

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ГАГАРИНА Ю.А.

На правах рукописи



ОСИПОВА НАТАЛИЯ НИКОЛАЕВНА

**РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
РЕГИОНАЛЬНЫХ И ПОСЕЛКОВЫХ СИСТЕМ СНАБЖЕНИЯ
СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ**

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

**Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Саратов – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
	10
ГЛАВА 1.	22
1.1	22
1.2	32
1.3	39
1.4	40
1.5	44
1.6	47
	51
ГЛАВА 2.	53
2.1	53
2.2	58
2.3	60
2.4	62

	вуарных установок сжиженного газа	
	Выводы по главе 2	65
ГЛАВА 3	РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА	66
3.1	Технико-экономическое обоснование выбора способа регазификации и типа испарительных установок для систем резервуарного снабжения сжиженным газом	66
3.2	Моделирование тепловой интерференции подземных резервуаров с естественной регазификацией СУГ при их групповом размещении в грунте	77
3.3	Оптимизация размещения резервуаров на территории резервуарного парка	83
3.4	Разработка схемы комбинированной регазификации СУГ в системах резервуарного газоснабжения	88
3.5	Разработка математической модели комбинированной регазификации СУГ в системах резервуарного газоснабжения	91
3.6	Экспериментальное исследование процессов тепломассообмена в подземном резервуаре при комбинированном отборе жидкой и паровой фаз СУГ	102
3.7	Расчётные эксплуатационные характеристики резервуарных установок и резервы энергосбережения в системах с искусственной регазификацией СУГ	105
3.8	Энергоэффективность использования СУГ в газовых приборах потребителя	108
	Выводы по главе 3	114
ГЛАВА 4	РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЛЕДЯНЫХ И ГИДРАТНЫХ ПРОБОК В РЕГУЛЯТОРАХ ДАВЛЕНИЯ С ЦЕ-	117

ЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК

4.1	Особенности эксплуатации резервуарных установок на вла- госодержащем сжиженном газе	117
4.2	Математическое моделирование процесса дросселирования вла- госодержащего сжиженного газа в регуляторах давления резер- вуарных установок	122
4.3	Экспериментальное исследование процесса дросселирова- ния влагосодержащего газа в регуляторах давления	131
4.4	Анализ технических решений по предупреждению кри- сталлизации влаги в регуляторах давления РУ СУГ	134
4.4.1	Осушение сжиженного газа	134
4.4.2	Применение антигидратных ингибиторов	135
4.4.3	Применение регуляторов давления специальных конструк- ций и режимов их эксплуатации	136
4.4.4	Перегрев паровой фазы СУГ с использованием различных конструктивных решений	137
4.5	Разработка технического решения предупреждения кри- сталлизации влаги в регуляторах давления РУ СУГ путем перегрева паров в расходном резервуаре	140
4.6	Разработка математической модели теплообмена паровой подушки подземного резервуара с окружающим грунтовым массивом	143
4.7	Оптимизация тепловой защиты трубопроводной обвязки узла редуцирования резервуарной установки	149
	Выводы по главе 4	154
ГЛАВА 5.	МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬ- НЫХ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО- СЕЛКОВЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ	155

ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

5.1	Общие методические предпосылки к постановке задачи	155
5.1.1	Обоснование критерия экономической эффективности систем снабжения сжиженным газом	155
5.1.2	Элементы системного анализа и его применение к задачам диссертационных исследований	158
5.2	Разработка математической модели оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок	161
5.2.1	Общая постановка задачи	161
5.2.2	Затраты в резервуарные установки СУГ	162
5.2.3	Затраты в уличные распределительные газовые сети	165
5.3	Численная реализация математической модели оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок сжиженного газа	167
5.3.1	Оптимизация тепловой защиты и разработка энергo-экономических показателей индивидуальных жилых зданий	167
5.3.2	Определение затрат в резервуарные установки СУГ	176
5.3.3	Определение затрат в уличные распределительные газовые сети	178
5.3.4	Оптимальная централизация поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок	182
5.4	Выбор рациональной области применения централизованных и децентрализованных систем резервуарного снабжения сжиженным газом	186
	Выводы по главе 5	193
ГЛАВА 6.	МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬ-	195

НЫХ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ (МЕЖПОСЕЛКОВЫХ) СИСТЕМ СНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

6.1	Общая характеристика и современная структура региональных систем снабжения сжиженным газом	195
6.2	Разработка энерго-экономических показателей региональных систем газоснабжения	201
6.3	Разработка экономико-математической модели оптимального функционирования региональных систем снабжения сжиженным газом по комплексу: газонаполнительная станция – потребитель при непосредственной реализации газа в баллонах или автоцистернах	203
6.4	Разработка экономико-математической модели оптимального функционирования региональных систем снабжения сжиженным газом при реализации баллонного газа через районные газонаполнительные пункты	216
6.5	Оптимальные параметры региональных (межпоселковых) систем снабжения сжиженным газом	228
6.6	Выбор местоположения газонаполнительных пунктов на территории административного района	231
6.7	Экономическая эффективность реконструкции региональных систем снабжения сжиженным газом	235
	Выводы по главе 6	242
ГЛАВА 7	ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОСЕЛКОВЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПРИРОДНОГО И СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗОВ	244
7.1	Современное состояние вопроса и исходные теоретические предпосылки	244

	7.2	Разработка экономико-математической модели выбора систем газоснабжения населенного пункта на базе природного и сжиженного углеводородного газов	245
	7.3	Рекомендации по применению природного и сжиженного углеводородного газов при газификации сельской местности	249
		Выводы по главе 7	257
ГЛАВА	8	ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА	259
	8.1	Оценка экономической эффективности внедрения схемного решения установки резервуаров в грунте с применением перемещаемой опалубки	259
	8.2	Оценка энергоэкономической эффективности установок искусственной регазификации при переводе на режим комбинированной регазификации СУГ	263
	8.3	Оценка экономической эффективности технического решения предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления резервуарных установок	265
	8.4	Оценка экономической эффективности реконструкции газонаполнительной станции сжиженных углеводородных газов в Липецкой области	271
		Выводы по главе 8	276
		ЗАКЛЮЧЕНИЕ	278
		СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	282
		Список условных обозначений и сокращений	320
		Приложение 1. Справка об использовании результатов диссертационных исследований в СГТУ имени Гагарина Ю.А.	321
		Приложение 2. Акт внедрения результатов диссертацион-	322

ных исследований в ОАО «Гипрониигаз»	
Приложение 3. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ОАО «Гипрониигаз»	323
Приложение 4. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ОАО «Гипрониигаз»	324
Приложение 5. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ООО «ГазРегионЗащита»	325
Приложение 6. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ООО «ГазРегионЗащита»	326
Приложение 7. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ТОО «Уральская монтажная фирма - Имсталькон»	327
Приложение 8. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ООО «Еврогалс»	328
Приложение 9. Акт внедрения результатов диссертационных исследований в ООО «Экострой»	329
Приложение 10. Оценка погрешности экспериментальных исследований по определению коэффициента тепловой интерференции	330
Приложение 11. Листинг программы «Определение коэффициента тепловой интерференции подземных вертикальных резервуаров»	332
Приложение 12. Листинг программы «Расчет тепломассообмена подземных резервуаров сжиженного газа с комбинированной регазификацией»	336
Приложение 13. Определение погрешности экспериментальных исследований параметров подземного резервуара СУГ	341
Приложение 14. Листинг программы «Определение толщи-	345

ны тепловой изоляции трубопроводной обвязки узла редуцирования резервуарной установки»

Приложение 15. Листинг программы «Оптимизация параметров систем газоснабжения на базе газонаполнительных пунктов» 348

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В настоящее время в мире ежегодная реализация сжиженных углеводородных газов (СУГ) для нужд промышленности, нефтехимических производств, автомобильного хозяйства, жилищного и коммунально-бытового сектора составляет около 290 млн. тонн, в том числе около 16 млн. тонн в Российской Федерации. При этом около половины реализуемого газа приходится на долю коммунально-бытового потребления и жилищно-коммунального хозяйства. В современной России на базе СУГ газифицировано 9,77 млн. квартир, в том числе в городах 4,32 млн. квартир и 5,45 млн. квартир в сельской местности.

Большинство сельского населения в РФ используют баллонный сжиженный углеводородный газ. Главным недостатком баллонного газоснабжения является ограниченная паропроизводительность установок при значительном остаточном уровне газа в баллоне, что не позволяет использовать газовое топливо на нужды отопления и горячего водоснабжения, а также низкая надежность эксплуатации, особенно при наружной установке баллонов.

Наиболее эффективную форму снабжения потребителей сжиженным газом углеводородным обеспечивают подземные резервуарные установки. Последние используются в качестве индивидуальных или централизованных источников поселковых систем снабжения сжиженным газом. В то же время, сооружение резервуарных установок требует значительных материальных и финансовых ресурсов. На их долю приходится свыше 70% затрат по устройству систем газоснабжения. В этой связи разработка и обоснование ресурсосберегающих решений для систем резервуарного газоснабжения является важным резервом повышения их экономической эффективности.

В настоящее время подавляющее большинство резервуарных установок у потребителей работают по принципу естественной регазификации, используя тепло окружающего грунтового массива. Существенным недостатком резервуарных систем с естественной регазификацией является низкая паропроизводительность и, как следствие, значительная металлоемкость на единицу испаренного га-

за. Указанное обстоятельство обуславливает применение указанных установок преимущественно в области децентрализованного газоснабжения.

В системах централизованного газоснабжения при повышенных объемах потребляемого газа резервуарные установки, как правило, оборудуются специальными теплообменниками – испарителями СУГ. Значительная энергоемкость процессов регазификации в сочетании с высокой стоимостью энергоносителей побуждает изыскивать эффективные технические решения по снижению энергетических затрат в системах с искусственной регазификацией СУГ. Важным резервом повышения эффективности резервуарных установок является применение комбинированной регазификации СУГ, позволяющей максимально использовать естественную испарительную способность резервуаров в общем балансе генерации паровой фазы, подаваемой потребителю.

Многолетняя практика эксплуатации резервуарных систем газоснабжения свидетельствует о том, что указанные системы в холодный период времени года не всегда обеспечивают надежное газоснабжение вследствие образования ледяных и гидратных пробок в дросселирующих органах регуляторов давления. Большинство применяемых в газовой практике технических решений и мероприятий по предупреждению ледяных и гидратных пробок в системах резервуарного газоснабжения не всегда гарантируют надежную эксплуатацию редуцирующих головок резервуарных установок.

В этой связи, разработка и обоснование рациональных технических решений по предупреждению указанных негативных явлений способствует повышению надежности и безопасности систем резервуарного газоснабжения.

Современные системы снабжения населенных пунктов сжиженным газом представляют сложный технологический комплекс, включающий в себя заводы-поставщики СУГ, газонаполнительные станции (ГНС), поселковые и объектовые системы газоснабжения. Проблема эффективного функционирования и развития систем газораспределения и газопотребления на базе сжиженного газа требует комплексной и системной проработки с учетом многообразия структурно-технологических связей и технико-экономических аспектов исследуемой пробле-

матики. В общей структуре затрат в реализацию СУГ по комплексу: завод- потребитель более 70% занимают затраты в сооружение и эксплуатацию поселковых систем газоснабжения и в сопряженные с ними региональные (межпоселковые) системы газораспределения.

В этой связи, проблема совершенствования и развития указанных подсистем газоснабжения приобретает первостепенное значение, а ее реализация является важным резервом повышения эффективности всей газораспределительной отрасли Российской Федерации.

Изложенные выше соображения определяют актуальность научно-технической проблемы и ее научную и практическую значимость для развития поселковых систем газоснабжения на базе сжиженного углеводородного газа.

Степень разработанности темы исследований.

Вопросы эффективного снабжения потребителей сжиженным углеводородным газом широко освещаются в научных публикациях зарубежных и отечественных авторов В.П. Богданова, А.Ф. Вильямса, А.П. Клименко, Н.Н. Морозовой, Н.И. Никитина, Н.И. Преображенского, Д.Б. Робинсона, Н.Л. Стаскевича и др.

Однако эти исследования, проведенные во второй половине прошлого века, выполнены преимущественно в технологическом аспекте без должного внимания технико-экономическому анализу. Предложенные авторами рекомендации и технические решения разработаны на уровне техники предыдущего поколения, в других экономических условиях, зачастую носят фрагментарный характер, базируются на частных предпосылках и не могут быть востребованы в должной мере в условиях современной газовой практики.

В этой связи, формирование научно-методических основ эффективного функционирования и развития систем снабжения СУГ невозможно без комплексной постановки задачи исследований, учета влияния внешних факторов и связей, обеспечивающих системное решение проблемы и включающих вопросы снижения ресурсоемкости систем газоснабжения, выбор наилучшей структуры снабжения потребителей сжиженным углеводородным газом, определение оптимальных

схем и режимов функционирования газоснабжающих систем, повышение надежности систем газораспределения.

Таким образом, реализация указанной комплексной задачи является важным резервом повышения эффективности всей системы снабжения сжиженным газом.

Диссертационная работа выполнялась на кафедре «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А. в соответствии со следующими планами и программами:

- научно-исследовательской работой «Моделирование и оптимизация энергосберегающих систем газо-, теплоснабжения и строительной климатотехники», СГТУ-344;

- тематическим планом госбюджетной НИР по внутривузовскому заказ-наряду 11В «Разработка современных технологий и материалов для обеспечения энергоресурсосбережения, надежности и безопасности объектов архитектурно-строительного комплекса»;

- программой стратегического развития СГТУ имени Гагарина Ю.А. на 2012-2016 годы. Создание Научно-исследовательского и образовательного центра «Энергоэффективность газораспределения и газопотребления».

В соответствии с изложенным **цель работы** заключается в разработке научно-обоснованных положений и методов проектирования эффективных систем снабжения сельских поселков сжиженным газом, направленных на повышение экономичности, надежности и безопасности использования газового топлива.

Задачи исследований. Поставленная цель реализуется путем решения следующего ряда взаимосвязанных **задач**:

- разработка рекомендаций по применению баллонного газоснабжения с учетом заданной обеспеченности климатических условий эксплуатации и расчетной величины газопотребления;

- разработка и обоснование ресурсосберегающих технических решений резервуарных установок сжиженного углеводородного газа;

- разработка и обоснование энергоэффективных технических решений испа-

рительных установок сжиженного углеводородного газа;

- разработка и обоснование технических решений по предупреждению кристаллизации влаги в регуляторах давления СУГ с целью повышения надежности эксплуатации резервуарных установок;

- моделирование и обоснование схемно-параметрических решений поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок сжиженного углеводородного газа;

- моделирование и обоснование схемно-параметрических решений региональных (межпоселковых) систем снабжения сжиженным углеводородным газом;

- выбор масштабов и зон применения сжиженного углеводородного газа при газификации сельских населенных пунктов.

Научная новизна.

1. На основе комплексных исследований схемно-параметрических решений обеспечения потребителей газовым топливом разработаны научные основы расчета и проектирования региональных и поселковых систем снабжения СУГ.

2. С применением основных положений параметрической оптимизации разработана математическая модель, позволяющая определить конструктивные и технологические параметры подземных резервуарных установок, оценить величину годового газопотребления и обосновать оптимальный типоряд вертикальных резервуаров сжиженного углеводородного газа, максимально адаптированный к потребностям современной газовой практики.

3. Методом электротепловой аналогии решена задача тепловой интерференции подземных вертикальных резервуаров сжиженного газа при их групповом размещении в грунте. По результатам корреляционного анализа получена зависимость для определения коэффициента тепловой интерференции с учетом оптимальной компоновки подземных вертикальных резервуаров на территории резервуарного парка, обеспечивающей минимум капитальных вложений в расчете на единицу испаренного газа.

4. На основе уравнений тепловых балансов при естественной и комбинированной регазификации сжиженного углеводородного газа и уравнения газового

состояния паровой подушки в подземном резервуаре, разработана математическая модель, позволяющая определить долю естественной испарительной способности резервуара сжиженного углеводородного газа в общем объеме паропроизводительности.

5. С учетом условий кристаллизации влаги в зависимости от компонентного состава СУГ, структуры парожидкостного потока, степени его насыщения влагой, температуры, давления, теплофизических и термодинамических параметров процесса, разработана математическая модель дросселирования влагосодержащего сжиженного газа в регуляторах давления резервуарных установок с естественной регазификацией сжиженного углеводородного газа.

6. Для различных климатических зон предложено математическое обоснование оптимальной теплозащиты трубопроводной обвязки редуцирующих головок резервуаров, обеспечивающей подачу в регуляторы давления перегретых паров СУГ.

7. На основе системного подхода к учету комплекса климатотехнологических факторов разработана математическая модель оптимальной централизации поселковых систем снабжения сжиженным газом. Методом критических точек выявлены рациональные области применения централизованных и децентрализованных систем газоснабжения в зависимости от плотности населения на газифицируемой территории.

8. С учетом специфических особенностей формирования двухступенчатых газораспределительных систем, предусматривающих доставку резервуарного газа с газонаполнительных станций и баллонного газа через сеть газонаполнительных пунктов, предложена математическая модель оптимального функционирования региональных (межпоселковых) систем газоснабжения.

9. Разработаны рекомендации по выбору зон рационального применения природного и сжиженного газа при газификации сельской местности. Предложено и обосновано применение критерия, характеризующего удаленность населенного пункта от магистралей сетевого природного газа и разграничивающего области рационального использования альтернативных видов топлива.

Теоретическая и практическая значимость. Теоретическая значимость диссертационных исследований заключается в разработке методов расчета и научном обосновании новых технических решений для реализации мероприятий по снижению материалоемкости и ресурсоемкости резервуарных установок СУГ, повышению надежности, экономичности, безопасности распределения и использования сжиженного углеводородного газа, а именно:

- в разработке математической модели, позволяющей обосновать оптимальные конструктивные параметры вертикальных резервуаров сжиженного углеводородного газа;

- в получении зависимости для определения коэффициента тепловой интерференции с учетом оптимальной компоновки подземных вертикальных резервуаров на территории резервуарного парка;

- в разработке математической модели, позволяющей определить долю естественной испарительной способности резервуара сжиженного углеводородного газа в общем объеме паропроизводительности;

- в разработке математической модели дросселирования влагосодержащего сжиженного газа в регуляторах давления резервуарных установок при естественной регазификации сжиженного углеводородного газа в подземных резервуарах;

- в разработке научно обоснованных алгоритмов оптимального функционирования систем газоснабжения населенных пунктов на базе резервуарных установок сжиженного углеводородного газа и региональных систем газоснабжения на базе двухступенчатых схем от газонаполнительных станций через сеть газонаполнительных пунктов.

- в разработке рекомендаций по выбору зон рационального применения природного и сжиженного газа при газификации сельской местности.

Практическая значимость диссертационных исследований заключается в разработке новых технических решений, методов проектирования, алгоритмов и программ расчета элементов и систем газоснабжения на базе СУГ, реализующих мероприятия по повышению надежности, экономичности, безопасности распределения и использования сжиженного углеводородного газа.

Результаты диссертационной работы внедрены в виде нормативных отраслевых документов в практику проектирования и эксплуатации систем газоснабжения Головным научно-исследовательским и проектным институтом по использованию газа в народном хозяйстве Гипрониигаз (приказы о внедрении №342 от 30.09.2010, №278 от 24.06.2011, №318 от 06.09.2012, №413а от 01.11.2012, №220 от 16.06.2014, №250 от 30.06.2014).

Методические положения по повышению надежности резервуарных систем газоснабжения с естественной регазификацией СУГ реализованы в национальном стандарте Российской Федерации ГОСТ Р 54982-2012 «Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»:

- раздел 9 (подпункты 9.1.1.16 и 9.1.4.5) в части мероприятий по предупреждению конденсато- и гидратообразования в системах резервуарного снабжения сжиженным углеводородным газом.

С учётом разработанных теоретических положений предложено схемное решение установки вертикальных резервуаров оптимального типоряда в грунтовой массе с устройством обратной песчаной засыпкой с помощью перемещаемой опалубки, защищенное патентом на изобретение №2495196 «Способ монтажа подземных вертикальных цилиндрических резервуаров».

На основе экспериментальных исследований разработано техническое решение предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления, сочетающее в себе перегрев паров СУГ в расходных резервуарах и изоляцию трубопроводной обвязки, защищенное патентом на изобретение №2476759 «Система снабжения сжиженным газом».

Представленные в работе рекомендации по оптимальному функционированию и развитию поселковых и региональных систем газоснабжения использованы в практике проектирования, строительства и реконструкции объектов на базе СУГ в Российской Федерации (Саратовской, Липецкой, Воронежской, Курской Тамбовской областях) и республики Казахстан организациями ОАО «Гипрониигаз», ООО «Еврогалс», ТОО «Имсталькон», ООО «Экострой», ООО «Газрегионзаци-

та». Акты внедрения диссертационных исследований свидетельствуют о значительном экономическом эффекте мероприятий, предлагаемых автором.

Разработанные программные продукты, позволяющие уменьшить трудоемкость работ и увеличить точность определяемых параметров исследуемых систем, апробированы и получили положительные отзывы в проектных организациях.

Методология и методы исследования. Теоретические исследования диссертационной работы базируются на использовании фундаментальных положений тепломассообмена, термодинамики, методах математического моделирования, оптимизации параметров и широком использовании ЭВМ.

Экспериментальные исследования основываются на современных методах физического моделирования на опытно-промышленных образцах и лабораторных стендах. Обработка результатов эксперимента проводилась с использованием фундаментальных положений теории вероятностей и математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1. Ресурсосберегающие технические решения подземных резервуарных установок, позволяющие обеспечить экономию материальных и денежных затрат в их сооружение за счет применения резервуаров с вертикальным размещением в грунтовом массиве и устройства обратной песчаной засыпки с помощью перемещаемой опалубки.

2. Теоретические и экспериментальные исследования взаимного теплового влияния вертикальных подземных резервуаров СУГ при их групповом размещении в грунте, позволяющие выявить зависимость для определения коэффициента тепловой интерференции с учетом оптимальной компоновки подземных вертикальных резервуаров на территории резервуарного парка.

3. Математическая модель комбинированной регазификации в резервуарных установках с искусственным испарением СУГ, позволяющая определить долю естественной испарительной способности резервуара сжиженного углеводородного газа в общем объеме паропроизводительности и результаты ее экспериментальной апробации.

4. Математическая модель дросселирования влагосодержащего сжиженного

углеводородного газа в регуляторах давления резервуарных установок с естественной регазификацией, обосновывающая условия образования кристаллизации влаги и образования гидратов.

5. Новое техническое решение по предупреждению кристаллизации влаги за счет естественного перегрева паров в расходных резервуарах и теоретическое обоснование оптимальной теплозащиты трубопроводной обвязки редуцирующих головок резервуаров.

6. Математические модели оптимального функционирования поселковых систем газоснабжения на базе подземных резервуарных установок и обоснование рациональных схемных решений по обеспечению потребителей газовым топливом.

7. Математическая модель оптимального функционирования региональных (межпоселковых) систем снабжения сжиженным газом с обоснованием эффективных направлений их совершенствования.

8. Экономико-математическая модель обоснования рациональной области применения сжиженного углеводородного газа в условиях развитой газотранспортной системы на базе сетевого природного газа и методические рекомендации по выбору альтернативных видов газообразного топлива при газификации сельской местности.

Достоверность результатов диссертационной работы Использование современных методов теоретических и экспериментальных исследований, применяемых в диссертационной работе, обеспечивает достоверность результатов и выводов. Результаты сопоставления теоретических исследований с данными экспериментов, проводимых в натурных и лабораторных условиях, подтверждают их удовлетворительное совпадение. Достоверность разработанных методик расчетов и полученных зависимостей подтверждается результатами внедрения в реальную практику газовыми хозяйствами.

Апробация работы.

Основные результаты работы докладывались и обсуждались:

- на научно-технических конференциях, совещаниях и семинарах ППС

СГТУ имени Гагарина Ю.А.;

- на международных конференциях, в том числе «Проблемы и перспективы развития строительства в XXI веке» (г. Магнитогорск, 2002), «Научное пространство - Европа» (г. София, 2008), «Нефтегаз-Интехэко-2009» (г. Москва, 2009), «Новейшие научные достижения -2009» (г. София, 2009), «Энерго- и ресурсосбережение XXI век» (г. Орел, 2009), «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции» (г. Москва, 2007, 2009, 2011, 2015), «Проблемы энергосбережения и экологии в промышленном и жилищно-коммунальном комплексах» (г. Пенза, 2010), «Энергетика в глобальном мире» (г. Красноярск, 2010), «Актуальные проблемы современного строительства» (г. Санкт-Петербург, 2010, 2011), «Распределение и использование газа - инновационные технологии, материалы, оборудование» (г. Саратов, 2011), «Энергосбережение в системах тепло и газоснабжения. Повышение энергетической эффективности» (г. Санкт-Петербург, 2012), «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» (г. Томск, 2012); «Стратегические вопросы мировой науки» (г. Белград, 2013); «Новые задачи технических наук и пути их решения» (г. Уфа, 2014);

- на всероссийских конференциях, в том числе «Актуальные проблемы современного строительства» (г. Пенза, 2001), «Использование нового оборудования, новых технологий, технологических процессов при газораспределении и газопотреблении» (г. Саратов, 2007), «Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья» (г. Тольятти, 2009), «Моделирование и создание объектов энергоресурсосберегающих технологий» (г. Волжский, 2009), «Теплогазоснабжение: состояние, проблемы, перспективы» (г. Оренбург, 2011); «Ресурсоэффективные технологии в строительном комплексе региона» (г. Саратов, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015).

Личное участие автора состоит в разработке научно-обоснованного и концептуального подхода к обеспечению эффективного функционирования и развития газификации страны на базе сжиженного углеводородного газа с учетом проработки вопросов оптимизации на основе системного технико-экономического анализа, включающих получение, анализ и обобщение результатов теоретических

и экспериментальных исследований и их внедрение в практику газораспределительных организаций.

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 124 научных работы, в том числе: 26 статей, в изданиях, рекомендованных перечнем ВАК; 6 Стандартов Организации; 3 патента РФ на изобретение, 1 монография, получено 6 свидетельств о регистрации программ для ЭВМ.

В работах, опубликованных в соавторстве, лично соискателю принадлежит 450 страниц.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ СНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1.1 Динамика производства и потребления сжиженных углеводородных газов

Сжиженные углеводородные газы применяются во многих странах мира, в том числе и в России, для нужд промышленности, нефтехимических производств, автомобильного хозяйства, жилищного и коммунально-бытового сектора. Производство СУГ в мире постоянно растет. Если в 1990 году производство СУГ составляло 150 млн. тонн в год, в 2005 году 210 млн. тонн в год, то к 2020 году планируется производить более 300 млн. тонн в год [5, 199, 272, 280, 299, 309, 314, 330, 350].

