толщиной 2 мм и теплопроводностью λ_{из}=0,174 Bt/(м·K).

6. Глубина заложения грунтового теплообменника h=2,5 м. [5].

7. Конфигурация камеры редуцирования по рисунку 4.1. Размеры камеры – высота 0,6 м, диаметр наружный 860 мм, толщина стенки 80 мм.

8. Теплопроводность тепловой изоляции Aeroflex Firo λ_{т.и}=0,03 Bt/(м·K).

9. Удельная стоимость защитного покрытия восходящей части трубопровода паровой фазы (листовая сталь толщиной 3 мм) с_{кож}=450 руб/м².

Результаты расчетов приводятся на графиках (рисунки 4.2 и 4.3). Анализ графиков показал, что величина минимальных капитальных вложений K_{min} , а также соответствующие ей, оптимальная толщина тепловой изоляции на восходящей части трубопровода паровой фазы $\delta_{\text{т.и.в.ч}}^{\text{opt}}$ и камеры редуцирования $\delta_{\text{т.и.к.р.}}^{\text{opt}}$ составляют:

- для холодной климатической зоны: K_{\min} =8856 руб.; $\delta_{T,U,B,Y}^{opt} = 0,023 M$, $\delta_{T,U,K,p}^{opt}$ =0,077 м;

- для умеренно-теплой климатической зоны: К_{min}=7978 руб. $\delta_{_{\text{т.и.в.ч}}}^{^{\text{opt}}}$ =0,014 м, $\delta_{_{\text{т.и.к.р.}}}^{^{\text{opt}}}$ =0,069 м.

Расчеты по определению толщины тепловой изоляции без разбиения на характерные участки, при выполнении условия (4.23) показали, что соответствующие толщины тепловой изоляции составят:

- для умеренно-теплой климатической зоны эксплуатации - 0,063 м;



- для холодной климатической зоны - 0,072 м.





Рисунок 4.3 – Капитальные вложения в тепловую защиту восходящей части трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования (умеренно-теплая климатическая зона, г. Краснодар).

Определение капитальных вложений в теплоизоляцию участков в соответствии с выражением (4.16) показало, что в умеренно-теплой зоне капитальные вложения при толщине тепловой изоляции 0,063 м составят 8487,4 руб., а в холодной зоне при 0,072 м–9518,3 руб, что на 6% и 7 % больше соответствующих величин капитальных вложений K_{min} (рисунки 4.2 и 4.3) при условии разбиения системы автономного газоснабжения на характерные участки.

Теплоизоляция участков системы автономного газоснабжения с учетом элементного подхода позволяет обеспечить снижение капиталовложений в тепловую

123

изоляцию предлагаемой системы в холодной зоне на 11,3%, в умеренно-теплой зоне на 9,5%.

В качестве обобщенных значений оптимальных толщин тепловой изоляции для всех климатических зон эксплуатации рекомендуется принимать $\delta_{\text{т.н.тр}}^{\text{opt}} = 0,023 \text{ M}$, $\delta_{\text{т.н.к.р.}}^{\text{opt}} = 0,077 \text{ M}$. Указанные значения соответствуют минимуму капитальных вложений в условиях холодной климатической зоны и обусловливают завышение капитальных вложений не более чем на 10% в условиях умеренно-теплой климатической зоны.

4.5. Моделирование процесса дросселирования влажного газа в регуляторах давления

Как отмечалось выше, наиболее неблагоприятными условиями эксплуатации системы газоснабжения являются условия зимнего периода, характеризуемые низкими температурами окружающего воздуха и грунта. Как показали многочисленные исследования, гидраты сжиженного углеводородного газа образуются при контакте паровой фазы и воды в свободном виде, при этом область образования гидратов пропана находится в интервале температур от 0 °C до +5,5°C, а гидратов бутана от 0 °C до +1 °C [14, 28, 33, 65, 113, 120,138]. В области с отрицательными температурами образуются ледяные пробки, при условии, что пары сжиженного углеводородного газа полностью насыщенны влагой и в процессе дросселирования с понижением температуры и давления та влага выделяется в свободном виде.

Критерием оценки возможности образования гидратов служит влагосодержание газа. Сравнение действительного и максимального влагосодержания паровой фазы СУГ показывает, что если действительное влагосодержание $W_n(t)$ меньше максимального W_{max} (таблица 1.7, глава 1 настоящей работы) свободная влага при дросселировании не выделяется, твердая фаза в виде гидратов и льда в дросселирующем органе регулятора не образуется. При обратном отношении $W_n(t)$ / W_{max} в потоке выделяется свободная влага, которая при определенных условиях, образует твердую фазу в виде гидратов и льда в зависимости от температуры и давления СУГ [43]. Как показали исследования [28, 65] свободная вода в жидкой и паровой фазах СУГ при отрицательных температурах замерзает, а при положительных температурах, а в паровой фазе образует кристаллогидраты.

Влагосодержание паровой фазы СУГ W_n(t) находится по уравнению [117]

$$W_{n}(t) = \frac{P_{H_{2}O}(t)}{P(t)}$$
, (4.27)

где $P_{_{H2O}}(t)$ - максимальная упругость паров воды при соответствующей температуре t, МПа.

P(t) - максимальная упругость паров пропан-бутана при соответствующей температуре t, МПа.

Согласно Раулю, связь между температурой и давлением пропан-бутановой смеси в насыщенном состоянии устанавливает следующее уравнение

$$P(t) = P_{np}(t)\Psi_{n} + P_{6}(t)(1-\Psi_{n}) , \qquad (4.28)$$

где P_{пр}(t), P₆(t) - давление насыщенных паров пропана и н-бутана при соответствующей температуре, МПа;

Ψ_п- мольное содержание пропана в паровой фазе СУГ.

Причем, согласно корреляциям [168, 173, 176] давление и температура углеводородов определяется по выражениям

$$P_{np}(t) = 10^{A_{np} - \frac{B_{np}}{C_{np} + t}}; \qquad (4.29)$$

$$P_{6}(t) = 10^{A_{6} - \frac{B_{6}}{C_{6} + t}} , \qquad (4.30)$$

где A_{пр}, B_{пр}, C_{пр}, A₆, B₆, C₆ - эмпирические коэффициенты, численные значения которых для пропана и н-бутана приводятся в [125].

В целях оценки изменения параметров дросселирования влажного газа были проведены соответствующие расчеты. В расчетах были приняты следующие исходные данные:

- компонентный состав паровой фазы 90 % пропана и 10 % бутана;

- температура сжиженного газа перед дросселированием [126]; t=-7,47 0 C; t=-14, 2 0 C.

- степень сухости паров сжиженного газа перед дросселированием X=1,0.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Начальное и конечное влагосодержание в процессе дросселирования паровой фазы пропан-бутана в регуляторе давления

Темпе	ратура,	Влаго	содержа-	Масса компонента, г			Влагосодержание,		кание,
0	٥C		ние, мол %					овой сост	гав %
$t_{\pi}^{{}_{Hay}}$	$t_{\pi}^{\rm Koh}$	$W^{\text{hay}}_{\!\pi}$	W^{KOH}_{π}	G_{π}^{hay} G_{π}^{koh} G_{π}^{max}			$W^{\text{hay}}_{\!\pi}$	$W^{\text{KOH}}_{\!\pi}$	W _{max}
	Подземная камера редуцирования								
Умеренно-холодная климатическая зона эксплуатации									
-7,47	-10	0,08	0,256	1,44 4,612 5,0			0,0316	0,1	0,11
Холодная климатическая зона эксплуатации									
-14,2	-20	0,06	0,1	1,08	1,8	2,0	0,024	0,04	0,045

Как видно из таблицы 4.3 дросселирование паровой фазы СУГ сопровождается увеличением влагосодержания газа при редуцировании в подземной камере СУГ в любой климатической зоне эксплуатации. При этом конечное влагосодержание паровой фазы после дросселирования меньше максимального. Таким образом, выделение свободной воды из паровой фазы не наблюдается, что исключает возможность образования ледяных и гидратных пробок.

На основании выше сказанного можно сделать вывод, что редуцирование паровой фазы СУГ в перегретом насыщенном состоянии проходит с увеличением влагосодержания без выделения воды в свободном виде.

Таким образом, применение подземной редуцирующей камеры обеспечивает безгидратное редуцирование паровой фазы в любой климатической зоне эксплуатации системы газоснабжения.

Выводы по главе 4

1. Предложена и обоснована камера редуцирования СУГ с подземным размещением, в виде цилиндрического бетонного колодца. Указанная конфигурация позволяет обеспечить минимальную суммарную поверхность, участвующую в теплообмене с окружающей средой.

2. Разработана математическая модель теплообмена редуцирующей камеры с окружающим грунтовым массивом, позволяющая определить температурное распределение на контуре камеры редуцирования и суммарные тепловые потери подземной камерой.

3. Разработана экономико-математическая модель оптимизации тепловой защиты восходящей части трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования. Элементный подход к решению задачи позволил дифференцированно определить толщину тепловой изоляции с учетом климатической зоны эксплуатации, которая составила:

- для холодной климатической зоны: К_{min}=8856 руб., $\delta_{\text{т.и.тр}}^{\text{opt}}$ =0,023 м, $\delta_{\text{т.и.к.р.}}^{\text{opt}}$ =0,077 м;

- для умеренно-теплой климатической зоны: K_{min} =7978 руб., $\delta_{\text{т.и.тр}}^{opt}$ =0,014 м, $\delta_{\text{т.и.к.р.}}^{opt}$ =0,069 м.

Теплоизоляция участков системы автономного газоснабжения с учетом элементного подхода позволяет обеспечить снижение капиталовложений в тепловую изоляцию предлагаемой системы в холодной зоне на 11,3%, в умеренно-теплой зоне на 9,5%.

4. На основе моделирования процесса дросселирования паровой фазы СУГ в регуляторах давления в подземной камере редуцирования доказано, что процесс происходит с увеличением влагосодержания, при этом вода в свободном виде не выделяется, что свидетельствует об отсутствии ледяных и гидратных пробок в регуляторах давления при дросселировании паров.

Глава 5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

5.1. Определение экономической эффективности системы автономного газоснабжения

Для определения экономической эффективности разработанной системы автономного газоснабжения сравним два варианта: базовый и предлагаемый.

В качестве базового варианта 1 принята схема газоснабжения [54] с грунтовым теплообменником и тепловой изоляцией с оптимизированными значениями толщин на восходящий участок трубчатого грунтового теплообменника и шкафной ГРП, размещаемый надземно.

В качестве альтернативного предлагаемого варианта принята схема газоснабжения с грунтовым теплообменником с нанесенной тепловой изоляцией с оптимальными значениями толщин на восходящий участок трубопровода паровой фазы и подземную камеру редуцирования.

В качестве объекта исследования принималась групповая резервуарная установка из 4 подземных резервуаров сжиженного углеводородного газа с одиночным резервуаром 4,5 м³ для газоснабжения 10 коттеджей с суммарным газопотреблением 19,4 кг/ч.

Экономический эффект от внедрения предлагаемого варианта, с учетом равнозначности ожидаемых результатов по обоим вариантам $R_{1t}=R_{2t}$ и горизонта расчета t= $\overline{1,T}$, можно представить в виде [68]:

$$\Im = \Im_{1} - \Im_{2} = \left[\sum_{p=1}^{P} K_{1p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} + M_{1} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}\right] - \left[\sum_{p=1}^{P} K_{2p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} + M_{2} \sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}\right], (5.1)$$

где 3₁, 3₂ – интегральные затраты по варианту 1 и варианту 2 за весь срок эксплуатации, соответственно, руб;

р – элемент системы;

К_{1р}, К_{2р} – капитальные вложения в р-ый элемент системы по базовому и предлагаемому вариантам, соответственно, руб; n – количество очередных капитальных вложений (количество замен *p*-того элемента за срок службы системы);

т – номер очередных капитальных вложений;

α – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год [59];

t=mt₀ – год очередных капитальных вложений;

t₀ – срок службы р-того элемента системы, лет;

И₁, И₂ – эксплуатационные расходы на обслуживание, энергетические ресурсы по базовому и предлагаемому вариантам, соответственно, руб/год;

Т – срок службы системы, лет;

t-номер года эксплуатации;

Е - норма дисконта, 1/год, принимается равной средней кредитной ставке банка в условиях рыночной экономики, E=0,1.

Количество замен р-того элемента за срок службы системы определяется по формуле:

$$n = \frac{T}{t_0} - 1.$$
 (5.2)

Общий срок службы каждого из вариантов системы газоснабжения принимается равным T=25 лет. Система газоснабжения монтируется и вводится в эксплуатацию в пределах одного года и капитальные вложения К_{1p}, К_{2p} в выражении (5.1) не дисконтируются во времени.

Составляющие капвложений и эксплуатационных затрат, одинаковые для обоих вариантов, в расчетах по выражению (5.1) не учитываются (затраты в молниезащиту, регуляторы давления, грунтовый теплообменник).

Капитальные вложения по рассматриваемым вариантам, согласно формуле (5.1), определяются как

$$\sum_{p=1}^{P} K_{xp} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} = \left[K_{x.1} + K_{x.2} + K_{x.3} + \dots + K_{xn} \right] \cdot k \quad ,$$
(5.3)

где К_{х.1}....К_{х.п} - капитальные вложения в элементы системы по рассматриваемому варианту (индекс х меняется в зависимости от варианта- 1 или 2), руб.

k – коэффициент, учитывающий увеличение сметной стоимости за счет накладных расходов, плановых накоплений, налога на добавленную стоимость и непредвиденные затраты при одностадийном проектировании на инженерных сетях, который в свою очередь определяется:

$$k = k_{HP} \cdot k_{HH} \cdot k_{H3}, \qquad (5.4)$$

где k_{нр}- коэффициент, учитывающий норму накладных расходов к сметной себестоимости. Принимается 16,6% [69];

k_{пн}- коэффициент, учитывающий норму плановых накоплений. Принимается 8% [69];

k_{нз} – коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты при одностадийном проектировании инженерных систем. Принимается 3% [4].

Эксплуатационные затраты по рассматриваемым вариантам, в формуле (5.1), определяются по выражению

$$W_{x}\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = (W_{x,1} + W_{x,2} + \dots + W_{x,n})\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}, \qquad (5.5)$$

где И_{х.1}....И_{х.n} – эксплуатационные затраты на обслуживание соответствующих элементов рассматриваемых вариантов систем газоснабжения, руб/год.

5.1.1. Определение затрат по базовому варианту

Капитальные вложения по базовому варианту 1, определяются как

$$\sum_{p=1}^{P} K_{1p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} = \left[K_{1.1} + K_{1.2} + K_{1.3} + K_{1.4} + K_{1.5} + K_{1.6} + K_{1.7} + K_{1.8} \right] \times k , \qquad (5.6)$$

где K_{1,1}....К_{1,8}- капитальные вложения в элементы системы по варианту 1, руб.

Технические характеристики отдельных элементов базового варианта приведены в таблице 5.1.

Наименование элемента	Коли- чество	Длина, м	Срок службы, лет	Примечание
 1.1. Резервуар подземный горизон- тальный по ГОСТ Р 52630 2006 	4	1,2x4,2	До 50	Объем 4,5 м ³

Таблица 5.1 – Характеристики элементов для базового варианта 1

Продолжение таблицы 5.1

1.2. Стальная бесшовная труба диаметром 32х4 мм по ГОСТ 10704-91 с гидроизоляцией поли- мерной лентой толщиной 2 мм по ГОСТ 9.602-2005	10 шт	5,25	35	Всего на 10 котте- джей - 52,5 м
1.3. Шкафной ГРП	10 шт	-	35	ГРПШ-6 400х250х480 мм
1.4. Тепловая изоляция восходя- щего участка грунтового теплооб- менника - пенополиуретан (тип ППУ-40 по ГОСТ 12.1.044)	0,066м ³ на 1 еди- ницу		50	λ _{из} =0,03 Вт/(м·К) толщина 0,07 м
 1.5. Тепловая изоляция шкафного ГРП –пенополиуретан (тип ППУ- 40 по ГОСТ 12.1.044) 	0,076м ³ на 1 еди- ницу	-	50	λ _{из} =0,03 Вт/(м·К) толщина 0,092 м
1.6. Защитный кожух на восходя- щем участке грунтового теплооб- менника -полиэтиленовая труба ПЭ-100 по ГОСТ Р 50838-2009	10 шт	5,25	50	диаметр 200 мм
 1.7. Защитный кожух шкафного ГРП (листовая сталь толщиной 3 мм) 3сп5 по ГОСТ 19903-90 	10 шт	-	35	площадь кожуха 1,86 м ²
1.8. Опора под шкафной ГРП УКГ18.00	10 шт	-	35	Н=2500 мм

Для объективной оценки капитальных вложений в устройство резервуара у потребителя, элемент К_{1.1} в формуле (5.6) необходимо рассмотреть подробно.

В общем случае капитальные вложения в устройство подземного резервуара системы автономного газоснабжения имеют вид

$$K_{1.1} = K_{1.1.1} + K_{1.1.2} + K_{1.1.3} + K_{1.1.4} + K_{1.1.5} + K_{1.1.6} + K_{1.1.7} + K_{1.1.8} + K_{1.1.9},$$
(5.7)

где К_{1.1.1}- стоимость резервуара, устанавливаемого у потребителя, руб;

К_{1.1.2} – капитальные вложения в изоляцию резервуара, руб;

К_{1.1.3} – капитальные вложения в устройство основания под резервуар, руб;

К_{1.1.4} – стоимость устройства котлована под резервуар сжиженного углеводородного газа, руб;

К_{1.1.5} – капитальные вложения в приобретение песка для устройства песчаной засыпки резервуара, руб;

К_{1.1.6} – стоимость территории, отчуждаемой под устройство резервуара сжиженного углеводородного газа, руб;

К_{1.1.7} – стоимость отсыпаемого слоя над резервуарной установкой, руб;

К_{1.1.8} – стоимость устройства ограждения вокруг резервуарной установки, руб;

 ${\rm K}_{1.1.9}-$ стоимость утилизации вынутого из котлована грунта, руб.

В соответствии с [129] число резервуаров в установке должно быть не менее двух. Установка одного резервуара допускается при возможных перерывах в потреблении газа более 1 месяца. Таким образом, капитальные вложения в резервуарные установки с количеством резервуаров n, необходимо определять с учетом их установки в группе. Схема размещения подземных резервуаров в группе представлена на рисунке 5.1.

Капитальные вложения в резервуар сжиженного газа оценим по стоимости металла, идущего на изготовление

$$K_{1.1.1} = K_M M_p,$$
 (5.8)

где к_м - удельные капитальные вложения в изготовление и монтаж резервуара в расчете на единицу его массы, руб./кг;

М_р- масса металла на изготовление резервуара, кг.



Рисунок 5.1 – Расчетная схема размещения подземных горизонтальных резервуаров с полной засыпкой котлована песком в группе: 1 – резервуар, 2 – гидроизоляция, 3 – основание, 4 – котлован, 5 – ограждение, 6 – песок, 7 – грунт.

Выявим расчетные затраты металла в резервуар заданного объема V_p с эллиптическими днищами при отношении глубины выпуклости эллиптического днища f_к к его диаметру d_p равным 1/4 по [10].

При этих условиях расчетные толщины эллиптических днищ и цилиндрической стенки имеют одинаковую величину, что существенно упрощает технологию изготовления резервуаров.

Полная поверхность горизонтального резервуара определяется по формуле

$$F_{p} = \pi (d_{p}^{r} h_{p}^{r} + d_{p} (l_{p}^{u} + 2(h_{1} + 0.345d_{p}))), \qquad (5.9)$$

где h₁- высота днища от места стыка с цилиндрической частью до центра окружности днища, м;

d_p - диаметр резервуара, м;

133

d р - диаметр горловины резервуара, м;

 l_{p}^{u} - длина цилиндрической части резервуара, м;

h^г_р - длина горловины резервуара, м.

Тогда масса металла, расходуемого на изготовление резервуара, определится

$$\mathbf{M}_{\mathrm{p}} = \boldsymbol{\rho}_{\mathrm{M}} \mathbf{F}_{\mathrm{p}} \boldsymbol{\delta}, \tag{5.10}$$

где $\rho_{\rm M}$ – плотность металла, кг/м³;

δ - расчетная толщина стенки резервуара с учетом толщины металла на коррозию, м.