В 2014 году мировое потребление СУГ составило 290 млн. тонн [48, 194]. На диаграмме представлено распределение потребления сжиженного газа между основными направлениями секторами экономики (рисунок 1.1).

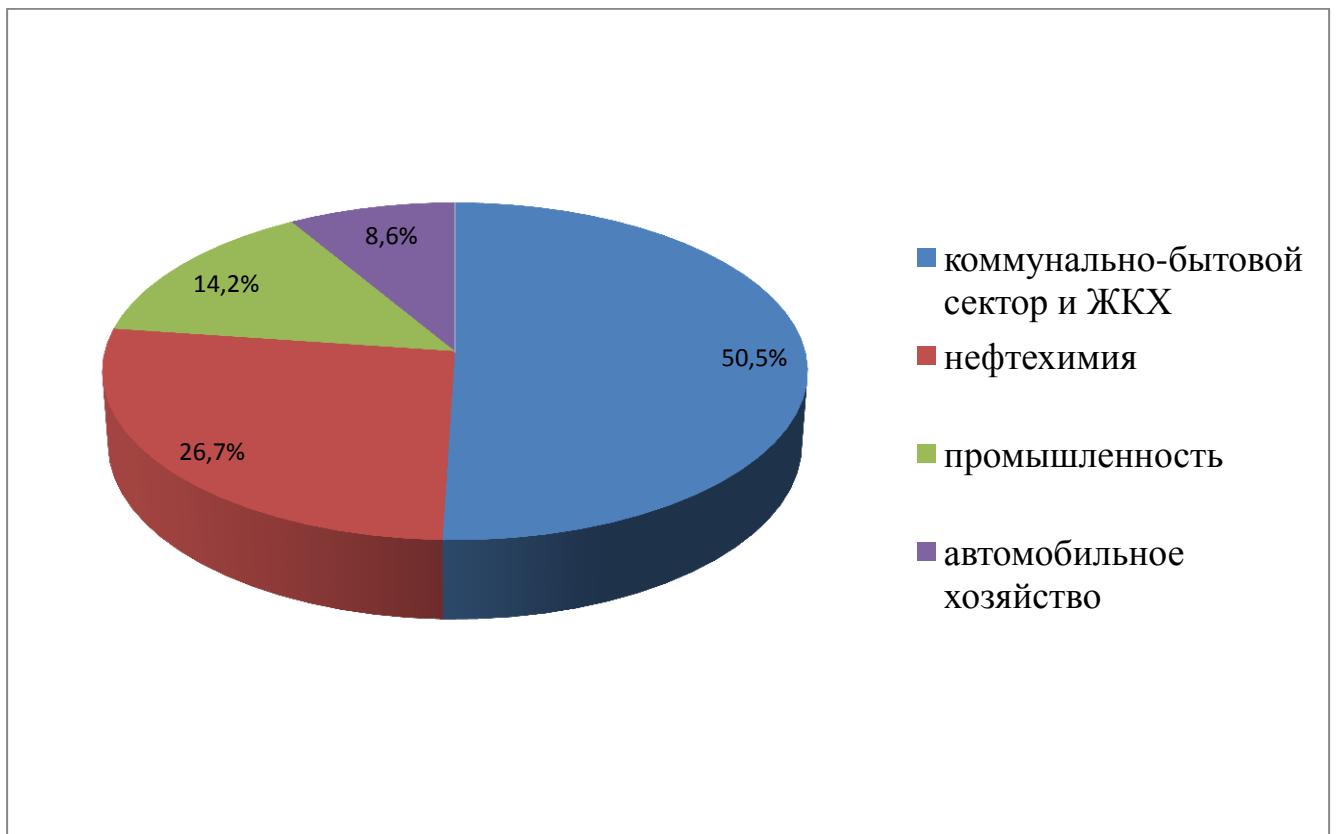


Рисунок 1.1 Структура мирового спроса СУГ.

Россия в настоящее время производит около 15 млн. тонн сжиженного углеводородного газа в год, внутреннее потребление из которых около 10 млн. тонн. С учетом роста объемов производства в размере 3-4% ежегодно, к 2020 году производство СУГ планируется увеличить до 20 млн. тонн в год [5, 199, 309]. В таблице 1.1 представлены данные по динамике объемов производства СУГ в России и распределению СУГ между экспортом и внутренним потреблением с 2005 года с учетом прогноза до 2020 года [5, 61, 209, 216, 272].

Таблица 1.1 - Изменение объемов производства, экспорта и внутреннего потребления СУГ в Российской Федерации

Динамика объемов СУГ, тыс. тонн									
производство									
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2020 (прогноз)
8 033	9218,3	10856,3	10038,5	11051	11493,1	13000	13700	15000	19270
экспорт									
1103	1138	1478	1952	3767	3264	3500	4000	5200	8000
внутреннее потребление									
6930	8080,3	9378,3	8086,5	7284	8669,8	9500	9700	9800	11270

В ближайшей перспективе можно ожидать дальнейшего роста производства сжиженного газа в РФ по мере реализации программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) [71, 121, 174]. По оценкам специалистов, в настоящее время в России ежегодно добывается 60 млрд. м³ ПНГ из которых до 30-40% сжигается в факелах. Согласно постановлению правительства РФ с 2012 года вводится обязательная норма для нефтяных компаний по утилизации 95% объема добычи ПНГ [158, 219, 297]. Таким образом, дополнительно производство СУГ вырастет дополнительно на 14-21 млн. тонн в год [71].

Основными потребителями СУГ являются страны с развитой газо- и нефтехимической промышленностью – это США, Канада, развитые страны Евросоюза [350]. В ближайшие годы возможно значительное увеличение поставок СУГ на

рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Япония) и Восточной Европы [80, 357]. В настоящее время основным направлением экспорта из России являются такие страны как Польша, Турция, Финляндия, Белоруссия, Венгрия, Швеция, Германия, Франция, Испания, Ирландия, Великобритания. Выход российского продукта на дальние рынки обусловлен наличием собственных морских терминалов, способных принимать крупнотоннажные суда. В настоящее время, введены в действие и продолжают развивать инфраструктуру терминалы для перевалки СУГ, как «Усть-Луга» (Ленинградская область, мощность комплекса рассчитана на ежегодную перевалку и экспорт до 1,5 млн. тонн СУГ и до 2,5 млн. тонн светлых нефтепродуктов) [152], "Мактрэн-Нафта" (порт Темрюк, Краснодарский край, мощность комплекса рассчитана на ежегодную перевалку и экспорт до 1 млн. тонн СУГ) [238, 282], терминал ЗАО «Таманьнефтегаз» (Таманский перегрузочный комплекс сжиженных углеводородных газов, нефти и нефтепродуктов, Краснодарский край, мощность комплекса рассчитана на ежегодную перевалку и экспорт до 1 млн. тонн СУГ) [238]. По мере развития морских терминалов Российские экспортеры смогут выйти на более емкие и перспективные рынки сбыта [282, 297]. Утверждены проекты и находятся в стадии строительства терминал «Азовтранзит» (Азовский порт, Ростовская область, мощность перевалки 2 млн. тонн СУГ в год), терминал «Баренцгаз» (Мурманская область, мощность перевалки 3 млн. тонн) [237]. Реализация данных проектов позволит увеличить экспорт СУГ, который по прогнозам до 2020 года достигнет 8 млн. тонн в год [254].

Как видно из таблицы 1.1 внутреннее потребление СУГ в России имеет устойчивую динамику роста. При этом современная структура внутреннего потребления углеводородов распределяется между основными секторами следующим образом: коммунальный сектор (отопление и бытовые нужды), промышленный сектор (в основном нефтехимия) и транспорт (рисунок 1.2) [61, 126, 272].

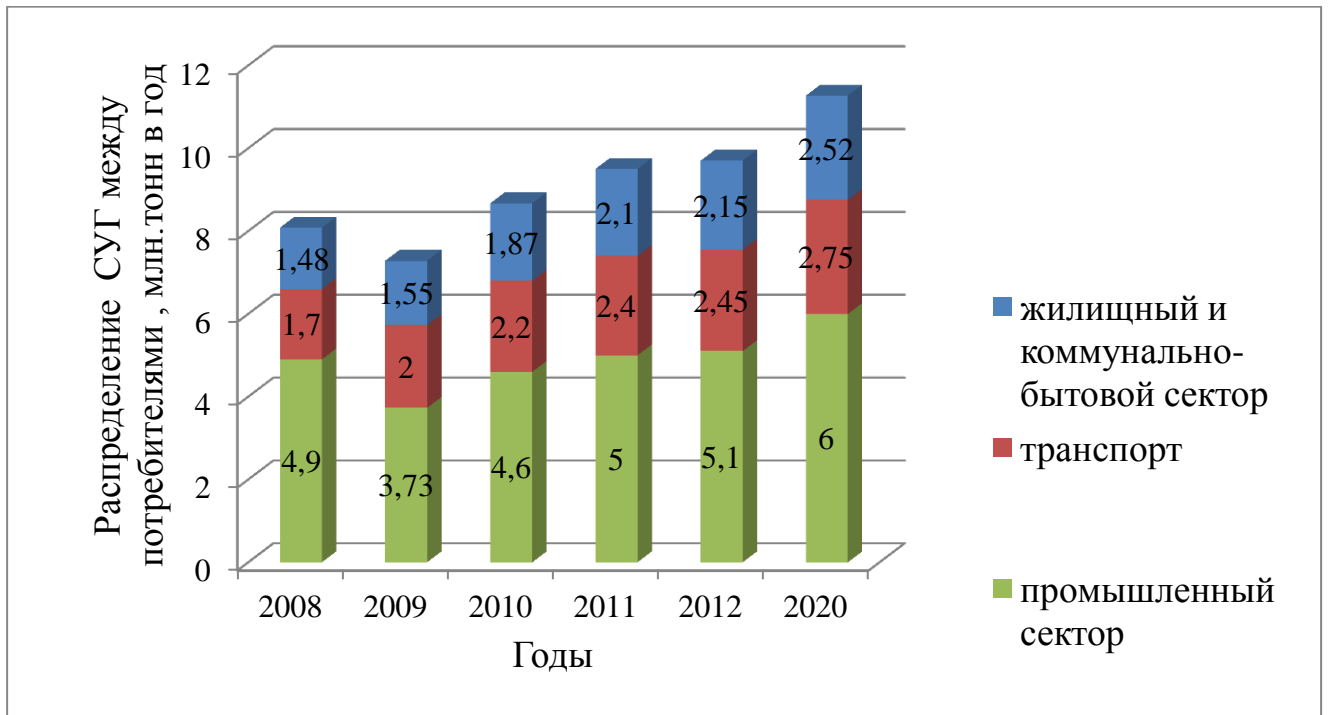


Рисунок 1.2 Распределение внутреннего потребления СУГ в РФ с прогнозированием до 2020 года.

Как видно из рисунка 1.2. внутреннее потребление СУГ В РФ имеет устойчивую тенденцию развития. При этом распределение между секторами потребления по состоянию на 2014 год представлено на рисунке 1.3.

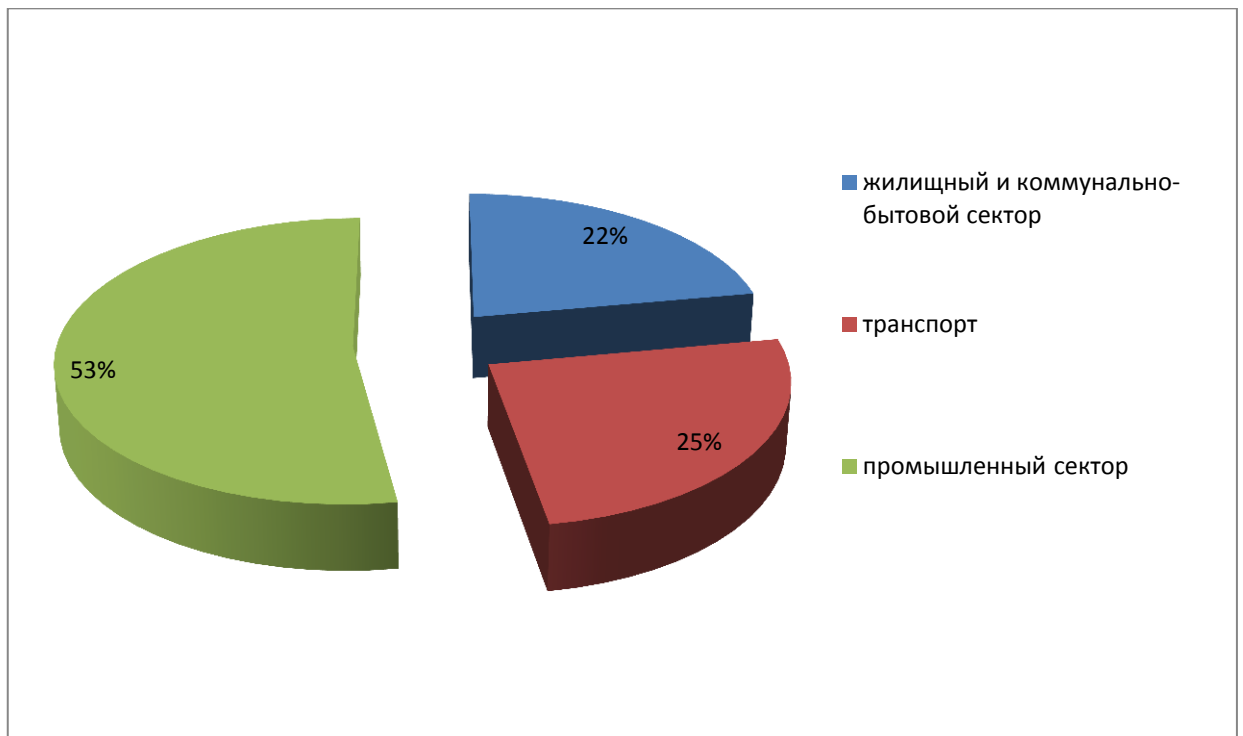


Рис. 1.3 Структура потребления СУГ в РФ.

В то же время структура потребления сжиженного газа в мире, распределяется следующим образом: промышленный сектор – 26%, автотранспорт – 24%, жилищный и коммунально-бытовой сектор – 50%. Таким образом, расширение сферы применения сжиженного углеводородного газа в жилищном и коммунально-бытовом секторе вполне перспективно.

Учитывая географические особенности России, потребительские свойства продукта, возможность его поставки населению в сосудах различной емкости, созданную в России сеть газонаполнительных станций (ГНС) и кустовых баз (КБ), использование СУГ в быту, а также в сельском хозяйстве остается важным и социально-значимым направлением. Спрос на СУГ в данном секторе определяется территориальными и климатическими особенностями регионов РФ, а также ценами на конкурирующие виды источников тепла (уголь, дизельное топливо, электричество и т.д.). Обладая рядом преимуществ, таких как высокая теплотворная способность, чистота сгорания, удобство хранения и транспортировки, СУГ нашел широкое применение для обеспечения всех коммунально-бытовых нужд населения.

Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года, предусматривающая газификацию регионов Российской Федерации преимущественно на природном сетевом газе, предполагает вместе с тем, расширение и развитие альтернативных технологий газоснабжения на базе сжиженного природного газа (СПГ), компримированного природного газа (КПГ) и сжиженного углеводородного газа (СУГ) [25]. Если в 2008 году на внутреннем рынке для обеспечения коммунально-бытовых нужд было реализовано 1,48 млн. тонн СУГ (рисунок 1.2), то к 2020 году планируется реализовать 2,52 млн. тонн, т.е. рост потребления составит в 1,7 раза.

Традиционно, сжиженные углеводородные газы имеют преимущество как источники газоснабжения городов и сельских населенных пунктов РФ, удаленных от месторождений и магистральных газопроводов природного сетевого газа и имеющих незначительную плотность населения на газоснабжаемой территории [25, 358]. Для достаточно большой части населения в районах, где в ближайшей

перспективе газификация на основе природного газа экономически нецелесообразна, СУГ является важным топливным ресурсом. Так, например, в 2012 году в восьми регионах России (Республики Бурятия, Тува, Хакасия, Забайкальский и Красноярский края, Амурская и Мурманская области, Еврейская автономная область) СУГ был единственным используемым видом газового топлива, а в тринадцати регионах (Республики Алтай и Карелия, Алтайский, Приморский, Хабаровский края, Архангельская, Иркутская, Кировская, Курганская, Кемеровская, Новосибирская, Омская и Томская области) – преобладающим [17, 18, 22, 23, 24]. В настоящее время СУГ используется в 78 регионах страны, при этом количество населения, использующее СУГ для коммунально-бытовых нужд (преимущественно для приготовления пищи) составляет более 37,5 млн человек. Общее число газифицированных квартир на СУГ около 9,8 млн., в том числе 5,45 млн. квартир в сельской местности, что составляет 25,7% всего газоснабжаемого населения и 50,1% газоснабжаемого населения в сельской местности (таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Сводные данные по газификации жилищного фонда Российской Федерации на базе СУГ [25, 280]

Наименование административно-территориального образования	Уровень газификации СУГ, %			Количество газифицированных квартир, млн. кв.		
	всего	в городах и п.г.т.	в сельской местности	всего	в городах и п.г.т.	в сельской местности
Всего по России	25,7	17,1	50,1	9,77	4,32	5,45
в том числе по Федеральным округам						
Центральный	16,6	6,9	46,2	1,86	0,53	1,33
Северо-Западный	28,3	21,7	53,8	1,46	0,88	0,58
Южный	18,6	7,6	35,9	0,83	0,2	0,63
Приволжский	18,3	9,0	38,8	1,5	0,5	1,0
Уральский	27,0	18,7	58,5	0,92	0,47	0,45
Сибирский	38,0	26,7	66,5	2,49	1,26	1,23
Дальне-Восточный	33,2	28,6	50,5	0,71	0,48	0,23

В то же время, СУГ как альтернативный источник энергоснабжения, используется для автономного газоснабжения индивидуальных жилых зданий, коттеджных поселков, сезонных предприятий и баз отдыха, в областях РФ, где газификация осуществляется преимущественно на природном сетевом газе, таких как Московская, Ленинградская, Псковская, Воронежская и др. В качестве примера, можно привести данные по реализации проектов автономного газоснабжения на базе СУГ за последние 5 лет в указанных выше областях: коттеджного поселка «Зайчихино» (Ленинградская область, 26 участков с площадью от 11 до 20 соток с индивидуальными домами), коттеджного поселка «Павловская слобода» (г. Москва, Истринский район, 119 участков с площадью от 27 до 36 соток с индивидуальными домами), жилого комплекса «Усадьба князя Гагарина» (Псковская область, д. Холмки, жилой 90-квартирный дом), коттеджного поселка горнолыжного курорта «Сорочаны» (г. Москва, Дмитровский район, 27 коттеджей), коттеджного поселка «Кольцово» (Воронежская область, Рамонский район, 82 земельных участка с площадью от 9,5 до 20 соток с индивидуальными домами) и др.

При плановой газификации населенных пунктов природным сетевым газом высвобождающиеся ресурсы СУГ необходимо направлять на обеспечение всех потребностей потребителей и повышение уровня коммунально-бытового сервиса, в том числе на удовлетворения нужд отопления и горячего водоснабжения. При этом перспективным направлением использования СУГ остается газификация коттеджных и дачных поселков, обособленных инфраструктурных объектов (туристические базы, дома отдыха, физкультурные комплексы, базы для тренировок спортсменов, летние оздоровительные лагеря).

Как источник энергоснабжения СУГ используется для газификации сельскохозяйственных объектов, фермерских хозяйств, предприятий для переработки сельхозпродукции и коммунально-бытовых предприятий. По состоянию на декабрь 2012 года в России сжиженным углеводородным газом было газифицировано 9 тыс. коммунальных предприятий и более 2 тыс. сельскохозяйственных объектов.

С 2009 года в России наблюдается устойчивая динамика использования СУГ как источника автономного газоснабжения промышленных предприятий, а также в качестве стартового и резервного топлива при газификации данных объектов природным газом. При этом сжиженный углеводородный газ используется как источник энергии для выполнения технологических процессов и для создания теплового комфорта. Так например, в последние годы запущены в эксплуатацию промышленные объекты, использующие СУГ: производственный комплекс «Алтимс Групп» с общим объемом резервуарного парка 60 м³ (Ленинградская обл., г. Санкт-Петербург), производственный комплекс «Регент Нетканые материалы» с общим объемом резервуарного парка 40 м³ (Московская обл., п. Рогово), комплекс производства аэрозолей «Изоком» с общим объемом резервуарного парка 18 м³ (Ленинградская обл., п. Рошино), придорожный многофункциональный распределительный центр ремонта автомобилей с лакокрасочным цехом с общим объемом резервуарного парка 12 м³ (Московская обл., п. Булатниковское), завод по производству полуфабрикатов McDonalds с общим объемом резервуарного парка 40 м³ (Тульская обл., г. Ефремов), мясокомбинат со свиноводческим комплексом и комбикормовым цехом с общим объемом резервуарного парка 40 м³ (Псковская обл., г. Великие Луки), домостроительный комбинат с общим объемом резервуарного парка 100 м³ (Московская обл., г. Серпухов), завод по производству металлоконструкций с технологической линией по покраске металлических конструкций с общим объемом резервуарного парка 25,5 м³ (Тверская обл., г. Тверь), животноводческий комплекс с котельной 1,7 МВт с общим объемом резервуарного парка 60 м³ (Краснодарский край, г. Тимашевск), предприятие по производству термоупаковки с общим объемом резервуарного парка 4,6 м³ (Московская обл., г. Чехов), завод по производству картона с общим объемом резервуарного парка 60 м³ (Иркутская обл., г. Ангарск), хлебокомбинат с общим объемом резервуарного парка 18,4 м³ (Краснодарский край; ст. Воронцовская), птицефабрика с системой инфракрасного обогрева помещений мощностью 1,6 МВт с общим объемом резервуарного парка 40 м³ (Ростовская обл., г. Шахты), предприятие по производству пластиковых окон с блочно-модульной котельной 1,2 МВт с

общим объемом резервуарного парка 40 м³ (Нижегородская обл., г. Арзамас), целлюлозный комбинат с общим объемом резервуарного парка 60 м³ (Иркутская обл., г. Ангарск) и др.

Объем потребления СУГ промышленными предприятиями на нужды технологических процессов (включая нефтехимическое производство) в настоящее время составляет более 5 млн. тонн в год (рисунок 1.2). В то же время согласно проведенным аналитическим исследованиям [198, 216, 272] в период с 2010 по 2020 годы ожидается незначительный прирост потребления СУГ в химической промышленности в размере не более 4,5 млн. тонн к 2020 году. Это обусловлено резким сокращением объемов внутреннего потребления СУГ во второй половине 2008 года по причине падения спроса со стороны нефтехимических производств в связи с мировым финансовым кризисом. Однако, в условиях планируемого роста добычи нефти, газового конденсата и утилизации попутных нефтяных газов на внутреннем рынке России в структуре потребления сжиженных газов наиболее эффективной является их глубокая переработка в продукты нефтехимии, которая будет обеспечиваться достаточными объемами легкого углеводородного сырья и возможно обеспечит более высокий спрос на СУГ.

Еще один динамично развивающийся сектор в РФ - потребление СУГ в виде моторного топлива для автомобилей. Интерес к использованию СУГ в качестве альтернативного топлива обусловлен следующими основными преимуществами [340, 351]:

- отсутствие в выбросах сажи, соединений серы, бензопирена, пентаоксида ванадия (в отличие от дизельного топлива и мазута);
- уменьшение вредных выбросов в выхлопных газах в атмосферу. При использовании СУГ выбросы в атмосферу ниже чем у дизельного топлива: оксида углерода - в 2-3 раза, окиси азота - в 1,2 раза, углеводородов в 1,9 раза;
- сокращение затрат на моторное топливо. Оптовая цена поставки СУГ составляет 50-60 процентов цены бензина распространенных марок (например, АИ-92);

- эффективность использования (пропан в составе СУГ, имеет точку кипения при температуре минус 42 °С). Даже при очень низких температурах СУГ быстро испаряется, что обеспечивает полное сгорание топлива без устройств для регазификации и дополнительных приборов и оборудования.

СУГ на сегодняшний день является лидирующим альтернативным моторным топливом в мире. Общий мировой парк газобаллонных автомобилей (ГБА) на СУГ составляет 18 млн. единиц с суммарным потреблением около 25 млн. тонн сжиженного углеводородного газа в год, том числе в РФ около 2,5 млн. тонн СУГ в год [61, 194]. Распределение автомобилей между основными странами, активно внедряющими альтернативные моторные топлива в практику эксплуатации, приведено на диаграмме (рисунок 1.4). При этом количество автогазозаправочных станций, реализующих СУГ, в мире насчитывается в размере 57200 штук [127, 187, 190, 194, 237, 359].

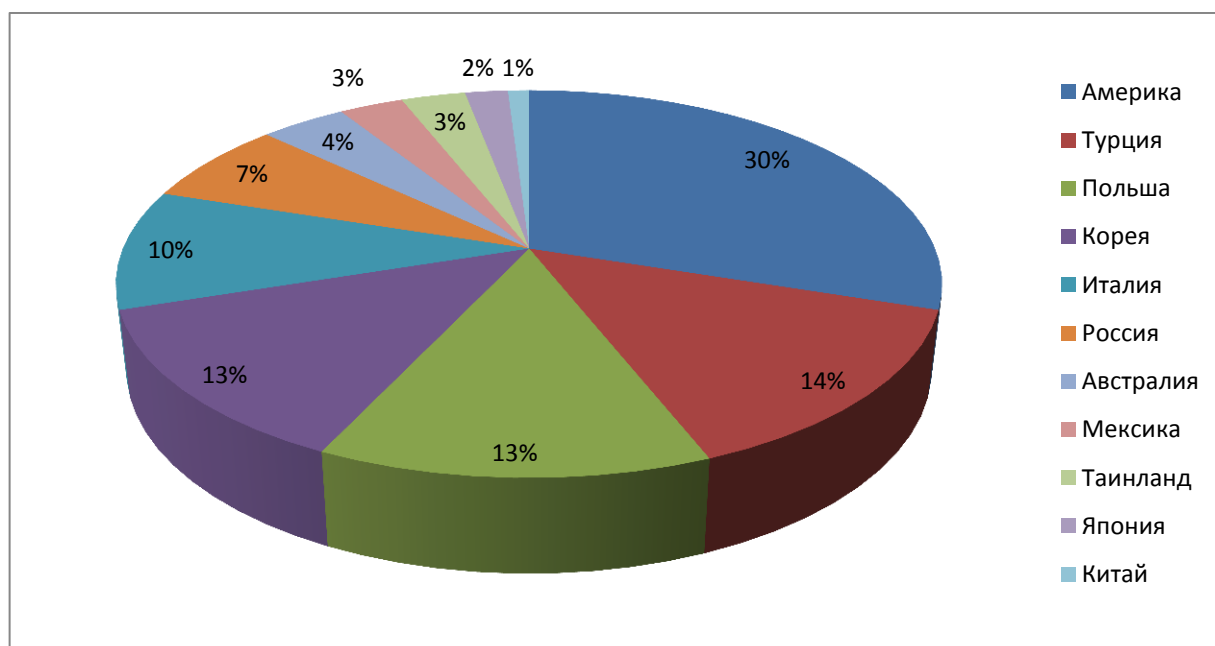


Рисунок 1.4 Мировой парк ГБА на СУГ.

Проведенный анализ производства и потребления СУГ показывает, что использование сжиженного углеводородного газа в России и мире имеет устойчивую тенденцию развития, а сжиженный углеводородный газ является актуальным и востребованным источником газового топлива в различных отраслях экономи-

ки, в том числе при газификации населенных пунктов, а также объектов промышленного и коммунально-бытового и сельскохозяйственного назначения.

1.2 Современная структура снабжения населения РФ сжиженным газом и перспективные направления ее развития

Согласно [250], сжиженный углеводородный газ представляет собой горючую двухфазную многокомпонентную смесь углеводородов с преобладающим содержанием пропана и бутана, предназначенную для коммунально-бытового потребления и промышленных целей. В состав сжиженного газа могут входить метан, этан, пентан, непредельные углеводороды (этилен, пропилен, бутилен), а также изомерные соединения (изобутан и изобутилен). При нормальных условиях смесь углеводородов находится в газообразном состоянии, а при относительно незначительном увеличении давления переходит в жидкое состояние [70, 253]. Возможность существования при температуре окружающей среды и умеренных давлениях, как в жидком, так и в газообразном состоянии, позволяет транспортировать и хранить СУГ как жидкость, а сжигать как газообразное топливо.

СУГ производится при переработке первичного сырья: попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) или нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Переработку вторичного сырья (широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ)) и производство из него сжиженного углеводородного газа осуществляют нефтехимические комбинаты (НХК), имеющие центральные газофракционирующие установки (ЦГФУ).

Структура производства СУГ в России выглядит следующим образом: ведущими производителями являются ГПЗ, на их долю приходится около 46% всего производимого газа, доля нефтехимических производств составляет 39 %, НПЗ - 15%. Сжиженный углеводородный газ с ГНП, НПЗ и НХК поступает на газонаполнительные станции (ГНС) или кустовые базы (КБ). Современные ГНС обладают пропускной способностью от 6 до 40 тыс. тонн в год. При большей пропускной способности используются кустовые базы СУГ. Газонаполнительные станции

(кустовые базы) осуществляют прием продукта, поступающего с нефтегазоперерабатывающих заводов, его хранение, а также заправку емкостей различного объема для последующей доставки СУГ потребителям. В качестве хранилищ сжиженного газа используются металлические напорные резервуары объемом от 25 м³ до 200 м³ цилиндрической формы с наземным или подземным размещением. При большей емкости хранения применяются стальные сферические резервуары, а также подземные хранилища, созданные в отложениях каменной соли, и низкотемпературные хранилища в ледопородных, железобетонных или металлических резервуарах [222]. В настоящее время на территории РФ функционируют 47 крупных НПЗ, и более 300 ГНС с совокупной базой единовременного хранения более 130 тыс. тонн и годовой реализацией СУГ более 2,5 млн. тонн [5, 237, 259, 272, 281].

Перспективным направлением по развитию инфраструктуры хранения и распределения СУГ является укрупнение ГНС, т.е. увеличение мощности как при новом строительстве, так и при проведении реконструкции действующих станций. Данные мероприятия используются в производственной практике строительства и эксплуатации станций. Так, например, в последнее время активно ведутся работы по реконструкции действующих ГНС с последующим увеличением мощностей станций и заменой морально-устаревшего оборудования. На настоящий момент проведены работы по модернизации ГНС в п. Хабль (Краснодарский край), ГНС на ст. Безымянная (Саратовская обл.), ГНС в г. Кстово (Нижегородская обл.), ГНС ООО «Регионгаз» в г. Новосибирск (Новосибирская обл.), ГНС ООО «Интергаз» (Кабардино-Балкарская Республика), Торопецкая база сжиженного газа ОАО «СГ-Транс» в г. Торопец (Тверская обл.), ГНС в г. Альметьевск (Республика Татарстан), ГНС в г. Оренбург (Оренбургская обл.) и т.д [281].

Однако процесс реконструкции и строительства новых объектов зачастую проводится без должного обоснования, что приводит к нерациональному расходованию материальных и денежных ресурсов. Анализ, проведенный соискателем позволил сделать вывод, что необходимо структурировать имеющуюся информа-

цию и разработать рекомендации по качественному функционированию объектов хранения и распределения СУГ с учетом специфики его потребления.

Современная структура распределения СУГ потребителю приводится на рисунке 1.5.

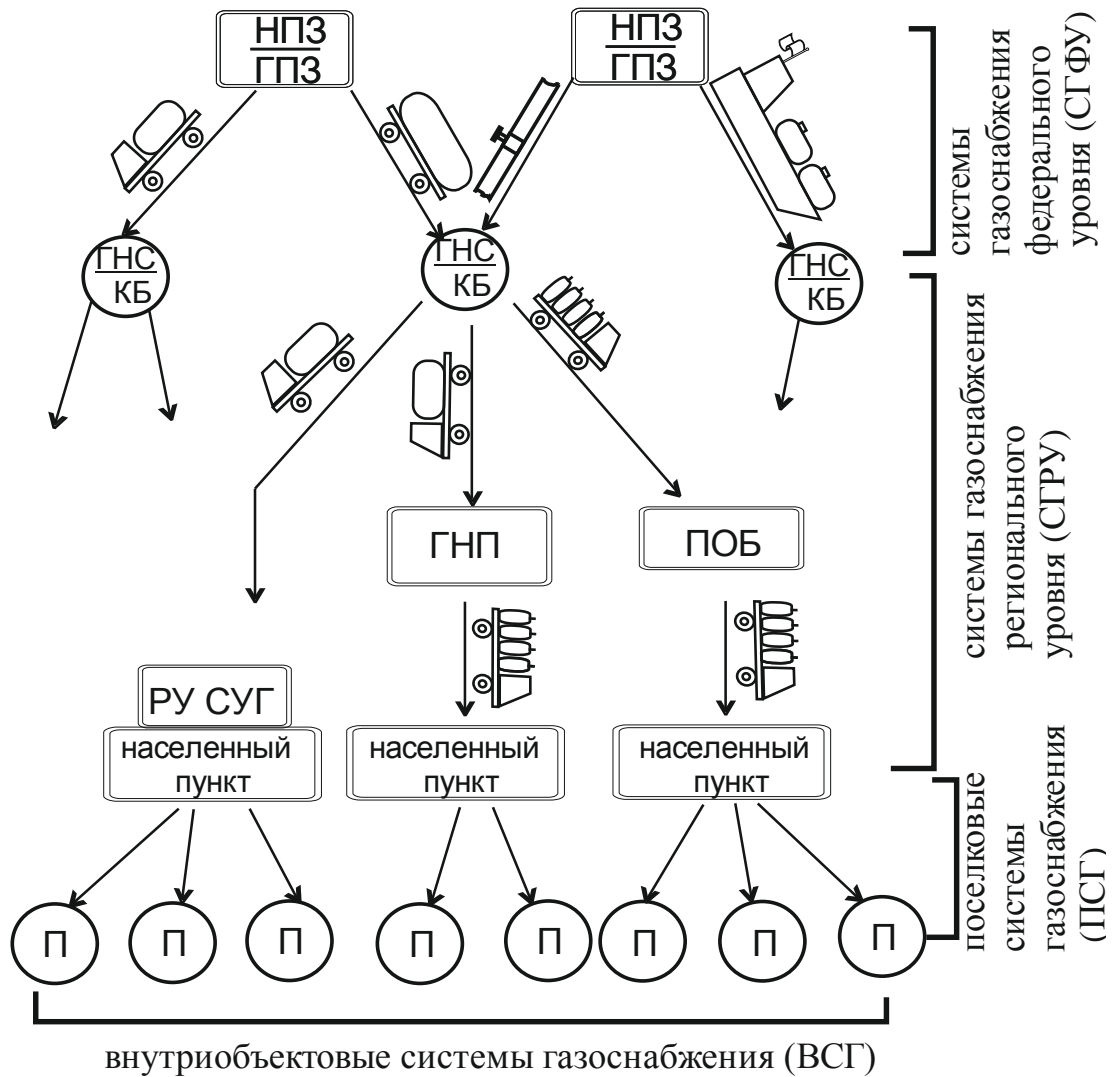


Рисунок 1.5. Схема доставки СУГ потребителю: НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; ГНС – газонаполнительная станция; КБ – кустовая база; РУ СУГ – резервуарная установка сжиженного углеводородного газа; ГНП - газонаполнительный пункт; ПОБ – пункт обмена баллонов.

баллоновоз; автоцистерна; трубопровод;

речной (морской) транспорт; железнодорожная цистерна.

Доставка СУГ с заводов на ГНС или КБ осуществляется железнодорожным, автомобильным, морским (речным) или трубопроводным транспортом [303].

Около 60% всего транспортируемого газа перевозят железнодорожным транспортом с помощью железнодорожных цистерн. При этом радиус доставки продукта достигает 3 тыс. километров. Пропан перевозят в стальных цистернах вместимостью 51 м³ или 54 м³. Кроме цистерн для перевозки пропана используются цистерны для транспортировки бутана с полезным объемом резервуара 60 м³. В последнее время начато применение железнодорожных цистерн для транспортировки продукта с полезным объемом резервуара 98,3 м³.

В настоящее время инвентарный парк цистерн для перевозок сжиженного газа в РФ составляет около 40 тысяч, при этом цистернами для СУГ владеют 167 собственников, из которых -65,6 % цистерн находятся во владении пяти крупных компаний: СГ-транс, Сибур-транс, Газпромтранс, Альфа-лизинг, Петролсиб [237].

Морской (речной) транспорт применяется преимущественно в регионах, где является безальтернативным видом транспорта, т.е. для жизнеобеспечения районов Крайнего Севера и Дальнего Востока.

При расположении газонаполнительных станций в непосредственной близости от заводов-поставщиков, преимущественно используется трубопроводный транспорт СУГ. Однако, протяженность продуктопроводов СУГ в РФ не значительна и составляет чуть больше 2 тыс. километров [208, 237].

Применение автомобильного транспорта для доставки СУГ с НПЗ до ГНС практикуется в РФ также весьма ограниченно, главным образом, в регионах со слаборазвитой железнодорожной транспортной инфраструктурой. При этом доставка газа осуществляется на расстоянии до 400 км в специальных автоцистернах (АЦТ) с полезной вместимостью до 18,7 м³ [30]. Тенденция развития автономного газоснабжения населенных пунктов, как то коттеджные и дачные поселки, круглогодично действующие туристические базы, и спортивные комплексы с развитой инфраструктурой приводит к повышению объемов поставок сжиженного газа автомобильным транспортом. Это влечет за собой рост объема единовременно перевозимого газа с целью снижения затрат при транспортировке газа потребителю.

Для увеличения возможностей транспортировки, кратковременного хранения и заполнения стационарных и передвижных сосудов СУГ разработаны полуприцепы-цистерны (ППЦ) ППЦТ – 12 (емкостью 10,5 м³) с использованием тягачей на базе ЗИЛ, ППЦТ – 20 (емкостью 17,46 м³) с использованием тягачей на базе КАМАЗ 54112 и МАЗ-543230, ППЦТ – 31 (емкостью 27,1 м³), ППЦТ – 36 (емкостью 30,6 м³) и ППЦТ – 45 (емкостью 38,7 м³) с использованием тягачей на базе КАМАЗ 54112 и МАЗ-64229 [65, 66, 81].

Непосредственное снабжение населенных пунктов и промышленных площадок сжиженным газом организуется на базе баллонных или резервуарных установок.

Установки на базе баллонов СУГ предназначены в основном для обеспечения потребителей с небольшим расходом газа, например, отдельных домов и квартир с использованием газа только на цели приготовления пищи (при установке в квартирах газовых плит). Для газоснабжения двух- и многоэтажных зданий используются РУ СУГ. Указанные установки применяются также для газоснабжения зданий, в которых сжиженный газ используется на все нужды населения, включая отопление и горячее водоснабжение. Кроме того, резервуарные установки используются в качестве источника газоснабжения крупных коммунально-бытовых и промышленных потребителей и объектов сельскохозяйственного производства.

Потребители, расположенные в непосредственной близости к ГНС (на расстоянии до 50 км), получают баллонный газ непосредственно с газонаполнительной станции. Баллоны доставляются бортовыми или специальными автомобилями, оборудованными для развозки баллонов, при этом масса последних с грузом не должна превышать 6 тонн, а число транспортируемых баллонов должно быть не более 40 штук (при емкости одного баллона 50 литров) и 80 штук (при емкости одного баллона 27 литров). В настоящее время автогазобаллоновозы с кузовом типа «клетка» предлагаются на базе шасси ГАЗ-3302, ГАЗ-3307, ГАЗ-3309, ЗИЛ-5301, ЗИЛ-433362 и МАЗ-437040. В России баллоновозы выпускают: ОАО «Балахнинский механический завод»; ОАО «Арзамасский завод КОММАШ»; ОАО

«Камбарский завод газового оборудования»; ОАО «Кузполимермаш»; ЗАО «Смоленский автоагрегатный завод АМО ЗИЛ».

Доставка СУГ потребителям в баллонах непосредственно с газонаполнительной станции (при транспортировке на расстояния более 50 км) обуславливает высокий уровень транспортных затрат, что существенно повышает себестоимость газа. В качестве альтернативного варианта доставки СУГ потребителям все более широкое распространение получает реализации СУГ через сеть районных газонаполнительных пунктов (ГНП) или через промежуточные пункты обмена баллонов (ПОБ).

В данном случае доставка СУГ с ГНС на ГНП осуществляется наиболее экономичным способом (в автоцистернах и полуприцепах-цистернах) с последующим заполнением баллонов, которые доставляются потребителям баллоновозами и другим автомобильным транспортом. В настоящее время в газовых хозяйствах РФ эксплуатируется свыше 200 ГНП с общим объемом реализации СУГ около 350 тыс. тонн в год и 4642 пункта обмена баллонов [259].

Развитие региональных систем снабжения сжиженным газом через промежуточные газонаполнительные пункты позволит значительно сократить транспортные расходы по доставке СУГ потребителям, а выбор необходимой и обоснованной мощности ГНП позволит уменьшить материало- и ресурсоемкость систем газоснабжения.

В населенных пунктах обеспечение потребителей СУГ осуществляется по двум основным схемам: децентрализованно и централизованно.

Децентрализованные системы газоснабжения формируются на базе индивидуальных баллонных или резервуарных установок. Централизованные системы газоснабжения комплектуются на базе групповых РУ СУГ, оборудованных системой распределительных газопроводов. Заправка резервуаров сжиженным газом производится от автомобильных цистерн-газовозов, в которых СУГ доставляется с газонаполнительных станций.

В настоящее время в газовых хозяйствах РФ находится в эксплуатации свыше 10,8 млн. баллонных и 39 тыс. резервуарных установок (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Количество баллонных и резервуарных установок в газовых хозяйствах Российской Федерации [259]

Наименование	Количество, тыс. шт	
	баллонов	резервуаров
Всего	10838,64	38,96/4,914*
в том числе по Федеральным Округам		
северо-западный	1382,74	11,82/0,804
южный	964,7	1,35/0,251
приволжский	1609,41	3,74/0,481
уральский	1705,55	2,79/0,339
сибирский	3899,89	12,2/0,276
дальне-восточный	1276,35	7,06/2,229

Примечание к таблице 1.3: * - в том числе, оборудованных испарителями СУГ.

Как видно из таблицы 1.3, снабжение потребителей сжиженным газом на базе баллонных или резервуарных установок, широко используется в северо-западном, сибирском и дальневосточном округах страны, на долю которых приходится более 70% объемов реализуемого продукта. Это объясняется низкой плотностью населения указанных регионов и слабо развитой сетью магистральных газопроводов природного газа.

Снабжение потребителей сжиженным газом от баллонных или резервуарных установок, как правило, производится паровой фазой продукта. Регазификация СУГ осуществляется в самих расходных емкостях, за счет теплообмена с окружающей средой – грунтом, воздухом (системы с естественной регазификацией) или в испарителях, использующих специальный теплоноситель – водяной пар, горячую воду, электрическую энергию и т.д. (системы с искусственной регазификацией).

При применении СУГ с повышенным содержанием бутановых компонентов, обычно, снабжение потребителей производится смесью паров пропан-бутана с воздухом [58, 70, 189, 253]. Весьма актуально использование смеси газа с воздухом в качестве резервного источника газоснабжения, для покрытия пиковых рас-

ходов в распределительных газопроводах природного газа, в качестве источников временного газоснабжения в условиях предстоящего перехода с сжиженного на природный газ, при авариях и ремонтных работах на городских и поселковых газовых сетях и т.д.

1.3 Компонентный состав и основные свойства сжиженного углеводородного газа

Сжиженный углеводородный газ, применяемый для газоснабжения жилых и общественных зданий, коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных сооружений, должен удовлетворять требованиям нормативной литературы [34, 35]. Указанными стандартами в зависимости от основного компонента предусматривается изготовление продукта следующих марок: ПТ – пропан технический, БТ – бутан технический, ПБТ – пропан-бутан технический (таблица 1.4).

Таблица 1.4 - Рекомендуемые области применения различных марок сжиженного углеводородного газа

Система газоснабжения	Применяемый сжиженный газ для макроклиматического района по ГОСТ 16350			
	Умеренного		Холодного	
	теплый период	холодный период	теплый период	холодный период
Газобаллонная: с наружной установкой баллонов	ПБТ	ПТ	ПБТ	ПТ
с внутриквартирной установкой баллонов	ПБТ	ПБТ	ПБТ	ПБТ
портативные баллоны	БТ	БТ	БТ	БТ
Групповые установки: без испарителей	ПБТ	ПТ	ПТ, ПБТ	ПТ
с испарителями	ПБТ, БТ	ПТ, ПБТ БТ	ПТ, ПБТ	ПТ, ПБТ

Примечание к таблице 1.4:

1. теплый период принимается с 1 апреля по 1 октября; холодный период с 1 октября по 1 апреля – все климатические районы, за исключением холодного и очень холодного;
2. теплый период принимается с 1 июня по 1 октября; холодный период с 1 октября по 1 июня - холодный климатический район;
3. теплый период принимается с 1 июня по 1 сентября; холодный период с 1 сентября по 1

июня – очень холодный климатический район.

По компонентному составу и эксплуатационным показателям СУГ должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Компонентный состав и эксплуатационные показатели различных марок сжиженного углеводородного газа

Наименование показателя	Норма для марки		
	ПТ	ПБТ	БТ
1	2	3	4
1. Компоненты (масс. доля), %			
метан, этан и этилен в сумме	не нормируется		
пропан и пропилен в сумме, не менее	75	не нормируется	
бутан и бутилен в сумме, не менее	не нормируется	-	-
не более	-	60	-
не менее	-	-	60
2. Жидкий остаток (объем. доля) при 20 °С, доли %, не более	0,007	0,016	0,018
3. Избыточное давление (насыщенные пары), МПа, при температуре:			
плюс 45 °С, не более	1,6	1,6	1,6
минус 20 °С, не менее	0,16	-	-

Продолжение табл. 1.5

1	2	3	4
4. Сероводород и меркаптановая сера (масс. доля), доли %, не более	0,00013	0,00013	0,00013
в том числе сероводород, не более	0,003	0,003	0,003
5. Содержание воды в свободном виде и щелочи	отсутствие		
6. Интенсивность запаха, баллы, не менее	3	3	3

1.4 Климатическое районирование территории РФ и

технические характеристики систем снабжения сжиженным газом

Особенности географического положения территории России, характеризующиеся значительной дифференциацией климатических условий, требуют более качественного подхода к вопросам проектирования и эксплуатации систем газоснабжения. При выборе конструктивных решений по вопросам газификации СУГ,

детерминирующую роль играют температуры наружного воздуха и грунтового массива в холодный период времени года.

Элементы систем снабжения СУГ (газопроводы, баллонные и резервуарные установки и т.д.) не обладают способностью удерживать тепло (теплоаккумуляцией), в связи с этим даже не продолжительные во времени отклонения температуры окружающей среды от расчетных значений могут существенно влиять на устойчивость работы и надежность систем газоснабжения. Таким образом, выбор значений температуры окружающей среды для расчета следует осуществлять с учетом ее рекомендуемой обеспеченности по [38].

В соответствии с [38] коэффициент обеспеченности расчетных температурных условий для систем инженерного оборудования зданий и сооружений рекомендуется принимать в размере $K=0,5-0,9$. Следовательно, фактическая температура окружающей среды может превысить ее расчетное значение не более чем один раз за период эксплуатации системы газоснабжения в два года ($K=0,5$) или не более чем один раз за период эксплуатации в десять лет ($K=0,9$).

Районирование территории России по климатическим особенностям для установления технических параметров систем газоснабжения регламентируется [38] и предусматривает ранжирование на 12 климатических районов в зависимости от температуры и влажности наружного воздуха макроклиматического района. В этой связи общность температурных условий наружного воздуха и грунта, а также учет основных положений соответствующего стандарта, позволили разработать институтом ОАО «Гипрониигаз» рекомендации по ранжированию территории России на климатические зоны по поставкам сжиженного газа различного компонентного состава. Согласно [188], вся территория Российской Федерации может быть ранжирована на климатические зоны: очень-холодную, холодную, умеренно-холодную и умеренно-теплую. Очень холодная зона соответствует климатическому району I_1 по [38]. Холодная климатическая зона группирует в себе климатические районы I_2 и II_4 . Умеренно-холодная зона сосредотачивает климатические районы II_5 и II_6 . Умеренно-теплая зона концентрирует климатические районы II_7 , II_8 , II_9 (таблица 1.6).

Таблица 1.6 - Предельные значения годовых минимумов температуры для климатических районов РФ

Климатическая зона	Представительные пункты	Минимум температуры, °С	
		наружного воздуха	грунта на глубине 1,2 ÷ 1,3 м
очень холодная	Якутск, Магадан	<u>-60</u> -57	-8
холодная	Иркутск, Хабаровск, Екатеринбург	<u>-47</u> -43	-5
умеренно-холодная	Мурманск, Москва, Волгоград	<u>-38</u> -32	-2
умеренно-теплая	Ставрополь, Ростов-на-Дону, Новороссийск	<u>-24</u> -18	+3

Примечание к таблице 1.6: в числителе указаны значения температур при коэффициенте обеспеченности климатических условий $K=0,9$, в знаменателе при $K=0,5$.

В качестве предельных значений годовых минимумов температуры наружного воздуха в таблице 1.6, приняты ее минимальные значения по [38]. В качестве предельных значений годовых минимумов температуры грунта приняты минимальные среднемесячные значения на глубине 1,2 ÷ 1,3 метра под оголенной поверхностью почвы в соответствии с [188]. Данная глубина соответствует отметке середины высоты подземного вертикального резервуара СУГ и глубине заложения распределительных трубопроводов систем газоснабжения.

Определяющим условием устойчивой и безопасной работы резервуарных установок снабжения СУГ является избыточное давление насыщенных паров, величина которого зависит от компонентного состава газа, а также температуры окружающего воздуха или грунта. Наличие избыточного давления газа в емкостях для транспорта СУГ позволяет своевременно осуществлять комплекс операций по поддержанию работоспособности, исправности элементов систем газоснабжения, обеспечивает качественное проведение сливо-наливных операций в холодный период года. Присутствие избыточного давления в резервуарах и баллонах определяет достаточные условия для стабильной регазификации продукта и снабжения паровой фазой потребителя.

Не менее важным критерием, определяющим надежную и безопасную эксплуатацию распределительных газопроводов, является температура конденсации паровой фазы продукта – точка росы. Прокладка распределительных газопроводов сжиженного газа в среде с температурой ниже точки росы недопустима.

Технические характеристики систем снабжения сжиженным углеводородным газом в различных климатических зонах РФ приводятся в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Эксплуатационные режимы хранения и транспортирования СУГ

Наименование технических характеристик	Наименование климатических зон			
	очень холодная	холодная	умеренно-холодная	умеренно-теплая
Минимальное избыточное давление в наземных емкостях и цистернах, МПа, для марки СУГ				
ПТ	-	-	$\frac{0,07}{0,03}$	$\frac{0,07}{0,1}$
ПБТ	-	-	-	$\frac{0,03}{0,05}$
БТ	-	-	-	-
Минимальное избыточное давление в подземном резервуаре, МПа, для марки СУГ				
ПТ	0,2	0,24	0,29	0,32
ПБТ	0,1	0,14	0,19	0,22

Продолжение табл.1.7

1	2	3	4	5
БТ	-	-	-	0,01
Точка росы паров сжиженного газа, °С для марки СУГ				
ПТ	-26			
ПБТ	-12			
БТ	0			

Примечание к таблице 1.7: в числителе указаны значения параметров - при коэффициенте обеспечения климатических условий $K=0,9$; в знаменателе – при $K=0,5$.

Как видно из таблицы 1.7, хранение и транспортирование газа любой марки в наземных емкостях под воздействием низких температур наружного воздуха обеспечивает избыточное давление паровой фазы продукта только в условиях умеренно-теплой климатической зоны. Во всех остальных климатических зонах в транспортных емкостях и хранилищах СУГ возможно образование вакуума. При использовании технического бутана вакуум имеет место независимо от климати-

ческой зоны эксплуатации. Хранение СУГ в подземных резервуарных установках под воздействием естественных температур окружающего грунта обеспечивает достаточно высокое давление паров во всех климатических зонах. Вместе с тем, при хранении технического бутана избыточное давление газа в резервуарах гарантируется только при эксплуатации в умеренно-теплой климатической зоне. Заправка подземных резервуаров в зимнее время холодным продуктом может привести к нарушению устойчивой работы систем газоснабжения. При низких температурах сливаемого продукта, в приемных резервуарах возможно образования вакуума. Это нарушает устойчивую эксплуатацию установок регазификации и осложняет операции по сливу-наливу сжиженного газа.

Из таблицы 1.7 следует также, что в холодный период года в наземных газопроводах сжиженного газа возможно образование попутного конденсата. При использовании продукта любой марки радикальным средством предупреждения конденсата является подземная прокладка распределительных газопроводов на глубине не менее 1,0 метра. При использовании технического бутана подземные газопроводы следует прокладывать ниже глубины сезонного промерзания грунта. Эффективным средством предупреждения конденсата является также прокладка распределительных газопроводов с «тепловыми спутниками», то есть с трубопроводами горячей воды, водяного пара, греющими электрокабелями и т.д., а также подача в распределительные газопроводы смесей паров пропана и бутана с воздухом [70, 85, 189].