Подставив (5.10) и (5.9) в (5.8), получим для индивидуальной резервуарной установки

$$K_{1.1.1} = \kappa_{M} \rho_{M} \delta \pi (d_{p}^{\Gamma} h_{p}^{\Gamma} + d_{p} (l_{p}^{\mu} + 2(h_{1} + 0.345d_{p}))) .$$
 (5.11)

Учитывая долгий срок службы резервуара (до 50 лет) и его расположение в грунте, необходимо обеспечить гидроизоляционную защиту резервуара от коррозии.

Для защиты резервуара используются битумно-полимерная мастика или синтетические смолы. При этом толщина изоляции предусматривается не менее 8-10 мм с гарантийным сроком службы 10-15 лет [131].

Вложения в защитный изоляционный слой резервуаров определяется по формуле

$$\mathbf{K}_{1.1.2} = \mathbf{K}_{\mathbf{H}} \cdot \mathbf{F}_{\mathbf{p}} , \qquad (5.12)$$

где к_и – удельные капитальные вложения в антикоррозийную изоляцию, руб/м²;

F_p – поверхность резервуара, м².

С учетом (5.9) имеем

$$K_{1.1.2} = \kappa_{\mu} \pi (d_p^{\Gamma} h_p^{\Gamma} + d_p (l_p^{\mu} + 2(h_1 + 0,345d_p))) .$$
 (5.13)

Капитальные вложения в устройство фундамента под резервуары находим по уравнению

$$\mathbf{K}_{1.1.3} = \mathbf{\kappa}_{\mathbf{\phi}} \mathbf{V}_{\mathbf{\phi}},\tag{5.14}$$

где к_ф– удельные капитальные вложения в фундамент под резервуар, руб/м³;

 V_{φ} – объем бетонного фундамента, м³.

В свою очередь объем фундамента

$$V_{\phi} = l_{\text{полн}} d_{p} H_{\phi}, \qquad (5.15)$$

где H_ф- высота основания, м. Принимается 320 мм.;

l_{полн} – полная длина горизонтального резервуара, м, определяется по формуле

$$l_{\text{полн}} = l_{p}^{u} + 0.5d_{p}$$
(5.16)

Капитальные вложения при размещении резервуаров в группе, такие как К_{1.1.1}, К_{1.1.2}, К_{1.1.3}, зависящие только от геометрических параметров резервуаров и их количества, определяются умножением капитальных вложений, определяемых по формулам (5.11), (5.13), (5.14) для одиночного резервуара на их количество.

Капитальные вложения в устройство котлована $K_{1.1.4}$, в устройство песчаной засыпки $K_{1.1.5}$, в ограждение резервуарной установки $K_{1.1.8}$, в отсыпку резервуарной установки $K_{1.1.7}$, в отчуждаемую территорию $K_{1.1.6}$, в стоимость утилизации грунта $K_{1.1.9}$, зависящие от размещения резервуаров в группе, рассмотрим более детально.

Капитальные вложения в устройство котлована, с учетом рисунка 5.1, определяются по формуле

 $K_{1.1.4} = 0.5 \kappa_{\kappa} H_{\kappa} [(0.6 + n(d_p + 1))(1.6 + l_{полн}) + (2r + 0.6 + n(d_p + 1))(2r + 1.6 + l_{полн})],$ (5.17) где n - количество подземных резервуаров в группе, шт;

 к_к – удельные капиталовложения в устройство котлована под резервуары, руб/м³;

Н_к – глубина котлована, м, определяемая по формуле

$$H_{\kappa} = H_1 + d_p + H_2 + H_{ocH}, \qquad (5.18)$$

где H₁ - расстояние от верхней образующей резервуара до верхней отметки котлована, м.

H₂ - высота подставки под резервуар, м. Принимается 150 мм;

r - увеличение размеров котлована к его верхней отметке, м, определяется как

$$\mathbf{r} = \mathbf{H}_{\kappa} \mathbf{t} \mathbf{g} \boldsymbol{\alpha} \,, \tag{5.19}$$

где α - угол раскрытия котлована до верхней отметки. Принимается в зависимости от типа разрабатываемого грунта в соответствии с [128].

Капитальные вложения в песчаную засыпку котлована

$$K_{1.1.5} = 1,2\kappa_{\pi}(V_{\kappa} - nV_{p} - nV_{\phi}),$$
 (5.20)

где 1,2 – коэффициент, учитывающий уплотнение песка при проведении работ для исключения смещения, просадок и сползания грунта в соответствии с [127];

 κ_{Π} – стоимость песка, руб/м³;

 V_{κ} - объем котлована, м³.

Капитальные вложения в отчуждаемую территорию под размещение резервуарной установки

$$K_{1.1.6} = \kappa_{\text{отч}} (n(d_p + 1) + 1, 6)(l_{\text{полн}} + 2, 6), \qquad (5.21)$$

где к_{отч}- удельные капитальные вложения в отчуждаемую территорию для размещения резервуара, руб/м².

Капитальные вложения в отсыпку резервуарной установки

$$K_{1.1.7} = \frac{1,2\kappa_{\text{orc}}H_{\text{orc}}}{2}((2,6+nd_{p}+2r)(2r+2,6+l_{\text{полн}})+ (2r+2,6+nd_{p}-H_{\text{orc}}tg\beta)(2r+2,6+l_{\text{полн}}-H_{\text{orc}}tg\beta)),$$
(5.22)

где к_{отс} - удельные капвложения в устройство отсыпки, руб/м³;

Н_{от} - высота отсыпки, м. Принимается 0,3 м;

β- угол наклона отсыпаемого грунта.

Капитальные вложения в ограждение резервуарной установки определяются по формуле

$$K_{1.1.8} = \kappa_{orp} (nd_p + 2)(l_{\Pi O \Pi H} + 2), \qquad (5.23)$$

где к_{огр}- удельные капиталовложения в ограждение, руб/м;

Стоимость утилизируемого грунта, вывозимого с территории, определяется по выражению:

$$\mathbf{K}_{1.1.9} = \mathbf{\kappa}_{\mathbf{y}\mathbf{T}} \mathbf{V}_{\mathbf{K}} \quad , \tag{5.24}$$

где к_{ут} – удельная стоимость утилизации вынутого из котлована грунта, руб/м³. Утилизация производится путем вывоза вынутого из котлована грунта за пределы населенного пункта. Анализ статистической информации по населенным пунктам, использующим СУГ в качестве источника энергоснабжения показал, что

предельное расстояние вывоза грунта за пределы поселения не превышает 4 км. В этом случае к_{ут} принимается равным 350 руб/м³ [59, 111].

Результаты расчета по определению капитальных вложений в устройство автономной системы газоснабжения при оснащении установки подземными резервуарами 4,5 м³ представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Капитальные вложения в устройство подземных резервуаров системы автономного газоснабжения (вариант 1)

	Количество
Рассматриваемые показатели, руб.	резервуаров 4
	ШТ.
Капитальные вложения в резервуары, К _{1.1.1}	313226,3
Капиталовложения в антикоррозийную изоляцию резервуаров,	122354
K _{1.1.2}	
Капитальные вложения в устройство основания под резерву-	17697.8
ары, К _{1.1.3}	1,051,0
Капитальные вложения в котлован под резервуары, К _{1.1.4}	168137,1
Капитальные вложения в песчаную засыпку резервуаров, К _{1.1.5}	241010,5
Стоимость отчуждаемой территории для размещения резервуа-	107706.6
ров, К _{1.1.6}	107700,0
Капитальные затраты в устройство отсыпки, К _{1.1.7}	36303,4
Капитальные вложения в ограждение резервуаров, К _{1.1.8}	34574,4
Стоимость утилизации вынутого из котлована грунта, К _{1.1.9}	58848
Итого	1099858,1

Капитальные вложения в элементы К_{1.2}....К_{1.8} приведены в таблице 5.3 [15, 16, 17, 18, 133].

				Капитало	вложения,
	Единица	Иолина	Цена	руб.	
Осозначение и наименование	измере-	количе-	единицы,		на схему
элементов капвложении	ния	CIBO	руб	на еди-	газоснаб-
				ницу	жения
1	2	3	4	5	6
К _{1.2} - Стальная бесшовная труба:					
в том числе:					
- стоимость;	руб/м	5,25 м	368,01	1932,05	19320,5
- стоимость монтажа			148	777	7770
			Итого	2709,05	27090,5
К _{1.3} -шкафной ГРП, в том числе:					
- стоимость шкафного ГРП;	руб/шт	7400	7400	7400	74000
- стоимость монтажа		2220	2220	2220	22200
			Итого	9620	96200
К _{1.4} - Тепловая изоляция трубо-					
провода, в том числе:					
- стоимость изоляции;	руб/м ³	0,066м ³	20000	1320	13200
- стоимость монтажа			4000	264	2640
			Итого	1584	15840
К _{1.5} - Тепловая изоляция шкаф-					
ного ГРП, в том числе:	p_{15}/r_{3}^{3}				
- стоимость изоляции;	руо/м	0,076м ³	20000	1520	15200
- стоимость монтажа			4000	304	3040
			Итого	1824	18240
К _{1.5} - Защитный кожух трубопро-					
вода, в том числе:					
- стоимость защитного кожуха;	руб/м	5,25 м	796,25	4180,31	41803,1
- стоимость монтажа			308	1617	16170
			Итого	5797,31	57973,1
К _{1.7} - Защитный кожух шкафного					
ГРП, в том числе:					
- стоимость защитного кожуха;	руб/м ²	1,86 м ²	997,25	1854,89	18548,9

Таблица 5.3 – Капитальные вложения по базовому варианту 1

Продолжение таблицы 5.3

- стоимость монтажа			392,7	730,42	7304,2
			Итого	2585,31	25853,1
К _{1.8} - Опора под шкафной ГРП, в					
том числе					
- стоимость опоры;	руб/м	1 шт	2752,97	2752,97	27529,7
- стоимость монтажа			1462	1462	14620
			итого	4214,97	42149,7

Капитальные вложения по базовому варианту, согласно формулы (5.1), с учетом (5.5) и таблицы 5.3, составляют

$$\sum_{p=1}^{P} K_{1p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} = (1099858, 1+27090, 5+96200+15840+18240-157973, 1+25853, 1+42149, 7) \cdot 1, 297 = 1794016, 24 \text{ py6}.$$

Эксплуатационные затраты по первому варианту, в формуле (5.1), определяются как, руб

$$H_{1}\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = (H_{p} + H_{\kappa} + H_{\tau} + H_{o})\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}, \qquad (5.25)$$

где И_p– эксплуатационные затраты на реновацию основных фондов. Принимаются для подземных резервуаров и стальных газопроводов – 2,5%, полиэтиленовых газопроводов – 2,0%, оборудования газорегуляторных пунктов – 5%, тепловой изоляции – 5,5%, прочих элементов газоснабжения на базе СУГ – 3,7 % [60, 61];

И_к– эксплуатационные затраты на капитальный ремонт. Принимаются для подземных резервуаров и стальных газопроводов – 0,8 %, полиэтиленовых газопроводов – 0,6 %, оборудования газорегуляторных пунктов – 0,6%, тепловой изоляции – 3,8 %, прочих элементов газоснабжения на базе СУГ – 0,8 % [60, 61];

И_т – эксплуатационные затраты на текущий ремонт, руб/год;

И_о – эксплуатационные расходы на обслуживание системы, охрану труда, технику безопасности, руб/год.

Эксплуатационные затраты H_p и H_κ определяются по выражениям, руб/год $H_p = 0,025(K_{1.2} + K_{1.1.1}) + 0,05K_{1.3} + 0,055(K_{1.4} + K_{1.5} + K_{1.1.2}) + 0,037(K_{1.6} + K_{1.7} + K_{1.8} + K_{1.1.8}) = 0,025 \cdot (27090,5 + 313226,3) + 0,05 \cdot 96200 + 0,055 \cdot (15840 + 18240 + (5.26) + 122354) + 0,037 \cdot (57973,1 + 25853,1 + 42149,7 + 34574,4) = 27862,15$

$$\begin{split} &H_{\kappa} = 0,008(K_{1.2} + K_{1.1.1}) + 0,006K_{1.3} + 0,038(K_{1.4} + K_{1.5} + K_{1.1.2}) + 0,008(K_{1.6} + K_{1.7} + K_{1.8} + K_{1.1.8}) = 0,008(27090, 5 + 313226, 3) + 0,006 \cdot 96200 + 0,038(15840 + 18240 + (5.27)) + 122354) + 0,008(57973, 1 + 25853, 1 + 42149, 7 + 34574, 4) = 10528,63 \end{split}$$

Эксплуатационные отчисления на текущий ремонт определяются по выражению, руб/год

$$H_{r} = 0,18(H_{p} + H_{k}) = 0,18(27862,15 + 10528,63) = 6910,34$$
(5.28)

Эксплуатационные расходы на обслуживание системы, охрану труда, технику безопасности, определяются по выражению, руб/год

$$H_{o} = 0,27(H_{p} + H_{\kappa} + H_{\tau}) = 0,27(27862,15 + 10528,63 + 6910,34) = 12231,3$$
(5.29)

Подстановка результатов вычислений по формулам (5.26-5.29) в выражение (5.25) определит эксплуатационные затраты по варианту 1.

$$M_{1}\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = (27862, 15+10528, 63+6910, 34+12231, 3) \cdot 10, 67 = 631130, 68 \text{ pyb}$$
(5.30)

Интегральные затраты по варианту 1 за весь срок эксплуатации составляют:

$$3_1 = 1794016, 24 + 631130, 68 = 2425146, 91 \text{ py6}$$
 (5.31)

5.1.2. Определение затрат по предлагаемому варианту

Капитальные вложения по предлагаемому варианту:

$$\sum_{p=1}^{P} K_{2p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_{0}} = \left[K_{2.1} + K_{2.2} + K_{2.3} + K_{2.4} + K_{2.5} + K_{2.6} \right] \cdot k , \qquad (5.32)$$

где К_{2.1}....К_{2.6} - капвложения в элементы системы автономного газоснабжения по предлагаемому варианту 2. Технические характеристики отдельных элементов представлены в таблице 5.4

Наименование	Количе- ство	Длин а, м	Срок службы, лет	Примечание
2.1 Резервуар подземный гори- зонтальный по ГОСТ Р 526302006	4	1,2x 4,2	До 50	Объем 4,5 м ³

Таблица 5.4 – Характеристики элементов для предлагаемого варианта 2

Продолжение таблицы 5.4

2.2 Kovono polyumpopolym	10 илт		более	Кольцо опорное с днищем
2.2. Камера редуцирования	10 Ш1	-	100 лет	тип КЦД-10-6
	0,0076			λ=0,03 Вт/(м·К)
2.3. Тепловая изоляция восходящего	м ³		25	AEROFLEX EPDM HT
участка трубопровода паровой фазы	на 1 еди-	-	23	Metal Pro
	ницу			толщина 0,023 м
2.4. Тепловая изоляния камеры релу-	0,176 м ³			AFROFI EX FIRO
2.4. Генловия наоляция камеры реду	на 1 еди-	-	25	
цирования	ницу			толщина 0,077м
2.5. Восходящая часть трубопровода				
- стальная бесшовная труба диамет-				
ром 32х4 мм по ГОСТ 10704-91 с	-	1,9	35	
гидроизоляцией полимерной лентой				
толщиной 2 мм по ГОСТ 9.602-2005				
2.6. Защитный кожух восходящей ча-				
сти трубопровода паровой фазы –	-	1,9	35	диаметр 0,1 м
труба металлическая				

Для оценки капитальных вложений в элемент К_{2.1} необходимо провести дополнительные исследования.

При устройстве резервуаров в грунте необходимо выполнить цикл строительно-монтажных работ, наиболее затратный из которых связан с земляными работами – разработкой котлована для резервуара СУГ и последующей засыпкой резервуара. Особенностью таких работ является необходимость обратной засыпки песчаным грунтом котлована с установленным резервуаром в соответствии с требованием [129], заключающемся в создании достаточного песчаного слоя вокруг резервуара, исключающего его повреждение при засыпке и трамбовке, а также последующего смещения резервуара за счет оседания и уплотнения грунта. В практике, засыпку производят крупнозернистым песком на всю глубину котлована с последующей трамбовкой. Указанное обстоятельство приводит к значительному удорожанию строительно-монтажных работ, связанных с приобретением необходимого количества песка и необходимостью вывоза вынутого из котлована грунта за пределы населенного пункта (утилизация вынутого грунта). Для снижения материалоемкости работ по устройству резервуаров в грунте при возведении автономных систем газоснабжения предлагается техническое решение, представленное на рисунке 5.2.

Способ устройства резервуаров с помощью перемещаемой опалубки описан в работе [55, 103]. Однако, предлагаемые в работах конструкции опалубок имеют ряд существенных недостатков:

 конструкция опалубки полностью исключает возможность применения для горизонтальных резервуаров в грунтовом массиве, наиболее часто применяемых в современной газовой практике;

- конструкция опалубки не является универсальной, т.е. рассчитывается и изготавливается индивидуально для каждого типоразмера вертикального резервуара. Данное обстоятельство обуславливает наличие у монтажной организации целого ряда цилиндрических опалубок, что приводит к значительному перерасходу материальных средств. При изменении размерного ряда резервуаров (переход к другому поставщику), существующие опалубки при выполнении засыпки песчаным грунтом могут не реализовывать требование по необходимой толщине песчаного слоя вокруг резервуара.



Рисунок 5.2 – Сборная перемещаемая опалубка: 1, 4 – боковые элементы сборной опалубки, 2 – элемент для захвата и перемещения опалубки; 3 – отверстия для взаимного крепления элементов опалубки.

Отличием предлагаемого автором технического решения от известных является универсальность предлагаемой конструкции опалубки и возможность применения для резервуаров различной конфигурации, длины и диаметра. Техническое решение защищено авторским свидетельством 2642587 «Способ устройства подземных резервуаров» [106].

Устройство подземных резервуаров с применением рекомендуемого технического решения осуществляют следующим образом (рисунок 5.3). В вырытый котлован 10 на фундамент 9, устанавливают и крепят резервуар 6. Затем производят засыпку горизонтального резервуара 6 песком, для чего, перемещаемую опалубку 5, монтируют из элементов 1 и 4 вокруг горизонтального резервуара 6, с зазором не менее 0,2м [129].





Рисунок 5.3 – Вид сбоку и вид сверху начального этапа устройства подземного горизонтального резервуара с помощью сборной перемещаемой опалубки.

В пространство между резервуаром 6 и перемещаемой опалубкой 5, засыпают песок 7 слоем толщиной 0,2 м. Каждый слой тщательно уплотняют, увлажняя, для исключения просадки песка после завершения монтажа системы. Оставшееся пространство между перемещаемой опалубкой 5 и стенкой котлована заполняют ранее вынутым из котлована грунтом 8 и уплотняют, после чего повторяют цикл работ по засыпке песка 7 и грунта 8 до достижения уровня песка в опалубке по высоте 0,8 м, после чего опалубку 5 сдвигают вверх вдоль резервуара 6 за элементы для захвата 2. Затем опалубку 5 устанавливают на уплотненный ранее грунт и цикл повторяется до полной засыпки котлована 10.

Ранее вынутый из котлована грунт 8, идет на формирование насыпи над планировочной поверхностью земли высотой 0,3 м на всей отчуждаемой территории под резервуар. Сборную перемещаемую опалубку 5 подвергают разборке на элементы 1 и 4.

Применение предлагаемого технического решения обеспечивает экономию материальных ресурсов при возведении систем автономного газоснабжения.

Для оценки экономической эффективности предлагаемого технического решения рассмотрим элементы затрат в устройство системы газоснабжения.

Техническое решение, предлагаемое автором, позволяет обеспечить необходимую защиту резервуарной установки при создании необходимого песчаного слоя вокруг резервуара. При этом геометрические параметры резервуаров, их конфигурация, площадь отчуждаемой территории под размещение резервуарной установки и ее ограждение изменению не подлежат, переменной частью в стоимости устройства резервуаров являются элементы затрат, которые зависят от наличия разборной опалубки при возведении резервуарной установки.

Расчетная схема размещения подземной резервуарной установки в грунте с учетом засыпки песка в разборную перемещаемую опалубку представлена на рисунке 5.4.

При применении перемещаемой опалубки методика расчета стоимости
устройства подземных резервуаров затрагивает только переменную часть капитальных вложений, связанных с изменением составляющих, касающихся приобретения песка, обратной засыпки котлована и объема утилизируемого грунта. Таким образом, на основании вышеизложенного, имеем $K_{1.1.1}$, $K_{1.1.2}$, $K_{1.1.3}$, $K_{1.1.4}$, $K_{1.1.6}$, $K_{1.1.7}$, $K_{1.1.8}$ =const и $K_{1.1.5}$, $K_{1.1.9}$ =var.