1.5 Технические особенности снабжения населения сжиженным газом от баллонных установок

При газоснабжении отдельных домовладений и малоэтажных зданий, мелких коммунально-бытовых и промышленных объектов, а также объектов сельскохозяйственного назначения, в настоящее время широко используются портативные и стационарные баллоны емкостью от 1 до 80 литров с избыточным давлением до 1,6 МПа. В практике отечественного газоснабжения наиболее распространены

баллоны емкостью 27 и 50 литров. Данные баллоны размещаются в помещении, в непосредственной близости у газоиспользующего оборудования, или в специальных шкафах вне здания. Баллоны соответствующих размеров широко применяются и в зарубежной практике газоснабжения [16, 120, 300, 213, 301, 312, 335], в том числе баллоны 18...33,5 литров (Германия, Польша, Норвегия, США, Швеция и др.), баллоны 47...62 литра (Германия, Венгрия, Франция, Италия и др.).

Оптимальным вариантом снабжения СУГ является схема газоснабжения при использовании двух 27-литровых баллонов (используемый баллон встроен в газовую плиту, запасной баллон размещается внутри помещения) при внутриквартирной газобаллонной установке, а также схема газоснабжения при использовании двух 50-литровых баллонов (с запасным баллоном вне помещения). Использование потребителем двух баллонов с суммарным резервом газа 22 (44) кг гарантирует наличие постоянного газоснабжения за счет своевременного обмена и введения в эксплуатацию заполненного резервного баллона самим потребителем.

Конструкция шкафных газобаллонных установок индивидуального назначения предусматривает размещение двух 50-литровых баллонов (один из них запасной). При данных условиях снабжение потребителей газом осуществляется по наиболее эффективной схеме – путем централизованной доставки и обмена баллонов персоналом газовой службы.

При снабжении газом небольших промышленных предприятий, а также объектов сельского хозяйства институтом ОАО «Гипрониигаз» предложены к использованию баллоны сжиженного газа с конструкцией повышенного объема (100 и 200 литров) [136]. Данные баллоны могут применяться как передвижные самостоятельные установки газоснабжения с заправкой газом на ГНС, так и в виде стационарных установок с заправкой газом от автомобильных цистерн.

При снабжении газом двухэтажных жилых зданий с количеством квартир более четырех, коммунальных, бытовых и промышленных потребителей с повышенным расходом используют групповые БУ с суммарным резервом газа до 1000 литров [230, 253]. В этом случае, баллоны располагаются под кожухом в специ-

альных закрывающихся шкафах из металла или в специальном помещении с обязательным наличием систем вентиляции. Для обеспечения надежности газоснабжения в холодное время года применяются дополнительные меры по увеличению паропроизводительности установок (установка баллонов в постоянно отапливаемых помещениях, обогрев шкафов и др.). Использование групповых установок на базе баллонов СУГ, имеющих в составе большое количество емкостей с соответствующей трубопроводной обвязкой, обеспечивает весьма низкую экономическую эффективность систем газоснабжения, в связи с значительной металлоемкостью на единицу массы транспортируемого и хранимого газа. Поэтому групповые БУ используют только в редких случаях (временное использование при переходе на эксплуатацию РУ СУГ), с обязательным расчетом сроков замены их резервуарами.

При проектировании газоснабжения на базе БУ, как правило, ориентируются на практические рекомендации: баллон объемом 50 литров гарантирует газоснабжение потребителей до 30 суток, при расходовании газа только на цели приготовления пищи, то есть только при работе газовой плиты. При этом считается, что газ из баллона, расходуется потребителем в полном объеме и наличие остаточного уровня газа не предусматривается [85, 70, 96, 253]. Однако, низкий остаточный уровень газа в баллоне не обеспечивает достаточную естественную испарительную способность последнего и не удовлетворяет расчетному газопотреблению. Потребитель в таком случае получает меньшее количество газа, то есть наступает частичный отказ системы газоснабжения. В ряде случаев, при низких температурах окружающего воздуха в холодный период года, регазификация в баллоне вообще прекращается, и снабжение потребителя газом в течение определенного времени не происходит (полный отказ системы снабжения СУГ).

Системы газоснабжения имеют социальное значение, они определяют уровень бытового комфорта людей и производственного прогресса [1]. Отказ системы газоснабжения приводит к изменению режима труда и отдыха людей, вызывает психологическую и социальную напряженность, что отрицательно воздействует на состояние здоровья и может иметь негативные последствия. В этой связи

баллонное снабжение потребителей СУГ должно осуществляться с учетом требований к устойчивости, безопасности и надежности систем газоснабжения в части проектирования и эксплуатации.

1.6 Повышение надежности баллонного снабжения сжиженным газом

Проведенные исследования [82, 125, 265] показывают, что генерация паровой фазы баллонными установками определяется целым рядом факторов, наиболее значимыми из которых являются:

- компонентный состав газа;
- температура окружающей среды;
- остаточный уровень газа в баллоне перед очередной заправкой;
- длительность периода газопотребления и т.д.

Для оценки надежности снабжения потребителей газом от баллонных установок были проведены соответствующие исследования.

В качестве верхнего уровня обеспеченности газопотребления принята эксплуатация БУ в номинальном режиме (при номинальном расходе газа газовой плитой). В качестве нижнего уровня обеспеченности - наличие в сосуде избыточного давления 0,05 МПа при температуре СУГ, равной температуре наружного воздуха (из условия надежной работы регулятора давления). При данных условиях БУ, не гарантирует достаточную паропроизводительность, но обеспечивает подачу некоторого минимального количества газа потребителю, обеспечивая минимальный уровень газопотребления.

В качестве исходных данных были приняты:

- компонентный состав СУГ в соответствии с таблицей 1.5 [34];
- климатическая зона эксплуатации (по таблице 1.6): холодная, умеренно-холодная, умеренно-теплая;
- расчетные температуры наружного воздуха (по таблице 1.6) с учетом климатической зоны эксплуатации и коэффициента обеспеченности по [38].

Минимальная температура воздуха при внутриквартирной установке баллона определялась по формуле:

$$t_B^{\min} = t_B^H - A_{t_B}, \quad (1.1)$$

где t_B^H - нормируемая температура внутреннего воздуха. Для кухонь жилых зданий $t_B^H = +18^{\circ}\text{C}$ [37, 229];

A_{t_B} - амплитуда колебаний температуры внутреннего воздуха в течение суток [233].

Результаты проведенных исследований представлены на рисунке 1.6.

Как видно из графиков, в условиях максимальной обеспеченности газопотребления, применение наружных БУ во всех климатических зонах страны нецелесообразно. Расчетная испарительная способность баллона достигается только в районах с умеренно-теплым климатом при остаточном уровне заполнения баллонов пропаном техническим в размере 45-60 % в зависимости от обеспеченности климатических условий (кривая 3), что неприемлемо по экономическим соображениям. При минимальной обеспеченности газопотребления устойчивая работа баллона наблюдается также только в умеренно-теплой климатической зоне при наличии остаточного уровня газа в размере 12-18% (кривая 4). В районах с более холодным климатом эксплуатация газобаллонных установок с размещением вне помещений (на улице) вообще невозможна.

Следовательно, в климатических условиях РФ наружные газобаллонные установки предпочтительно использовать при газоснабжении объектов временно-го функционирования (дачные товарищества, туристические базы, предприятия производства сельхозпродукции при уборке урожая и др.) при положительных температурах наружного воздуха и наличии СУГ соответствующего состава.

Установка баллонов внутри газифицированных квартир обеспечивает их расчетную производительность при любом компонентном составе продукта. При этом остаточный уровень газа в баллоне при максимальной обеспеченности газопотребления должен поддерживаться в пределах 10-12% (СУГ марки ПТ), 15-17% (СУГ марки ПБТ) и 18-21% (СУГ марки БТ).

остаточном уровне газа. Наличие высокого остаточного уровня значительно снижает экономические показатели баллонных систем снабжения сжиженным газом.

При этом баллонное газоснабжение имеет целый ряд других существенных недостатков:

- повышенная металлоемкость на единицу хранимого и транспортируемого газа;
- сложность и трудоемкость процессов по заправке, опорожнению, ремонту и освидетельствованию баллонов;
- повышенная пожаро- и взрывоопасность установок;
- трудоемкость процессов, связанных с погрузкой и выгрузкой баллонов на ГНС, ГНП, ПОБ и у потребителя;
- ограниченная паропроизводительность БУ позволяет использовать СУГ только на цели пищевого приготовления, исключая отопление и горячее водоснабжение зданий.

При повышенном газопотреблении (использование газа на пищевое приготовление, горячее водоснабжение и отопление зданий) рекомендуется использовать резервуарные установки сжиженного углеводородного газа.

В этой связи, применение РУ СУГ является важным резервом повышения эффективности и надежности систем снабжения, сжиженным углеводородным газом в целом и перспективным направлением их развития и совершенствования.

Выводы по главе 1

1. Анализ современного рынка энергоресурсов свидетельствует об устойчивой тенденции развития потребления СУГ в мире и России. Сжиженный углеводородный газ является актуальным и востребованным источником газового топлива в промышленности, в коммунально-бытовом секторе и на автомобильном транспорте.

2. Анализ структуры снабжения потребителей СУГ показывает, что современные системы снабжения сжиженным газом характеризуются сложностью и разнообразием технологических процессов, связанных с реализацией указанного продукта, включая его производство, транспортировку и хранение, регазификацию и использование в газовых приборах. В этой связи, совершенствование систем снабжения сжиженным газом требует комплексной постановки и системной проработки целого ряда взаимосвязанных задач, рассматриваемых в данной работе.

3. В практике снабжения коммунально-бытовых потребителей газом в Российской Федерации используются три марки СУГ: пропан технический (ПТ), пропан-бутан технический (ПБТ) и бутан технический (БТ), с соответствующими весовыми содержаниями основных компонентов (пропана и бутана). Использование газа того или иного состава обуславливается климатической зоной и сезонностью эксплуатации установок СУГ, видом источника газоснабжения (баллоны или резервуары) и других технических особенностей систем газоснабжения.

4. При выборе источника газа в поселковых системах газоснабжения, определяющую роль играет характер газопотребления. При использовании СУГ только на цели приготовления пищи (при установке в квартирах газовых плит) рекомендуется применение децентрализованных систем газоснабжения на базе 50-литровых баллонов с размещением последних в кухнях газифицированных квартир. Остаточный уровень газа в баллоне при максимальной обеспеченности газопотребления должен поддерживаться 10-20% от его полного заполнения. Минимальная обеспеченность газопотребления (наличие в баллоне избыточного дав-

ления) имеет место при любом остаточном уровне газа. Наружные газобаллонные установки в зимних условиях эксплуатации не обеспечивают надежное газоснабжение даже при минимальной обеспеченности газопотребления и могут быть рекомендованы только для сезонного использования в теплое время года.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

2.1 Технико-экономическое обоснование выбора рационального типа хранилищ сжиженного газа

Важнейшим элементом в цепочке снабжения потребителей СУГ являются резервуарные установки. Они могут выполнять функцию хранилищ продукта, поступающего с газонаполнительных станций и функцию регазификаторов сжиженного газа, подающих паровую фазу газоиспользующим установкам. Для обеспечения необходимого резерва СУГ у потребителей применяются резервуары различной вместимости. Газгольдеры различаются по материалу изготовления (стальные, железобетонные), способу сооружения (соляные, ледогрунтовые, шахтные и т.д.), давлению (напорные, низкотемпературные), конфигурации (цилиндрические, сферические, тороидальные), способу установки (наземные, подземные), способу размещения в грунте (горизонтальные, вертикальные). При газоснабжении не больших производственных объектов и коммунально-бытовых потребителей в отечественной и зарубежной практике наиболее широко используются резервуарные установки, на базе стальных напорных резервуаров цилиндрической формы с наземным или подземным размещением в грунте.

Преимущества наземной установки резервуаров по сравнению с подземной: меньший объем работ при сооружении установки; нет необходимости в антикоррозийной изоляции сосудов; доступность резервуара для технического обслуживания и ремонта; более долгий срок службы резервуаров и др.

Однако при наземном расположении резервуаров имеются существенные недостатки, такие как:

- значительная пожаро- и взрывоопасность;

- увеличение отчуждаемой территории под резервуар, в том числе за счет наличия противопожарных разрывов между резервуарами и близлежащими сооружениями;

- сложность эксплуатации в холодный период года, прежде всего, при использовании газа с высоким содержанием бутана (надежная работа резервуаров в этот период требует применения дополнительного оборудования для увеличения упругости паров бутана и подачи жидкой фазы продукта в испарители).

Резервуары СУГ с наземной установкой широко применяются в зарубежной практике (Италия, Германия, Чехия и др.) (таблица 2.1), что объяснимо наличием благоприятных климатических условий [16, 120].

Таблица 2.1 - Технические характеристики наземных резервуаров СУГ используемых в системах газоснабжения [200, 315, 319, 321, 333, 363]

Вид резервуаров	Фирма, город, страна изготовитель	Номинальный объем $V_p, \text{ м}^3$	Габаритные размеры		Вес резервуара, $M_p, \text{ кг}$	Форматор $\Phi=l_{ц}/d$
			диаметр $d, \text{ мм}$	длина $L, \text{ мм}$		
1	2	3	4	5	6	7
горизонтальные	КонверсА-томЭнерго-Монтаж, Россия	1,0	1000	1300	450	0,6
		3,0	1400	2060	800	1,18
		5,0	1900	2040	1200	0,97
		10,0	2200	2840	1650	1,2
горизонтальные	FAS, Германия	2,7	1200	2570	650	1,7
		4,6	1200	4350	1050	3,1
		6,5	1200	6130	1300	4,5
		8,5	1200	7910	1800	5,96
		9,2	1200	8800	2030	6,5
горизонтальные	Chemet, Чехия	2,7	1250	2555	609	1,84
		4,85	1250	4405	955	3,24
		6,7	1250	5940	1250	4,2

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7
горизонтальные	Antonio Mer-	1,0	800	2240	254	0,91
	loni Cylinders	1,75	1000	2506	410	0,94
	Ghergo Group	2,5	1200	2545	582	1,78
	S.p.A, Италия	2,75	1200	2775	630	2,06
		5,0	1200	4790	1040	3,65
вертикальные		0,5	800	1334	147	1,41
		1,0	1000	1595	263	1,39
горизонтальные	Химмаш,	3,0	1400	2550	1400	1,68
	Пенза,	5,0	1600	2785	1540	1,49
	Россия	10,0	2200	3335	2520	1,37

Так, в частности, температура самых холодных суток для Чехии составляет всего минус 10°C . При данной температуре давление сжиженного газа марки бутан технический составляет до 0,075 МПа (изб), что является достаточным условием для устойчивой и надежной работы установок регазификации [85].

Данное обстоятельство обуславливает использование окружающего наружного воздуха в качестве источника тепла. В то же время, большинство климатических районов РФ имеет температуру холодных суток -30°C – -35°C и ниже, что не позволяет обеспечить избыточное давление в резервуарах даже при применении марки газа - пропан технический (таблица 1.5). В этой связи, применение наземных РУ СУГ в России может быть рекомендовано только в качестве источника газоснабжения объектов сезонного характера (дачные поселки, мелкие промышленные предприятия по уборке и переработке урожая и т.д.). При постоянном газоснабжении объектов наиболее целесообразна подземная установка резервуаров.

Естественная температура грунта на глубине установки резервуаров в холодный период года для большинства климатических районов составляет минус $5-10^{\circ}\text{C}$, что позволяет обеспечить достаточно высокое давление паров и бесперебойное снабжение паровой фазой потребителей от резервуарных установок при любом компонентном составе газа (таблица 1.6).

Таким образом, в климатических условиях РФ для снабжения потребителей СУГ наиболее предпочтительны подземные резервуары (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Характеристики подземных резервуаров СУГ [364, 319, 200]

Вид подземного резервуара	Фирма, город, страна - изготовитель	Номинальный объем $V_p, \text{ м}^3$	Габаритные размеры, мм		Форм-фактор резервуара $\Phi=l_{ц}/d$
			диаметр d	длина по эллиптическим днищам L	
1	2	3	4	5	6
горизонтальные	«BONEGAZ» Приокский механический завод, Н. Новгород, Россия	2,8	1200	2650	1,73
		4,5	1200	4200	2,99
		6,1	1200	5650	4,17
		8,5	1200	7650	5,94
		9,1	1200	8200	6,38
вертикальные		1,0	1000	1012	0,94
горизонтальные	КонверсАтомЭнерго-Монтаж, г. Электросталь Россия	1,0	1000	1300	0,94
		3,0	1400	2060	1,06
		5,0	1900	2040	0,6
		10,0	2200	2840	0,87
горизонтальные	«Химмаш», г. Пенза, Россия	3,0	1400	2210	2,6
		5,0	1900	2390	2,2
		10,0	2200	3430	2,8
горизонтальные	«VPS», Чехия	2,7	1250	2480	1,4
		4,8	1250	4240	2,8
		6,4	1250	5470	3,8
		9,15	1250	7760	6,2
горизонтальные	ПЗЭМ, г. Пенза, Россия	5,0	1200	4680	3,36
		12,5	1600	6880	3,56

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4	5	6
горизонталь- ные	Flussiggas Anlagen GmbH (Fas), Германия	2,7	1200	2570	1,7
		4,6	1200	4350	3,1
		6,5	1200	6130	4,5
		8,5	1200	7910	5,96
		9,2	1200	8800	6,5
вертикальные	Antonio Merloni Cylin- ders Ghergo Group S.p.A, Италия	0,5	800	1306	0,91
		1,0	1000	1565	0,94
		1,65	1200	1785	0,55
		2,25	1200	2325	1,33
		5,0	1700	2660	0,97
горизонталь- ные		1,0	800	2240	2,16
		1,75	1000	2510	1,9
		2,75	1200	2770	1,7
		5,0	1200	4785	3,36
вертикальные	Walter Tosto Serbatoi (WTS), Италия	2,25	1300	2700	0,97
		4,5	1700	3100	0,84
горизонталь- ные	Chemet, Польша	2,7	1250	2493	1,43
		4,85	1250	4293	2,83
		6,4	1250	5543	3,84

Анализ таблиц 2.1 и 2.2 показывает, что в отечественной и зарубежной практике газоснабжения широко используются подземные РУ СУГ.

Как показывает обзор типовых проектов на базе подземных резервуаров сжиженного газа, в отечественной эксплуатационной практике традиционно используются подземные цилиндрические резервуары с горизонтальным размещением в грунте [20, 274, 275, 276]. Вместе с тем, в современной зарубежной практике более широкое распространение находят РУ СУГ с вертикальными подземными резервуарами (таблица 2.2).

Вертикальная установка резервуаров реализует целый ряд преимуществ по

сравнению с горизонтальной:

- сокращается площадь земельных участков отчуждаемых под размещение резервуаров;
- уменьшается протяженность ограждения резервуарной установки;
- снижаются затраты в сооружение фундаментов;
- улучшаются условия проведения работ по внутреннему освидетельствованию сосудов и т.д;
- увеличение паропроизводительности, что обуславливается более значительным заглублением вертикального резервуара в грунт (повышенный теплоприток из глубины грунтового массива).

В этой связи, применение подземных резервуарных установок с вертикальным размещением в грунте является важным резервом снижения материало- и капиталоемкости резервуарных систем снабжения СУГ.

2.2 Разработка ресурсосберегающих подземных резервуарных установок

Существующие типовые проекты устройства РУ СУГ предусматривают полную обратную засыпку котлована с расположенными в нем резервуарами, песком или песчаным грунтом средней зернистости [274, 275, 276]. При этом грунт, вынутый из котлована, вывозится с территории строительной площадки, как правило, за черту населенного пункта [261]. Песчаная засыпка является обязательным элементом и предназначена для сохранности антикоррозийного защитного покрытия резервуаров, а также для предупреждения смещений емкостей при промерзании и оттаивании пучинистых грунтов. Значительная стоимость песка с учетом его доставки, а также транспортные расходы по вывозу грунта в отвал на большие расстояния, обуславливают значительные затраты материальных и денежных ресурсов, заставляют изыскивать эффективные технологии устройства резервуарных установок сжиженного газа.

На кафедре «Теплогазоснабжение и вентиляция» СГТУ имени Гагарина Ю.А. при участии соискателя было разработано схемное решение установки вертикальных резервуаров в грунтовом массиве с частичной обратной засыпкой котлована песком в перемещаемую металлическую опалубку, защищенное патентом на изобретение № 2495196 [177].

Сущность предлагаемого решения заключается в следующем. После крепления подземного резервуара СУГ к фундаменту, перемещаемая опалубка устанавливается в котлован поверх цилиндрического вертикального резервуара. В пространство между стенкой подземного вертикального цилиндрического резервуара и перемещаемой опалубкой послойно, засыпается среднезернистый песок и подвергается трамбовке для исключения последующих просадок, при этом в пространство между стенкой перемещаемой опалубки и стенкой котлована послойно засыпается ранее вынутый из котлована грунт. При заполнении котлована грунтом, а опалубки утрамбованным песком, ее сдвигают вверх при помощи строп непосредственно за монтажные петли, с последующей установкой на утрамбованный грунт и повторяют процесс. Применение данного решения снижает потребление песка для обратной засыпки емкости и исключает вывоз грунта, вынутого из котлована в отвал, что обуславливает значительную экономию материальных, технических и денежных ресурсов. Результаты натурных испытаний предлагаемого схемного решения позволяют рекомендовать его к применению при сооружении систем резервуарного газоснабжения.

С учетом зарубежной практики применения подземных резервуарных установок с вертикальным размещением в грунте, кафедрой ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. была разработана конструкторская документация на опытно-промышленный образец подземного вертикального резервуара объемом 3,0 м³. Опытно-промышленный образец резервуара успешно прошел заводские и эксплуатационные испытания в условиях реальной газовой практики и рекомендован Ростехнадзором России к широкому использованию в газовых хозяйствах России.

Вместе с тем, повсеместное внедрение в практику эксплуатации газовыми хозяйствами страны требует разработки резервуаров различного объема (типового

ряда) для обеспечения потребности потребителей в газовом топливе в зависимости от вида, количества газового оборудования и режимов его использования.

2.3 Моделирование и обоснование оптимальных конструктивных параметров подземных резервуаров сжиженного газа

Рациональное использование резервуарных установок на базе подземных вертикальных резервуаров требует разработки научно обоснованных рекомендаций по выбору их оптимальных конструктивных параметров в зависимости от объектов потребления газа в системах газоснабжения. К таким параметрам относятся: количество резервуаров n в составе групповой резервуарной установки, объем одиночного резервуара V_p и его геометрические размеры: длина l и диаметр d .

В целях научного обоснования предлагаемых схемных решений подземных резервуаров СУГ совместно с аспирантом Кузнецовым С.С. была разработана математическая модель оптимизации конструктивных параметров подземных резервуарных установок, устанавливающая взаимосвязь управляющих параметров целевой функции (длину и диаметр резервуара) в условиях минимизации затрат при сооружении резервуарных установок.

В общем виде указанные затраты можно представить в виде следующего функционала

$$Z = f[\Phi, V_p(Q_{\text{год}})] = \min, \quad (2.1)$$

при ограничениях к целевой функции:

– годовой объем потребления газа от резервуарной установки зависит от характера газифицируемых объектов (жилые дома, предприятия коммунального назначения, промышленные потребители и т.д.), газоиспользующего оборудования, степени централизации систем газоснабжения и других определяющих факторов. На основании анализа проектных решений в существующей газовой практике можно принять, что годовое газопотребление потребителей от одной резер-

вуарной установки в условиях оптимальной централизации, лежит в диапазоне, т/год

$$2,0 \leq Q_{\text{год}} \leq 100 ; \quad (2.2)$$

– согласно правилам технической эксплуатации [189], подземные резервуарные установки подлежат периодическому освидетельствованию не реже одного раза в 10 лет. Проведение указанных работ предусматривает спуск обслуживающего персонала внутрь сосуда. Указанные обстоятельства предъявляют определенные требования к геометрическим размерам сосудов с точки зрения эргономики. На основании практического опыта проведения подобных работ в существующей газовой практике, а также с учетом проведения земляных работ табельными средствами строительного-монтажной организации: получим для полной длины резервуара

$$1,5 \leq l \leq 2,2 \text{ м} . \quad (2.3)$$

В соответствии с требованиями [36] и [42], получим для диаметра резервуара

$$0,9 \leq d \leq 1,8 \text{ м} . \quad (2.4)$$

Условия (2.3) и (2.4) формируют ограничения для расчетной величины формфактора резервуара в виде диапазона

$$0,33 \leq \Phi \leq 1,94 . \quad (2.5)$$

Условные обозначения в выражениях (2.1-2.5) приняты:

Φ – формфактор резервуара (отношение длины цилиндрической части резервуара $l_{\text{ц}}$ к его диаметру d);

$V_{\text{р}}$ – геометрический объем резервуара, м^3 ;

$Q_{\text{год}}$ – годовой объем потребления газа от резервуарной установки, т/год;

l – длина резервуара по эллиптическим днищам, м;

d – диаметр резервуара, м.

По результатам реализации математической модели (2.1) был предложен оптимальный типоряд подземных резервуарных установок с вертикальным размещением в грунте, максимально адаптированный к потребностям современной

газовой практики (таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Основные технические параметры подземных вертикальных резервуаров СУГ [110]

Параметр	Характеристики резервуара			
	РПВ-0,96	РПВ-1,45	РПВ-2,6	РПВ-4,7
Геометрический объем резервуара $V_p, \text{ м}^3$	0,96	1,45	2,6	4,7
Внутренний диаметр $d, \text{ мм}$	900	1000	1200	1800
Толщина стенки: корпуса и днищ, мм	6	6	6	8
Длина резервуара по эллиптическим днищам $l, \text{ мм}$	1819	2050	2070	2100
Формфактор резервуара $\Phi = \frac{l_{\text{ш}}}{d}$	1,55	1,5	1,37	0,87

2.4 Сравнительная эффективность технических решений резервуарных установок сжиженного газа

Для оценки сравнительной эффективности применения схемного решения установки подземных резервуарных установок в грунтовом массиве с обратной засыпкой песком в перемещаемую металлическую опалубку на базе вертикальных резервуаров предлагаемого типоряда было проведено сравнение двух вариантов.

В качестве базового варианта для сравнительного анализа принята установка из двух подземных горизонтальных резервуаров объемом $2,75 \text{ м}^3$ с традиционной установкой в грунтовом массиве и полной обратной засыпкой котлована песчаным грунтом по [275, 276]. В качестве альтернативного варианта принята резервуарная установка из двух вертикальных резервуаров объемом $2,6 \text{ м}^3$ (таблица 2.3) с использованием предлагаемого схемного решения.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Сравнительная эффективность подземных резервуарных установок СУГ

Сравниваемые параметры	Резервуар	
	горизон- зон- тальный	верти- кальный
Объем одиночного резервуара, м ³	2,75	2,6
Общий объем установки, м ³	5,5	5,2
Металлоемкость резервуарной установки, кг	1383	1084
Изменение металлоемкости резервуарной установки, %	-	21,6
Антикоррозионное покрытие резервуарной установки, м ³	26,49	24,11
Уменьшение антикоррозионного покрытия, %	-	9,1
Объем грунта, вынутого из котлована, м ³	105,77	89,8
Уменьшение объема вынутого грунта, %	-	15
Объем грунта, вывозимого с территории резервуарной установки в отвал, м ³	92,7	-
Объем песка для обратной засыпки котлована, м ³	39,9	17,7
Уменьшение объема песка, %	-	55,5
Отчуждаемая территория под размещение резервуарной установки, м ²	32,6	26,4
Уменьшение отчуждаемой территории, %	-	19
Суммарная длина ограждения резервуарной установки, м	21,3	17,6
Уменьшение длины ограждения, %	-	17,4
Естественная испарительная способность РУ, кг/ч	5,3	6,2
Повышение испарительной способности, %	-	14,4

Как показывает анализ таблицы 2.4, применение схемного решения установки вертикальных резервуаров в грунтовом массиве с использованием перемещаемой опалубки обеспечивает высокий экономический эффект по сравнению с традиционным вариантом. При этом достигается: уменьшение объема разрабаты-

ваемого грунта при рытье котлована на 15%; уменьшение площади отчуждаемой территории на 19 %; уменьшение капитальных вложений в резервуары с защитным покрытием на 13,9%; уменьшение капвложений в обратную засыпку котлована песком на 55,5 % и т. д.

Необходимо отметить, что конструкция вертикальных резервуаров обуславливает более глубокое заложение емкостей в грунтовой массе, в связи с чем обеспечивается повышенная испарительная способность по сравнению с горизонтальными резервуарами. Указанное обстоятельство имеет большое значение в системах газоснабжения с естественной (комбинированной) регазификацией СУГ.

Таким образом, широкое внедрение подземных установок с вертикальным размещением резервуаров в грунте с учетом оптимизации конструктивных параметров с применением предлагаемого схемного решения, является важным резервуаром экономии материальных и денежных средств при сооружении резервуарных установок СУГ.

Выводы по главе 2

1. Сравнительный анализ представленных на рынке в Российской Федерации резервуаров СУГ показал, что наиболее предпочтительными в климатических условиях нашей страны являются резервуары с подземным размещением на базе горизонтальных и вертикальных сосудов СУГ. В то же время, вертикальная установка резервуаров реализует целый ряд преимуществ по сравнению с горизонтальной, как то: сокращение площади земельных участков отчуждаемых под размещение резервуаров; уменьшение протяженности ограждения резервуарной установки; снижение затрат в сооружение фундаментов; увеличение паропроводительности резервуара.

2. Разработано и запатентовано новое схемное решение установки вертикальных резервуаров в грунтовом массиве (патент на изобретение №2495196), предусматривающее частичную обратную засыпку песка в специальную перемещаемую металлическую опалубку. В целях научного обоснования предложенного схемного решения разработана математическая модель оптимизации схемно-параметрических решений резервуарных установок вертикального типа по критерию минимума интегральных дисконтированных затрат в сооружение резервуарной установки СУГ. Численная реализация модели позволила обосновать типоряд вертикальных подземных резервуаров сжиженного газа, максимально адаптированный к потребителям в условиях современной газовой практики.

3. Применение подземных вертикальных резервуаров СУГ различного объема в сочетании с предлагаемым схемным решением установки резервуаров в грунтовом массиве обуславливает значительную экономию материальных средств при сооружении резервуарных установок, как то: уменьшение металлоемкости резервуарной установки на 21,6%, снижение расхода песка для обратной засыпки котлована на 55,5%, уменьшение площади территории, отчуждаемой под размещение резервуарной установки на 19,2 %, и другие технико-экономические преимущества.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

3.1 Технико-экономическое обоснование выбора регазификации и типа испарительных установок для систем резервуарного снабжения сжиженным газом

Перед подачей в газоиспользующие установки потребителей углеводородные газы подвергаются регазификации. Данный процесс может быть произведен с использованием тепла окружающей среды или тепла специального теплоносителя. Регазификация СУГ может быть осуществлена двумя основными методами: в замкнутом объеме и в проточной схеме.

В замкнутом объеме предусматривается испарение газа в самих емкостях для хранения продукта, в проточной схеме должны быть использованы специальные испарители, работающие с жидкой фазой, подаваемой из резервуара хранения. Испарение газа в резервуарах может осуществляться как с помощью естественной, так и искусственной регазификации.

Естественная регазификация СУГ обеспечивается притоком тепла из окружающей среды (грунта или воздуха) [182, 183, 196, 210, 212, 243]. Как уже отмечалось ранее, в Российской Федерации с ее суровыми климатическими условиями, использование наземных емкостей (баллоны, наземные резервуары и контейнеры) возможно только в теплый период времени года в качестве источников временного (сезонного) газоснабжения. В условиях стационарного газоснабжения целесообразно применение только подземных резервуарных установок.

Естественная регазификация в замкнутом объеме на базе подземных резервуарных установок имеет целый ряд существенных недостатков [136, 139, 142]. Фракционный характер испарения СУГ обуславливает подачу потребителю паровой фазы переменного химического состава, что негативно сказывается на эксплуатации газоиспользующих установок. Снижение давления в емкости по мере

отбора паров приводит к отказу системы газоснабжения при достаточно высоком остаточном уровне жидкости. Систематическое накопление в емкости тяжелых фракций (бутана и пентана) требует проведения трудоемких операций по опорожнению резервуаров от неиспарившихся остатков и их последующей утилизации. Вследствие низкой паропроизводительности, РУ с естественной регазификацией имеют большую металлоемкость на единицу испаренного газа, особенно при использовании СУГ с повышенным содержанием бутана. Указанное обстоятельство существенно ограничивает их применение в системах централизованного газоснабжения. Вместе с тем, резервуарные установки, совмещающие в себе функции хранилища и регазификатора СУГ, являются весьма эффективными источниками децентрализованного газоснабжения с максимальным часовым расходом газа до 4-5 кг в час [88].

Для повышения естественной регазификации РУ институтом ОАО «Гипрониигаз» предложена схема с размещением резервуаров в подземных отапливаемых камерах [136]. Регазификация СУГ в резервуарах, располагаемых в подземных камерах, осуществляется за счет тепла, поступающего в воздух помещения от нагревательных приборов системы отопления. В данном случае, к недостаткам, присущим резервуарным установкам с естественной регазификацией, добавляется целый ряд других, существенных недостатков:

- значительные капитальные вложения в сооружение установок;
- увеличение объема работ по обслуживанию и эксплуатации системы отопления и помещения отапливаемой камеры;
- фракционность испарения газа, обуславливающая необходимость прокладки распределительных газопроводов ниже глубины сезонного промерзания грунта или с тепловыми спутниками;
- повышенная пожаро- и взрывоопасность установок;
- низкая эффективность использования тепловой энергии. Согласно [140, 143], теплотери помещения отапливаемой камеры в окружающую среду достигают 400% от полезно использованного тепла, идущего на регазификацию СУГ.

Искусственная регазификация СУГ в замкнутом объеме, позволяет обеспечить стабильную испарительную способность резервуаров, независимо от состава газа и климатических условий эксплуатации. К установкам подобного типа относят погружные электрические регазификаторы, получившие широкое распространение в отечественной и зарубежной практике [136, 141, 145, 189, 205, 315, 319].

ОАО «Гипрониигаз» разработаны регазификаторы типа РЭП (комплект из трубчатых электрических нагревателей с автоматикой безопасности), устанавливаемые на резервуары объемом 2,5 или 5 м³ [136]. Искусственная регазификация осуществляется за счет тепла, выделяемого электронагревателем, который помещается в жидкую фазу газа в резервуаре. В настоящее время в газовых хозяйствах России эксплуатируются более двух тысяч резервуарных установок СУГ, оснащенных электрическими испарителями типа РЭП.

Следует отметить, однако, что резервуарные установки, оборудованные указанными регазификаторами, имеют целый существенных недостатков:

- перегорание электрических нагревателей приводит к низкой эксплуатационной надежности (постоянная смена пузырькового и пленочного режимов кипения на поверхности нагревателя, оголение ТЭНов при понижении уровня жидкости в резервуаре) [253];

- фракционный характер испарения газа (быстрое испарение легкокипящего пропана);

- незначительная производительность (до 30 кг/ч);

- большой объем работ при замене электронагревателей, требующий опорожнения резервуара СУГ;

- большая установочная электрическая мощность нагревателей, обуславливает значительное потребление электрической энергии, что ограничивает их применение в регионах с недостаточным электроснабжением.

Указанные недостатки в значительной степени устраняет погружной испаритель «Deltagaz» [258]. В данном случае емкость для хранения газа оборудуется испарителем в виде встроенного змеевика, в котором циркулирует промежуточный теплоноситель (антифриз). В качестве антифриза используется тосол. Нагрев

антифриза осуществляется в электрическом котле. Теплообмен между трубопроводом с подогретым промежуточным теплоносителем и жидкой фазой продукта приводит к интенсивной генерации газа, используемого для последующей подачи потребителю. Номинальная мощность электрического котла в рабочем режиме 0,5 кВт, при испарительной мощности регазификатора 40-80 кг/ч. Для повышения испарительной способности резервуара СУГ до 100-140 кг/ч, возможна установка второго испарителя в эту же емкость.

Данное техническое решение, не устраняя полностью негативные факторы, присущие регазификаторам типа РЭП, в то же время обуславливает дополнительные недостатки технико-экономического характера:

- повышенная материалоемкость и капиталоемкость системы приготовления и циркуляции промежуточного теплоносителя;
- необходимость тепловой изоляции трубопроводной обвязки и отопительных элементов;
- необходимость в сложной автоматике регулирования и безопасности;
- высокая стоимость промежуточного теплоносителя и необходимость его полной периодической замены и т.д.;
- высокая коррозионная активность теплоносителя.

Устраняет указанные недостатки и обеспечивает более надежную эксплуатацию резервуарных установок применение проточной схемы регазификации с естественным или искусственным подводом тепла.

Наиболее предпочтительны и широко применяются в современной практике газоснабжения проточные регазификаторы, использующие для испарения газа естественное тепло окружающей среды – наружного воздуха [244, 298, 304, 344, 346], воды [332, 343, 354], солнечной энергии [311], грунтового массива [345, 347, 348] и т.д. Анализ возможных природных источников тепла, позволяет предположить, что наиболее предпочтительным является грунтовый массив, обладающий следующими преимуществами: повсеместная доступность; наличие достаточно высокого температурного потенциала в течение года не зависимо от климатиче-

ской зоны эксплуатации; отсутствие нагнетателей и других видов оборудования для перемещения и перекачки промежуточного теплоносителя.

Обычно, грунтовые испарители выполняются в виде змеевиков или регистров из гладких труб, укладываемые в грунте горизонтально ниже глубины его сезонного промерзания [294]. Также испарители могут изготавливаться в виде вертикальных колонок типа труба в трубе или вертикальных колонок с U-образными трубами [108, 114, 115].

Несмотря на очевидные преимущества, связанные с использованием природной теплоты грунта для регазификации СУГ, грунтовые регазификаторы в то же время имеют ряд недостатков, основными из которых являются:

- значительная металлоемкость конструкции;
- значительный объем земляных работ по устройству регазификаторов;
- значительная площадь территории, отчуждаемой на размещение грунтового теплообменника, особенно при наличии газа с повышенным содержанием бутановых фракций.

Проведенные технико-экономические исследования [202] показывают, что применение грунтовых регазификаторов на сжиженном газе рекомендуемого состава оправдано только в условиях умеренно-теплой климатической зоны для снабжения СУГ потребителей с расчетными часовыми расходами газа до 5 кг/ч, то есть в качестве приставки к подземным резервуарным установкам с естественной регазификацией.

Для установок СУГ большей мощности как правило, используется проточная схема регазификации с искусственным подводом тепловой энергии. В зависимости от схемы движения испаряемой жидкости проточные испарители изготавливаются с кипением СУГ в большом объеме (рисунок 3.1.1) и с кипением в трубах (рисунок 3.1.2).

В практике газовых хозяйств РФ широкое распространение получили проточные регазификаторы с кипением в большом объеме [58, 189, 239, 253]. Регазификация газа, в этом случае, осуществляется следующим образом (рисунок 3.1.1).

1. Кипение в большом объеме

2. Кипение в трубах

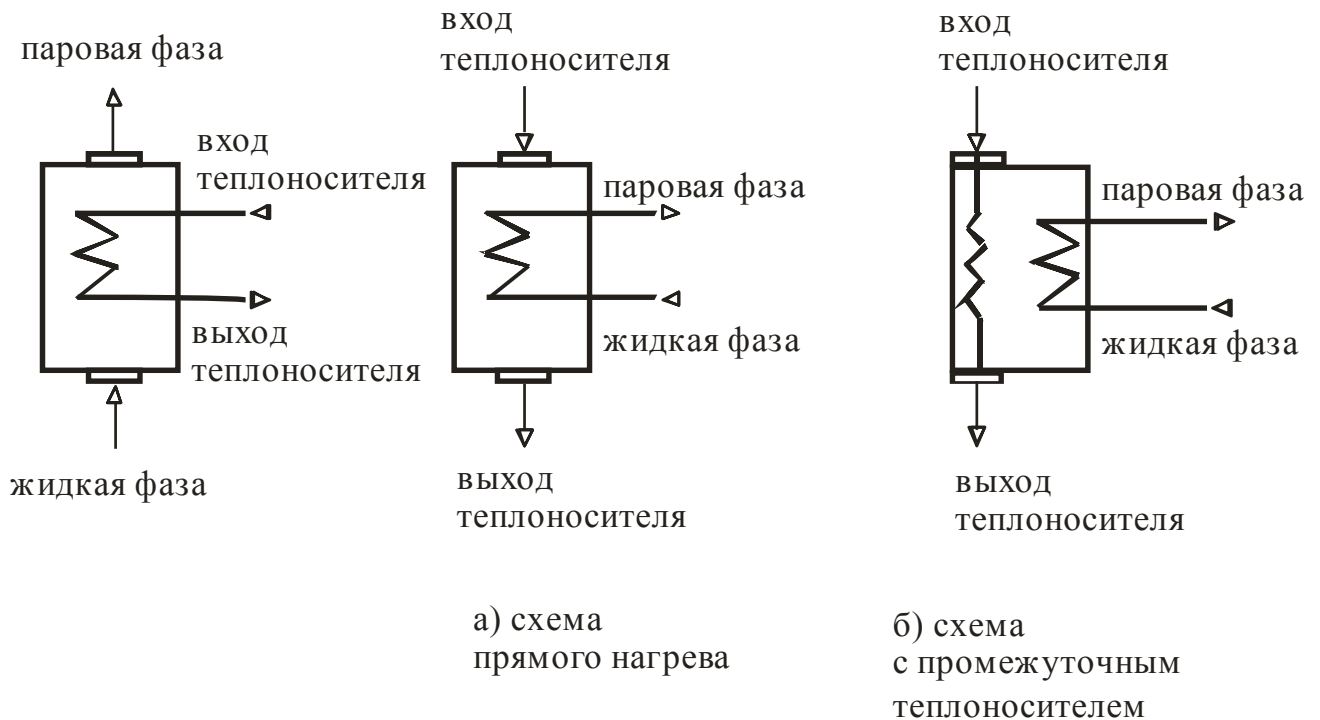


Рисунок 3.1 Схемы регазификации сжиженного газа.

Жидкая фаза газа подается в регазификатор, где имеется трубная решетка или змеевик с циркулирующим теплоносителем. Кипение СУГ осуществляется на поверхности теплообменника с образованием насыщенных или перегретых паров, которые через верхний патрубок подаются потребителю. В качестве теплоносителя в испарителях такого типа обычно используется горячая вода или водяной пар.

К данным испарителям относят: змеевиковый испаритель конструкции института «МосгазНИИпроект», производительностью 100 кг/ч, кожухотрубные испарители с нижними трубными решетками конструкции ГУП «Ленгипроинжпроект», производительностью 100, 200 и 400 кг/ч; змеевиковые испарители KAGLA (KAGLA Vaportech Corporation, Япония), с производительностью от 50 до 500 кг/ч; змеевиковые испарители AZEOVAIRE (Algas-SDI, США), производительностью от 300 до 8500 кг/ч; испарители с применением пластинчатых теплообменников FAS (FAS Flussiggas Anlagen GmbH, Германия) с производительностью от 400 до 14000 кг/ч и др.

Институтом ОАО «Гипрониигаз» разработан малогабаритный регазифика-

тор СУГ типа ИМЭ-10м, производительностью до 30 кг/ч [296]. Испарительный элемент в виде трубчатого электронагревателя располагается внутри корпуса. Газ поступает в корпус испарителя в жидком виде и соприкасаясь с нагревателем начинает интенсивно испаряться. Преимуществами указанных испарителей является отсутствие фракционного испарения газа, что позволяет использовать СУГ с повышенным содержанием бутановых фракций. Вместе с тем наличие большого количества газа в корпусе регазификатора значительно увеличивает габариты и металлоемкость конструкции, повышает пожаро- и взрывоопасность установок регазификации. Данные недостатки устраняет схема проточной регазификации с кипением сжиженного газа в трубах. При этом регазификация возможна испарителями прямого нагрева (рисунок 3.1.2 а) и с промежуточным теплоносителем (рисунок 3.1.2 б).

К испарителям прямого нагрева относятся:

- форсуночный испаритель (труба в трубе) конструкции «МосгазНИИпроект» производительностью 200 кг/ч [58];
- пленочные испарители: вертикальный конструкции МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, производительностью 100 кг/ч [58] и горизонтальный Zimmer (Algas-SDI, США) с производительностью до 50 кг/ч [365];
- огневые испарители: ИГПО, конструкции института ОАО «Гипрониигаз», производительностью 15 и 30 кг/ч и Direct Fired (Algas-SDI, США) производительностью от 80 до 1535 кг/ч [3, 307] и другие.

Главным недостатком испарителей прямого нагрева является высокая температура на поверхности испарительного трубопровода (змеевика). СУГ, применяемые в практике газоснабжения, часто содержат в небольших количествах непредельные углеводороды (этилен, пропилен, бутилен), которые полимеризуются при температуре более 70⁰С. Наличие полимерной пленки резко уменьшает интенсивность теплообмена между теплоносителем и сжиженным газом. Указанное обстоятельство обуславливает снижение паропроизводительности испарительных установок, неполное испарение жидкой фазы и как следствие, автоматическое прекращение подачи газа к потребителю. Кроме того, чрезмерный перегрев ме-

таллической стенки испарительного элемента вызывает опасность ее разрушения. При нарушении герметичности теплообменной поверхности возникает опасность контакта СУГ и теплоносителя.

Указанные недостатки устраняет схемное решение по применению испарителей с промежуточным теплоносителем (рисунок 3.1.2.б). Данная схема широко применяется, как в отечественной, так и зарубежной практике в РУ СУГ оснащенных огневыми и электрическими регазификаторами [3, 253, 308, 331].

В качестве промежуточной среды используется, как правило, жидкий теплоноситель (вода, водяной пар, тосол, изопентан). В настоящее время, в отечественной и зарубежной практике широко применяются испарители AZEOVAIR (Algas-SDI, США), производительностью от 300 до 8450 кг/ч [307] с промежуточным теплоносителем водяной пар или вода. Конструкция испарителя представляет собой цилиндрический вертикальный кожух, внутри которого расположен теплообменник в виде П-образной трубы. Сжиженный газ испаряется, соприкасаясь с нагретым теплообменником, в котором циркулирует промежуточный теплоноситель.

Немецкая фирма FAS (Flussiggas Anlagen GmbH) выпускает регазификаторы производительностью до 14000 кг/ч, в которых в качестве промежуточного теплоносителя для теплообменника используется горячая вода [68].

Фирма Algas-SDI производит электрические регазификаторы Hydrexh с промежуточным теплоносителем, в качестве которого используется горячая вода или водяной пар. Регазификаторы выпускаются с широким типорядом по производительности от 160 до 1000 кг/ч [327].

Отечественной промышленностью разработан малогабаритный, проточный, погружной испаритель с промежуточным теплоносителем (МПИ, паропроизводительностью до 100 кг/ч, институт МосгазНИИпроект) [253]. Конструктивно испаритель представляет собой малогабаритный змеевиковый теплообменник, находящийся в корпусе стандартного 50 литрового баллона для сжиженного газа. Испаритель размещается внутри горловины резервуара под верхним фланцем редукционной головки расходного резервуара. Теплоносителем для регазификации

жидкой фазы продукта является нагретое в газовом автоматическом подогревателе минеральное масло. Подогреватель выполнен в виде сварной конструкции типа «труба в трубе», в которой располагается змеевиковый теплоприемник и газовая горелка инфракрасного излучения. Нагрев промежуточного теплоносителя осуществляется путем сжигания части испаряющегося газа.

ОАО «Гипрониигаз» совместно с кафедрой «Теплогазоснабжение и вентиляция» СГТУ имени Гагарина Ю.А. разработаны конструкции электрических испарителей ИЭПТ-10 и УИ-50 с номинальной производительностью 10 и 50 кг/ч соответственно. Схема РУ СУГ, оснащенной электрическим регазификатором с промежуточным теплоносителем и принцип ее работы, подробно представлены в работах [85, 109, 295]. Испарение газа осуществляется за счет нагрева промежуточного теплоносителя (антифриза) трубчатыми электронагревателями.

Одной из разновидностей электрических испарителей непрямого нагрева являются испарители с твердотельным промежуточным теплоносителем [267, 268, 269, 360]. Регазификаторы конструктивно представляют собой массив из алюминия цилиндрической формы, внутри которого размещены трубчатые электронагреватели или змеевик для испарения СУГ. Значительная теплопроводность алюминия обеспечивает высокую интенсивность теплообмена между ТЭНами и сжиженным газом. Преимуществом регазификаторов данного типа являются небольшие габаритные размеры при высокой паропроизводительности. На кафедре «Теплогазоснабжение и вентиляция» СГТУ имени Гагарина Ю.А. разработаны опытно-промышленные образцы регазификаторов с промежуточным теплоносителем из алюминия производительностью 30 и 100 кг/ч, которые в настоящее время проходят промышленные испытания.

Главными недостатками испарителей с твердотельным промежуточным испарителем являются:

- низкая теплоаккумулирующая способность установок регазификации. Поэтому любые, даже кратковременные, перебои с электроснабжением приводят к отключению подачи газа;

- малый срок службы, определяемый сроком службы ТЭНов (не более трех лет).

В этой связи, рациональная область применения указанных испарителей ограничивается промышленными потребителями газа с гарантированной стабильностью электроснабжения.

По сравнению с регазификаторами с промежуточным теплоносителем на воде и водяном паре, огневые и электрические испарители обладают преимуществами: отсутствие сложного обслуживания и эксплуатации; отсутствие взаимного контакта сжиженного газа и теплоносителя при потере герметичности системы; отсутствие материало- и капиталоемких систем для приготовления и подвода теплоносителя.

Важным недостатком водяных и паровых регазификаторов является их зависимость от внешних источников производства тепла (котельные установки и ЦТП), которые в теплый период года традиционно находятся на текущих ремонтных работах по подготовке к отопительному сезону и не функционируют продолжительное время. Следовательно, применение огневых и электрических испарителей прямого нагрева является наиболее предпочтительным вариантом для осуществления искусственной регазификации СУГ [146, 162, 163, 203].

Основное преимущество огневых регазификаторов - независимость от внешних источников энергоснабжения. Это обстоятельство позволяет широко использовать такие испарители в автономных и передвижных установках снабжения СУГ, а также в качестве резервных установок газоснабжения промышленных объектов, где не допускаются перерывы в подаче газа [349]. В связи с тем, что огневые испарители размещаются в специальных отдельностоящих помещениях [307], их применение с экономической точки зрения наиболее оправдано только при больших расходах газа 100-200 кг/ч и более, т.е. для газоснабжения крупных промышленных потребителей [202].

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что при организации поселковых систем снабжения сжиженным газом наиболее предпочтительно применение следующих вариантов систем газоснабжения:

- централизованные системы газоснабжения на базе резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами, оборудованными электрическими испарителями с промежуточным теплоносителем;

- децентрализованные системы газоснабжения на базе индивидуальных резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами с естественной регазификацией СУГ в самих расходных резервуарах с использованием природного тепла грунта.

Значительная металлоемкость резервуаров, сложность и трудоемкость работ по монтажу определяют высокую конечную стоимость сооружения и эксплуатации систем снабжения СУГ. Таким образом, выбор оптимального варианта схемного решения РУ СУГ с минимально возможными затратами в ее сооружение и эксплуатацию является одним из важных резервов экономии материальных и денежных ресурсов при организации газоснабжения потребителей.

Рекомендации по выбору схемно-параметрических решений резервуарных установок сжиженного газа приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика резервуарных систем снабжения СУГ

Годовое потребление СУГ $G_{\text{год}}$, т/год	≤ 15	15-25	25-47	47-100
Тип и геометрический объем резервуара V_p , м ³	РПВ-0,96	РПВ-1,45	РПВ-2,6	РПВ-4,7
Количество резервуаров	2	2	2	2
Максимальный часовой расход газа $G_{\text{max}}^{\text{год}}$, кг/ч	$\leq 5,9$	5,9-11,4	11,4-21,5	21,5-45,7
Способ регазификации	Естественная в расходных резервуарах (грунтовых испарителях)		Искусственная в электрических испарителях с промежуточным теплоносителем	
Тип и марка испарителя	-	ИГ-10	ИЭПТ-20; ИП-20; БИР-20	ИЭПТ-60; УИ-100
Количество испарителей в резервуарной установке	-	1	2	2

3.2 Моделирование тепловой интерференции подземных резервуаров с естественной регазификацией СУГ при их групповом размещении в грунте

Подземное размещение резервуаров обуславливает приток теплоты к сосуду из окружающего резервуар грунта. Это обстоятельство обеспечивает естественную регазификацию СУГ в самой расходной емкости. При газификации индивидуальных жилых зданий на базе СУГ марок ПТ и ПБТ естественная регазификация способна полностью удовлетворить потребности потребителей. Исследование паропроизводительности с подземным размещением представлены в научных работах отечественных и зарубежных исследователей, широко апробированных в инженерной практике [6, 8, 10, 104, 136, 137, 138, 139, 141, 142, 143, 189, 253, 261, 337, 342, 355]. Следует отметить, однако, что имеющиеся в литературе рекомендации относятся к одиночным резервуарам СУГ.