Рисунок 5.4 – Схема размещения резервуарной установки сжиженного углеводородного газа с частичной засыпкой котлована песком: 1 – резервуар, 2 – гидроизоляция, 3 – основание, 4 – котлован, 5 – ограждение резервуарной установки, 6 – песок, 7 – отсыпка грунта, 8 – опалубка.

Капитальные вложения в засыпку песка в перемещаемую опалубку

$$K_{1.1.5} = 1,2 \cdot \kappa_{\Pi} n (V_{0\Pi} - V_p - V_{\phi}), \qquad (5.33)$$

где V_{оп} - объем опалубки, м³.

Объем опалубки согласно рисунку 5.4 определяется по уравнению

$$V_{on} = (H_{\kappa} + H_{orc})(l_{nonH} + 0, 4)(d_{p} + 0, 4).$$
(5.34)

Стоимость утилизируемого грунта, вывозимого в отвал, определяется по выражению

$$K_{1.1.9} = \kappa_{yT} (V_{K} - nV_{OII}) \quad .$$
 (5.35)

Результаты расчета представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Капитальные вложения в устройство резервуарных установок автономного газоснабжения при наличии перемещаемой опалубки (вариант 2)

Рассматриваемые показатели, руб.	Количество резервуаров в резерву- арной установке, 4 шт.
Капитальные вложения в резервуары, К _{2.1.1}	313226,3
Капиталовложения в антикоррозийную изоляцию резервуаров, К _{2.1.2}	122354
Капитальные вложения в устройство осно- вания под резервуары, К _{2.1.3}	17697,8
Капитальные вложения в котлован под ре- зервуары, К _{2.1.4}	168137,1
Капитальные вложения в песчаную за- сыпку резервуаров, К _{2.1.5}	101560,9
Стоимость отчуждаемой территории для размещения резервуаров, К _{2.1.6}	107706,6
Капитальные затраты в устройство от- сыпки, К _{2.1.7}	36303,4
Капитальные вложения в ограждение ре- зервуаров, К _{2.1.8}	34574,4
Стоимость утилизации вынутого из котло- вана грунта, К _{2.1.9}	29052
Итого	930612,4

Капитальные вложения по элементам К_{2.2}-К_{2.6} (грунтовый теплообменник, тепловая изоляция восходящего участка теплообменника и шкафного ГРП, защитные кожухи восходящего участка и шкафного ГРП) представлены в таблице 5.6 [133]. Таблица 5.6 – Капитальные вложения по предлагаемому варианту 2

				Капитало	вложения,
Обозначение и наименование эле-	Единица	Коли-	Пена ели-	ру	νб.
ментов капвложений и других еди-	измере-	чество	ницы руб	на ели-	на схему
новременных затрат	ния	leelbo	migbi, pyo	ницу	газоснаб-
				пицу	жения
К _{2.2} . Камера редуцирования, в том					
числе					
- стоимость камеры;	руб/шт	1 шт	2280	2280	22800
- устройство камеры*	руб/шт	1 шт	3308	3308	33080
			Итого	5588	55880
К _{2.3} .Тепловая изоляция восходя-					
щего участка трубопровода паро-					
вой фазы, в том числе:					
- стоимость изоляции;	руб/м ³	0,0076	20000	152	1520
- стоимость монтажа			8000	61	610
			Итого	213	2130
К _{2.4} .Тепловая изоляция камеры ре-					
дуцирования, в том числе:					
- стоимость изоляции;	руб/м ³	0,176	20000	3520	35200
- стоимость монтажа			8000	1408	14080
			Итого	4928	49280
К _{2.5.} Восходящий участок трубо-					
провода паровой фазы, в том					
числе:	руб/м	1,9 м	368	699,2	6992
- стоимость трубопровода;			148	281,2	2812
- стоимость монтажа					
			Итого	980,4	9804

			Итого	1343,3	13433	
- стоимость монтажа			202	383,8	3838	
- стоимость трубопровода;	руб/м	1,9 м	505	959,5	9595	
в том числе:						
части трубопровода паровой фазы,						
К2.6. Защитный кожух восходящей						

В предлагаемом техническом решении редуцирующая камера выполнена из железобетонного кольца с днищем КЦД–10-6 (ГОСТ Р 52630 2006). Для устройства редуцирующей камеры разрабатывается котлован в соответствии [128].

Объем котлована для размещения камеры редуцирования

$$V_{\kappa} = \frac{(d_{\mu} + 0.2)^2 + (d_{\mu} + 0.2 + 2mH)^2}{2}H , \qquad (5.36)$$

где d_н - наружный диаметр редуцирующей камеры, м;

m – коэффициент, учитывающий отношение высоты откоса к заложению редуцирующей камеры. Принимается m=0,25 [128];

Н - глубина котлована для устройства подземной камеры редуцирования, м.

Работы, проводимые по устройству подземной камеры редуцирования и их стоимость, представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Устройство камеры редуцирования в грунте

Наименование работ	Объем вы- полняемых работ	Единица измерения	Стоимость выполняемых работ, руб
Разработка котлована экскаватором	1,3	M ³	325
Ручная доработка дна котлована	0,2	M ³	120
Устройство песчаного основания с учетом сто- имости песка	0,2	м ³	338
Устройство гидроизоляции камеры редуциро- вания покрытием наружной поверхности биту- мом за 2 раза (ГОСТ 6617-76*)	4,37	M ²	730

Продолжение таблицы 5.7

Покрытие внутренней поверхности камеры	2.00	2	645
противогрибковым средством Ceresit С199	2,08	M ²	645
Разбавление с водой 1:2, расход 90 г/м ²			
Установка камеры редуцирования	1	ШТ	540
Устройство гильз для прохода трубопроводов в	2	ШТ	390
камеру редуцирования			
Засыпка пазух вручную с уплотнением	0,44	M ³	220
Итого:			3308

Таким образом, капитальные вложения по предлагаемому варианту составят $\sum_{n=1}^{P} K_{2p} \sum_{m=0}^{n} \alpha_{t=mt_0} = (930612, 4+55880+2130+49280+9804+13433) \cdot 1, 297 = 1376297, 8 \text{ руб.}$

Эксплуатационные расходы по аналогии с формулой (5.25) определяются по формуле

$$M_{2}\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t} = (M_{p} + M_{\kappa} + M_{\tau} + M_{o})\sum_{t=1}^{T} (1+E)^{-t}$$
(5.37)

Эксплуатационные затраты по предлагаемому варианту в соответствии с таблицей 5.6 определяются по выражениям

$$\begin{split} H_{p} &= 0,025(K_{2.5} + K_{2.1.1}) + 0,05K_{2.2} + 0,055(K_{2.3} + K_{2.4} + K_{2.1.2}) + \\ &+ 0,037(K_{2.6} + K_{2.1.8}) = 0,025 \cdot (9804 + 313226,3) + 0,05 \cdot 55880 + \\ &+ 0,055 \cdot (2130 + 49280 + 122354) + 0,037 \cdot (13433 + 34574,4) = 22203,05 \end{split}$$

$$\begin{split} & H_{\kappa} = 0,008(K_{2.1.1} + K_{2.5}) + 0,006K_{2.2} + 0,038(K_{2.1.2} + K_{2.3} + K_{2.4} + 0,008(K_{2.6} + K_{2.1.8}) = \\ & = 0,008 \cdot (313226, 3 + 9804) + 0,006 \cdot 55880 + 0,038 \cdot (122354 + 2130 + 49280) + \\ & + 0,008 \cdot (13433 + 34574, 4) = 9804 \end{split}$$

$$H_{\rm r} = 0.18(H_{\rm p} + H_{\rm k}) = 0.18(22203,05 + 9906,61) = 5779,74$$
 (5.40)

$$M_{o} = 0,27(M_{p} + M_{\kappa} + M_{\tau}) = 0,27(22203,05 + 9906,61 + 5779,74) = 10230,14,$$
 (5.41)

Подстановка результатов вычислений по формулам (5.38-5.41) в выражение (5.37) определит эксплуатационные затраты по варианту 2.

$$M_{2}\sum_{t=1}^{1} (1+E)^{-t} = (22203,05+9906,61+5779,74+10230,14) \cdot 10,67 = 513435,53(5.42)$$

Интегральные затраты за весь срок службы по предлагаемому варианту 2, согласно формуле (5.1), составят 32=1376297,8+513435,53=1889733,33 руб

Экономический эффект от применения предлагаемого варианта системы автономного газоснабжения составляет

Э=31-32=2425146,91-1889733,33=535413 руб,

Результаты научных исследований использованы при разработке проекта газоснабжения группы из 10 индивидуальных жилых зданий в п. Чардым Саратовской области с общим газопотреблением 19,4 кг/ч при объеме одиночного резервуара 4,5 м³ в резервуарной установке из 4 подземных резервуаров СУГ. Экономический эффект применения предлагаемой схемы газоснабжения составил 535413 руб (Акт внедрения ООО «Газспецмонтаж» (приложение Ж)).

Выводы по 5 главе

1. Рассчитан экономический эффект применения автономной системы газоснабжения с учетом уточненной методики определения стоимости устройства подземных резервуаров СУГ с учетом технического решения (Патент на изобретение 2642587 «Способ устройства подземных резервуаров» (приложение И), для объекта газоснабжения группы из 10 индивидуальных жилых зданий в п. Чардым Саратовской области с общим газопотреблением 19,4 кг/ч при объеме одиночного резервуара 4,5 м³ в резервуарной установке из 4 подземных резервуаров СУГ, который составил в денежном выражении 535413 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании анализа существующих систем газоснабжения и практических рекомендаций их применения предложена система автономного газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа, сочетающая подземный резервуар СУГ, грунтовый теплообменник и подземную редуцирующую камеру, позволяющая за счет использования тепла грунтового массива обеспечить безгидратное редуцирование сжиженного углеводородного газа перед подачей потребителю.

2. Проведено моделирование режимов хранения и отбора паров в подземном резервуаре. Установлено, что в режиме хранения в подземном резервуаре температура жидкой фазы отличается от температуры окружающего грунтового массива не более 14%. Определены критерии, влияющие на теплообмен паровой фазы пропан-бутана над зеркалом испарения с окружающим грунтовым массивом.

3. Получена аппроксимирующая зависимость для определения коэффициента теплопередачи при теплообмене паровой фазы с окружающим грунтовым массивом, учитывающая динамику уровня заполнения резервуара СУГ. Установлено, что наличие теплообмена обуславливает дополнительный нагрев паровой фазы над зеркалом испарения от 1,9 до 13,3 ^оС в зависимости от климатической зоны эксплуатации и уровня заполнения резервуара сжиженным газом.

4. Экономико-математическое моделирование оптимальной защиты элементов системы газоснабжения позволило определить оптимальную толщину тепловой изоляции горловины резервуара и трубопровода паровой фазы. Значения толщин тепловой изоляции для всех климатических зон эксплуатации системы автономного газоснабжения для горловины резервуара приняты 0,032м; для трубопровода паровой фазы 0,048 м. Решение задачи с учетом разбиения системы на характерные элементы позволяет снизить стоимость изоляции элементов системы до 16,5%.

5. Экспериментальным путём определены значения коэффициента тепловой интерференции трубных элементов грунтовых теплообменников. Установлено, что определяющее влияние на величину коэффициента оказывают число труб в

грунтовом теплообменнике, расстояние между трубами и конфигурация грунтового теплообменника. Доказано, что наименьшее влияние элементов наблюдается при расстоянии между трубами более четырех диаметров и конфигурации теплообменника в виде шестиугольной решетки.

6. Предложена и обоснована камера редуцирования СУГ с подземным размещением и минимальной суммарной поверхностью, участвующей в теплообмене с окружающей средой. Разработана математическая модель теплообмена редуцирующей камеры с окружающим грунтовым массивом, позволяющая определить температурное распределение на контуре камеры редуцирования и суммарные тепловые потери подземной камерой.

7. Разработана экономико-математическая модель оптимизации тепловой защиты восходящей части трубопровода паровой фазы и камеры редуцирования. Найдены значения толщин тепловой изоляции, соответствующие минимуму капитальных вложений, рекомендуемые для восходящей части трубопровода паровой фазы 0,023 м, для камеры редуцирования 0,077м. Решение задачи с учетом разбиения системы на характерные элементы позволяет снизить стоимость изоляции элементов системы до 11,3%.

8. На основе моделирования процесса дросселирования паровой фазы СУГ в регуляторах давления в подземной камере редуцирования доказано, что процесс происходит с увеличением влагосодержания, при этом вода в свободном виде не выделяется, что свидетельствует об отсутствии ледяных и гидратных пробок в регуляторах давления при дросселировании паров.

9. Расчётный экономический эффект от применения автономной системы газоснабжения, включающей подземный резервуар СУГ, грунтовый теплообменник в сочетании с подземной камерой редуцирования газа с тепловой изоляцией с оптимальными значениями толщин восходящего участка трубопровода паровой фазы и подземной камеры редуцирования составил 535413 руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Агапкин, В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов [Текст] / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин. – М. : Недра, 1981. – 256 с.
- Адинсков, Б.П. Огневой испаритель сжиженного газа прямого обогрева [Текст] / Б.П. Адинсков, Ю.Ф. Кирносов, Н.И. Никитин // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. – Саратов : Изд-во Сарат. Ун-та, 1976. – Вып.12. – С. 230–244.
- Бабичев, А.П. Физические величины [Текст] / А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский. Справочник. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
- Богуславский, Л.Д. Экономика теплогазоснабжения и вентиляции: учебник для вузов [Текст] / Л.Д. Богуславский, А.А. Симонова, М.Ф. Митин. М. : Стройиздат, 1988. 351 с.
- Бычкова, И.М. Исследование взаимного влияния элементов грунтового теплообменника сжиженного углеводородного газа при изменении его конфигурации [Текст] / И.М.Бычкова, К. С. Свиридова. Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения. – Саратов : Изд-во СГТУ, 2017. – № 1. – С. 200-203.
- Воронин, А.Д. Основы физики почв [Текст]. М. : Издательство МГУ, 1986. – 244 с.
- Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2035 года [Текст]. – М. : Минпромэнерго, 2015. – 145 с.
- ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей [Текст]. – Введ. 1981-07-01. – М. : Изд-во стандартов, 1986. – 221 с.
- ГОСТ 20448-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия [Текст]. – Введ. 2019-07-01. – М. : Стандартинформ, 2019. – 16 с.

- ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. Основные размеры [Текст]. – Введ. 1970-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1970. – 39 с.
- 11. ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия [Текст]. Введ. 2019-07-01. М. : Стандартинформ, 2018. 23 с.
- Гребер Г. Основы учения о теплообмене [Текст]. –М.: Изд-во иностр. лит., 1958. – 561с.
- Гурьев, В.В. Тепловая изоляция в промышленности. Теория и расчет [Текст] / В.В. Гурьев и др.– М. : Стройиздат, 2003. – 416 с.
- Деточенко, А.В. Спутник газовика [Текст] / А. В. Деточенко, А. Л. Михеев,
 М. М. Волков. М. : Недра, 1978. 311 с.
- ЕНиР. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник 2. Земляные работы.
 Выпуск 1. Механизированные и ручные земляные работы [Текст] / Госстрой СССР. М. : Стройиздат, 1989. 224 с.
- 16. ЕниР. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтностроительные работы. Общая часть. Сборник 9. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации. Выпуск 1. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений [Текст] / Госстрой СССР. – М. : Стройиздат, 1987. – 79 с.
- ЕниР. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтностроительные работы. Общая часть. Сборник 9. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации. Выпуск 2. Наружные сети и сооружения [Текст] / Госстрой СССР. – М. : Прейскурантиздат, 1988. – 96 с.
- ЕниР. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтностроительные работы. Общая часть. Сборник 11. Изоляционные работы [Текст] / Госстрой СССР. – М. : Стройиздат, 1988. – 64 с.
- 19. Земенков, Ю.Д. Газонаполнительные и газораспределительные станции

[Текст]: учебное пособие / Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2002. – 335 с.

- Инструкция по ликвидации конденсатных и гидратных пробок на газопроводах и удалению неиспарившихся остатков из резервуаров и конденсатосборников [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1974. – 51 с.
- 21. Интерсолл, Р.Р. Теплопроводность и ее применение в технике и геологии [Текст] / Р.Р. Интерсолл, О.Д. Зобель, А.К. Интерсолл. М. : Машгиз, 1959. 259 с.
- Ионин, А.А. Основы расчета инжекционных газовых горелок [Текст] / А.А. Ионин. М. : Гостоптехиздат, 1963. 153 с.
- Иоффе И.А. О стационарном температурном поле в полуограниченном массиве с внутренними цилиндрическими источниками тепла [Текст] //Журнал технической физики. –Л. : Изд-во ЛФТИ,1958. №5. Т.28. С. 1084-1088.
- 24. Исаченко, В.П. Теплопередача [Текст] / В.П. Исаченко, В.А. Осипов, А.С. Сукомел. М. : Энергоиздат, 1981. 416 с.
- 25. Капыш, В.В. Предупреждение гидратобразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях [Текст] / В.В. Капыш, Н.В. Кулемин, В.А. Истомин / Вести газовой науки: науч.-технич. сб. № 4 (15). 2013. С. 125-131.
- 26. Карплюс У. Моделирующие устройства для решения задач теории поля [Текст] / Пер. с англ. под ред. Л.И. Гутенмахера. – М. : Издательство иностранной литературы, 1962. – 487 с.
- 27. Карслоу Г. Теплопроводность твердых тел [Текст] / Г. Карелоу, Д. Егер. М. : Наука, 1964. 487 с.
- 28. Кассандрова, О. Н. Обработка результатов наблюдений [Текст] / О.Н. Кассандрова, В.В. Лебедев. – М. : Наука, 1970. – 104 с.
- 29. Каталог продукции: Газовая компания «Газовик» промышленное газовое оборудование [Электронный ресурс]. Режим доступа:<u>https://gazovik-gas.ru/katalog/sug/</u>

- 30. Каталог продукции: Газпром/ Газификация [Электронный ресурс]. Режим доступа: <u>https://www.gazprom.ru/about/production/gasification</u>
- 31. Каталог продукции: группа компаний Реал Инвест [Электронный ресурс].–Режимдоступа:https://www.real-invest.ru/proizvodstvo-gazgolderov/promyshlennaya-gazifikatsiya
- 32. Каталог продукции: Саратовский резервуарный завод САРРЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<u>https://sarrz.ru/produkciya/sosudy_dlya_hraneniya_szhizhennogo_gaza_sug/</u>
- Клименко, А.П. Сжиженные углеводородные газы [Текст] / А.П. Клименко. – М. : Гостехиздат, 1962. – 429 с.
- 34. Коротаев, Ю.П. Тепловой расчет скважин в талых и мерзлых породах [Текст] / Ю.П. Коротаев, Б.Л. Кривошеин, Б.Н. Новаковский // Известия вузов СССР. Нефть и газ, 1976. – С. 33-38.
- Коротаев, Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов [Текст] / Ю.П. Коротаев, А.М. Кулиев, Р.М. Мусаев. – М. : Недра, 1973. – 135 с.
- 36. Котляков, В.М. Изменчивость термического сопротивления снежного покрова и его влияние на промерзание - протаивание грунта [Текст] / В.М. Котляков, Н.И. Осокин, А.В. Сосновский. – Новосибирск : Криосфера Земли, 2014, т. XVIII, № 4. – С. 70-77.
- 37. Краус, Ю.А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Часть 1. [Текст] Учебное пособие. Омск : Издательство ОмГТУ, 2010. 170 с.
- Криворот, А.С. Конструкции и основы проектирования машин и аппаратов химической промышленности [Текст]. – М. : Машиностроение, 1976. – 410 с.
- Курицын, Б.Н. Грунтовые теплообменники в системах инженерного оборудования зданий [Текст] / Б.Н. Курицын, А.Н. Юшин // Научно-технический калейдоскоп : Ульяновск, 2001. – С.65-67.