В то же время, в целях повышения надежности эксплуатации системы газоснабжения, к установке у потребителя необходимо предусматривать не менее двух резервуаров СУГ, а при повышенном газопотреблении (системы централизованного газоснабжения) количество резервуаров в установке может увеличиваться до трех и более емкостей. Групповое размещение резервуаров на территории резервуарного парка обуславливает их взаимное тепловое влияние (тепловую интерференцию), которая снижает паропроизводительность как одиночного резервуара, так и всей резервуарной установки в целом. Уменьшение притока тепла к сосудам, вследствие тепловой интерференции обуславливает снижение расчетной паропроизводительности установок. Количественно эффект снижения выражается коэффициентом α , представляющим собой отношение притока тепла к резервуару, работающему в составе групповой установки $Q_{гр}$ к притоку тепла одиночного резервуара Q_0

$$\alpha = \frac{Q_{гр}}{Q_0}. \quad (3.1)$$

В связи со сложностью решения задачи нестационарного теплообмена ана-

литическими методами за счет неоднозначности предпосылок исходной информации в сочетании с значительным количеством ограничений и допущений, исследование взаимного теплового влияния было проведено методом электротепловой аналогии [279, 293, 362]. Данный метод хорошо зарекомендовал себя при решении задач, связанных с изменением теплового состояния систем, основанный на воспроизведении теплового процесса электрическим. Данная возможность обуславливается аналогией закономерностей тепло- и электропереноса. Для этого тепловые величины заменяются их электрическими аналогами, рассчитывается электрическая схема и находится искомая тепловая величина. Температурное поле в процессе моделирования воспроизводится на геометрически подобных аналогах из электропроводной бумаги, фольги при решении плоских и электролита при решении объемных задач.

Основные теоретические положения метода электротепловой аналогии применительно к конкретной задаче моделирования теплового взаимодействия группы подземных резервуаров СУГ с окружающим грунтовым массивом в электролитической ванне, приводятся в публикации автора [90]. Принципиальная схема установки электротеплового моделирования представлена на рисунке 3.2.

Характеристика модели:

- аналогом грунтового массива являлась металлическая ванна, с размерами 1,0x1,0x1,0 м заполненная водой;
- аналогом поверхности грунтового массива служил лист алюминия, закрепляемый на одной из стенок ванны;
- аналогом подземных резервуаров СУГ являлись электроды из алюминия диаметром $d=50$ мм, выполненные геометрически подобными исследуемым резервуарам с одиночным объемом $0,96 \text{ м}^3$ и $4,7 \text{ м}^3$;
- аналогом толщи грунтового массива выступали листы из поливинилхлорида, закрепляемые напротив алюминиевого экрана и на боковых стенках ванны;
- аналогом уровня заполнения исследуемых резервуаров газом служила токопроводящая часть электрода в размере 50% и 25% поверхности.

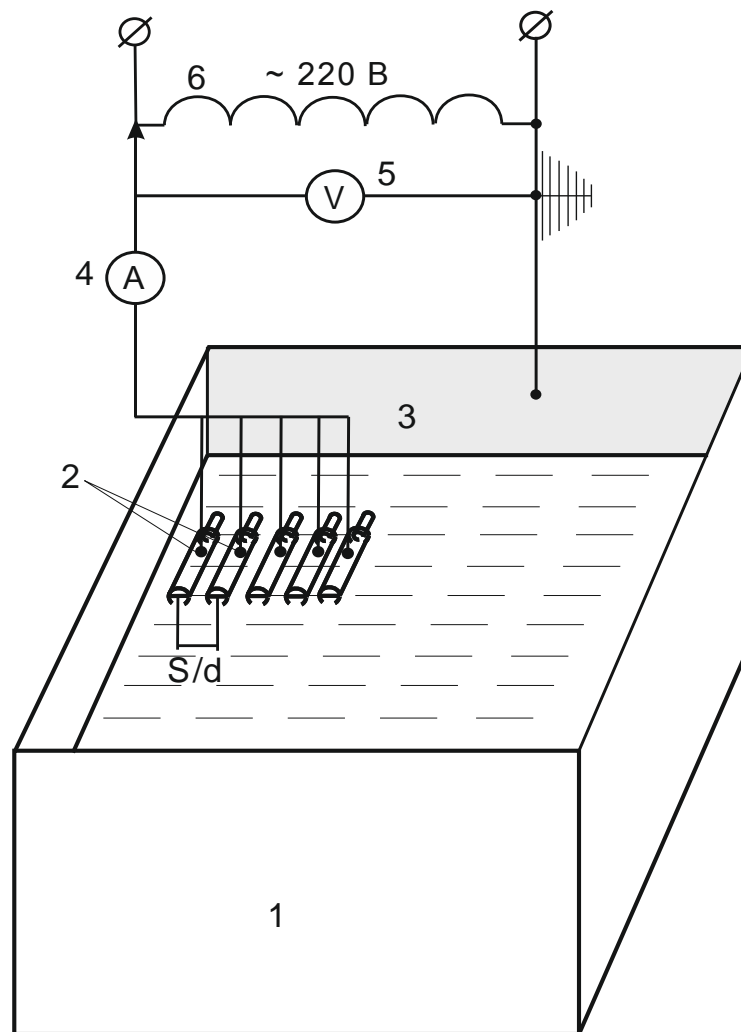


Рисунок 3.2 Схема экспериментальной установки для исследования взаимного теплового влияния группы резервуаров при установке в грунте.

Условие токонепроницаемости части резервуара, граничащего с паровой подушкой обеспечивалось покрытием соответствующей поверхности электродов изоляционным материалом - эпоксидной смолой;

- моделирование конфигурации групповой резервуарной установки проводилось при относительном расстоянии между резервуарами в осях S/d , равным 1,25; 1,5; 2; 3; 4.

Для учета влияния конечных размеров модели на результаты эксперимента были проведены исследования при двух граничных условиях на стенках модели по методу двойного измерения (коинциденции):

- все стенки модели, исключая рабочий экран, являются электроизоляторами (все стенки ванны и ее днище были покрывались съемными экранами из по-

ливинилхлорида);

- все стенки модели, включая рабочий экран, выполнены токопроводящими. (все стенки ванны и ее днище покрывались съемными экранами из листового алюминия).

В эксперименте рассматривалась система из 5 электродов, являющаяся аналогом групповой резервуарной установки из 5 подземных резервуаров СУГ с объемом одиночного сосуда $V_p=4,7 \text{ м}^3$ и уровнем заполнения резервуара СУГ 50%. Данная конфигурация резервуарной установки реализует наибольшие размеры исследуемой тепловой системы, а следовательно, и максимальную погрешность от влияния границ модели (таблица 3.2).

Таблица 3.2- Оценка влияния конечных размеров ванны на результаты исследований

Разность потенциалов $\Delta V, \text{ В}$	Сила тока (граничные условия на стенках)		Погрешность измерений $\delta = \frac{Y_э - Y_и}{Y_и} 100\%$
	являются проводниками $Y_э, \text{ мА}$	являются изоляторами $Y_и, \text{ мА}$	
18.75	356	352	1.16
23.75	448	444	0.90
28.75	544	538	1.12
33.75	636	625	1.76
38.75	739	726	1.79
43.75	829	812	2.1

Как показывают проведенные экспериментальные исследования (таблица 3.2) максимальные расхождения результатов измерений составляют 2,1%. Учитывая незначительное влияние конечных размеров модели в последующих опытах измерения силы тока проводились только при наличии изоляции стенок и днища ванны.

Методика проведения экспериментальных данных представлена в публикациях автора [90, 170].

Результаты исследований коэффициента тепловой интерференции α в широком диапазоне задаваемых параметров представлены на рисунке 3.3 и в таблице 3.3.

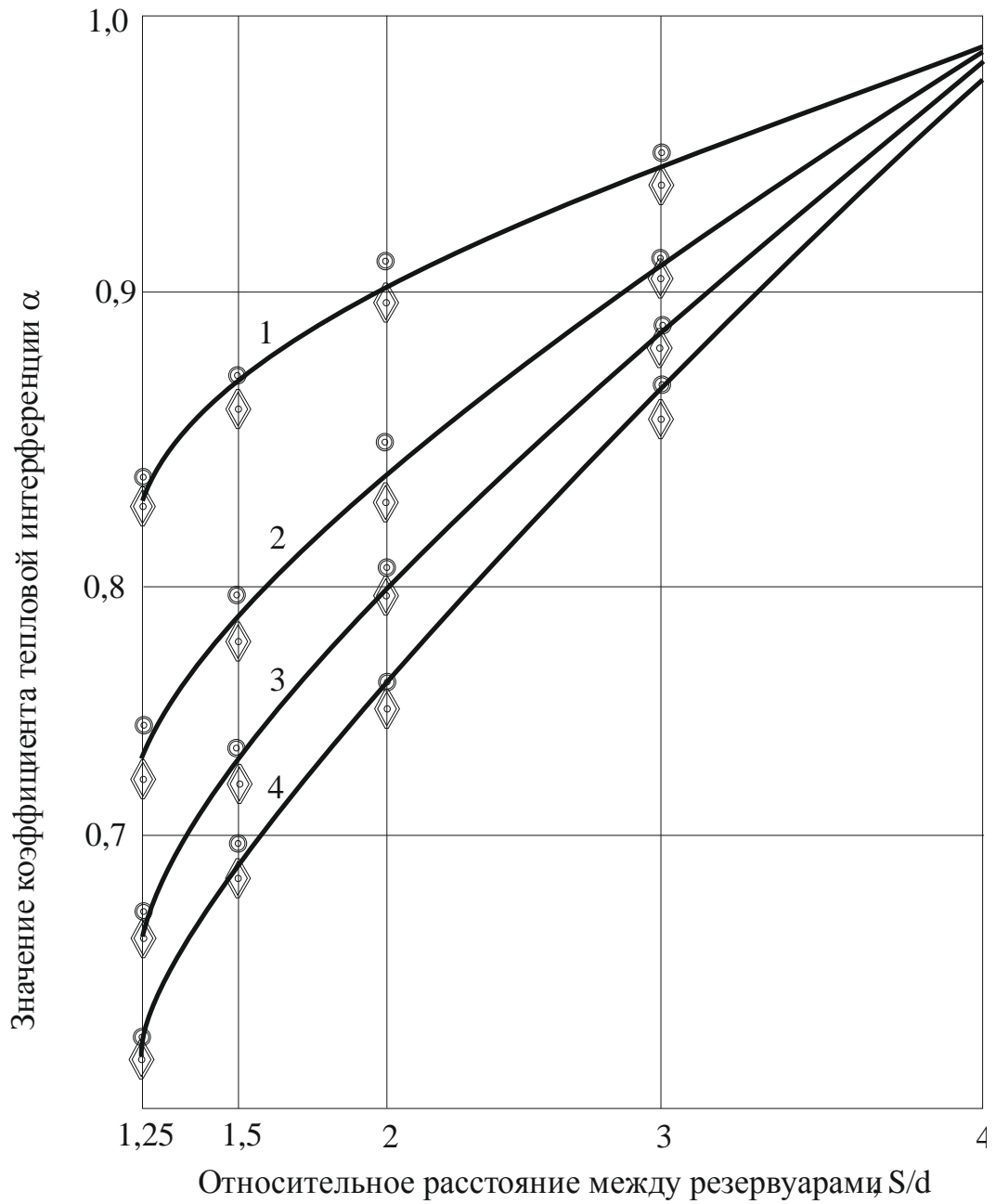


Рисунок 3.3 Значение коэффициента тепловой интерференции α подземных групповых установок на базе вертикальных резервуаров (уровень заполнения резервуара СУГ 25%): 1, 2, 3, 4 – установка из двух, трех, четырех и пяти резервуаров СУГ соответственно;

◎ - резервуары $V_p=4,7 \text{ м}^3$; ◇ - резервуары $V_p=0,96 \text{ м}^3$

Таблица 3.3 - Значение коэффициента тепловой интерференции подземных резервуаров сжиженного газа α

Количество резервуаров в групповой установке, n	Объем резервуара, $V_p, \text{м}^3$	Уровень заполнения резервуара СУГ, $\varphi, \%$	Относительное расстояние между резервуарами, S/d				
			1,25	1,5	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7	8
2	4,7	50	0,850	0,884	0,934	0,9702	0,999
3			0,751	0,796	0,8489	0,922	0,991
4			0,679	0,744	0,8174	0,8915	0,996
5			0,655	0,706	0,765	0,815	0,985
4 в 2 ряда			0,687	0,739	0,801	0,872	0,989
2	1,3	50	0,840	0,869	0,918	0,9485	0,993
3			0,732	0,785	0,8373	0,908	0,991
4			0,671	0,740	0,801	0,8907	0,996
5			0,648	0,6901	0,7612	0,842	0,993
4 в 2 ряда			0,6801	0,739	0,790	0,875	0,993
2	4,7	25	0,826	0,845	0,885	0,940	0,999
3			0,732	0,771	0,832	0,909	0,997
4			0,6616	0,715	0,7991	0,8903	0,984
5			0,6372	0,673	0,758	0,830	0,992
4 в 2 ряда			0,6792	0,709	0,775	0,865	0,993
2	1,3	25	0,815	0,833	0,870	0,931	0,992
3			0,715	0,754	0,812	0,884	0,989
4			0,659	0,693	0,7693	0,887	0,991
5			0,625	0,669	0,735	0,829	0,987
4 в 2 ряда			0,6602	0,701	0,753	0,873	0,992

Как видно из рисунка 3.3, значение коэффициента α уменьшается с увеличением количества резервуаров в группе и с сокращением относительного расстояния S/d между резервуарами. Так, например, при S/d=2 коэффициент α изменяется от 0,89 (установка из 2-х резервуаров) до 0,74 (установка из 5-ти резервуа-

ров). Аналогично для количества резервуаров, равного трем, коэффициент α изменяется от 0,99 (при $S/d=4$) до 0,73 (при $S/d=1,25$). Влияние размера резервуара на величину коэффициента α весьма незначительно. Так, например, для полярных объемов резервуаров $V_p=0,96 \text{ м}^3$ и $4,7 \text{ м}^3$ разность значений α не превышает 1,7%.

Как видно из таблицы 3.3 с увеличением уровня заполнения резервуаров газом φ с 25 до 50 % коэффициент α возрастает в среднем на 3-4 %. Поэтому при дальнейшей проработке результатов исследований в качестве расчетного значения α было принято $\varphi=25$ %, как отвечающее наиболее неблагоприятным условиям эксплуатации резервуаров в группе. Подземное расположение резервуаров в один или в два ряда в теплотехническом отношении оказывается практически равноценным.

Максимальная погрешность экспериментального определения коэффициента тепловой интерференции группы подземных резервуаров не превышает 5,6% с уровнем доверительной вероятности 95%. Данные по расчету абсолютной и относительной погрешности представлено в приложении 10.

Для практической реализации полученных результатов и разработки рекомендаций по их применению были проведены дополнительные научные исследования.

3.3 Оптимизация размещения резервуаров на территории резервуарного парка

С увеличением расстояния между резервуарами сжиженного газа взаимное тепловое влияние резервуаров друг на друга уменьшается, паропроизводительность подземных резервуаров сжиженного газа в групповой установке растет. Однако увеличение расстояния между резервуарами приводит к росту капиталовложений за счет увеличения объема земляных работ, площади отчуждаемой территории, периметра ограждения резервуарной установки. В этой связи, обоснование оптимального размещения вертикальных подземных резервуаров, обеспечивающего минимальное отношение затрат в резервуарную установку к единице ее

паропроизводительности является важным резервом экономии материальных и денежных средств при газификации потребителей сжиженным газом.

Условие оптимальности размещения подземных резервуаров на территории резервуарного парка характеризует параметр, представляющий минимум отношения затрат в РУ СУГ к единице ее паропроизводительности

$$K_G = \frac{K}{G_{гр}}(S/d) = \min, \quad (3.2)$$

при ограничении $S \geq 1,0$ [230],

где K – переменные составляющие капиталовложений в РУ СУГ, руб.;

$G_{гр}$ – паропроизводительность групповой резервуарной установки, кг/ч;

S/d – относительное расстояние между резервуарами.

Паропроизводительность резервуарной установки находится по формуле:

$$G_{гру} = qn\alpha, \quad (3.3)$$

где q – паропроизводительность одиночного резервуара СУГ, кг/ч, определяемая по [138, 288] в зависимости от его геометрического объема, способа размещения в грунтовом массиве, остаточного уровня заполнения газом, разности температур между грунтом и сжиженным газом и теплофизических характеристик грунта;

n – количество резервуаров в групповой установке СУГ;

α – коэффициент, учитывающий взаимное тепловое влияние резервуаров при их размещении в группе.

Переменные капиталовложения в групповую резервуарную установку включают в себя вложения в устройство котлована K_k , устройство ограждения резервуарной установки $K_{огр}$, устройство песчаной отсыпки $K_{отс}$, в отчуждаемую территорию для размещения резервуарной установки $K_{отч}$. Расчетные зависимости для определения составляющих затрат K_k , $K_{огр}$, $K_{отс}$, $K_{отч}$ приводятся в работах [165, 166, 287].

Постоянные составляющие затрат, не зависящие от конфигурации размещения резервуаров в грунте, а именно капиталовложения в резервуары K_p , их изоляцию от коррозии $K_{и}$, устройство фундамента под резервуар K_f , в приобретение

песчаного грунта и его засыпку в перемещаемую опалубку K_n , при проработке целевой функции могут быть опущены.

В соответствии с выражением (3.2) с учетом (3.3) были проведены расчеты по определению оптимального размещения вертикальных подземных резервуаров.

Паропроизводительность резервуаров сжиженного газа с вертикальной установкой в грунте определялась в соответствии с теоретическими положениями, изложенными в публикациях автора [89, 166] при исходных данных:

- геометрический объем резервуара (по таблице 2.3): $V_p=0,96 \text{ м}^3$ и $V_p=4,7 \text{ м}^3$;
- остаточный уровень заполнения резервуара газом $\varphi=50 \%$;
- температурный напор между грунтом и СУГ $\Delta t = 20^\circ \text{C}$ [85];
- коэффициент теплопроводности грунта $\lambda=1,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ [2, 232].

Результаты расчетов представлены рисунке 3.4.

Как видно из рисунка 3.4, оптимальное относительное расстояние между резервуарами изменяется от $(S/d)_{\text{opt}}=2$ (групповая установка с резервуарами $V_p=0,96 \text{ м}^3$) до $(S/d)_{\text{opt}}=3$ (групповая установка с резервуарами $V_p=4,7 \text{ м}^3$). Пологость целевой функции в районе экстремума обуславливает расхождение расчетных значений параметра ΔK_G в рамках указанного диапазона относительных расстояний не более 3,5%. Дополнительный анализ полученных результатов показал, что изменение коэффициента тепловой интерференции в зависимости от относительного расстояния S/d , изменяющегося в узких пределах от 2 (групповая установка с резервуарами $V_p=0,96 \text{ м}^3$) до 3 (групповая установка с резервуарами $V_p=4,7 \text{ м}^3$) составляет 1,53%.

Это позволяет в качестве оптимального относительного расстояния принять $(S/d)_{\text{opt}}=2,5$ и перевести параметр S/d из разряда управляющих в разряд заданных. На основании полученных исследований, методом многоинтервальной квадратичной интерполяции была получена аналитическая зависимость для определения коэффициента тепловой интерференции α , которая может быть представлена в следующем виде

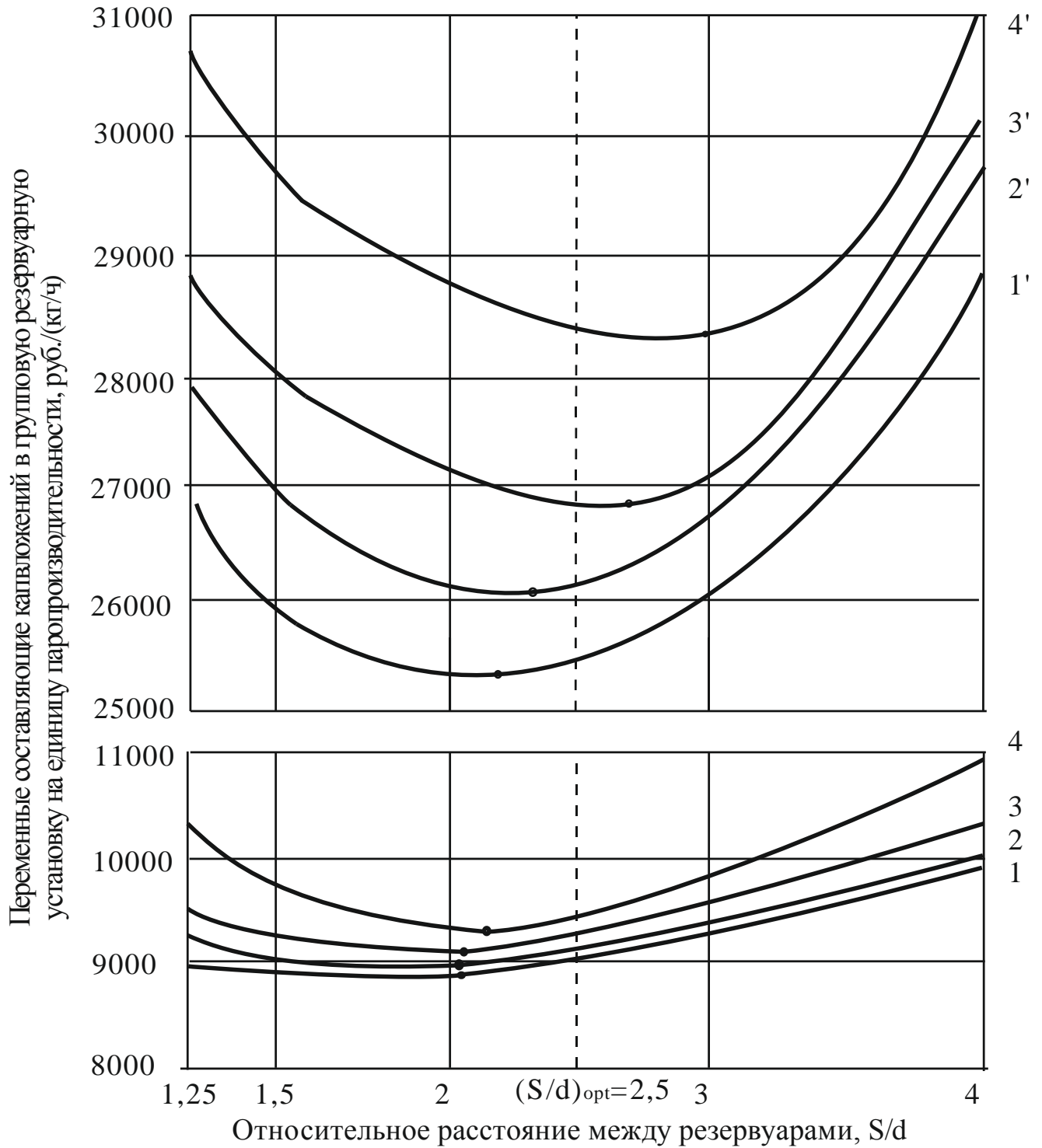


Рисунок 3.4 Моделирование оптимального размещения подземных вертикальных резервуаров на территории резервуарного парка:

1, 2, 3, 4 – установка из двух, трех, четырех и пяти резервуаров соответственно (объем одиночного резервуара $0,96 \text{ м}^3$);

1', 2', 3', 4' – то же (объем одиночного резервуара $4,7 \text{ м}^3$).

$$\alpha(n, (S/d)_{opt}) = \frac{Q(Q-1)}{2} [0,16F(I-1; J-1) + 0,56F(I-1; J) + 1,4F(I-1; J+1)] + (3.4) \\ + (1-Q^2) [0,16F(I; J-1) + 0,56F(I; J) + 1,4F(I; J+1)]$$

где Q – параметр аппроксимации, зависящий количества резервуаров в групповой установке;

$F(J, I)$ – функция аппроксимации зависящая от объема одиночного резервуара СУГ.

Листинг программы для ЭВМ представлен в приложении 11.

Апробация предлагаемой уточненной зависимости показала ее высокую степень точности (расхождение расчетных и экспериментальных значений коэффициента тепловой интерференции не превышает 1,97 % с доверительной вероятностью 0,95), что позволило рекомендовать ее к практическому применению.

Значения коэффициента тепловой интерференции, полученные по выражению (3.4), соответствующие оптимальному размещению резервуаров на территории групповой резервуарной установки представлены на рисунке 3.5 (кривая 4)). Для сравнения, на том же рисунке приведены значения коэффициентов α , рекомендуемые другими авторами для резервуарных установок с горизонтальными подземными резервуарами (кривые 1, 2, 3) [136, 138, 189, 230].

Анализ рисунка 3.5 показывает, что значения коэффициента тепловой интерференции α (кривая 4), полученные на основании экспериментальных и теоретических исследований соискателя, существенно превышают аналогичные значения рекомендуемые другими авторами. Так, например, для групповой резервуарной установки из 3-х подземных сосудов $\alpha_{opt}=0,86$, против $\alpha=0,79 \div 0,68$ по данным других исследователей, т.е. на $9 \div 25$ % выше.

Указанное обстоятельство обеспечивает эквивалентное повышение расчетной паропроизводительности групповых резервуарных установок и вскрывает дополнительные резервы газоснабжения.

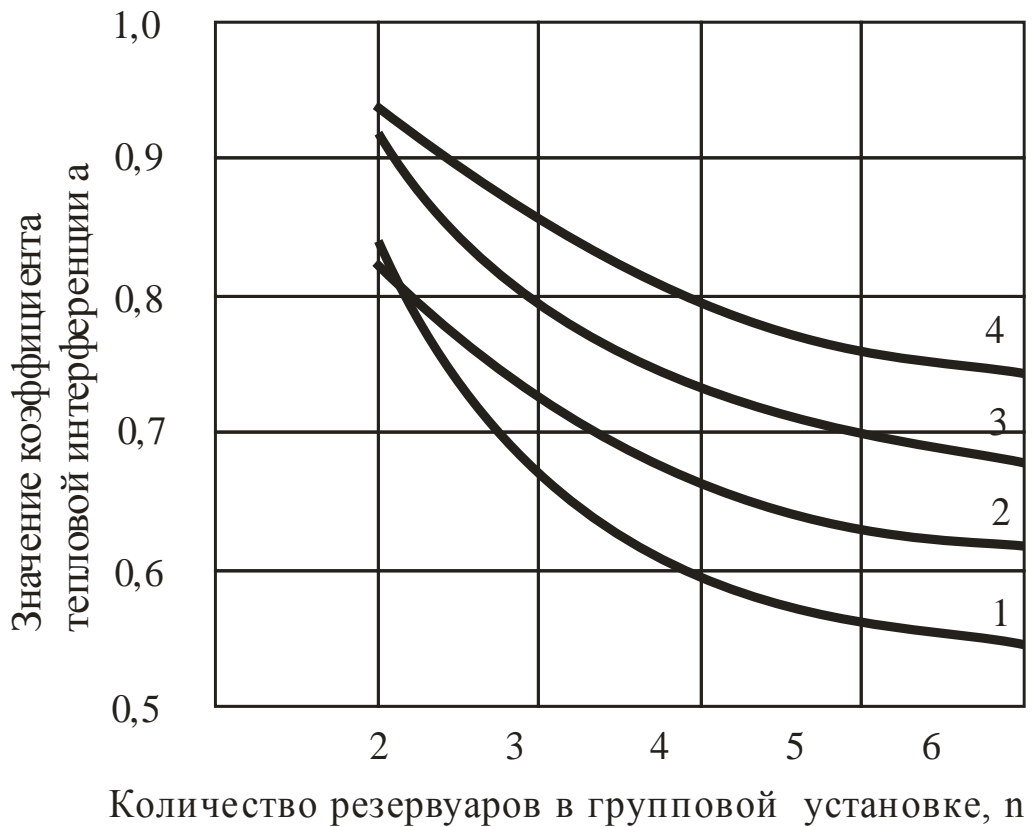


Рисунок 3.5. Значение коэффициента тепловой интерференции при оптимальном размещении группы резервуаров на территории резервуарного парка:

- 1 – для группы горизонтальных резервуаров по данным [138];
- 2 – для группы горизонтальных резервуаров по данным [189];
- 3 – для группы горизонтальных резервуаров по данным [136, 230];
- 4 – для группы вертикальных резервуаров по данным соискателя.