- 40. Курицын, Б.Н. Испарительные установки сжиженного газа с трубчатыми грунтовыми теплообменниками [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, М.В. Павлутин / Инженерные системы. СПб. : Центр АВОК, 2007. №1 (27). С. 57–63.
- 41. Курицын, Б.Н. Коэффициент теплопередачи грунтового испарителя сжиженного газа при постоянном отборе паров [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев // Распределение и сжигание газа: Межвуз. науч. сб. Саратов : СПИ, 1977. С.73-76.
- Курицын, Б.Н. Моделирование и обоснование резервуарных систем снабжения сжиженным газом с перегревом паров в трубчатых грунтовых теплообменниках [Текст] / Б.Н. Курицын, С.А. Максимов. – Научный журнал. Инженерные системы и сооружения, 2014. – № 1 (14). – С. 18-24.
- Курицын, Б.Н. Взаимное тепловое влияние подземных резервуаров сжиженного углеводородного газа при вертикальной установке в грунте [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: межвуз. науч. сб. – Воронеж : ВГАСУ, 2000. – С.55–58.
- 44. Курицын, Б.Н. Влияние давления газа на эффективность его использования [Текст] / Б.Н. Курицын, О.Н. Медведева, А.А. Иванов // Приволжский научный журнал. Нижний Новгород : ННГАСУ, 2006. №3 (11). С.65–69.
- 45. Курицын, Б.Н. Выбор рациональной области применения баллонных и резервуарных установок для систем децентрализованного снабжения сжиженным газом [Текст] / Б.Н. Курицын, Е.В. Иванова // Межд. науч. технич. конф. «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции»: сб. науч. тр. – М. : МГСУ, 2005. – С.264–267.
- 46. Курицын, Б.Н. Групповые баллонные установки в отапливаемом помещении [Текст] / Б.Н. Курицын // Жилищное и коммунальное хозяйство. Саратов : Гипрониигаз, 1982. №4. С.24–25.
- 47. Курицын, Б.Н. Испаритель сжиженных углеводородных газов с

промежуточным теплоносителем [Текст] / Б.Н. Курицын, Б.А. Семенов, А.П. Усачев // Распределение и сжигание газа: межвуз. науч. сб. – Саратов : СПИ, 1981. – С. 50–57.

- Курицын, Б.Н. Исследование теплообмена при хранении и регазификации сжиженного углеводородного газа в подземных резервуарных установках [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.А. Максимов и др. // Вестник гражданских инженеров. – СПб. : СПбГАСУ, 2011. – 3(28). – С. 82–87.
- Курицын, Б.Н. К определению эксплуатационных параметров резервуарных установок при комбинированной регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.С. Кузнецов // Вестник Волгогр. Гос. Архит.-строит. ун-та: серия «Строительство и архитектура». – Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. – Вып.30(49). – С. 216–221.
- 50. Курицын, Б.Н. Моделирование теплообмена при хранении сжиженного газа в подземных резервуарных установках под воздействием естественных температур грунта и наружного воздуха [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.А. Максимов // Научный вестник Воронежского ГАСУ. «Строительство и архитектура». – Воронеж : ВоронежГАСУ, 2012. – вып.2 (26). – С. 35-46.
- 51. Курицын, Б.Н. Оптимизация геометрических параметров резервуарных установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев, О.Б. Шамин // Совершенствование систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. науч. сб. – Саратов : Сарат. гос. техн. ун-т, 1994. – С.64–71.
- 52. Курицын, Б.Н. Особенности эксплуатации регуляторов давления резервуарных установок сжиженного углеводородного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.А. Максимов // Вестник Волгогр. Гос. Архит.строит. ун-та: серия «Строительство и архитектура». – Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. – Вып.30(49). – С. 216–221.
- 53. Курицын, Б.Н. Повышение надежности газоснабжения от баллонных установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, М.С. Недлин, Е.В. Иванова // Газ России: информационно-аналитический ж-л. М., 2005. С. 30–31.

- 54. Курицын, Б.Н. Разработка и обоснование технических решений по предупреждению гидратообразования в системах резервуарного снабжения сжиженным газом [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.А. Максимов // Приволжский научный журнал. – Нижний Новгород : ННГАСУ, 2013. – №1 (25). – С.73–80.
- 55. Курицын, Б.Н. Разработка технологии обратной засыпки резервуаров сжиженного газа песком в скользящую опалубку [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев, О.Б. Шамин // Совершенствование строительных конструкций, архитектурных решений, технологий и организации строительства: межвуз. науч. сб. – Саратов : СГТУ, 1997. – С.87–91.
- Курицын, Б.Н. Системы снабжения сжиженным газом [Текст] / Б.Н. Курицын. – Саратов : СГТУ, 1988. – 196 с.
- 57. Курицын, Б.Н. Тепловая интерференция элементов трубных решеток в грунтовом массиве [Текст] / Б.Н. Курицын, С.С. Кузнецов, И.М. Бычкова // Междун. науч.-исслед. журн. Екатеринбург, 2014. №1 (20). Часть 1. С. 37-40.
- 58. Курицын, Б.Н. Теплообменники с U-образными трубами в полуограниченном массиве [Текст] / Б.Н. Курицын, А.Н. Юшин, С.М. Шульга // Вопросы совершенствования систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. науч. сб. – Саратов : СГТУ, 2002. – С. 123-127.
- 59. Курицын, Б.Н. Технико-экономическая оптимизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха: учебное пособие [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова. – Саратов : СГТУ, 2009. – 72 с.
- 60. Курицын, Б.Н. Технико-экономическое обоснование систем газоснабжения на базе резервуарных установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – СПб. : СПбГАСУ, 2010. – 1(22). – С. 134–141.
- 61. Курицын, Б.Н. Удельные технико-экономические показатели поселковых систем газоснабжения на базе сетевого природного и сжиженного углеводородного газов [Текст] / Б.Н. Курицын, О.Н. Медведева, О.А. Фролова //

Перспективы использования сжиженных углеводородных газов: материалы Рос. науч.-технич. конф. –Саратов : СГТУ, 2003. – С.81–84.

- 62. Курицын, Б.Н. Экспериментальное исследование эксплуатационных параметров комбинированной схемы регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.С. Кузнецов // Научный вестник Воронежского ГАСУ: серия «Строительство и архитектура».
 Воронеж : ВоронежГАСУ, 2014. вып.1 (33). С. 28-34.
- 63. Курицын, Б.Н. Разработка математической модели комбинированной регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.С. Кузнецов // Саратов : Вестник Сарат. гос. техн. ун-та, 2011. Вып.1. №4 (59). С. 218–224.
- 64. Кутателадзе, С. С. Основы теории теплообмена [Текст].перераб. и доп. —
 М. : Атомиздат, 1979. 416 с.
- 65. Логинов, В.С. Сооружения и объекты снабжения сжиженным газом [Текст] / В.С. Логинов М. : Стройиздат, 1979. 157 с.
- 66. Ложкин, А.Н. Исследование теплопотерь подземных трубопроводов методом электротепловых аналогий [Текст] / А.Н. Ложкин, Ю.В. Голевинский // Тепловые сети: Работы научно-исследовательских институтов и промышленных организаций ОНТИ. – М.-Л., 1936. – С. 58-76.
- Малая, Э.М. Расчетная паропроизводительность баллонов сжиженного газа [Текст] / Э.М. Малая // Материалы XXX науч.-техн. конф.: сб. науч. тр. – Саратов, 1967. – С.129-131.
- 68. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) [Текст]. Официальное издание. Утверждены: Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике. № ВК 477 от 21.06.1999 г. – М. : Экономика, 2000. – 83 с.
- Методические рекомендации по расчету индексов цен на строительную продукцию для подрядных строительно-монтажных организаций МДС 81-14.2000[Текст]. – М. : Минстрой России, 1997. – 16 с.

- Миролюбов, Н.Н. Методы расчета электростатических полей[Текст] / Н.Н. Миролюбов, М.В. Костенко, М.Л. Левинштейн, Н.Н. Тиходеев. – М. : Высшая школа, 1963. – 368 с.
- 71. Михеев, М.А. Основы теплопередачи [Текст]/ М.А. Михеев, И.М. Михеева. –М. : Энергия, 1977.– 344 с.
- 72. Михеев, М.А. Основы теплопередачи [Текст] / М.А. Михеев, Н.М. Михеева. М. : Энергия, 1973. 319 с.
- Научно-прикладной справочник по климату СССР [Текст]. Серия 3. Многолетние данные. Часть 1-6. Выпуск 28. – Л. : Изд-во Гидрометеоиздат, 1990. – 355с.
- 74. Никитин, Н.И. Производительность резервуаров сжиженного газа [Текст]
 / Н.И. Никитин, В.А. Иванов, Б.Н. Курицын // Газовая промышленность. –
 Саратов : Гипрониигаз, 1966. № 10.
- 75. Никитин, Н.И. Тепловая интерференция подземных резервуаров сжиженного газа при групповом размещении [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын // Использование газа в народном хозяйстве: Сб. науч. тр. Гипрониигаз. – Саратов : Изд-во "Коммунист", 1969. – Вып.8. – 149с.
- 76. Никитин, Н.И. Анализ процессов дросселирования паров сжиженного газа в регуляторе давления [Текст] / Н.И. Никитин, Е.В. Крылов // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. – Саратов : Издво "Коммунист", 1974. – Вып.11. – С.331–337.
- 77. Никитин, Н.И. Вопросы испарения газа и надежность работы систем при газоснабжении сжиженным газом [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын, В.А. Иванов // Материалы всесоюз. сем: транспорт, хранение, распределение и использование сжиженных газов в народном хозяйстве. М., 1969. С.44–46.
- 78. Никитин, Н.И. Выбор оптимальных схем снабжения сжиженным газом с искусственным испарением [Текст] / Н.И. Никитин, С.В. Рубинштейн, Н.А. Топопова // Использование газа в народном хозяйстве: сб. научн. ст. Саратов : Изд-во Сарат. ин-та, 1977. Вып. 13 С. 53–61.

- 79. Никитин, Н.И. Источники снабжения сжиженным газом [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын, И.А. Ценципер // Транспорт, хранение и распределение и использование сжиженных углеводородных газов в народном хозяйстве. – М. : ВНИИЭГазпром, 1970. – С.3–12.
- Никитин, Н.И. Образование конденсата и меры его предупреждения в распределительных газопроводах сжиженного газа [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын, А.П. Усачев // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. Саратов : Изд-во "Коммунист", 1971. Вып.2. С.20–23.
- 81. Никитин, Н.И. Предупреждение конденсато- и гидратообразования пропан-бутана в трубопроводах [Текст] / Н.И. Никитин, Е.В. Крылов // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. – Саратов : Изд-во "Коммунист", 1977. – Вып.13. – С.189–198.
- 82. Никитин, Н.И. Производительность наземных резервуаров для сжиженного газа при его постоянном отборе [Текст] / Н.И. Никитин, Е.В. Крылов // Газовая промышленность. Саратов : Гипрониигаз, 1970. № 11. С.31–34.
- 83. Никитин, Н.И. Пути повышения производительности резервуарных установок сжиженного газа [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын, Н.Ф. Нежинская // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. Саратов : Изд-во "Коммунист", 1968. Вып.7. С.226–232.
- 84. Никитин, Н.И. Снабжение сжиженным газом объектов жилищно-коммунального и сельского хозяйства [Текст] / Н.И. Никитин. – М. : Стройиздат, 1976. – 105 с.
- 85. Никитин, Н.И. Тепловой поток к резервуару сжиженного газа объемом 2,5 м³, заглубленному в грунт [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын, В.А. Иванов // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. Саратов : Изд-во "Коммунист", 1967. Вып.5. С.343–352.
- 86. Никитин, Н.И. Тепловые потоки от грунта к работающему резервуару сжиженного газа [Текст] / Н.И. Никитин, В.А. Иванов, Б.Н. Курицын //

Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. – Саратов : Изд-во "Коммунист", 1966. – Вып.5. – С.194–199.

- 87. Никитин, Н.И. Теплообмен отапливаемой подземной камеры с окружающим грунтом [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. Саратов : Изд-во "Коммунист", 1971. Вып.9. С.227–233.
- Никитин, Н.И. Технико-экономическая оценка испарительных установок сжиженного газа [Текст] / Н.И. Никитин, С.В. Рубинштейн, Н.Н. Морозова // Газовая промышленность. – Уфа : УГНТУ, 1981. – №4. – С.62–64.
- 89. Никитин, Н.И. Цилиндрические теплообменники (трубы) конечных размеров в неограниченном массиве в стационарном тепловом состоянии // Использование газа в народном хозяйстве: Сб. науч. трудов Гипрониигаз [Текст] / Н.И. Никитин, Б.Н. Курицын. Саратов : Изд-во Коммунист, 1966. Вып. 8. 278 с.
- 90. Николаев, А.А. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей[Текст]. Под. ред. А.А. Николаева. М. : Стройиздат, 1965. – 360 с.
- 91. Николаев, Ю.Е. Взаимозависимость тепловых потерь в системах теплоснабжения и влияние их на топливную экономичность [Текст] / Ю.Е. Николаев, А.И. Андрющенко. – Саратов : Вестник СГТУ, 2004. – №3. – С.80– 85.
- 92. Осипова, Н.Н. Объективный выбор толщины тепловой изоляции участков трубопроводной обвязки узла редуцирования с целью предупреждения гидратообразования [Текст] / Н.Н. Осипова, Б.Н. Курицын, С.А. Максимов //Науч.-технич. ж-л «Вестник МГСУ». –М. : МГСУ, 2011.– №7.– С.520– 525.
- 93. Осипова, Н.Н. Определение приведенных затрат в сооружение и эксплуатацию групповых резервуарных установок, оборудованных огневыми испарителями [Текст] / Н.Н. Осипова, С.Л. Шилкин, Н.С. Банников // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: межвуз. науч. сб. – Саратов : Сарат. гос. техн. ун-т,

2010. - C.158-163.

- 94. Осипова, Н.Н. Тепловая интерференция подземных резервуаров сжиженного газа при групповом размещении в грунте [Текст] / Н.Н. Осипова // Разработка современных технологий и материалов для обеспечения энергосбережения, надежности и безопасности объектов архитектурно-строительного и дорожного комплекса: междунар. научно-практ. симпоз. – Саратов : Сарат. гос. техн. ун-т, 2010. – С.137–142.
- 95. Осипова, Н.Н. Оптимизация параметров групповых подземных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – СПб. : СПБГАСУ, 2012. – С. 190– 197.
- 96. Осипова, Н.Н. Исследование теплообмена между грунтом и паровой фазой сжиженного газа в подземном резервуаре [Текст] / Н.Н. Осипова // Энергосбережение и эффективность систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. научн. сб. – Саратов : Изд-во СГТУ, 2000. – С. 180–186.
- 97. Осипова, Н.Н. К выбору оптимальной централизации резервуарных систем снабжения на базе огневых испарителей сжиженного углеводородного газа [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – СПб. : СПбГАСУ, 2011. – 1(26) – С. 124–128.
- 98. Осипова, Н.Н. Объективный выбор регазификаторов сжиженного углеводородного газа [Текст] / Н.Н. Осипова // Качество внутреннего воздуха и окружающей среды: матер. IX международной научной конференции. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2011. – С.207–213.
- 99. Павлутин, М.В. Моделирование испарительных установок сжиженного газа с трубчатыми грунтовыми теплообменниками [Текст]: автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.23.03 / Павлутин Максим Владимирович. – Воронеж. гос. архитектур.-строит. ун-т. – Воронеж, 2006. – 16 с.
- 100. Пат. 2091682 Российская Федерация, МПК ⁶F25J3/06Способ работы узла редуцирования и узел редуцирования газа [Текст] / Арефьев С.Ф., Изаксон

Г.С., Михайлов В.Г. и др.; заявитель и патентообладатель ГазНИИпроект.

- 101. Пат. 2246701 Российская Федерация, МПК ⁷G01F15/12, G01L19/06.Устройство предотвращения гидратообразования [Текст] / Котов Ю.И., Данилов А.Н.; заявитель и патентообладатель "Саратовгазприборавтоматика".
- 102. Пат. 2476759 Российская Федерация, МПК 7F17D1/18. Система снабжения сжиженным углеводородным газом [Текст] / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический университет.
- 103. Пат. 2495196 Российская Федерация, МПК E02D27/38 (2006.01). Способ монтажа подземных вертикальных цилиндрических резервуаров [Текст] / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Кузнецов С.С.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический университет.
- 104. Пат. 2505738 Российская Федерация, МПК 7F17D1/18 Система регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический университет.
- 105. Пат. 280385 Российская Федерация, МПК ⁶F16L53/00, F17D1/05 Способ подогрева газа перед редуцированием [Текст] / Ткаченко М.Ф., Бурных В.С., Жигота Г.К. и др.; заявитель и патентообладатель Украинский научно-исследовательский институт природных газов.
- 106. Пат.2642587 Российская Федерация, МПК Е02D27/38 (2006.01) Способ устройства подземных резервуаров [Текст] / Осипова Н.Н., Бычкова И.М.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.
- 107. Переустройство сельских населенных пунктов [Текст]: справочник. Под ред. Г. П. Казанцева, В. С. Рязанова. М. : Стройиздат, 1985. 247 с.
- 108. Пешехонов, Н.И. Проектирование газоснабжения [Текст] / Н.И. Пешехонов. – Киев, 1970. – 123 с.
- 109. Порхаев, Г.В. Методика теплотехнического расчета теплового

взаимодействия нефте- и газопроводов с промерзающими и протаивающими грунтами [Текст] / Г.В. Порхаев // Материалы к изучению о мерзлых зонах земной коры: сб. науч. тр. – М. : Изд-во АН СССР, 1962. – С.43–49.

- 110. Постановление Правительства РФ от 31.05.2019г. в ред. от 17.10.2019г. № 1642 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Комплексное развитие сельских территорий»[Текст] // Собрание законодательства РФ. – 2019. – №696, ст. 264.
- 111. Прайс-лист: Уборка и вывоз мусора и снега ООО «Чистота» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<u>http://chistota64.ru/services/price-list/</u>
- 112. Преображенский, Н.И. Сжиженные углеводородные газы [Текст] / Н.И. Преображенский. – Л. : Недра, 1975. – 279 с.
- 113. Проект технологии работ для установки из двух резервуаров РПВ-04 с частичной засыпкой котлована песком в скользящую опалубку ПТР-4-94 [Текст]. – утв. ОАО "Росгазификация" 11.09.94. – Саратов, 1994. – 63 с.
- 114. Пыжьянова В. Баллон под давлением [Текст] // Эксперт Урал: прил. к журн. «Эксперт», 2013. №5 (542). –19 с.
- 115. Рагозин, А.С. Бытовая аппаратура на газовом, жидком и твердом топливе [Текст] / А.С. Рагозин. – Л. : Недра, 1982. – 303 с.
- 116. Рачевский, Б.С. Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов [Текст] / Б.С. Рачевский, С.М. Рачевский, И.И. Радчик. М. : Недра, 1974. 256 с.
- 117. Рекомендации по газоснабжению потребителей от групповых резервуарных установок, оборудованными грунтовыми испарителями [Текст] / В.Г. Голик, Б.Н. Курицын, А.П. Усачев и др. – Саратов : СПИ, 1986. – 48 с.
- 118. Рекомендации по применению для газоснабжения резервуаров, установленных в отапливаемых камерах [Текст]. – Саратов : Гипрониигаз, 1971. – 39 с.
- 119. Российская Федерация. Законы. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Текст]: федер. закон: одобрен

Правительством РФ 23 ноября 2009 г. – М., 2009. – 89 с.

- 120. Рубинштейн, С.В. Газовые сети и оборудование для сжиженных газов [Текст] / С.В. Рубинштейн, Е.П. Щуркин. Л. : Недра, 1991. 252 с.
- 121. Рубинштейн, С.В. К расчету гидравлических сопротивлений трубопроводов при адиабатическом движении сжиженных углеводородных газов [Текст] / С.В. Рубинштейн, Ю.С. Погорелов, В.А. Иванов // Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. Гипрониигаз. – Саратов : Изд-во "Коммунист", 1971. – Вып.9. – С.255–262.
- 122. Рулев, А.В. Системные исследования по повышению интенсивности теплообмена регазификаторов сжиженного углеводородного газа [Текст]: монография / А.В. Рулев, А.Л. Шурайц, А.П. Усачев. Саратов : СГТУ, 2010. 244 с.
- 123. Рынок сжиженных углеводородных газов (СУГ) в России. Текущая ситуация и прогноз 2020-2024 гг. Маркетинговое исследование, 2020 [Текст].– 116 с.
- 124. Самарин, О.Д. Технико-экономическая оптимизация теплоизоляции трубопроводов систем теплоснабжения[Текст] / О.Д. Самарин // Новости теплоснабжения. – М. : Новости теплоснабжения, 2011. – №5. – С.42–44.
- 125. Саркисьянц, Г.А. Предупреждение образования гидратов [Текст]. М. : Гостоптехиздат, 1958. – 100 с.
- 126. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2018612737 26.02.2018.Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автономных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа [Текст]. Авторы: Осипова Н.Н., Бычкова И.М., Поберий А.А., Захаров А.Е.
- 127. Свод правил «Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85*» [Текст]: СП 34.13330.2012. Введ. 2013-07-01. М. : Минрегион России, 2012. 111 с.
- 128. Свод правил «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. Актуализированная редакция СНиП 12-03-2001» [Текст]: СП

49.13330.2010 – Введ. 2010-12-24. – М. : Минрегион России, 2010. – 48 с.