3.4 Разработка схемы комбинированной регазификации СУГ в системах резервуарного газоснабжения

Как показывают проведенные исследования в п.3.1 настоящей работы организация поселковых систем газоснабжения на базе СУГ рекомендуется в виде:

- централизованных систем газоснабжения на базе групповых резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами, оборудованными электрическими испарителями с промежуточным теплоносителем;

- децентрализованных систем газоснабжения на базе индивидуальных резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами с естественной регазификацией газа в самих расходных резервуарах с использованием природного тепла грунта.

Применение электрических испарителей с промежуточным теплоносителем для регазификации сжиженного газа обуславливает значительные материальные вложения на единицу испаренного газа за счет высокой стоимости первичного теплоносителя – электрической энергии, которая имеет постоянную тенденцию к удорожанию. Снизить энергоемкость процесса регазификации СУГ при искусственном испарении газа возможно за счет дополнительного использования естественной испарительной способности самих расходных резервуаров. Сотрудниками кафедры ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. предложена и защищена авторским свидетельством схема комбинированной регазификации сжиженного газа [83, 85].

Схема комбинированной регазификации СУГ представлена на рисунке 3.6.

В начальной стадии эксплуатации паровая фаза СУГ, образовавшаяся за счет теплообмена между окружающим резервуар грунтовым массивом и сжиженным газом (принцип естественного испарения из замкнутого объема), из подземного резервуара 1 перемещается по трубопроводу 5 через клапан 3. Затем дросселируется в регуляторе низкого давления 4 и подается потребителю. Вследствие отбора паров давление паровой фазы в резервуаре Р, и следовательно, температура СУГ понижаются. В качестве клапана 3 используется переоборудованный предохранительный клапан-отсекатель типа ПКК-40М с заглушенным отверстием в штоке клапана с соответствующей настройкой на контролируемое входное давление $P_{ком}$. При понижении давления в резервуаре 1 до некоторого минимального значения (настройка клапана производится на минимальное давление 0,15 Мпа (абс.)) - $P_{ком}$, клапан 3 закрывается.

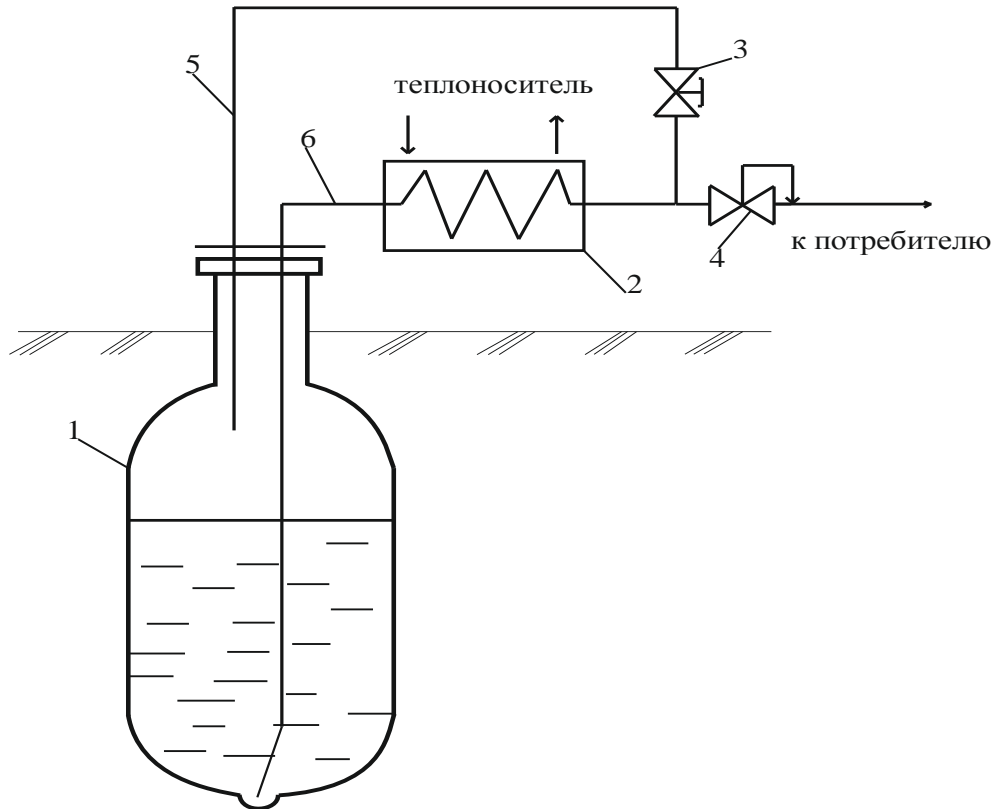


Рисунок 3.6. Схема комбинированной регазификации СУГ: 1 – подземный резервуар сжиженного газа, 2 – электрический испаритель с промежуточным испарителем, 3 – клапан-отсекатель, 4 – регулятор низкого давления; 5 - трубопровод паровой фазы СУГ; 6 – трубопровод жидкой фазы СУГ.

Образовавшийся в емкости перепад давлений обуславливает подъем жидкой фазы СУГ из резервуара 1 по трубопроводу 6 и подачу ее в электрический испаритель с промежуточным теплоносителем 2, т.е. происходит искусственная регазификация СУГ с последующим дросселированием паров в регуляторе низкого давления 4 и подачей потребителю. Вследствие притока тепла к сжиженному газу из окружающего подземный резервуар грунтового массива происходит естественное испарение СУГ в расходном резервуаре, при этом увеличивается температура и давление паровой фазы. Снова открывается клапан 3, давление за ним увеличивается и происходит отсекание подачи жидкой фазы СУГ по трубопроводу 6 в электрический испаритель 2. Цикл повторяется снова.

Таким образом, предлагаемая схема предусматривает два режима эксплуатации резервуарной установки:

- естественная регазификация при $P > P_{\text{ком}}$;
- комбинированная регазификация при $P = P_{\text{ком}}$.

При этом обеспечивается максимальное использование естественной испарительной способности расходного резервуара, что обуславливает снижение энергоемкости процесса регазификации. Опытно-промышленная эксплуатация схемы комбинированной регазификации показала высокую эффективность и надежность.

Внедрение предлагаемого способа регазификации СУГ в практику эксплуатации газовых хозяйств, требует проведения дополнительных научных исследований и обоснованных рекомендаций для широкого использования.

3.5 Разработка математической модели комбинированной регазификации СУГ в системах резервуарного газоснабжения

Естественная регазификация СУГ

Сформулируем теоретические положения решаемой задачи, применительно к индивидуальной резервуарной установке.

В начальный период эксплуатации резервуарной установки (режим естественной регазификации) паровая фаза сжиженного газа, поступающая к потребителю, образуется частично за счет теплопритока из окружающего резервуар грунта и, частично, за счет понижения температуры жидкой фазы сжиженного газа и соответственно металлического корпуса расходного резервуара.

Расчленим общий период эксплуатации резервуарной установки в режиме естественной регазификации $\tau_{\text{ест}}$ на некоторое количество расчетных интервалов времени S с продолжительностью каждого $\Delta\tau$. При этом начало каждого расчетного интервала времени - обозначается через n , а конец каждого расчетного интервала времени - k .

Допустим, что в рамках отдельного интервала времени $\Delta\tau$, технические показатели резервуара изменяются весьма незначительно. Тогда, уравнение теп-

лового баланса резервуарной установки для i -го интервала времени будет иметь вид:

$$K_i F_{cm,i}^H (t_{гр} - \frac{t_{ж,i}^H + t_{ж,i}^K}{2}) \Delta\tau + (C_M M_{M,i}^H + C_{ж} M_{ж,i}^H) (t_{ж,i}^H - t_{ж,i}^K) = r(G - \Delta G) \Delta\tau \quad (3.5)$$

где K_i – коэффициент теплопередачи подземного резервуара сжиженного газа, Вт/(м² °С);

$F_{cm,i}$ – смоченная поверхность подземного резервуара, м²;

$t_{ж,i}$ – температура жидкой фазы газа в резервуаре, °С;

$t_{гр}$ – температура грунта на середине высоты вертикального резервуара, °С;

$C_M, C_{ж}$ – массовые теплоемкости металлического корпуса подземного резервуара и сжиженного газа, кДж/(кг °С);

$M_{M,i}$ – масса металлического корпуса резервуара, ограниченная смоченной поверхностью резервуара, кг;

$M_{ж,i}$ – масса сжиженного газа в резервуаре, кг;

r – теплота испарения газа, кДж/кг;

G – паропроизводительность резервуарной установки, кг/ч.

Изменение температуры в конце i -го временного интервала в соответствии с выражением (3.5) находится по формуле

$$t_{ж,i}^K = t_{ж,i}^H - \frac{r(G - \Delta G) \Delta\tau - K_i F_{cm,i}^H (t_{гр} - \frac{t_{ж,i}^H + t_{ж,i}^K}{2}) \Delta\tau}{C_M M_{M,i}^H + C_M M_{ж,i}^H} \quad (3.6)$$

Постоянный отбор паров из резервуара G приводит к уменьшению массы СУГ в подземном резервуаре и уровня его заполнения газом, что соответственным образом отражается на изменении следующих параметров: смоченной поверхности резервуара F_{cm} , массы металлического корпуса, находящейся в контакте с жидкой фазой газа M_M , и коэффициента теплопередачи металлического резервуара K . При этом также снижается температура жидкой фазы газа $t_{ж}$ и равновесное давление паровой подушки P . В свою очередь, снижение давления паровой

подушки обеспечивает дополнительную генерацию паров ΔG , обусловленную ее аккумулирующей способностью.

Уравнение газового состояния паровой подушки резервуара для i -го временного интервала имеет следующий вид

$$P_i V_i = R_i M_{n,i} T_{ж,i}, \quad (3.7)$$

где P_i – давление паровой подушки, Мпа (абс.);

V_i - объем паровой подушки, м³;

R_i – газовая постоянная паровой фазы;

$M_{n,i}$ – масса паровой подушки, кг;

$T_{ж,i}$ – абсолютная температура жидкой фазы СУГ, К.

В свою очередь

$$V_i = V_p (1 - \varphi_i), \quad (3.8)$$

где V_p – полный объем резервуара, м³;

φ_i – уровень заполнения резервуара газом, доли ед.

Газовая постоянная паровой фазы находится по правилу аддитивности в зависимости от компонентного состава паровой фазы

$$R_i = R_{пр} \psi_{n,пр,i} + R_6 (1 - \psi_{n,пр,i}) \quad (3.9)$$

где $R_{пр}$, R_6 – газовые постоянные для пропана и бутана;

$\psi_{n,пр,i}$ - молярная концентрация в паровой фазе СУГ, доли ед. Определяется в зависимости от концентрации пропана в жидкой фазе СУГ (формула 3.15) пересчетом по формуле

$$\psi_{n,пр,i} = \psi_{ж,пр,i} \frac{P_{пр}(t_{ж,i})}{P_i} \quad (3.10)$$

где $P_{пр}(t_{ж,i})$ – давление паров пропана при соответствующей температуре жидкой фазы, МПа(абс.).

Масса паровой подушки в резервуаре определяется с учетом (3.5) по формуле

$$M_{n,i} = \frac{P_i V_i}{R_i T_{ж,i}}. \quad (3.11)$$

Прирост паропроизводительности резервуара за счет снижения давления паровой подушки

$$\Delta G = M_{п,i,n} - M_{п,i,k}. \quad (3.12)$$

Отбор паров из резервуара обуславливает изменение компонентного состава жидкой фазы газа. В ней уменьшается содержание легкокипящих углеводородов (этан, пропан и др.) и увеличивается количество тяжелых фракций (бутан, пентан и др.). Давление насыщенного пара смеси пропана и бутана, согласно первому закону Рауля, в i -ом расчетном интервале времени в зависимости от его температуры $t_{ж,i}$ и компонентного состава жидкой фазы $\psi_{ж,i}$, определяется согласно уравнению

$$P_i = P_{пр}(t_{ж,i})\psi_{ж,i} + P_{б}(t_{ж,i})(1 - \psi_{ж,i}), \quad (3.13)$$

где $\psi_{ж,i}$ – молярная концентрация пропана в жидкой фазе газа;

$P_{пр}(t_{ж,i})$, $P_{б}(t_{ж,i})$ – давление насыщенных паров пропана и бутана при соответствующей температуре сжиженного газа $t_{ж,i}$ МПа (абс.).

В свою очередь, согласно корреляции Антуана, соответствующие давления определяются [361]

$$P_{пр(б),i} = 10^{\frac{A-B}{C-t_{ж,i}}}, \quad (3.14)$$

где A , B , C – константы уравнений, значения которых для пропана и н-бутана приводятся в [207, 260].

Содержание пропана в жидкой фазе СУГ $\psi_{ж,i}$ в подземном резервуаре в i -ом расчетном интервале времени определяется по формуле

$$\frac{\psi_{ж,i}}{(1 - \psi_{ж,i})^m} = \frac{\psi_{ж,n}(1 - \xi_i)^{m-1}}{(1 - \psi_{ж,i})^m}, \quad (3.15)$$

при
$$m = \frac{P_{пр}(t_{ж,i})}{P_{б}(t_{ж,i})}, \quad (3.16)$$

где $\psi_{ж,н}$ – молярная концентрация пропана в жидкой фазе газа в начальный период эксплуатации резервуара;

ξ_i – относительное количество испаренного газа, определяемое в зависимости от уровня заполнения резервуара газом в начале эксплуатации Φ_n и уровня его заполнения в i -ом расчетном интервале времени Φ_i

$$\xi_i = \frac{\Phi_n - \Phi_i}{\Phi_n}. \quad (3.17)$$

Вычисления по формулам (3.5-3.17) реализуются шаговым методом в соответствии со следующим алгоритмом.

В начальном периоде эксплуатации резервуара (первый шаг расчета) в качестве исходных данных принимаются

$$K_i^H = K(\Phi_n); F_{см,i}^H = F_{см}(\Phi_n); M_{m,i}^H = M_m(\Phi_n); M_{ж,i}^H = M_{ж}(\Phi_n), \quad (3.18)$$

где Φ_n – начальный уровень заполнения резервуара газом, %. В соответствии с [34, 35] Φ_n принимается равным 85% (0,85).

Заданная паропроизводительность резервуара G и температура сжиженного газа в начальный период эксплуатации $t_{ж,i}^H = t_{гр}$, позволяет определить по (3.6) температуру СУГ в конце первого расчетного интервала времени $t_{ж,1}^K$.

При этом масса газа, испаренная в течение первого расчетного интервала времени, определится по выражению

$$\Delta M_{ж1} = G \Delta \tau. \quad (3.19)$$

В свою очередь, уровень заполнения резервуара сжиженным газом в конце первого расчетного интервала времени

$$\Phi_1^K = \frac{M_{ж}^H - \Delta M_{ж1}}{M_{ж}^0}, \quad (3.20)$$

где $M_{ж}^0$ – масса СУГ в подземном резервуаре при его 100% заполнении.

Известная величина уровня заполнения Φ_1^K позволяет определить параметры в конце первого временного интервала (первого шага расчета):

$$M_{ж,1}^k; F_{см,1}^k; M_{м,1}^k; K_1^k.$$

Относительное количество газа, испаренного в резервуаре в течение первого шага расчета, определится

$$\xi_i = \frac{\Phi_H - \Phi_1^k}{\Phi_H}. \quad (3.21)$$

При заданной величине количественного содержания пропана в начале эксплуатации резервуарной установки $\Psi_{ж,н}$ и температуре $t_{ж,i}^H$ в соответствии с уравнениями (3.14-3.16) определяем молярную концентрацию пропана в жидкой фазе в конце первого шага расчета $\Psi_{ж,1}^k$. После этого по выражениям (3.13 и 3.14) определяем давление насыщенных паров смеси пропан-бутана в резервуаре в конце первого шага расчета P_1^k .

Найденные значения параметров $\Psi_{ж,1}^k$, $M_{ж,1}^k$; $F_{см,1}^k$; $M_{м,1}^k$; K_1^k представляют собой начальные данные для следующего интервала времени (второй шаг расчета). Расчет завершается, при достижении давления паровой подушки в подземном резервуаре величины $P_{ком}$, т. е. при начале режима комбинированной регазификации СУГ.

Комбинированная регазификация СУГ

С течением времени давление паровой подушки в резервуаре достигает заданной величины $P_{ком}$. Это обуславливает частичное закрытие клапана-отсекателя и подачу в испаритель, за счет разности образовавшихся давлений в расходном резервуаре, охлажденной жидкой фазы СУГ.

В последующий период эксплуатация резервуарной установки проходит в режиме комбинированной регазификации, при этом одну часть паровой фазы $G_{и}$ генерирует испаритель, другую часть $G_{р}$ генерирует сам расходный резервуар за счет притока тепла из окружающего грунтового массива. При этом общая паропроизводительность резервуарной установки определяется по формуле

$$G = G_{и} + G_{р} \quad (3.22)$$

Постоянный отбор паровой и жидкой фазы СУГ уменьшает массу сжижен-

ного газа в резервуаре $M_{ж}$, которая в свою очередь, обуславливает изменение других технических параметров: φ ; $F_{см}$; $M_{м}$; K . Отбор паров также способствует изменению фракционного состава жидкой фазы СУГ, в которой увеличивается содержание бутана. Так как давление паровой фазы над зеркалом испарения в резервуаре $P_{ком}$ поддерживается постоянным, фракционный состав жидкой фазы изменяется с повышением её температуры $t_{ж}$.

Расчленим общий период эксплуатации резервуарной установки в режиме комбинированной регазификации $\tau_{ком}$ на некоторое количество расчетных интервалов времени T , продолжительностью $\Delta\tau$. Принимая во внимание, что в течение отдельных интервалов времени $\Delta\tau$ технические параметры резервуара изменяются не существенно, уравнение теплового баланса для k -того интервала будет иметь вид

$$K_k^H F_{см,k}^H (t_{гр} - \frac{t_{ж,k}^H + t_{ж,k}^K}{2}) \Delta\tau = (C_M M_{м,k}^H + C_{ж} M_{ж,k}^H) (t_{ж,k}^K - t_{ж,k}^H) + G_p r \Delta\tau \quad (3.23)$$

По аналогии с процессом естественной регазификации в уравнении (3.23) индексы «н» и «к» характеризуют начало и конец расчетного интервала времени.

Уравнение (3.23) решается методом последовательных приближений для каждого временного интервала согласно следующему алгоритму.

В качестве исходных данных в начале периода эксплуатации резервуарной установки в режиме комбинированной регазификации (первый шаг расчета) принимаются следующие зависимости

$$K_k^H = K(\varphi_{ест}); \quad F_{см,k}^H = F_{см}(\varphi_{ест}); \quad M_{ж,k}^H = M_{ж}(\varphi_{ест}); \quad M_{м,k}^H = M_{м}(\varphi_{ест}); \\ t_{ж,k}^H = t_{ж}^{ест}, \quad (3.24)$$

где $\varphi_{ест}$ – уровень заполнения резервуара газом в конце периода эксплуатации при естественной регазификации СУГ;

$t_{ж}^{ест}$ – температура газа в резервуаре в конце периода эксплуатации при естественной регазификации СУГ.

Исходные данные формируют в уравнении (3.23) две неизвестные величины: температуру сжиженного газа в резервуаре в конце расчетного интервала

времени $t_{ж,к}^K$ и количество газа генерируемое самим расходным резервуаром в расчетный временной интервал в период комбинированной регазификации газа G_p . Задавая рядом значений G_p , при условии $0 \leq G_p \leq G$, определяем массу испаренного в расходном резервуаре газа в течение расчетного временного интервала

$$\Delta M_{ж,1} = G_{p,1} \Delta \tau, \quad (3.25)$$

При этом уровень заполнения резервуара газом в конце расчетного интервала времени определяется по выражению

$$\varphi_1^K = \frac{M_{ж}(\varphi_{ест}) - \Delta M_{ж,1}}{M_{ж}^0}. \quad (3.26)$$

Известная величина уровня заполнения φ_1^K , позволяет определить эксплуатационные параметры резервуара в конце первого интервала времени (первого шага расчета): $\Delta M_{ж,1}$; $F_{см,1}^K$; $M_{M,1}^K$; K_1^K .

Затем определяем относительное количество испаренного газа за период первого расчетного интервала времени эксплуатации в режиме комбинированной регазификации

$$\xi_1 = \frac{\varphi_{ест} - \varphi_1^K}{\varphi_{ест}}. \quad (3.27)$$

Давление паровой фазы смеси пропана и бутана определяется по формуле (3.14) при соответствующей температуре жидкой фазы СУГ. Для этого принимаем ряд значений $t_{ж}$, при условии $t_{ж}^{ест} \leq t_{ж} \leq t_{гр}$. Затем с учетом выражения (3.16) в соответствии с формулой (3.17) вычисляем молярную концентрацию пропана в жидкой фазе газа в конце расчетного интервала времени

$$\frac{\psi_{1,k}^K}{(1 - \psi_{1,k}^K)^m} = \frac{\varphi_{ест}(1 - \xi_1)^{m-1}}{(1 - \psi_{1,k}^K)^m}, \quad (3.28)$$

где $\varphi_{ест}$ – молярная концентрация пропана в жидкой фазе СУГ в конце периода эксплуатации резервуара в режиме естественной регазификации.

Давление паровой подушки в подземном резервуаре в соответствии с формулой (3.15) определяется

$$P_1^K = P_{пр} \psi_{1,k}^K + P_6(1 - \psi_{1,k}^K), \quad (3.29)$$

при условии

$$P_1^K = P_{ком} = \text{const.} \quad (3.30)$$

Значение температуры СУГ в конце расчетного интервала времени $t_{ж,1}^k$ определяется методом итераций при увязке правой и левой частей выражения (3.29) с заданной точностью. Необходимо отметить, что значение температуры $t_{ж,1}^k$ при заданной величине массы газа получаемой за счет естественной регазификации в резервуаре $G_{p,1}$ должно обеспечивать справедливость уравнения (3.23). Если равенство правой и левой частей уравнения не обеспечивается, необходимо изменить величину $G_{p,1}$ в большую или меньшую сторону. Следовательно, значения параметров $t_{ж,1}^k$ и $G_{p,1}$ в конце первого шага расчета определяются методом итерации с учетом взаимного влияния полученных решений по уравнениям (3.23) и (3.29) с заданной точностью.

Скорректированная масса сжиженного газа в резервуаре в конце первого шага расчета при комбинированной регазификации определяется по формуле

$$(M_{ж,1}^k)' = M_{ж}(\varphi_{ест}) - G\Delta\tau. \quad (3.31)$$

Скорректированное значение уровня заполнения резервуара газом в конце первого шага расчета при комбинированной регазификации

$$(\varphi_1^k)' = \frac{M_{ж}(\varphi_{ест}) - G\Delta\tau}{M_{ж}^0}. \quad (3.32)$$

Полученное значение $(\varphi_1^k)'$ позволяет определить значения технических параметров резервуара в конце первого интервала времени: $(M_{ж,1}^k)'$; $(F_{см,1}^k)'$; $(M_{м,1}^k)'$; $(K_1^k)'$. Параметры $(\varphi_1^k)'$; $(M_{ж,1}^k)'$; $(F_{см,1}^k)'$; $(M_{м,1}^k)'$; $(K_1^k)'$; $t_{ж,1}^k$; ψ_1^k являются исходными для расчета параметров следующего интервала времени (второго шага расчета) и т.д. Расчет завершается, когда остаточный уровень газа в резервуаре $\varphi_{ост}$ достигнет 10% его объема, что соответствует техническим требованиям к эксплуатации резервуарных установок, оборудованных искусственными регазификаторами СУГ.

Общая масса газа, получаемая за счет естественной испарительной способности подземного резервуара при эксплуатации в режимах естественной и комбинированной регазификации определяется по формуле

$$M_{\text{ест}} = G \sum_1^S \Delta\tau + \sum_1^T G_p \Delta\tau \quad (3.33)$$

Доля естественной испарительной способности резервуара в общей паропроизводительности резервуарной установки составляет

$$\xi = \frac{M_{\text{ест}}}{M_{\text{ж}}^0 (\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{ост}})} \quad (3.34)$$

Совокупность уравнений (3.5-3.34) формирует математическую модель комбинированной регазификации СУГ в подземных одиночных резервуарах.

Математическая модель комбинированной регазификации СУГ (3.5-3.34) успешно реализована на ЭВМ. Свидетельство о регистрации программы № 2014662234 [225]. Листинг программы представлен в приложении 12.

Для применения математической модели к групповым резервуарным установкам необходимо провести корректировку расчетных уравнений путем введения следующих параметров

$$K(\varphi) = K_{\text{гpy}}(\varphi)\alpha(n) \quad (3.35)$$

где $K(\varphi)$ – коэффициент теплопередачи одиночного подземного резервуара сжиженного газа, Вт/(м² °С);

$\alpha(n)$ – коэффициент тепловой интерференции подземных резервуаров при групповом размещении в грунтовом массиве (рисунок 3.5 настоящей работы);

n – количество подземных резервуаров в группе, шт.