- 129. Свод правил «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. С изменением 1» [Текст]: СП 62.13330.2011*. – Введ. 2011-05-20. – М. : Минрегион России, 2010. – 30 с.
- 130. Свод правил «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88» [Текст]: СП 25.13330.2012. Введ. 2013-01-01. –М. : Минрегион России, 2011. 30 с.
- 131. Свод правил «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003» [Текст]: СП 61.13330.2012. Введ. 2013-01-01. –М. : Минрегион России, 2011. 56 с.
- 132. Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа [Текст] / А.П. Силаш // Ч.
 2. М. : Недра, 1980. 262 с.
- 133. Сметные нормы и расценки на новые технологии в строительстве: справочник инженера-сметчика. Часть IV [Текст] / П.В. Горячкин, А.И. Штоколов; под общей редакцией П.В. Горячкина. Москва, 2010. 573 с.
- 134. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для ВУЗов [Текст]
 / Е.Я. Соколов. М. : Издательство МЭИ, 2001. 472 с.
- 135. Сотникова О.А. Моделирование процессов нестационарного теплообмена испарительных колонок сжиженного газа шахтного типа с промерзающим грунтом [Текст] / О.А. Сотникова, Б.Н. Курицын, А.Н. Юшин.– Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Инженерные системы зданий и сооружений, 2003. – № 1. – С. 15-18.
- 136. Сотникова, О.А. Моделирование теплообмена испарительной колонки сжиженного газа при отсутствии фазовых превращений грунтовой влаги [Текст] / О.А. Сотникова, Б.Н. Курицын, А.Н. Юшин.– Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Инженерные системы зданий и сооружений, 2003. – № 1. – С. 11-14.
- 137. Стратегия устойчивого развития сельских территорий Российской

Федерации на период до 2030 года [Текст]: утв. Правительством РФ 02 февраля 2015 г. №151-р "Об утверждении Стратегии устойчивого развития сельских территорий Российской Федерации на период до 2030 года»". – М. : Правительство РФ, 2015.

- 138. Справочно-статистический сборник «Мир цен» [Текст] / НИИ ценообразования Роскомцен АО «Цена консалтинг». – М., 1993. – Вып. 1-6.
- 139. Стандарт организации «Предупреждение образования ледяных и гидратных пробок в системах резервуарного снабжения сжиженным газом» [Текст]: СТО 03321549-021-2012 / Н.Н. Осипова и др. – Саратов : ОАО Росгазификация, ОАО Гипрониигаз, 2012. – 20 с.
- 140. Стаскевич, Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам [Текст] / Н.Л. Стаскевич, Д.Я. Вигдорчик. Л. : Недра, 1986. 543 с.
- 141. Технический паспорт бутановой испарительной системы / «Deltagazspol. S
 r. О.» [Текст]. –Чехия: «Deltagazspol. S r. O.», 2007. 11 с.
- 142. Технический паспорт газового хозяйства Российской федерации по состоянию на 01.01.2007 [Текст]. –М. : ОАО «Газпром», ОАО «Промгаз». – 2007. – 543 с.
- 143. Тиличеев, М. Д. Основные константы углеводородов: Справочник Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов [Текст]. М. : Гостоптехиздат, 1954. Вып. 5. 413 с.
- 144. Тиличеев, М. Д. Плотность углеводородов в зависимости от температуры
 [Текст] / М.Д. Тиличеев, А.В. Иогансен. М. : Гостоптехиздат, 1957. Вып. 6. – 736 с.
- 145. Уильямс, А.Ф. Сжиженные нефтяные газы [Текст]: пер. с англ. / А.Ф. Уильямс, У.А. Лом. М. : Недра, 1985. 399 с.
- 146. Усачев, А.П. Алгоритм разработки конструкции промышленного регазификатора сжиженного углеводородного газа с минимальной металоемкостью [Текст] / А.П. Усачев, А.Л. Шурайц, А.В. Рулев, Т.А. Усачева // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов : СГТУ, 2009. – С.64–69.

- 147. Усачев, А.П. Обоснование зоны применения электрического проточного регазификатора сжиженного углеводородного газа с твердотельным промежуточным теплоносителем [Текст] / А.П. Усачев, А.Л. Шурайц, А.В. Рулев и др. // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения. – Саратов : Изд-во СГТУ, 2008. – С. 108–120.
- 148. Усачев, А.П. Подземные резервуарные установки сжиженного газа для районов с неблагоприятными климатическими и геологическими условиями [Текст] / А.П. Усачев // Совершенствование систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. научн. сб. – Саратов : Изд-во Сарат. гос. технич. ун-та, 1994. – С. 72–74.
- 149. Усачев, А.П. Применение системного подхода к разработке установок регазификации сжиженного углеводородного газа с высокой интенсивностью теплообмена [Текст] / А.П. Усачев, А.Ю. Фролов, А.В. Рулев, Т.А. Усачева // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов : СГТУ, 2007. – С.90– 107.
- 150. Усачев, А.П. Системный анализ возникновения источников свободной воды и ее накопления в подземных резервуарных установках сжиженного углеводородного газа [Текст] / А.П. Усачев, А.Л. Шурайц, А.А. Феоктистов // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2009. – том 7. – №1. – С. 98–101.
- 151. Усачев, А.П. Технико-экономическое обоснование применения электрического испарителя сжиженного углеводородного газа с твердотельным промежуточным теплоносителем [Текст] / А.П. Усачев, А.В. Рулев, А.Ю. Фролов, Т.А. Усачева // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов : СГТУ, 2006. – С. 150-161.
- 152. Чудновский, А.Ф. Теплофизика почв [Текст] / А.Ф. Чудновский. М. : Недра, 1976. – 362 с.
- 153. Шамин, О.Б. Паропроизводительность подземных резервуарных установок сжиженного газа с вертикальным размещением резервуаров [Текст] /

О.Б. Шамин // Совершенствование архитектурных решений, строительных конструкций, технологий и организации строительства: межвуз. науч. сб. – Саратов : СГТУ, 1997. – С.185–189.

- 154. Шарихин, В.В. Исследование температурных полей грунта вокруг параллельных интерферирующих трубопроводов [Текст] / В.В. Шарихин, Б.Л. Кривошеин // Газовая промышленность. – №6. –1970. – 49 с.
- 155. Шойхет, Б.М. Расчет и проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов [Текст] / Б.М. Шойхет, Л.В. Ставрицкая, Л.Б. Корелыптейн. – М. : Энергосбережение, 2004. – № 2. – С. 84–86.
- 156. Шойхет, Б.М. Тепловая изоляция промышленных трубопроводов [Текст] / Б.М. Шойхет, Л.В. Ставрицкая, В.М. Липовских, В.И. Кашинский. М. : Энергосбережение, 2000. №5. С. 59–65.
- 157. Юшин, А. Н. Моделирование тепломассообмена и разработка методов расчета грунтовых испарителей сжиженного газа шахтного типа [Текст] : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 05.23.03 / Юшин Антон Николаевич. – Воронеж. гос. архитектур.-строит. ун-т. – Воронеж, 2003. – 16 с.
- 158. Catalogue of gas tanks Antonio Merloni: gasifikaition easy, fast and safety [Text], 2017-2018. 16 p.
- 159. Che Badrul Hisham. Pengukuran Secara Kualitatif Baki Gas Petroleum Cecair [Text] / Universiti Teknologi Malaysia: Tesis Sarjana Muda, 1994.
- 160. Cristescu, T. Possible thermal processes involved in the storage of liquefied petroleum gas [Text] / T. Cristescu, L. Avram, M.E. Stoica. – Oil-gas university of Ploiesti: Termotehnica, 2013.– P.63-66.
- 161. Dick, M.N. The Prediction of Vapor Offtake Rates from LPG Cylinders [Text]
 / M.N. Dick, M.H. Tims. Journal of the Institute of Fuel. Vol. 12. P. 407 412.
- 162. Direct Fired the power of innovation [Text] / Algas -SDI // 1Form DF-0304. –
 USA: Seattle, Washington, 2010 4 p.
- 163. Faghri, A. Heat pipe science and technology [Text] / A. Faghri. Washington: Taylor & Francis, 1995.

- 164. Frank, M. White. Heat and Mass Transfer. Is edition [Text] / California: Addison Wesley, 1998. – P. 2-37.
- 165. Gas-Tanks&Behälter: cat G.A.M. Holding GmbH., 2012 [Electronic resource].
 Access mode http://www.gam.de/produktionsbereiche/lpg-tanksbehaelter.html.
- 166. Geankoplis, C.J. Transport Processes and Unit Operations [Text] / New Jersey: Prentice Hall Inc., 1993. – 937 p.
- 167. Hanson Tank. ASME pressure vessel manufacturer [Electronic resource]. Access mode http://tankspecs.net/horizontal-propanetanks-1-50000gall.html
- 168. Katz, D.L. Natural gas hydrates [Text] / D.L. Katz, D.B. Carson // Trans. AIME,
 1942. № 146. 150 p.
- Kohan, A.L. Pressure Vessel System: A User's Guide to Safe Operations and Maintenance [Text] / New York: McGraw Hill Book Company, 1987. – P. 323-349.
- 170. Liquid petroleum gas tanks: tank and accessories [Text] / Catalog. France: FlamcoFlexcons.a.r.l., 2010. – 7 p.
- McAdams, W.H. Heat Transmission [Text] / 3ra edition. New York: McGraw Hill Book Publishing Company, 1952. – 532 p.
- 172. Mill, L.T. Penentuan Jarak Keselamatan Dalani Rekabentuk, Pemasangandan Operasi Sistem Gas Petroleum Cecair [Text]/ Universiti Teknologi Malaysia: Tesis Sarjaiia Muda, 1997.
- 173. Riddick, J. Technique of Chemistry [Text] / J. Riddick, A. Bunger, A. Weisseberger. Vol. 2. New York: Wiley Interscience, 1970. 1041 p.
- 174. Torrexx the power of innovation: Algas -SDI [Text] /1Form DF-0304. USA: Seattle, Washington, 2012. 4 p.
- 175. Warren, L.M. Unit Operations of Chemical Engineering. 6 edition [Text] /L. M.
 Warren, C.S. Julian, P. Harriott. New York: McGraw Hill Companies Inc., 2001. 1114 p.
- 176. Winnick, J. Chemical Engineering Thermodynamics [Text] / NewYork: JohnWiley&Sons, 1997. – 702 p.

- 177. Zalinda Ghazali. Kaedah Pengujian Semula Storan Gas Penoletmi Cecair [Text]/ Universiti Tebiohgi Malaysia: Tesis Sarjana Muda, 1998.
- 178. Zbiornikinazemne LPG [Text] / Above and underground LPG tanks: Catalog. CHEMET, 2013. 8 p.
- 179. Zimmer LPG Vaporiesd: algas -SDI [Text] /1 Form DF-0304. USA: Seattle, Washington, 2012. 4 p.

Приложение А Таблица А.1

Сводная таблица экспериментальных данных по электротепловому моделированию для группы труб

Количество труб в		Сила	а тока Ү, т	А	К	оэффициен	T α_{rp}
грунтовом теплооб-	Разность потенциалов						
меннике	$\Delta V, B$	2d	3d	4d	2d	3d	4d
п, Шт							
1	2	3	4	5	6	7	8
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - прям	иоугольная	решётка		
	16,93	12,79	12,99	16,48	0,7558	0,7676	0,9735
	35,69	27,07	30,9	40	0,7585	0,8658	1,1208
	43,14	28,5	40,8	52,7	0,6606	0,9457	1,2215
2	57,31	42,6	54,8	71,6	0,7433	0,9561	1,1493
	66,44	51,85	57,76	76,46	0,7805	0,8693	1,1508
	88,51	75,04	87,3	102,95	0,8479	0,9863	1,1631
					0,7578	0,8985	1,1298
	Конфигурация	грунтового тепл	тообменнин	ка - змеевик			
	16,41	11,4	13,14	16,52	0,6946	0,8007	1,0068
	35,96	26,5	33	42,5	0,7369	0,9175	1,1817
	45,70	34,0	46,9	53,33	0,7440	1,0262	1,1669
2	59,68	45,2	56,23	71,83	0,7573	0,9422	1,2036
	73,03	60,4	76,8	89,1	0,8271	1,0516	1,2200
	97,88	85,1	94,71	121,01	0,8695	0,9677	1,2364
					0,7716	0,9510	1,1692
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - шест	гиугольная	решётка		

	26,58	19,96	22,0	29,9	0,7509	0,8277	1,1250
	37,84	27,59	32,8	44,1	0,7291	0,8668	1,1654
	45,31	32,5	40,1	54,2	0,7173	0,8850	1,1962
2	58,65	42,1	53,3	71,9	0,7179	0,9089	1,2260
	67,07	51,45	61,6	85,8	0,7671	0,9185	1,2793
	84,53	61,74	79,7	100,4	0,7305	0,9429	1,1878
					0,7355	0,8916	1,1966
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - прям	иоугольная р	зешётка		
	16,99	23,1	25,5	32,5	1,3589	1,5001	1,9119
	35,67	42,97	48,7	63,9	1,2046	1,3654	1,7915
	43,16	53,6	59,9	73,8	1,2420	1,3880	1,7100
3	57,33	63,43	76,33	92,5	1,1065	1,3315	1,6135
	66,48	59,6	86,95	109,85	1,1071	1,3079	1,6524
	88,23	99,0	128,18	136,94	1,1221	1,2947	1,5522
					1,1902	1,3646	1,7053
	Конфигурация 1	грунтового тепл	юобменнии	ка - змеевик			
	16,26	23,8	26,9	32,87	1,4640	1,6546	2,0222
	36,37	45,3	50,44	67,11	1,2455	1,3868	1,8452
	46,20	52,1	63,6	79,72	1,1276	1,3765	1,7255
3	59,80	76,36	87,54	101,68	1,2769	1,4639	1,7003
	72,72	86,78	106,24	121,78	1,1933	1,4610	1,6746
	97,23	114,33	134,35	168,57	1,1759	1,3818	1,7338
					1,2472	1,4541	1,7836
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - шес	гиугольная ј	решётка		
	26,56	38,85	37,13	51,9	1,2743	1,3981	1,9548
	37,98	46,9	54,9	70,2	1,2350	1,4457	1,8485
3	44,75	53,7	63,2	80,3	1,1999	1,4122	1,7943
5	58,47	62,2	75,5	102,64	1,0638	1,2912	1,7555
	66,41	72,9	90,84	110,9	1,0977	1,3678	1,6698
	84,43	98,04	111,69	157,27	1,1612	1,3228	1,8627

					1,1720	1,3730	1,8143
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - прям	юугольная р	оешётка		
	17,47	34,72	40,87	46,08	1,9871	2,3392	2,6371
	36,18	61,5	73,1	88,4	1,6997	2,0205	2,4434
	43,75	72,88	84,9	103,68	1,6658	1,9406	2,3698
4	58,21	93,55	108,44	135,56	1,6070	1,8629	2,3288
	67,05	115,81	127,71	150,21	1,7274	1,9049	2,2405
	88,69	104,95	165,98	181,28	1,5654	1,8714	2,0439
					1,7087	1,9899	2,3439
	Конфигурация 1	рунтового тепл	юобменнин	а - змеевик			
	16,35	30,65	37,75	44,51	1,8750	2,3094	2,7232
	36,66	64,03	80,84	95,43	1,7467	2,2250	2,6032
	46,46	90,54	92,7	117,29	1,9489	1,9955	2,5248
4	59,96	110,78	121,68	139,19	1,8476	2,0294	2,3214
	72,79	111,98	142,64	175,41	1,5385	1,9597	2,4100
	97,09	159,83	197,64	211,14	1,6461	2,0356	2,1746
					1,7671	2,0924	2,4595
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - шест	гиугольная р	оешётка		
	25,65	46,21	53,68	62,65	1,8016	2,0928	2,4425
	37,65	72,0	84,1	103,3	1,9124	2,2338	2,7438
	44,41	77,8	91,3	112,4	1,7520	2,0560	2,5311
4	58,11	94,11	104,6	150,44	1,6194	1,7999	2,5888
	65,78	112,25	132,03	144,2	1,7066	2,0073	2,1923
	84,27	141,08	171,23	209,25	1,6742	2,0321	2,4833
					1,7444	2,0370	2,4970
Конфигурация грунтового теплообменника - прямоугольная решётка							

	17,58	46,67	53,1	57,66	2,6549	3,0205	3,2797
	33,77	83,22	99,82	105,65	2,4643	2,9558	3,1282
	43,85	102,47	123,47	132,07	2,3371	2,8160	3,0122
5	57,97	141,88	155,58	159,49	2,4476	2,6840	2,7514
	67,24	154,42	182,77	201,17	2,2965	2,7181	2,9918
	88,90	181,86	211,94	240,92	2,0457	2,3841	2,7101
					2,3744	2,7631	2,9789
	Конфигурация 1	грунтового тепл	пообменнии	а - змеевик			
	16,36	43,64	52,11	56,87	2,6676	3,1850	3,4762
	36,68	93,9	107,0	122,53	2,5603	2,9174	3,3410
	46,47	111,99	131,09	144,39	2,4099	2,8209	3,1071
5	59,98	136,89	167,88	184,29	2,2824	2,7991	3,0726
	72,80	181,76	192,58	217,18	2,4966	2,6453	2,9832
	97,26	205,53	198,5	276,31	2,1132	2,5219	2,8409
					2,4217	2,8149	3,1368
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - шест	гиугольная р	оешётка		
	25,68	66.82	67,68	77,31	2.6024	2,6359	3,0111
	37,64	99,33	104,8	125,87	2,6395	2,7849	3,3446
	44,42	109,0	121,3	142,5	2,4538	2,7307	3,2080
5	58,09	125,2	152,0	178,72	2,1553	2,6170	3,0764
	66,09	156,6	181,95	209,75	2,3701	2,7532	3,1739
	84,10	197,2	234,78	272,9	2,3455	2,7917	3,2449
					2,4278	2,7189	3,1765
	Конфигурация грунтово	ого теплообмен	ника - прям	иоугольная р	оешётка		
	20,08	71,55	80,44	82,25	3,5641	4,0067	4,0971
	31,87	110,14	123,46	118,1	3,4557	3,8738	3,7056
C C	43,86	140,96	163,96	171,94	3,2137	3,7381	3,9202
0	57,99	181,89	203,29	212,79	3,1368	3,5058	3,6697
	67,23	195,24	225,68	238,08	2,9041	3,3570	3,5414
	79.69	227.32	258.25	263.66	2.8524	3.2406	3.3084

				3,1878	3,6203	Ī
Конфигурация г	рунтового тепл	пообменнин	ка - змеевик			
16,35	58,14	67,07	72,64	3,5561	4,1023	Ī
36,67	128,0	143,2	151,07	3,4906	3,9051	
46,45	157,03	166,29	185,58	3,3803	3,5797	
60,02	192,01	228,12	228,51	3,1994	3,8010	
72,82	220,16	257,72	263,86	3,0233	3,5391	I
07 21	275 50	330.05	3/7 08	2 8350	3 3053	ł

3,7071

4,4430

4,1197 3,9949

3,8076

	/	,	,	/	/	/	/
	72,82	220,16	257,72	263,86	3,0233	3,5391	3,6234
	97,21	275,59	330,05	347,08	2,8350	3,3953	3,5704
					3,2475	3,7204	3,9265
	Конфигурация грунтовс	ого теплообмен	ника - шест	гиугольная р	оешётка		
	25,72	83,98	95,97	104,98	3,2660	3,7321	4,0826
	37,57	127,03	138,51	152,43	3,3812	3,6869	4,0573
	44,46	143,2	162,5	172,8	3,2212	3,6554	3,8870
6	58,07	170,9	194,83	214,82	2,9435	3,3554	3,6996
	66,07	210,74	248,57	266,46	3,1898	3,7623	4,0332
	79,73	259,73	279,0	303,8	3,2575	3,4996	3,8103
					3,2099	3,6153	3,9283

6

Приложение А Таблица А.2

Сводная таблица экспериментальных данных по электротепловому моделированию для одиночной трубы

Коэффициент α ₀	Разность потенциа- лов ∆V, В	Сила тока Ү, mA
0,6262	16,93	10,6
0,7874	35,69	28,10
0,6930	43,14	29,90
0,7537	57,31	38,67
0,7104	66,44	47,20
0,7140	88,51	63,20
$\alpha_0{}^{cp}=0,7141$		
Приложение Б Таблица Б.1

Конфи-	Грунтовый	теплооб-	Погрешность определения удельного элек-						
гурация	менн	ИК	трического тока						
	расстояние	количе-	относ	ительная	абсолю	отная, тА			
	между тру-	ство	ε _{α0}	ε _{α_{rp}}	$\Delta \alpha_0$	$\Delta lpha_{rp}$			
	бами, S	труб, п							
	2d	2	0.03548	0.02237	0,0208	0,016279			
	3d			0.02029		0,018369			
	4d			0.01891		0,021389			
H	2d			0,01666	0,0208	0,019831			
Прямо- уголь- ная ре-	3d	3	0.03548	0,01562		0,021319			
	4d			0,01467		0,025025			
шетка	2d			0,01455	0,0208	0,024858			
	3d	4	0.03548	0,014		0,027857			
	4d			0,01361		0,031901			
	2d			0,01404	0,0208	0,033346			
	3d	5	0.03548	0,01361		0,037605			
	4d			0,01344		0,040035			
	2d			0,01353	0,0208	0,04312			
	3d	6	0.03548	0,01309		0,047397			
	4d			0,01296		0,048029			
	2d			0,02135	0,0208	0,016474			
	3d	2	0.03548	0,01969		0,018725			
Змеерии	4d			0,01836		0,021467			
JWICCDIIK	2d			0,01579	0,0208	0,01969			
	3d	3	0.03548	0,015		0,021813			
	4d			0,01425		0,025425			

Оценка систематической ошибки результатов эксперимента

	2d			0,01438	0,0208	0,025409
	3d	4	0.03548	0,01381		0,0289
	4d			0,01347		0,033124
	2d			0,01381	0,0208	0,03345
	3d	5	0.03548	0,01339		0,037684
	4d			0,01319		0,041367
	2d			0,01366	0,0208	0,044347
	3d	6	0.03548	0,01322		0,049186
	4d			0,01306		0,051298
	2d			0,01869	0,0208	0,013746
	3d	2	0.03548	0,01646		0,014774
	4d			0,01421		0,017004
	2d			0,01423	0,0208	0,016674
	3d	3	0.03548	0,01335		0,01833
	4d			0,01236		0,022417
	2d			0,01283	0,0208	0,015073
	3d	4	0.03548	0,01232		0,025097
Шести-	4d			0,0119		0,029717
	2d			0,01229	0,0208	0,029832
	3d	5	0.03548	0,01191		0,03237
ная ре-	4d			0,01165		0,036999
шетка	2d			0,01233	0,0208	0,039273
	3d	6	0.03548	0,01179		0,04261
	4d			0,0116		0,045551

Оценка случайной и общей ошибок определения величины удельного электрического тока одиночного электрода

Квадраты абсолютных отклонений						Средне	Систем		Коэффи		Погреши	ность
				квадрат	атичес		ииент			относи		
						ичная	кая	$\Delta \alpha_0$	Стьюле	абсолю	общая	тельная
$(\Delta \alpha_{01})^2$	$(\Delta \alpha_{02})^2$	$(\Delta \alpha_{03})^2$	$(\Delta \alpha_{04})^2$	$(\Delta \alpha_{05})^2$	$(\Delta \alpha_{06})^2$	погреш	ошибка	$\Delta S_{\overline{a}_0}$	ита	тная,	,	Tempilan
10-3	10-3	10-3	10-3	10-3	10-3	ность,	,		f(n)	$\Delta lpha_{_{cлуч}}$	Δ	,
						$\Delta S_{ar{lpha}_0}$	$\Delta \alpha_0$		$l_{\alpha}(n)$			ε _{α0} ,70
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7,73	5,37	0,45	1,57	0,01	0,00001	0,0225	0,01406	0,63	2,57	0,0577	0,0577	8,08

Pac-			Квадратн	ы абсолют	гных откл	онений		Сред-						
стоя- ние между тру- бами <i>S</i>	Кол- во труб в т/о <i>п</i>	$(\Delta \alpha_{rp1})^2$ 10^{-3}	$(\Delta \alpha_{rp2})^2$ 10^{-3}	$(\Delta \alpha_{rp3})^2$ 10^{-3}	$(\Delta \alpha_{rp4})^2$ 10^{-3}	$(\Delta \alpha_{rp5})^2$ 10^{-3}	$(\Delta \alpha_{\rm rp6})^2$ 10^{-3}	няя квадра- тичная погреш- ность ΔS _{-α,p}	Система- тическая ошибка Δα _{гр}	$\frac{\Delta \alpha_{\rm rp}}{\Delta S_{\bar{\alpha}_{\rm rp}}}$	Коэф. Стью- дента $t_{\alpha}(n)$	Абсо- лютная погреш- ность $\Delta \alpha_{_{гр_{случ}}}$	Общая по- греш- ность Д	Относи- тельная погреш- ность $\epsilon_{\alpha_{rp}}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Прямоугольная решетка													
2d		0,004	0,0005	9,45	0,21	0,52	8,12	0,0247	0,016279	0,66	2,57	0,0635	0,0635	8,38
3d	2	17,13	1,07	2,23	3,32	0,85	7,71	0,0328	0,017809	0,54	2,57	0,0843	0,0843	9,39
4d		24,43	0,08	8,41	0,38	0,44	1,11	0,0341	0,019713	0,58	2,57	0,0876	0,0876	7,75
2d		28,46	0,21	2,68	7,01	6,91	4,64	0,0408	0,019949	0,49	2,57	0,1048	0,1048	8,81
3d	3	18,36	0,001	0,55	1,1	3,21	4,89	0,0306	0,021503	0,7	2,57	0,0787	0,0787	5,76
4d		42,68	7,43	0,02	8,43	2,8	23,44	0,0532	0,025198	0,47	2,57	0,1366	0,1366	8,01
2d		77,51	0,08	1,84	10,34	0,35	20,53	0,0607	0,025225	0,42	2,57	0,1561	0,1561	9,13
3d	4	122,01	0,94	2,43	16,13	7,22	14,04	0,0737	0,02804	0,38	2,57	0,1893	0,1893	9,51
4d		85,97	9,9	0,67	0,23	10,69	90	0,0811	0,032083	0,4	2,57	0,2085	0,2085	8,9
2d	5	78,68	8,08	1,39	5,36	6,07	108,04	0,0832	0,033502	0,4	2,57	0,2138	0,2138	9

Оценка случайной и общей ошибок определения величины удельного электрического тока для группы труб

3d		66,25	37,13	2,8	6,26	2,02	143,64	0,0928	0,037754	0,41	2,57	0,2384	0,2384	8,63
4d		90,48	22,29	1,11	51,76	0,17	72,25	0,0891	0,040196	0,45	2,57	0,2289	0,2289	7,69
2d		141,6	71,77	0,67	2,6	80,49	112,49	0,1169	0,043177	0,37	2,57	0,3003	0,3003	9,42
3d	6	149,3	64,26	13,88	13,11	69,33	144,17	0,123	0,047457	0,39	2,57	0,3162	0,3162	8,73
4d		152,1	0,002	45,41	1,4	27,46	158,96	0,1133	0,048117	0,42	2,57	0,2913	0,2913	7,86
Змеевик														
2d		380,44	1,2	0,76	0,2	3,08	9,58	0,0263	0,016474	0,63	2,57	0,0676	0,0676	8,76
3d	2	22,59	1,12	5,66	0,08	10,12	0,28	0,0364	0,017983	0,49	2,57	0,0937	0,0937	9,85
4d		26,37	0,16	0,01	1,18	2,58	4,52	0,0341	0,019860	0,58	2,57	0,0876	0,0876	7,49
2d		47	0,003	14,3	0,88	2,91	5,08	0,0484	0,019983	0,41	2,57	0,1243	0,1243	9,97
3d	3	40,2	4,53	6,02	0,1	0,05	5,23	0,0433	0,022134	0,51	2,57	0,1112	0,1112	7,64
4d		56,93	3,79	3,38	6,94	11,88	2,48	0,0534	0,025656	0,48	2,57	0,1371	0,1371	7,69
2d		11,64	0,42	33,05	6,48	52,26	14,64	0,0628	0,02574	0,41	2,57	0,1615	0,1615	9,14
3d	4	47,09	17,58	9,39	3,97	17,61	3,23	0,0574	0,029194	0,51	2,57	0,1475	0,1475	7,05
4d		69,54	20,65	4,26	19,07	2,45	81,17	0,0811	0,033352	0,41	2,57	0,2083	0,2083	8,47
2d		60,47	19,21	0,14	19,4	5,61	95,17	0,0817	0,033641	0,41	2,57	0,2098	0,2098	8,67
3d	5	136,97	10,51	0,04	0,25	28,76	85,85	0,0935	0,037916	0,41	2,57	0,2403	0,2403	8,54
4d		115,19	41,7	0,88	4,12	23,59	87,56	0,0954	0,041544	0,44	2,57	0,2452	0,2452	7,82
2d	E	95,23	59,1	17,64	2,31	50,27	170,16	0,1147	0,044447	0,39	2,57	0,2948	0,2948	9,08
3d	0	145,85	34,11	19,8	6,5	32,87	105,69	0,1072	0,049301	0,46	2,57	0,2755	0,2755	7,41

4d		266,77	37,33	4,68	14,14	91,87	126,81	0,1344	0,051403	0,38	2,57	0,3453	0,3453	8,79
	Шестиугольная решетка													
2d		0,24	0,04	0,33	0,31	1	0,03	0,008	0,013456	1,67	2,57	0,0207	0,0042	0,58
3d	2	4,08	0,62	0,04	0,3	0,72	2,63	0,0167	0,014774	0,88	2,57	0,043	0,0084	0,94
4d		5,13	0,97	0,0002	0,86	6,84	0,08	0,0215	0,017004	0,79	2,57	0,0553	0,0553	4,62
2d		10,47	3,97	0,78	11,71	5,52	0,12	0,0329	0,016513	0,5	2,57	0,0847	0,0847	7,22
3d	3	0,63	5,29	1,54	6,69	0,03	2,52	0,0236	0,018482	0,78	2,57	0,0606	0,0606	4,42
4d		19,74	1,17	0,4	3,46	20,88	2,34	0,04	0,022531	0,56	2,57	0,1028	0,1028	5,67
2d		3,27	28,22	0,06	15,63	1,43	4,93	0,0422	0,015166	0,36	2,57	0,1086	0,1086	6,22
3d	4	3,11	38,73	0,36	56,22	0,88	0,02	0,0575	0,025236	0,44	2,57	0,1479	0,1479	7,26
4d		2,97	60,91	1,16	8,43	92,84	0,19	0,0745	0,02986	0,4	2,57	0,1915	0,1915	7,67
2d		30,49	44,82	0,68	74,26	3,33	6,77	0,0731	0,029912	0,41	2,57	0,1879	0,1879	7,74
3d	5	6,89	4,36	0,14	10,38	1,18	5,3	0,0307	0,032512	1,06	2,57	0,0789	0,0227	0,84
4d		27,36	28,26	0,99	10,02	0,01	4,68	0,0488	0,037139	0,76	2,57	0,1253	0,1253	3,94
2d		3,15	29,34	0,13	70,97	0,4	2,27	0,0595	0,039348	0,66	2,57	0,153	0,153	4,76
3d	6	13,64	5,13	1,61	67,55	21,61	13,39	0,064	0,042665	0,67	2,57	0,1645	0,1645	4,55
4d		23,81	16,64	1,71	52,3	11	13,92	0,0631	0,045619	0,72	2,57	0,1621	0,1621	4,13

Приложение Г таблица Г.1

Оценка абсолютной и относительной погрешностей коэффициента тепловой интерференции

Расстояние между трубами S	Количество труб в грунтовом теп- лообменнике n, шт	Абсолютная погрешность, Дт	Относительная по- грешность, $\epsilon_{\rm m}$,%						
Прямоугольная решетка									
2d		0,0221	4,17						
3d	2	0,0251	3,98						
4d		0,0297	3,76						
2d		0,0308	5,50						
3d	3	0,0344	5,38						
4d		0,0420	5,25						
2d		0,0420	7,01						
3d	4	0,0482	6,88						
4d		0,0562	6,85						
2d		0,0575	8,58						
3d	5	0,0662	8,60						
4d		0,0711	8,57						
2d		0,0762	10,29						
3d	6	0,0856	10,19						
4d		0,0874	10,05						
	Змеен	ВИК							
2d		0,0224	4,15						
3d	2	0,0260	3,87						
4d		0,0304	3,71						

2d		0,0317	5,46						
3d	3	0,0362	5,32						
4d		0,0435	5,24						
2d		0,0433	6,98						
3d	4	0,0505	6,92						
4d		0,0588	6,84						
2d		0,0584	8,58						
3d	5	0,0672	8,50						
4d		0,0744	8,46						
2d		0,0779	10,25						
3d	6	0,0883	10,15						
4d		0,0928	10,09						
Шестиугольная решетка									
2d		0,0198	3,88						
3d	2	0,0229	3,70						
4d		0,0291	3,46						
2d		0,0284	5,16						
3d	3	0,0327	5,12						
4d		0,0422	4,97						
2d		0,0375	6,15						
3d	4	0,0474	6,67						
4d		0,0575	6,61						
2d		0,0564	8,29						
3d	5	0,0626	8,24						
4d		0,0727	8,17						
2d		0,0744	9,93						
3d	6	0,0830	9,88						
4d		0,0898	9,76						

斑斑斑斑斑

密

遊園

斑

资

拹

斑

斑

超超路

斑

斑斑

斑

斑

斑

斑

遊遊路

斑

斑

斑

一路路

撥

廢

斑

路路路

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018612737

Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автономных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа

Правообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.» (СГТУ имени Гагарина Ю.А.) (RU)

Авторы: см. на обороте

按

茲

密

密

密

密

招

招

蹈

密路路

路路

掖

語習

蹈

密

招

密

密遊

潮

盗

斑

斑

遊

海海海

密

遊

盗

南南

密

斑

率

斑

密

斑

遊遊

极极极

Заявка № 2017663128 Дата поступления 18 декабря 2017 г. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 26 февраля 2018 г.

> Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

- llleee

Г.П. Ивлиев

Листинг программы «Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автономных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа»

Оглавление

Содержимое файла index.html	191
Содержимое файла main.js	202
содержимое файла main.css	208
Содержимое файла FirstStep.go	212
Содержимое файла SecondStep.go	214
Содержимое файла ThirdStep.go	216
Содержимое файла FourthStep.go	218
Содержимое файла FifthStep.go	220
Содержимое файла SixthStep.go	222

Содержимое файла index.html

```
<!DOCTYPE html>
<html>
<head>
      <title>Pacчет оборудования</title>
       k rel="stylesheet" type="text/css" href="main.css">
      <script type="text/javascript" src = "jquery.js"></script>
       <script type="text/javascript" src = "plfill.js"></script>
      <script type="text/javascript" src = "main.js"></script>
</head>
<body>
<h2 class = "header-container">
Определение изотермических изменений состояния паровой смеси пропан бутана в автоном-
ных системах газоснабжения с естественной регазификацией сжиженного углеводородного
газа
</h2>
<div>
      <label>Введите количество шагов для расчета <input type="number" id = "selectSteps"
step = "1", max = "6", min = "1", value = "1"></input></label>
</div>
<div>
      <br/>selectStepsButton" class = "button-manage">Подтвердить количество
шагов</button>
</div>
<div>
      <br/>button id = "mockData" class = "button-manage">Использовать тестовые данные</but-
ton>
</div>
<div><button class = "button-manage" id = "getValueFirstStep">Получить значения</but-</pre>
```

```
ton></div>
```

```
<form action = "firstStep" class = "firstStep" id = "firstStepForm">
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Первого участка
</h3>
<label> trp температура грунта, <sup>o</sup>C
```

<label >G расход газа на участке, кг/ч

<label >m Доля бутана

<label >t1k п Температура смеси, ^oK

<input name= "firstStepTempMix" type="number" step="0.01"></label></label>n Доля пропана

<input name= "firstStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>

<input name= "firstStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>

<label >hг высота горловины, м <input name= "firstStepMouthHeight" type="number" step="0.01"></label>

вины грунтовому массиву, Bт/м²*К
<input name= "firstStepHeatTransferCoeffOuter" type="number" step="0.01"></label>

<label >αн коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности стенки горло-

<input name= "firstStepHeatTransferCoeffInner" type="number" step="0.01"></label>

<label >αв коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенки горловины, Вт/м²*К

<label >λм теплопроводность металлической стенки горловины, Bт/м*К <input name= "firstStepMetalHeatConductivity" type="number" step="0.01"></label> <label >λг.и. теплопроводность гидроизоляции горловины, Bт/м*К <input name= "firstStepHydroHeatConductivity" type="number" step="0.01"></label></label>

<label >dнар г.и. наружный диаметр гидроизоляции, м<input name= "firstStepOuterHydroDiameter" type="number" step="0.01"></label></label>

<label >dвн г.и. внутренний диаметр гидроизоляции, м <input name= "firstStepInnerHydroDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label >dнар г наружный диаметр горловины, м <input name= "firstStepOuterMouthDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label >dвн г внутренний диаметр горловины, м <input name= "firstStepInnerMouthDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label >tп1 температура паровой фазы в горловине резервуара, ^oC</input name= "firstStepTSteam" type="number" step="0.01"></label>

<input name= "firstStepTGround" type="number" step="0.01"></label>

```
<input name= "firstStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label>
```

</form>

```
<div class = "result-container">
Ваш результат для первого шага:
Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку,
Вт:
Temneparypa паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, <sup>0</sup>C
```

```
<form action = "secondStep" class = "firstStep" id = "secondStepForm">
```

```
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Второго участка
</h3>
```

label>R радиус кожуха резервуарной головки, мinput name= "CasingRadiusHead" type="number" step="0.01"></label>

```
<label>hкож высота кожуха, м
<input name= "CasingHeight" type="number" step="0.01"></label>
```

<label>Rкож сопротивление теплоотдачи стенки кожуха резервуарной головки, (м²*K)/Вт <input name= "ResistenceCasing" type="number" step="0.01"></label>

<label>αкож в коэффициент теплоотдачи внутреннего воздуха внутренней поверхности кожуха резервуарной головки, Bт/м²*K <input name= "CoeffInner" type="number" step="0.01"></label> label>δ ст кож толщина стенки кожуха резервуарной головки, м
input name= "CasingWidth" type="number" step="0.01"></label>

```
<label>&lambda;ст.кож. коэффициент теплопроводности стенки кожуха, Bт/м*К <input name= "CoeffCasing" type="number" step="0.01"></label>
```

<label>αкож н коэффициент теплоотдачи от стенки кожуха наружному воздуху, Вт/м²*К

<input name= "CoeffOuter" type="number" step="0.01"></label>

label>thap.в. температура наружного воздуха, ^oC</input name= "TempOuter" type="number" step="0.01"></label>

G

```
<label >t2k п Температура смеси, <sup>o</sup>K<input name= "secondStepTempMix" type="number" step="0.01"></label>
```

<label >n Доля пропана<input name= "secondStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>

<label >m Доля бутана <input name= "secondStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>

<label >G расход газа на участке, кг/ч<input name= "secondStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label></label>

</form>

<div class = "result-container">

Ваш результат для второго шага:

Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку, Вт:

Температура паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, ⁰C

</div>

```
<form action = "thirdStep" class = "firstStep" id = "thirdStepForm">
```

```
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Третьего участка
</h3>
```

```
<label>tнар.в. температура наружного воздуха, <sup>o</sup>C
<input name= "TempOuter" type="number" step="0.01"></label>
```

label>t3п.ф температура паровой фазы на участке газопровода, ^oC</input name= "TempAtStep" type="number" step="0.01"></label>

<label>λ м теплопроводность трубопровода паровой фазы, Bт/м*К<input name= "HeatConductivitySteamPhase" type="number" step="0.01"></label></label></label>

<label>α т.п.ф. в коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенки, Вт/м²*К

<input name= "CoeffHeatEmissionInner" type="number" step="0.01"></label>

<label>α т.п.ф. н коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода наружному воздуху, Bт/м²*K <input name= "CoeffHeatEmissionOuter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ т.п.ф. нар наружный диаметр трубопровода паровой фазы, м <input name= "OuterDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ т.п.ф. внр внутренний диаметр трубопровода паровой фаз, м<input name= "InnerDiameter" type="number" step="0.01"></label></label>

<label>l т.п.ф длина трубопровода паровой фазы, м <input name= "LengthSteamPhase" type="number" step="0.01"></label>

196

```
<input name= "thirdStepTempMix" type="number" step="0.01"></label>
<label >n Доля пропана
<input name= "thirdStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>
<label >m Доля бутана
<input name= "thirdStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>
<label >G pacxog газа на участке, кг/ч
```

<input name= "thirdStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label>

```
<div class = "result-container">
```

```
<р>Ваш результат для третьего шага:</р>
```

```
Bt:
```

</form>

<label >t3k п Температура смеси, ^oK

```
Температура паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, <sup>0</sup>C
```

Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку,

</div>

```
<form action = "fourthStep" class = "firstStep" id = "fourthStepForm">
```

```
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Четвертого участка
</h3>
```

```
<label>trp температура грунта, <sup>o</sup>C
<input name= "TempGround" type="number" step="0.01"></label>
```

<label>t4п.ф температура паровой фазы на участке газопровода, ^oC</input name= "TempAtStep" type="number" step="0.01"></label>

<label>λ м теплопроводность трубопровода паровой фазы, Bт/м*К <input name= "HeatConductivitySteamPhase" type="number" step="0.01"></label> <label>α т.п.ф. в коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенки трубопровода, Вт/м²*К

<input name= "CoeffHeatEmissionInner" type="number" step="0.01"></label>

<label>α т.п.ф. н коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода наружному воздуху, Вт/м²*К

<input name= "CoeffHeatEmissionOuter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ т.п.ф. нар наружный диаметр трубопровода паровой фазы, м <input name= "OuterDiameter" type="number" step="0.01"></label>

label>δ т.п.ф. внр внутренний диаметр трубопровода паровой фазы, мinput name= "InnerDiameter" type="number" step="0.01"></label></label>

label>l т.п.ф длина трубопровода паровой фазы, мinput name= "LengthSteamPhase" type="number" step="0.01"></label></label>

<label >t4k п Температура смеси, ^oK<input name= "fourthStepTempMix" type="number" step="0.01"></label>

<label >n Доля пропана <input name= "fourthStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>

```
<label >m Доля бутана
<input name= "fourthStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>
```

<label >G расход газа на участке, кг/ч <input name= "fourthStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label>

</form>

```
<div class = "result-container">
```

```
Ваш результат для четвертого шага:
```

Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку, Вт:

Температура паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, ⁰C

```
</div>
<form action = "fifthStep" class = "firstStep" id = "fifthStepForm">
```

```
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Пятого участка
</h3>
```

```
<label>trp температура грунта, <sup>o</sup>C
<input name= "TempGround" type="number" step="0.01"></label>
```

<label>t5п.ф температура паровой фазы в паропроводе, ^oC</input name= "TempAtStep" type="number" step="0.01"></label>

<label> λ м теплопроводность трубопровода паровой фазы, Вт/м*К <input name= "HeatConductivitySteamPhase" type="number" step="0.01"></label>

<label>α т.п.ф. в коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенки трубопровода, Вт/м²*К

```
<input name= "CoeffHeatEmissionInner" type="number" step="0.01"></label>
```

<label>α т.п.ф. н коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода наружному воздуху, Bт/м²*K <input name= "CoeffHeatEmissionOuter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ т.п.ф. нар наружный диаметр трубопровода паровой фазы, м <input name= "OuterDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ т.п.ф. внр внутренний диаметр трубопровода паровой фазы, м <input name= "InnerDiameter" type="number" step="0.01"></label>

<label>δ нар г.и. наружный диаметр гидроизоляции трубопровода, м<input name= "OuterDiameterHydro" type="number" step="0.01"></label>

label>δ внр г.и. внутренний диаметр гидроизоляции трубопровода, м

<input name= "InnerDiameterHydro" type="number" step="0.01"></label>

```
<label>l гориз т.п.ф длина горизонтального участка трубопровода паровой фазы, м
<input name= "LengthSteamPhase" type="number" step="0.01"></label></label>&alpha; корректирующий коэффициент взаимного теплового влияния
<input name="CoeffCorrection" type="number" step="0.01"></label></label></label></label></label></label>
```

<label >t5k п Температура смеси, ^oK <input name= "fifthStepTempMix" type="number" step="0.01"></label>

<label >n Доля пропана <input name= "fifthStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>

<label >m Доля бутана <input name= "fifthStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>

<label >G расход газа на участке, кг/ч <input name= "fifthStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label>

</form>

<div class = "result-container">

Ваш результат для пятого шага:

Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку, Вт:

Температура паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, ⁰C

</div>

```
<form action = "sixthStep" class = "firstStep" id = "sixthStepForm">
<h3 class = "stepInputs">
Введите в поля значения для расчетов
Шестого участка
</h3>
```

```
<label>trp температура грунта, <sup>o</sup>C
<input name= "TempGround" type="number" step="0.01"></label>
```

```
<label>t6п.ф "температура паровой фазы в паропроводе, <sup>o</sup>C
<input name= "TempAtStep" type="number" step="0.01"></label>
```

```
<label> &lambda; м теплопроводность трубопровода паровой фазы, Bт/м*К<input name= "HeatConductivitySteamPhase" type="number" step="0.01"></label></label>
```

```
<label>&alpha; т.п.ф. в коэффициент теплоотдачи от паровой фазы внутренней стенки трубопровода, Вт/м<sup>2</sup>*К
```

```
<input name= "CoeffHeatEmissionInner" type="number" step="0.01"></label>
```

```
<label>&alpha; т.п.ф. н коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопро-
вода наружному воздуху, Bт/м<sup>2</sup>*K
<input name= "CoeffHeatEmissionOuter" type="number" step="0.01"></label>
```

label>δ т.п.ф. нар наружный диаметр трубопровода, мinput name= "OuterDiameter" type="number" step="0.01"></label></label>

```
<label>&delta; т.п.ф. внр внутренний диаметр трубопровода, м
<input name= "InnerDiameter" type="number" step="0.01"></label>
```

```
label>δ нар г.и. наружный диаметр гидроизоляции трубопровода, мinput name= "OuterDiameterHydro" type="number" step="0.01"></label>
```

```
<label>&delta; внр г.и. внутренний диаметр гидроизоляции трубопровода, м <input name= "InnerDiameterHydro" type="number" step="0.01"></label>
```

```
<label >G расход газа на участке, кг/ч
<input name= "sixthStepGaseExpensive" type="number" step="0.01"></label>
```

</form>

```
<div class = "result-container">
```

Ваш результат для шестого шага:

<label >n Доля пропана

<label >m Доля бутана

Количество тепла, передаваемого от окружающей среды к рассматриваемому участку,

BT:

Температура паровой фазы СУГ в конце рассматриваемого участка, ⁰C

</div>

</body> </html>

<input name= "LengthSteamPhase" type="number" step="0.01"></label>

<input name= "sixthStepTempMix" type="number" step="0.01"></label>

<input name= "sixthStepMixPropan" type="number" step="0.01"></label>

<input name= "sixthStepMixButan" type="number" step="0.01"></label>

<label>λ г.и. теплопроводность гидроизоляции горловины, Bт/м*К <input name= "HeatConductivityHydro" type="number" step="0.01"></label>

<label>lтр п.ф. длина трубопровода паровой фазы, м

<label > t6k п Температура смеси, ^oK

Содержимое файла main.js

```
$(document).ready(function(){
    showForm(1);
    // $('#selectSteps').change(function(){
    // var value = +$(this).val();
    // showForm(value);
    // });
```

//обработчик клика по кнопке - отрисует формы для нескольких форм для шагов \$('#selectStepsButton').click(function(){ var value = +\$('#selectSteps').val();

```
showForm(value);
```

});

```
$('#mockData').click(function(){
```

setValues();

});

```
$('#firstStepForm').submit(function(e){
     e.preventDefault();
```

});

//по клику на кнопку "получить значения " - пошлет на сервер запрос с входными дан-

ными

```
$('#getValueFirstStep').click(function(e){
              //data = $('#firstStepForm').serializeArray();
              //data = objectifyForm(data)
              //console.log(data);
              var value = +$('#selectSteps').val();
              var data = getDataByCountSteps(value);
              $.ajax({
                      type: "POST",
                      url: "firstStep",
                      contentType: "application/json",
                      data: JSON.stringify(data),
                      success: function(data){
                             debugger;
                             resData = JSON.parse(data);
                             $('#firstStepResult').text(resData.firstResult.toFixed(3));
                             $('#firstStepResultTemp').text(resData.firstResultTemp.toFixed(2));
                             $('#secondStepResult').text(resData.secondResult.toFixed(3));
                             $('#secondStepResultTemp').text(resData.secon-
dResultTemp.toFixed(2));
                             $('#thirdStepResult').text(resData.thirdResult.toFixed(3));
                             $('#thirdStepResultTemp').text(resData.thirdResultTemp.toFixed(2));
```

```
$('#fourthStepResult').text(resData.fourthResult.toFixed(3));

$('#fourthStepRe-

sultTemp').text(resData.fourthResultTemp.toFixed(2));

$('#fifthStepResult').text(resData.fifthResult.toFixed(3));

$('#fifthStepResultTemp').text(resData.fifthResultTemp.toFixed(2));
```

\$('#sixthStepResult').text(resData.sixthResult.toFixed(3));
\$('#sixthStepResultTemp').text(resData.sixthResultTemp.toFixed(2));

//\$('#firstStepResult').text(data);

```
},
});
//console.log(objectifyForm(data));
e.preventDefault();
});
});
```

//загрузит тестовые значения в формы function setValues(){

//first

\$("#firstStepForm input[name=firstStepTGround]").val(-10); \$("#firstStepForm input[name=firstStepTSteam]").val(-1.35); \$("#firstStepForm input[name=firstStepInnerMouthDiameter]").val(0.486); \$("#firstStepForm input[name=firstStepOuterMouthDiameter]").val(0.5); \$("#firstStepForm input[name=firstStepInnerHydroDiameter]").val(0.27); \$("#firstStepForm input[name=firstStepOuterHydroDiameter]").val(0.516); \$("#firstStepForm input[name=firstStepMetalHeatConductivity]").val(45); \$("#firstStepForm input[name=firstStepHydroHeatConductivity]").val(0.27);

\$("#firstStepForm input[name=firstStepHeatTransferCoeffInner]").val(13.96); \$("#firstStepForm input[name=firstStepHeatTransferCoeffOuter]").val(8); \$("#firstStepForm input[name=firstStepMouthHeight]").val(0.6);

\$("#firstStepForm input[name=firstStepTempMix]").val(263);

```
$("#firstStepForm input[name=firstStepMixPropan]").val(0.7);
$("#firstStepForm input[name=firstStepMixButan]").val(0.3);
$("#firstStepForm input[name=firstStepGaseExpensive]").val(1.8);
```

//second

\$("#secondStepForm input[name=CasingRadiusHead]").val(0.25); \$("#secondStepForm input[name=CasingHeight]").val(0.1); \$("#secondStepForm input[name=ResistenceCasing]").val(0.45); \$("#secondStepForm input[name=CoeffInner]").val(8.7);

\$("#secondStepForm input[name=CasingWidth]").val(0.004); \$("#secondStepForm input[name=CoeffCasing]").val(45); \$("#secondStepForm input[name=CoeffOuter]").val(30); \$("#secondStepForm input[name=TempOuter]").val(-37);

\$("#secondStepForm input[name=secondStepTempMix]").val(263); \$("#secondStepForm input[name=secondStepMixPropan]").val(0.7); \$("#secondStepForm input[name=secondStepMixButan]").val(0.3); \$("#secondStepForm input[name=secondStepGaseExpensive]").val(1.8);

//third

\$("#thirdStepForm input[name=TempOuter]").val(-37); \$("#thirdStepForm input[name=TempAtStep]").val(-13.61); \$("#thirdStepForm input[name=HeatConductivitySteamPhase]").val(45); \$("#thirdStepForm input[name=CoeffHeatEmissionInner]").val(8.7);

\$("#thirdStepForm input[name=CoeffHeatEmissionOuter]").val(30); \$("#thirdStepForm input[name=OuterDiameter]").val(0.04); \$("#thirdStepForm input[name=InnerDiameter]").val(0.032); \$("#thirdStepForm input[name=LengthSteamPhase]").val(1.2);

\$("#thirdStepForm input[name=thirdStepTempMix]").val(263); \$("#thirdStepForm input[name=thirdStepMixPropan]").val(0.7); \$("#thirdStepForm input[name=thirdStepMixButan]").val(0.3); \$("#thirdStepForm input[name=thirdStepGaseExpensive]").val(1.8);

//fourth

\$("#fourthStepForm input[name=TempGround]").val(-3.5); \$("#fourthStepForm input[name=TempAtStep]").val(-15.76); \$("#fourthStepForm input[name=HeatConductivitySteamPhase]").val(45); \$("#fourthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionInner]").val(8.7);

\$("#fourthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionOuter]").val(30); \$("#fourthStepForm input[name=OuterDiameter]").val(0.04); \$("#fourthStepForm input[name=InnerDiameter]").val(0.032); \$("#fourthStepForm input[name=LengthSteamPhase]").val(1.85);

\$("#fourthStepForm input[name=fourthStepTempMix]").val(263); \$("#fourthStepForm input[name=fourthStepMixPropan]").val(0.7); \$("#fourthStepForm input[name=fourthStepMixButan]").val(0.3); \$("#fourthStepForm input[name=fourthStepGaseExpensive]").val(1.8);

//fifth

\$("#fifthStepForm input[name=TempGround]").val(5); \$("#fifthStepForm input[name=TempAtStep]").val(-14.33); \$("#fifthStepForm input[name=HeatConductivitySteamPhase]").val(45); \$("#fifthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionInner]").val(13.96);

\$("#fifthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionOuter]").val(6); \$("#fifthStepForm input[name=OuterDiameter]").val(0.04); \$("#fifthStepForm input[name=InnerDiameter]").val(0.032); \$("#fifthStepForm input[name=OuterDiameterHydro]").val(0.048);

\$("#fifthStepForm input[name=InnerDiameterHydro]").val(0.04); \$("#fifthStepForm input[name=LengthSteamPhase]").val(14.5); \$("#fifthStepForm input[name=HeatConductivityHydro]").val(0.27); \$("#fifthStepForm input[name=CoeffCorrection]").val(1);

\$("#fifthStepForm input[name=fifthStepTempMix]").val(263);

\$("#fifthStepForm input[name=fifthStepMixPropan]").val(0.7); \$("#fifthStepForm input[name=fifthStepMixButan]").val(0.3); \$("#fifthStepForm input[name=fifthStepGaseExpensive]").val(1.8);

//sixth

\$("#sixthStepForm input[name=TempGround]").val(-2.5); \$("#sixthStepForm input[name=TempAtStep]").val(-10.47); \$("#sixthStepForm input[name=HeatConductivitySteamPhase]").val(45); \$("#sixthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionInner]").val(13.96);

\$("#sixthStepForm input[name=CoeffHeatEmissionOuter]").val(8); \$("#sixthStepForm input[name=OuterDiameter]").val(0.04); \$("#sixthStepForm input[name=InnerDiameter]").val(0.032); \$("#sixthStepForm input[name=OuterDiameterHydro]").val(0.048);

\$("#sixthStepForm input[name=InnerDiameterHydro]").val(0.04); \$("#sixthStepForm input[name=LengthSteamPhase]").val(1.5); \$("#sixthStepForm input[name=HeatConductivityHydro]").val(0.27);

```
$("#sixthStepForm input[name=sixthStepTempMix]").val(263);
$("#sixthStepForm input[name=sixthStepMixPropan]").val(0.7);
$("#sixthStepForm input[name=sixthStepMixButan]").val(0.3);
$("#sixthStepForm input[name=sixthStepGaseExpensive]").val(1.8);
```

}

function showForm(value){

switch(value){

case 1:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').hide(); \$('#thirdStepForm').hide(); \$('#fourthStepForm').hide(); \$('#fifthStepForm').hide(); \$('#sixthStepForm').hide(); break:

case 2:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').show(); \$('#thirdStepForm').hide(); \$('#fourthStepForm').hide(); \$('#fifthStepForm').hide(); \$('#sixthStepForm').hide(); break;

case 3:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').show(); \$('#thirdStepForm').show(); \$('#fourthStepForm').hide(); \$('#fifthStepForm').hide(); \$('#sixthStepForm').hide(); break;

case 4:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').show(); \$('#thirdStepForm').show(); \$('#fourthStepForm').show(); \$('#fifthStepForm').hide(); \$('#sixthStepForm').hide(); break;

case 5:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').show(); \$('#thirdStepForm').show(); \$('#fourthStepForm').show(); \$('#fifthStepForm').show(); \$('#sixthStepForm').hide(); break;

case 6:

\$('#firstStepForm').show(); \$('#secondStepForm').show(); \$('#thirdStepForm').show(); \$('#fourthStepForm').show();

```
$('#fifthStepForm').show();
                             $('#sixthStepForm').show();
                             break;
              }
};
function getDataByCountSteps(count){
       var resObject = {
       };
       firstStep = $('#firstStepForm').serializeArray();
       firstStep = objectifyForm(firstStep);
       secondStep = $('#secondStepForm').serializeArray();
       secondStep = objectifyForm(secondStep);
       thirdStep = $('#thirdStepForm').serializeArray();
       thirdStep = objectifyForm(thirdStep);
       fourthStep = $('#fourthStepForm').serializeArray();
       fourthStep = objectifyForm(fourthStep);
       fifthStep = $('#fifthStepForm').serializeArray();
       fifthStep = objectifyForm(fifthStep);
       sixthStep = $('#sixthStepForm').serializeArray();
       sixthStep = objectifyForm(sixthStep);
       resObject.FirstStep = firstStep;
       resObject.SecondStep = secondStep;
       resObject.ThirdStep = thirdStep;
       resObject.FourthStep = fourthStep;
       resObject.FifthStep = fifthStep;
       resObject.SixthStep = sixthStep;
       resObject.Count = count;
       return resObject;
}
function objectifyForm(formArray) {//serialize data function
```

```
var returnArray = { };
for (var i = 0; i < formArray.length; i++){
  returnArray[formArray[i]['name']] = +formArray[i]['value'];
  }
return returnArray;
}
```

Содержимое файла main.css .firstStep label{ display: block; } .header-container{ padding-top: 20px; padding-bottom: 30px; margin: 0 auto; width: 800px; } .result-container{ margin-top: 40px; margin-bottom: 20px; width: 500px; border: 1px solid black; background-color: #c9d8ef; font-size: 18px; } .text-result{ font-weight: bold; } .button-manage{ font-size: 16px; width: 323px; height: 30px; font-weight: bold; color: white; background-color: #4d85a4; } содержимое файла main.go package main import ("encoding/json" "fmt" "html/template" // //"bytes"

"math"

//

"net/http"

```
//
              "strconv"
       "testProj/FifthStep"
       "testProj/FirstStep"
       "testProj/FourthStep"
       "testProj/SixthStep"
       "testProj/ThirdStep"
       "testProj/secondStep"
)
type RequestData struct {
       Count
                 int
       FirstStep firstStep.FirstStepType
       SecondStep secondStep.SecondStep
       ThirdStep thirdStep.ThirdStep
       FourthStep fourthStep.FourthStep
       FifthStep fifthStep.FifthStep
       SixthStep sixthStep.SixthStep
}
func handler(w http.ResponseWriter, r *http.Request) {
       http.ServeFile(w, r, r.URL.Path[1:])
}
func FormHandler(w http.ResponseWriter, req *http.Request) {
       var dataStruct RequestData
       decoder := json.NewDecoder(req.Body)
       fmt.Println(req.Body)
       err := decoder.Decode(&dataStruct)
       if err != nil {
              fmt.Println(err.Error())
              panic(err)
       }
       defer req.Body.Close()
       result := CalculateAll(dataStruct)
       //result, energy := firstStep(formStruct)
       //fmt.Println(result)
       res, err := json.Marshal(result)
       resString := string(res)
       fmt.Fprint(w, resString)
}
func main() {
       //data := firstStep(-10, -1.35, 0.486, 0.5, 0.27, 0.516, 45, 0.27, 13.96, 8, 0.6, 263, 0.7, 0.3,
1.8)
       //data := firstStep()
       //fmt.Println(data)
       http.HandleFunc("/", handler)
       http.HandleFunc("/firstStep", FormHandler)
       http.ListenAndServe(":9004", nil)
```

}

```
func CalculateAll(data RequestData) map[string]float64 {
       resMap := make(map[string]float64)
       count := data.Count
       temp, energy := firstStep.FirstStep(data.FirstStep)
       data.SecondStep.TempSteamFS = temp
       data.SecondStep.TSteam = temp
       fmt.Println("температура после первого шага ", temp)
       resMap["firstResult"] = energy
       resMap["firstResultTemp"] = temp
       if count == 1 {
              //return resMap
       }
       if count > 1 {
              temp, energy = secondStep.SecondPart(data.SecondStep)
              data.ThirdStep.TSteam = temp
              data.ThirdStep.TempAtStep = temp
              resMap["secondResult"] = energy
              resMap["secondResultTemp"] = temp
              fmt.Println("temp after 2 ", temp)
              //return resMap
       }
       if count > 2 {
              temp, energy = thirdStep.ThirdPart(data.ThirdStep)
              data.FourthStep.TSteam = temp
              data.FourthStep.TempAtStep = temp
              resMap["thirdResult"] = energy
              resMap["thirdResultTemp"] = temp
              fmt.Println("temp after 3 ", temp)
       }
       if count > 3 {
              temp, energy = fourthStep.FourthPart(data.FourthStep)
              data.FifthStep.TSteam = temp
              data.FifthStep.TempAtStep = temp
              resMap["fourthResult"] = energy
              resMap["fourthResultTemp"] = temp
              fmt.Println("temp after 4 ", temp)
       }
       if count > 4 {
              temp, energy = fifthStep.FifthPart(data.FifthStep)
              data.SixthStep.TSteam = temp
              data.SixthStep.TempAtStep = temp
              resMap["fifthResult"] = energy
              resMap["fifthResultTemp"] = temp
              fmt.Println("temp after 5 ", temp)
       }
       if count > 5 {
```

```
temp, energy = sixthStep.SixthPart(data.SixthStep)
    data.SixthStep.TSteam = temp
    resMap["sixthResult"] = energy
    resMap["sixthResultTemp"] = temp
    fmt.Println("temp after 6 ", temp)
}
fmt.Println(resMap)
return resMap
```

}

Содержимое файла FirstStep.go

```
package firstStep
```

import (

"fmt" "math"

)

```
type FirstStepType struct {
```

GaseExpensive float64 `json:"firstStepGaseExpensive"`

HeatTransferCoeffInner float64 `json:"firstStepHeatTransferCoeffInner"`

HeatTransferCoeffOuter float64 `json:"firstStepHeatTransferCoeffOuter"`

HydroHeatConductivity float64 `json:"firstStepHydroHeatConductivity"`

InnerHydroDiameter float64 `json:"firstStepInnerHydroDiameter"`

InnerMouthDiameter float64 `json:"firstStepInnerMouthDiameter"`

MetalHeatConductivity float64 `json:"firstStepMetalHeatConductivity"`

MixButan float64 `json:"firstStepMixButan"`

MixPropan float64 `json:"firstStepMixPropan"`

MouthHeight float64 `json:"firstStepMouthHeight"`

OuterHydroDiameter float64 `json:"firstStepOuterHydroDiameter"`

OuterMouthDiameter float64 `json:"firstStepOuterMouthDiameter"`

TGround float64 `json:"firstStepTGround"`

TSteam float64 `json:"firstStepTSteam"`

TempMix float64 `json:"firstStepTempMix"`

}

func firstPart(tGround float64, tSteam float64, innerMouthDiameter float64, outerMouthDiameter float64, innerHydro-Diameter float64, outerHydroDiameter float64, metalHeatConductivity float64, hydroHeatConductivity float64, heatTransferCoeffInner float64, heatTrans-

```
ferCoeffOuter float64, mouthHeight float64) (gettedEnergy float64) {
highPart := (tSteam - tGround) * mouthHeight * math.Pi
fmt.Println("верхняя часть ", highPart)
lowPart := (1 / (innerMouthDiameter * heatTransferCoeffInner)) +
((1 / (2 * metalHeatConductivity)) * math.Log((outerMouthDiameter / innerMouthDiameter))) +
((1 / (2 * hydroHeatConductivity)) * math.Log((outerHydroDiameter / innerHydroDiameter))) +
(1 / (outerHydroDiameter * heatTransferCoeffOuter))
gettedEnergy = highPart / lowPart
return
}
```

func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 { if mixPropan+mixButan != 1 { panic("неверные пропорции пропана и бутана")

```
}
        coeffPropan := 1.77
        coeffButan := 2.03
        propanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.535,
                253: 1.587,
                263: 1.64,
                273: 1.71,
                283: 1.786,
                293: 1.855,
                303: 1.916,
        }
        butanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.52,
                253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
```

```
}
```

func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64, gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {

cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan) fmt.Println(cmCoeff) part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff))) fmt.Println(part) tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff))) return tempInEndOfFirstStep

```
}
```

func FirstStep(fpStruct FirstStepType) (tempInEndOfFirstStep float64, gettedEnergy float64) {

gettedEnergy = firstPart(fpStruct.TGround, fpStruct.TSteam, fpStruct.InnerMouthDiameter, fpStruct.Outer-MouthDiameter, fpStruct.InnerHydroDiameter, fpStruct.OuterHydroDiameter,

fpStruct.MetalHeatConductivity, fpStruct.HydroHeatConductivity, fpStruct.HeatTransferCoeffInner, fpStruct.HeatTransferCoeffOuter, fpStruct.MouthHeight)

tempInEndOfFirstStep = findTFirstStep(fpStruct.TempMix, fpStruct.MixPropan, fpStruct.MixButan, fpStruct.GaseExpensive, fpStruct.TSteam, gettedEnergy)

```
return
```

}

Содержимое файла SecondStep.go

```
package secondStep
```

import (

```
"fmt"
"math"
```

)

```
type SecondStep struct {
```

```
CasingRadiusHead
                     float64
CasingHeight
                   float64
HeatConductivityCasing float64
ResistenceCasing
                    float64
CoeffInner
                 float64
CasingWidth
                   float64
CoeffCasing
                  float64
CoeffOuter
                  float64
TempOuter
                  float64
TempSteamFS
                    float64
MixButan
             float64 `json:"secondStepMixButan"`
```

MixPropan float64 `json:"secondStep/MixPropan"` TempMix float64 `json:"secondStepTempMix"` GaseExpensive float64 `json:"secondStepGaseExpensive"`

TSteam float64 `json:"secondStepTSteam"`

}

func SecondPart(SecondSt SecondStep) (tempResult float64, GettedEnergy float64) {

```
GettedEnergy = (SecondSt.TempSteamFS - SecondSt.TempOuter) *
((1 / SecondSt.ResistenceCasing * math.Pi * math.Pow(SecondSt.CasingRadiusHead, 2)) + (2 *
math.Pi * SecondSt.CasingRadiusHead * SecondSt.CasingHeight))
```

tempResult = findTFirstStep(SecondSt.TempMix, SecondSt.MixPropan, SecondSt.MixButan, SecondSt.GaseExpensive, SecondSt.TSteam, GettedEnergy) return

}

```
func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 {
        if mixPropan+mixButan != 1 {
                panic("неверные пропорции пропана и бутана")
        }
        coeffPropan := 1.77
        coeffButan := 2.03
        propanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.535,
                253: 1.587,
                263: 1.64,
                273: 1.71,
                283: 1.786,
                293: 1.855,
                303: 1.916,
        }
        butanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.52,
```

```
253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
}
func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64,
gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {
        cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan)
        fmt.Println(cmCoeff)
        part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        fmt.Println(part)
        tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        return tempInEndOfFirstStep
}
```

Содержимое файла ThirdStep.go

```
package thirdStep
import (
        "fmt"
        "math"
)
type ThirdStep struct {
        TempOuter
                              float64
        TempAtStep
                              float64
        HeatConductivitySteamPhase float64
        CoeffHeatEmissionInner
                                   float64
        CoeffHeatEmissionOuter
                                   float64
        OuterDiameter
                               float64
        InnerDiameter
                              float64
        LengthSteamPhase
                                 float64
                     float64 `json:"thirdStepMixButan"`
        MixButan
                     float64 `json:"thirdStepMixPropan"`
        MixPropan
        TempMix
                      float64 `json:"thirdStepTempMix"`
        GaseExpensive float64 `json:"thirdStepGaseExpensive"`
        TSteam float64 `json:"thirdStepTSteam"`
}
func ThirdPart(thirdSt ThirdStep) (resTemp float64, gettedEnergy float64) {
        highPart := ((thirdSt.TempAtStep - thirdSt.TempOuter) * math.Pi * thirdSt.LengthSteamPhase)
        lowPart := (1 / (thirdSt.CoeffHeatEmissionInner * thirdSt.InnerDiameter)) + ((1 / (2 * thirdSt.HeatConductiv-
itySteamPhase)) * math.Log((thirdSt.OuterDiameter / thirdSt.InnerDiameter))) + (1 / (thirdSt.CoeffHeatEmissionOuter
* thirdSt.OuterDiameter))
        fmt.Println("верхняя часть 3, ", highPart)
        fmt.Println("нижняя часть 3, ", lowPart)
        gettedEnergy = highPart / lowPart
        resTemp = findTFirstStep(thirdSt.TempMix, thirdSt.MixPropan, thirdSt.MixButan, thirdSt.GaseExpensive,
thirdSt.TSteam, gettedEnergy)
        return
}
func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 {
        if mixPropan+mixButan != 1 {
                panic("неверные пропорции пропана и бутана")
        }
        coeffPropan := 1.77
        coeffButan := 2.03
        propanCoeffs := map[int]float64{
                 243: 1.535,
                 253: 1.587,
                263: 1.64,
                273: 1.71,
                283: 1.786,
                293: 1.855,
                 303: 1.916,
        }
```
```
butanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.52,
                253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
}
func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64,
gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {
        cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan)
                part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        //
```

tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))

return tempInEndOfFirstStep

}

```
217
```

Содержимое файла FourthStep.go

```
package fourthStep
import (
       "fmt"
        "math"
)
type FourthStep struct {
       TempGround
                             float64
                            float64
       TempAtStep
       HeatConductivitySteamPhase float64
       CoeffHeatEmissionInner float64
       CoeffHeatEmissionOuter float64
                          float64
       OuterDiameter
       InnerDiameter
                          float64
       LengthSteamPhase
                            float64
       MixButan
                    float64 `json:"fourthStepMixButan"`
                    float64 `json:"fourthStepMixPropan"`
       MixPropan
       TempMix
                    float64 `json:"fourthStepTempMix"`
       GaseExpensive float64 `json:"fourthStepGaseExpensive"`
       TSteam float64 `json:"fourthStepTSteam"`
}
func FourthPart(fourthSt FourthStep) (resTemp float64, gettedEnergy float64) {
       highPart := ((fourthSt.TempAtStep - fourthSt.TempGround) * math.Pi * fourthSt.LengthSteamPhase)
       tivitySteamPhase)) * math.Log((fourthSt.OuterDiameter / fourthSt.InnerDiameter))) + (1 / (fourthSt.CoeffHeatEmissio-
nOuter * fourthSt.OuterDiameter))
       fmt.Println("верхняя часть 4, ", highPart)
        fmt.Println("нижняя часть 4, ", lowPart)
       gettedEnergy = highPart / lowPart
       resTemp = findTFirstStep(fourthSt.TempMix, fourthSt.MixPropan, fourthSt.MixButan, fourthSt.GaseExpen-
sive, fourthSt.TSteam, gettedEnergy)
       return
}
func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 {
       if mixPropan+mixButan != 1 {
               panic("неверные пропорции пропана и бутана")
        }
       coeffPropan := 1.77
       coeffButan := 2.03
       propanCoeffs := map[int]float64{
               243: 1.535,
               253: 1.587,
               263: 1.64,
               273: 1.71,
               283: 1.786,
               293: 1.855,
               303: 1.916,
        }
       butanCoeffs := map[int]float64{
               243: 1.52,
```

```
253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
}
func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64,
gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {
        cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan)
        fmt.Println(cmCoeff)
        part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        fmt.Println(part)
        tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        return tempInEndOfFirstStep
}
```

Содержимое файла FifthStep.go

package fifthStep

import (

"fmt" "math"

)

> CoeffHeatEmissionInner float64 CoeffHeatEmissionOuter float64 OuterDiameter float64 InnerDiameter float64 OuterDiameterHydro float64 InnerDiameterHydro float64 CoeffCorrection float64 LengthSteamPhase float64 HeatConductivityHydro float64

MixButan float64 `json:"fifthStepMixButan"` MixPropan float64 `json:"fifthStepMixPropan"` TempMix float64 `json:"fifthStepTempMix"` GaseExpensive float64 `json:"fifthStepGaseExpensive"`

TSteam float64 `json:"fifthStepTSteam"`

}

```
func FifthPart(fifthSt FifthStep) (resTemp float64, gettedEnergy float64) {
    highPart := (fifthSt.TempAtStep - fifthSt.TempGround) * fifthSt.CoeffCorrection * math.Pi *
fifthSt.LengthSteamPhase
    lowPart := (1 / (fifthSt.CoeffHeatEmissionInner * fifthSt.InnerDiameter)) + ((1 / (2 * fifthSt.HeatConductiv-
itySteamPhase)) * math.Log(fifthSt.OuterDiameter/fifthSt.InnerDiameter)) + ((1 / (2 * fifthSt.HeatConductivityHydro)))
* math.Log(fifthSt.OuterDiameterHydro/fifthSt.InnerDiameterHydro)) + (1 / (fifthSt.CoeffHeatEmissionOuter *
fifthSt.OuterDiameterHydro/fifthSt.InnerDiameterHydro)) + (1 / (fifthSt.CoeffHeatEmissionOuter *
fifthSt.OuterDiameterHydro/fifthSt.InnerDiameterHydro)) + (1 / (fifthSt.CoeffHeatEmissionOuter *
fifthSt.OuterDiameter))
    gettedEnergy = highPart / lowPart
```

fmt.Println("верхняя часть 5, ", highPart)

fmt.Println("нижняя часть 5, ", lowPart)

resTemp = findTFirstStep(fifthSt.TempMix, fifthSt.MixPropan, fifthSt.MixButan, fifthSt.GaseExpensive, fifthSt.TSteam, gettedEnergy)

return

func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 {
 if mixPropan+mixButan != 1 {
 panic("неверные пропорции пропана и бутана")
 }
 coeffPropan := 1.77
 coeffButan := 2.03
 propanCoeffs := map[int]float64{
 243: 1.535,
 253: 1.587,
 263: 1.64,
 273: 1.71,
 283: 1.786,

```
293: 1.855,
                303: 1.916,
        }
        butanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.52,
                253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
}
func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64,
gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {
        cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan)
        fmt.Println(cmCoeff)
        part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
        fmt.Println(part)
```

tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))

```
}
```

return tempInEndOfFirstStep

Содержимое файла SixthStep.go

```
package sixthStep
import (
        "fmt"
        "math"
)
type SixthStep struct {
        TempGround
                               float64
        TempAtStep
                              float64
        HeatConductivitySteamPhase float64
        CoeffHeatEmissionInner float64
        CoeffHeatEmissionOuter float64
        OuterDiameter
                            float64
        InnerDiameter
                            float64
        OuterDiameterHydro
                               float64
        InnerDiameterHydro
                               float64
        LengthSteamPhase
                              float64
        HeatConductivityHydro float64
        MixButan
                     float64 `json:"sixthStepMixButan"`
                     float64 `json:"sixthStepMixPropan"`
        MixPropan
                     float64 `json:"sixthStepTempMix"`
        TempMix
        GaseExpensive float64 `json:"sixthStepGaseExpensive"`
        TSteam float64 `json:"sixthStepTSteam"`
}
func SixthPart(sixthSt SixthStep) (resTemp float64, gettedEnergy float64) {
        highPart := (sixthSt.TempAtStep - sixthSt.TempGround) * math.Pi * sixthSt.LengthSteamPhase
        lowPart := (1 / (sixthSt.CoeffHeatEmissionInner * sixthSt.InnerDiameter)) + ((1 / (2 * sixthSt.HeatConductiv-
itySteamPhase)) * math.Log(sixthSt.OuterDiameter/sixthSt.InnerDiameter)) + ((1 / (2 * sixthSt.HeatConductivityHy-
dro)) * math.Log(sixthSt.OuterDiameterHydro/sixthSt.InnerDiameterHydro)) + (1 / (sixthSt.CoeffHeatEmissionOuter *
sixthSt.OuterDiameter))
        fmt.Println("верхняя часть 6, ", highPart)
        fmt.Println("нижняя часть 6, ", lowPart)
        gettedEnergy = highPart / lowPart
        resTemp = findTFirstStep(sixthSt.TempMix, sixthSt.MixPropan, sixthSt.MixButan, sixthSt.GaseExpensive,
sixthSt.TSteam, gettedEnergy)
        return
}
func getCmCoeff(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64) float64 {
        if mixPropan+mixButan != 1 {
                panic("неверные пропорции пропана и бутана")
        }
        coeffPropan := 1.77
        coeffButan := 2.03
        propanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.535,
                253: 1.587,
                263: 1.64,
                273: 1.71,
```

```
283: 1.786,
                293: 1.855,
                303: 1.916,
        }
        butanCoeffs := map[int]float64{
                243: 1.52,
                253: 1.56,
                263: 1.61,
                273: 1.654,
                283: 1.694,
                293: 1.732,
                303: 1.77,
        }
        propanC := propanCoeffs[int(tempMix)]
        butanC := butanCoeffs[int(tempMix)]
        Cm := (mixPropan * propanC * math.Pow((tempMix/273), coeffPropan)) + (mixButan * butanC *
math.Pow((tempMix/273), coeffButan))
        return Cm
func findTFirstStep(tempMix float64, mixPropan float64, mixButan float64, gaseExpensive float64, tSteam float64,
gettedEnergy float64) (tempInEndOfFirstStep float64) {
        cmCoeff := getCmCoeff(tempMix, mixPropan, mixButan)
```

```
fmt.Println(cmCoeff)
part := (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
fmt.Println(part)
tempInEndOfFirstStep = tSteam - (gettedEnergy / (gaseExpensive * (3.6 * cmCoeff)))
return tempInEndOfFirstStep
```

```
}
```

}

Приложение Ж





общество с ограниченной ответственностью ГазСпецМонтаж

ИНН 6451006670, КПП 645501001, ОГРН 1156451008097, ОКПО 26886805, р/сч 40702810614240001538, Филиал Банко 8ТБ (ПАО) в г. Нижнем Новгороде, БИК 042202837, к/сч 301018102000000837, 410071, Саратовская обл., г. Саратов, ул. Белоглинская, д.158/164, тел.:8 (8452) 477-444, 8 (8452) 774-602

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов кандидатской диссертационной работы «РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»,

выполненной Бычковой Ириной Михайловной

Для разработки проектной документации по газификации группы индивидуальных зданий использованы результаты научных исследований ассистента кафедры ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. Бычковой И.М. в части применения схемных решений газоснабжения зданий от резервуарных установок с грунтовым теплообменником и тепловой изоляцией горловины резервуара, участков паровой фазы и узла редуцирования.

Объем внедрения – групповая резервуарная установка из 4 подземных резервуаров сжиженного углеводородного газа с одиночным резервуаром 4,5 м³. Проект газификации рассчитан на газоснабжение 10 коттеджей с суммарным газопотреблением 19,4 кг в час.

Экономический эффект применения предлагаемой системы газоснабжения составил 535413,6 руб.

Директор ООО «ГазСпецМонтаж»

А.В. Иванов