Как показывает анализ исходных данных (3.5) и (3.34), технические характеристики подземных РУ СУГ зависят от уровня заполнения резервуара газом φ . Дополнительная проработка уравнений математической модели (3.5-3.35) и графической интерпретации функциональных зависимостей $M_{\text{ж}} = f(\varphi)$; $F_{\text{см}} = f(\varphi)$; $M_{\text{м}} = f(\varphi)$; $K = f(\varphi)$, позволила получить аппроксимирующие выражения для определения технических параметров резервуарных установок с учетом предлагаемых автором типоразмеров резервуаров (таблица 2.3) при коэффициенте корреляции 0,97 (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Уравнения аппроксимирующих функций для определения технических характеристик подземных РУ СУГ

Технический параметр резервуара	Уравнение аппроксимирующей функции при объеме одиночного резервуара $V_p, \text{ м}^3$	
	2,6	4,7
Масса газа $M_{ж}, \text{ кг}$	1600 φ	2819 φ
Смоченная поверхность $F_{см}, \text{ м}^2$	18,36 $\varphi^3 - 28,64\varphi^2 + 21,38\varphi + 0,096$	- 26,8 $\varphi^4 + 86,3\varphi^3 - 83,16\varphi^2 + 38,46\varphi + 0,085$
Металлоемкость $M_m, \text{ кг}$	-1468,56 $\varphi^3 - 2291,3\varphi^2 + 1710,4\varphi + 7,66$	-2144,56 $\varphi^4 + 6902,88\varphi^3 - 6652,72\varphi^2 + 3076,72\varphi + 6,77$
Коэффициент теплопередачи $K, \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{°C})$	-50,32 $\varphi^4 + 17,87\varphi^3 + 98,19\varphi^2 - 100,13\varphi + 40,65$ грунт песок $\rho=2000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $W=20 \%$)	-24,97 $\varphi^4 + 35,47\varphi^3 - 2,01\varphi^2 - 17,6\varphi + 10,15$ грунт глина $\rho=1600 \text{ кг}/\text{м}^3$; $W=5 \%$)

3.6 Экспериментальное исследование процессов тепломассообмена в подземном резервуаре при комбинированном отборе жидкой и паровой фаз СУГ

Для проверки достоверности предложенной математической модели, сотрудниками кафедры ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. были проведены исследования на экспериментальной установке, принципиальная схема которой представлена на рисунке 3.7. В качестве источника снабжения СУГ использовался горизонтальный подземный резервуар объемом 2,5 м³ [103].

Из резервуара во время эксперимента осуществлялся постоянный отбор паровой фазы СУГ в размере 3,0 м³/ч. Исходный состав газа в пересчете на бинарную смесь: пропан – 64,2%, н-бутан – 35,8%. Теплофизические характеристики грунта (суглинок): плотность $\rho=1793 \text{ кг}/\text{м}^3$, влажность $W=12,22\%$, коэффициент теплопроводности $\lambda = 1,3 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{°C})$ [2, 232].

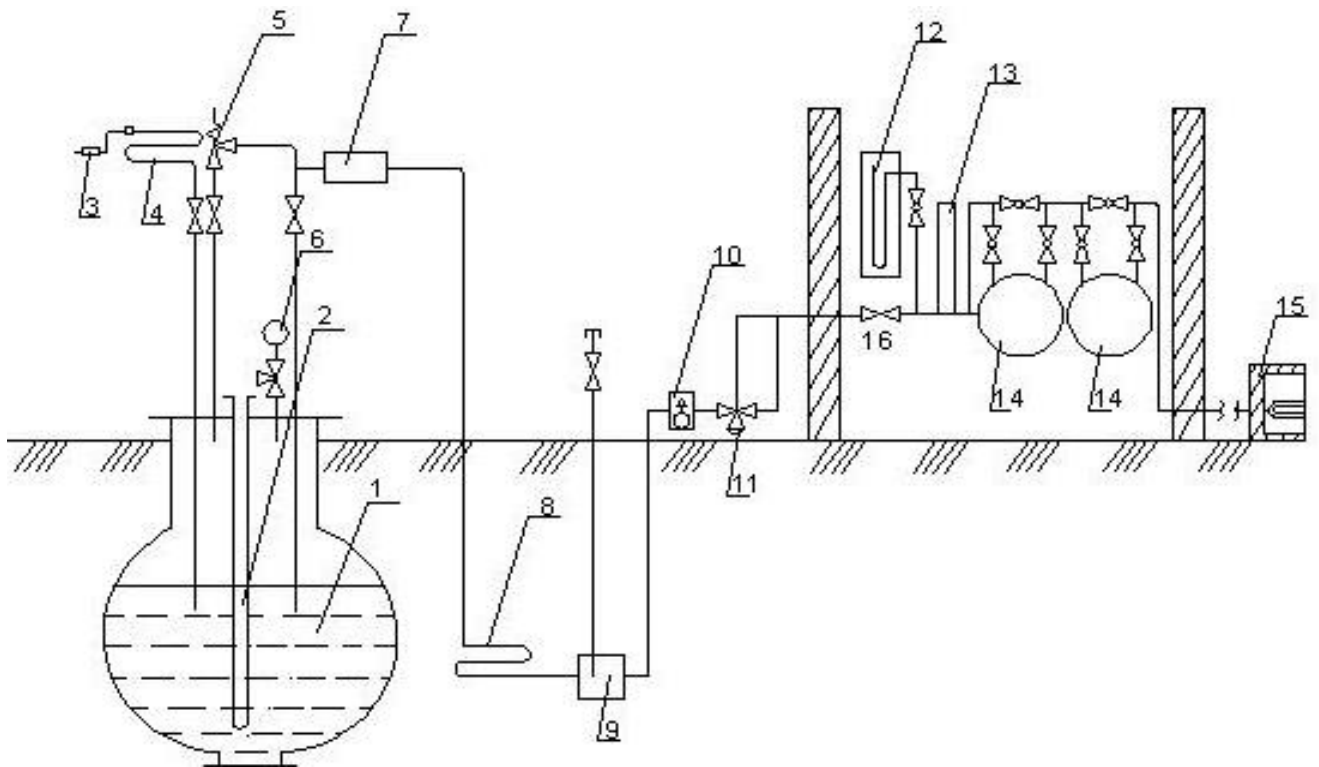


Рисунок 3.7. Схема экспериментальной установки для исследования параметров подземного резервуара при комбинированной регазификации СУГ: 1–подземный резервуар; 2–карман для вытяжного термометра; 3–пробоотборник; 4–змеевик для испарения газа; 5–байпасный клапан; 6–пружинный манометр; 7–стеклянная вставка на трубопроводе; 8–грунтовый испаритель СУГ; 9–конденсатосборник; 10–клапан-отсекатель жидкой фазы; 11–регулятор низкого давления; 12–U-образный манометр; 13–ртутный термометр; 14–газовый счетчик; 15–газоиспользующее оборудование потребителя; 16 – вентиль для регулирования расхода газа.

В ходе эксперимента подлежали измерению следующие технические параметры:

- давление и температура газа в резервуаре;
- длительность эксперимента;
- паропроизводительность резервуара;
- температура грунтового массива на оси заложения резервуара;
- компонентный состав жидкой фазы газа в резервуаре.

Избыточное давление газа измерялось двумя пружинными манометрами (6) типа МЛ класса 1,0 с верхним пределом измерений 0,6 и 0,1 МПа соответственно.

Температура сжиженного газа в подземном резервуаре замерялась вытяжными термометрами типа «ТЛ-4» с ценой деления $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и пределами измерений температуры $+20\dots-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Термометры опускались в карман из металлической трубы (2) длиной 2 м, частично заполненный трансформаторным маслом. Для создания большей инерционности рабочая часть термометров помещалась в мешочек со стальными опилками и покрывалась снаружи слоем парафина. Температура грунта замерялась термометром «ТЛ-4» на глубине 1,1 м и на удалении 6 м от подземного резервуара. Термометрическая скважина была выполнена из винипластовой трубки внутренним диаметром 0,019 м.

Рост температуры вытяжных термометров не превышал $0,5^{\circ}\text{C}$ в минуту при температурном напоре между ртутным резервуаром термометра и окружающей средой равном $30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Замеры температуры и давления проводились ежедневно и дублировались 4 раза с интервалом 3-5 минут. Температура и давление газа в процессе эксперимента изменялись в пределах от $+18$ до $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ и от 0,5 до 0,135 МПа (абс.) соответственно.

Расход газа замерялся двумя счетчиками СГБ-Г6 (14), включенными последовательно для взаимного контроля. Результаты измерений пересчитывались на стандартные условия с учетом температуры и давления газа перед счетчиками. Измерения расхода газа проводились каждый час. Постоянство расхода газа регулировалось с помощью вентиля (16). Пробы сжиженного газа, для анализа его компонентного состава, отбирались в течение эксперимента с интервалами в 20-30 часов. Отбор проб осуществлялся в специальные баллончики пробоотборники (3), выполненные в виде отрезка трубы с двумя вентилями на концах. Перед отбором проб проводилась многократная продувка баллончиков исследуемым газом. Жидкая фаза СУГ отбиралась из резервуара через трубку, полностью испарялась в змеевике (4), обогреваемом горячей водой, и подавалась в пробоотборник (3). С целью минимизации погрешности при отборе проб для последующего анализа, каждый раз газом заполнялось пять пробоотборников. Химический анализ исследуемого газа осуществлялся на хроматографе.

Результаты экспериментальных исследований эксплуатационных парамет-

ров в подземном резервуаре при комбинированном отборе жидкой и паровой фаз представлены на графиках (рисунок 3.8), в виде экспериментальных точек. В виде сплошных линий представлены результаты численной реализации математической модели (3.5-3.33), предложенной соискателем [102].

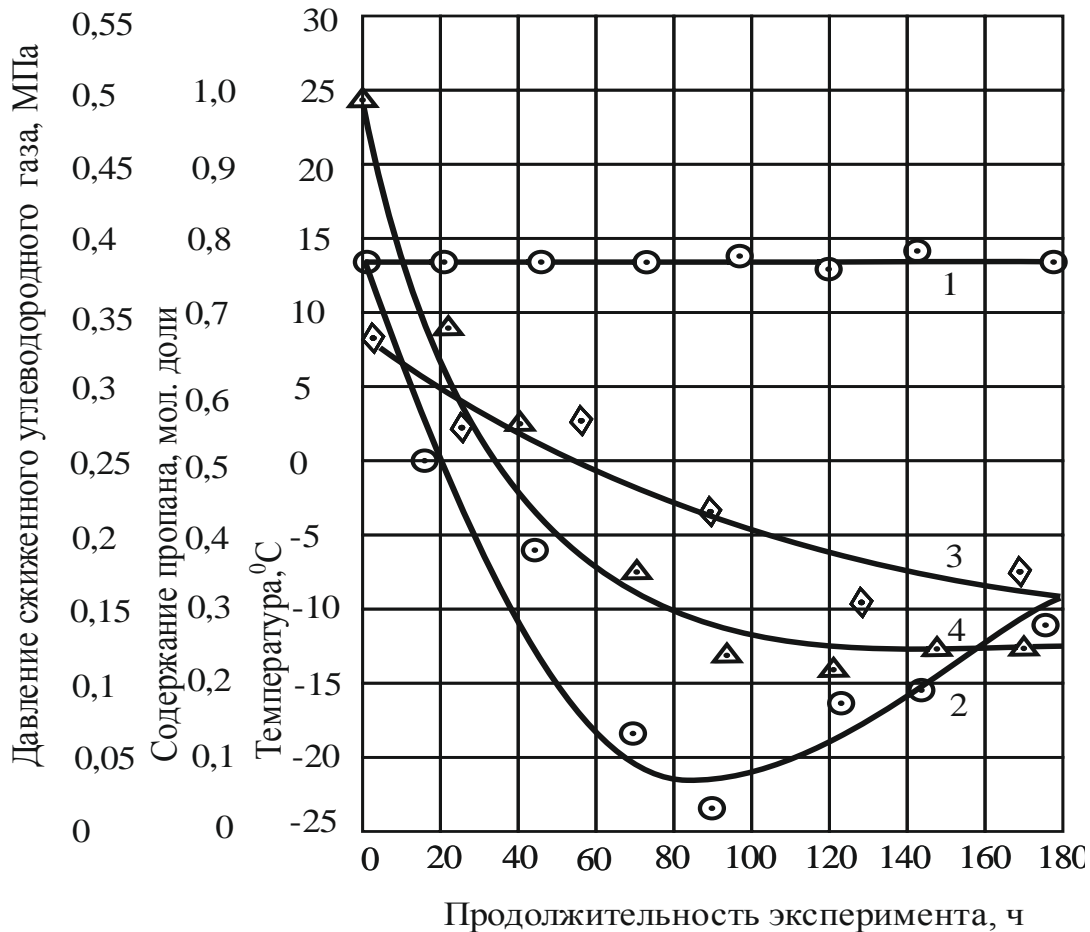


Рисунок 3.8. Изменение эксплуатационных параметров резервуара сжиженного углеводородного газа в течение эксперимента:

- ⊙ - экспериментальные значения изменения температуры СУГ;
- ▲ - экспериментальные значения давлений СУГ;
- ◆ - экспериментальные значения содержания пропана в жидкой фазе СУГ;
- - теоретические значения, полученные при реализации математической модели (3.5-3.33).

- 1 – линия температуры грунта;
- 2 – линия температур СУГ;
- 3 – линия компонентного состава СУГ;
- 4 – давления СУГ.

В качестве исходных параметров для расчета использовались экспериментальные значения параметров резервуарной установки в начале её эксплуатации. Конструктивные параметры подземного резервуара объемом $2,5 \text{ м}^3$ и его технические характеристики, а также коэффициент теплопередачи с учетом теплофизических характеристик грунтового массива, были приняты по данным [136, 232].

Как видно из графиков (рисунок 3.8) теоретические значения исследуемых параметров, хорошо коррелируются с экспериментальными данными. Максимальное расхождение теоретических и экспериментальных значений с доверительной вероятностью 0,95 составляет: по температуре сжиженного газа 16,4 %; по давлению сжиженного газа 9,6 %; по компонентному составу сжиженного газа 9,1 %. Результаты обработки экспериментальных данных представлены в приложении 13.

Сравнительный анализ результатов теоретических и экспериментальных исследований тепломассообмена в подземном резервуаре сжиженного газа при комбинированном отборе жидкой и паровой фаз, подтверждает достоверность предложенной математической модели. Это дает основание рекомендовать ее к использованию в инженерной практике.

3.7 Расчётные эксплуатационные характеристики резервуарных установок и резервы энергосбережения в системах с искусственной регазификацией СУГ

В целях численной реализации предложенной математической модели (3.5-3.33) в соответствии с алгоритмом, изложенным в п.3.5 настоящей главы, были проведены соответствующие расчёты по определению эксплуатационных характеристик резервуарных установок с комбинированной регазификацией СУГ.

В расчётах использовались следующие исходные данные.

1. Источник газоснабжения – групповая резервуарная установка из двух подземных резервуаров СУГ объёмом $4,7 \text{ м}^3$ с вертикальным размещением в грунте (таблица 2.3).

2. Регазификация СУГ осуществляется с использованием комбинированной схемы, в т.ч.:

- на базе электрических регазификаторов с промежуточным теплоносителем
- искусственная регазификация;

- в расходных резервуарах, с использованием теплоты грунтового массива-
естественная регазификация.

3. Климатические зоны эксплуатации резервуарной установки приняты согласно [38]: холодная, умеренно-холодная, умеренно-тёплая.

4. Компонентный состав газа по [34]: 50 мол.% пропана и 50 мол.% бутана.

5. Расчётное давление газа в резервуарной установке (давление срабатывания клапана-отсекателя) $P_{\text{ком}}=0,15$ МПа (абс).

6. Остаточный уровень газа в резервуарах перед очередной заправкой $\varphi_{\text{ост}}=25$ %.

7. Средний часовой расход газа $g=10$ кг/ч. При заданной величине расхода, запас газа в резервуаре обеспечивает его работу в течение одной недели.

При проведении расчетов годичный диапазон эксплуатации установки разбивался на месячные интервалы, в пределах которых естественные температуры грунта и наружного воздуха принимались в соответствии с климатическими данными местности по [38].

Результаты расчетов представлены на рисунке 3.9.

Как видно из рисунка 3.9, режим комбинированной регазификации обеспечивает значительную экономию энергии, расходуемой в испарительных установках. Вклад естественной испарительной способности расходных резервуаров в общую паропроизводительность установки изменяется от 57 % в зимнее время до 68% в летнее время. Таким образом, среднегодовая экономия энергии на цели регазификации составляет около 60%.

Результаты аналогичных расчетов для резервуарных установок, эксплуатируемых в различных климатических зонах страны, представлены в таблице 3.5.

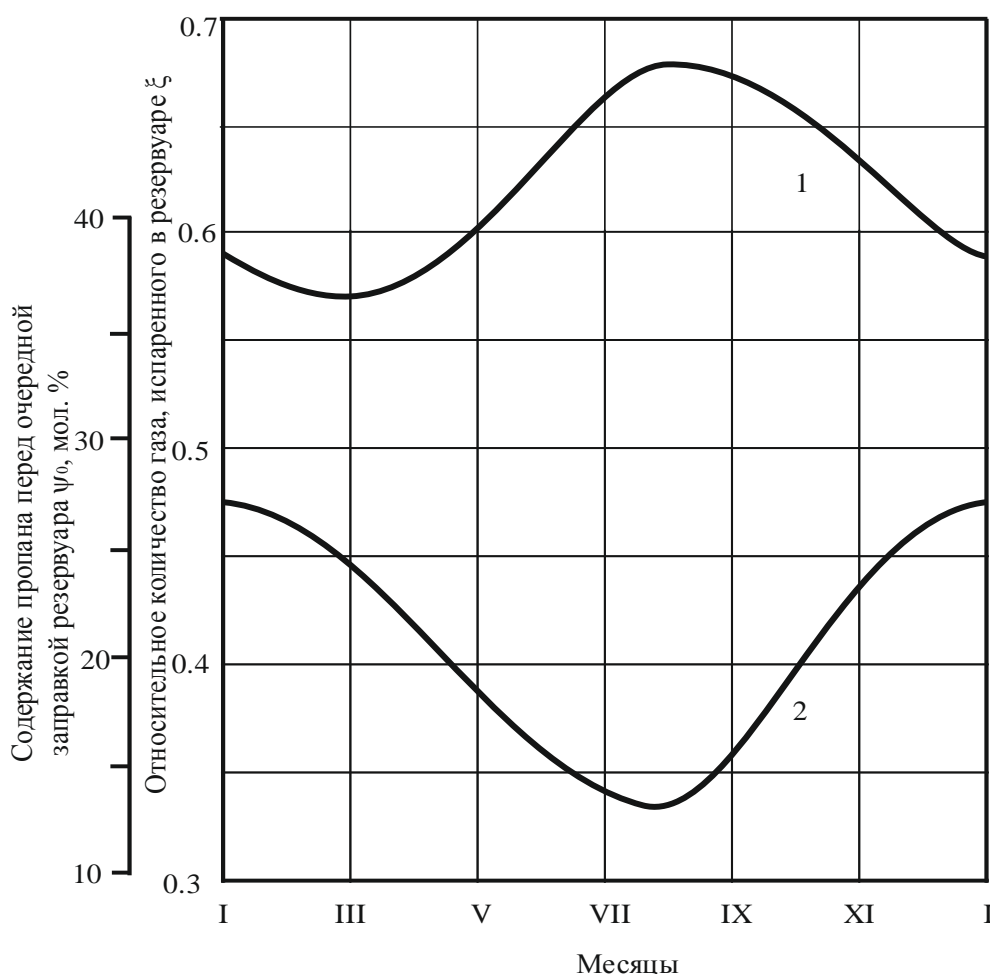


Рисунок 3.9. Расчетные показатели комбинированной регазификации сжиженного газа (содержание пропана в поставляемом газе 50%): 1 – относительное количество газа, испаренного в резервуаре; 2 – содержание пропана в резервуаре перед очередной заправкой.

Таблица 3.5 – Эффективность резервуарных систем снабжения сжиженным газом с комбинированной регазификацией.

Климатическая зона эксплуатации резервуарной установки	Естественная испарительная способность резервуарной установки ξ в общей паропроизводительности, %	
	объем резервуара V_p , м ³	
	2,6	4,7
Умеренно-тёплая	56	68
Умеренно-холодная	48	62
Холодная	42	57

Как видно из таблицы 3.5, применение комбинированной схемы испарения сжиженного газа позволяет снизить нагрузку на регазификаторы СУГ на базе электрических испарителей с промежуточным теплоносителем в размере 42÷68%, что обуславливает уменьшение энергопотребления резервуарными установками при адекватной экономии электрической энергии.

3.8 Энергоэффективность использования СУГ в газовых приборах потребителя

Как показывают результаты исследований (рисунок 3.9) применение схемы комбинированной регазификации в системах резервуарного снабжения сжиженным газом обуславливает значительную динамику компонентного состава СУГ в расходных резервуарах. При этом в жидкой фазе продукта содержание пропановой фракции снижается. Как следствие, к газоиспользующим установкам подается паровая фаза СУГ переменного химического состава.

Если в начальной фазе эксплуатации резервуарной установки жидкой фазе продукта содержится 50 мол.% пропана и 50 мол.% бутана, то в конечной фазе эксплуатации резервуарной установки жидкая фаза продукта содержит только 14 мол.% пропана и 86 мол.% бутана. Наличие переменного состава СУГ вызывает изменение его теплотворной способности, что, в свою очередь, сопровождается изменением тепловой нагрузки газовых приборов.

Как известно, стабильная и экономичная работа газовых горелок при постоянном давлении газа определяется постоянством числа Воббе

$$W_0 = \frac{Q_p^H}{\sqrt{\rho}}, \quad (3.36)$$

где Q_p^H – низшая теплотворная способность сжиженного газа, кДж/нм³;

ρ – плотность газа, кг/нм³.

По условию взаимозаменяемости газов предельные отклонения чисел Воббе регламентируются действующими нормативами [31, 39, 40] в размере ±2%. При

этом максимальные скорости распространения пламени не должны отличаться более, чем на 10% [32, 33]. Поскольку скорости распространения пламени составляют для пропана 0,39 м/с, а для бутана 0,38 м/с, указанные требования для сжиженных углеводородных газов выполняются в полном объеме. Использование СУГ с любым соотношением пропановой и бутановой фракций обеспечивает устойчивую работу газовых горелок и необходимую полноту сжигания газа. При использовании пропан-бутановых смесей число Воббе изменяется в достаточно широком диапазоне: от 73,41 МДж/м³ для пропана до 82,31 МДж/м³ для бутана, что составляет 12,2%. Такие колебания числа Воббе, а, значит, и тепловых нагрузок газовых приборов оказывают заметное влияние на эффективность использования газового топлива. Как показывают результаты исследований [87, 92, 181], указанные колебания тепловых нагрузок вызывают снижение КПД газоиспользующих установок до 2 и более процентов, что совершенно не приемлемо по экономическим соображениям.

Следует отметить, однако, что системы резервуарного газоснабжения, оборудованные регуляторами давления газа, обладают свойством саморегулирования. Изменение компонентного состава СУГ в расходных резервуарах приводят к изменениям не только теплотворной способности паровой фазы Q_p^H . Изменяется также ее плотность ρ и давление паров на входе в газорегуляторную установку $P_{вх}$. В свою очередь, регулятор давления, снижая давление газа перед газоиспользующими приборами, не обеспечивает постоянство выходного давления $P_{вых}$ и обуславливает его колебания за счет неравномерности работы дросселирующего органа. При повышенном входном давлении газа $P_{вх}$ давление на выходе газа из регуляторной установки $P_{вых}$ возрастает, а при пониженном входном давлении понижается. Предельные колебания выходного давления регламентируются в пределах $\pm 10\%$ от его номинальной величины [34].

В начальный период эксплуатации резервуарной установки в регулятор давления подается паровая фаза с повышенным содержанием пропана и при повышенном давлении $P_{вх}$. Выходящая из регулятора давления паровая фаза, имея

пониженные плотность ρ и теплотворную способность Q_p^H подается в газовый прибор при повышенном давлении газа $P_{\text{вых}}$. В последующие моменты эксплуатации содержание пропана в паровой фазе уменьшается, как следствие уменьшается давление на входе в регулятор $P_{\text{вх}}$, уменьшается давление на выходе из регулятора $P_{\text{вых}}$, увеличивается плотность ρ и теплотворная способность газа Q_p^H за счет увеличения в газе содержания бутановой фракции. Такое взаимодействие физико-химических параметров газа способствует дополнительной стабилизации тепловых нагрузок газовых приборов. При наличии низкокалорийной газовой смеси (с повышенным содержанием пропана) количество газа, подаваемого на горелку, увеличивается. При наличии высококалорийной газовой смеси (с повышенным содержанием бутана) количество газа, подаваемого на горелку, уменьшается.

В условиях переменного давления газа на входе в газовый прибор условие постоянства теплового потока в газогорелочных устройствах характеризуется постоянством расширенного или приведенного числа Воббе [31, 39, 40]

$$W_o^{\text{пр}} = \frac{Q_p^H \sqrt{P_{\text{вых}}}}{\sqrt{\rho}} = W_o \sqrt{P_{\text{вых}}}, \quad (3.37)$$

где $P_{\text{вых}}$ – давление газа на входе в газовую горелку, Па;

W_o – число Воббе при постоянном давлении газа, МДж/м³.

Приведенные в уравнении (3.37) параметры газовой смеси находятся в зависимости от параметров индивидуальных углеводородов (пропан, бутан) и компонентного состава СУГ $\psi_{\text{пр}}^{\text{п}}$ по правилу аддитивности

$$Q_p^H = Q_{p,\text{пр}}^H \psi_{\text{пр}}^{\text{п}} + Q_{p,\text{б}}^H (1 - \psi_{\text{пр}}^{\text{п}}) \quad (3.38)$$

$$P = \rho_{\text{пр}} \psi_{\text{пр}}^{\text{п}} + \rho_{\text{б}} (1 - \psi_{\text{пр}}^{\text{п}}) \quad (3.39)$$

где $\psi_{\text{пр}}^{\text{п}}$ – молярное содержание пропана в паровой фазе СУГ. Определяется в зависимости от содержания пропана в жидкой фазе СУГ $\psi_{\text{пр}}^{\text{ж}}$ и константы равновесия K по формуле

$$\psi_{\text{пр}}^{\text{п}} = \psi_{\text{пр}}^{\text{ж}} K = \psi_{\text{пр}}^{\text{ж}} \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}} \psi_{\text{пр}}^{\text{ж}} + P_{\text{б}} (1 - \psi_{\text{пр}}^{\text{ж}})} \quad (3.40)$$

Динамика изменения компонентного состава жидкой фазы СУГ в процессе эксплуатации резервуарной установки в режиме комбинированной регазификации СУГ, определяется путем численной реализации математической модели (3.5-3.33) средствами вычислительной техники.

Использование формулы (3.37) требует достоверной информации о наличии давления газа на выходе из регуляторной установки $P_{\text{вых}}$ в зависимости от входного давления $P_{\text{вх}}$ и пропускной способности G . С целью получения расходных характеристик регуляторов давления СУГ, сотрудниками кафедры ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. были проведены исследования на экспериментальной установке [106]. В качестве объекта испытаний использовался регулятор низкого давления РД-32 Мж, которым оснащаются современные резервуарные установки. Результаты испытаний представлены на рисунке 3.10 в виде экспериментальных точек.

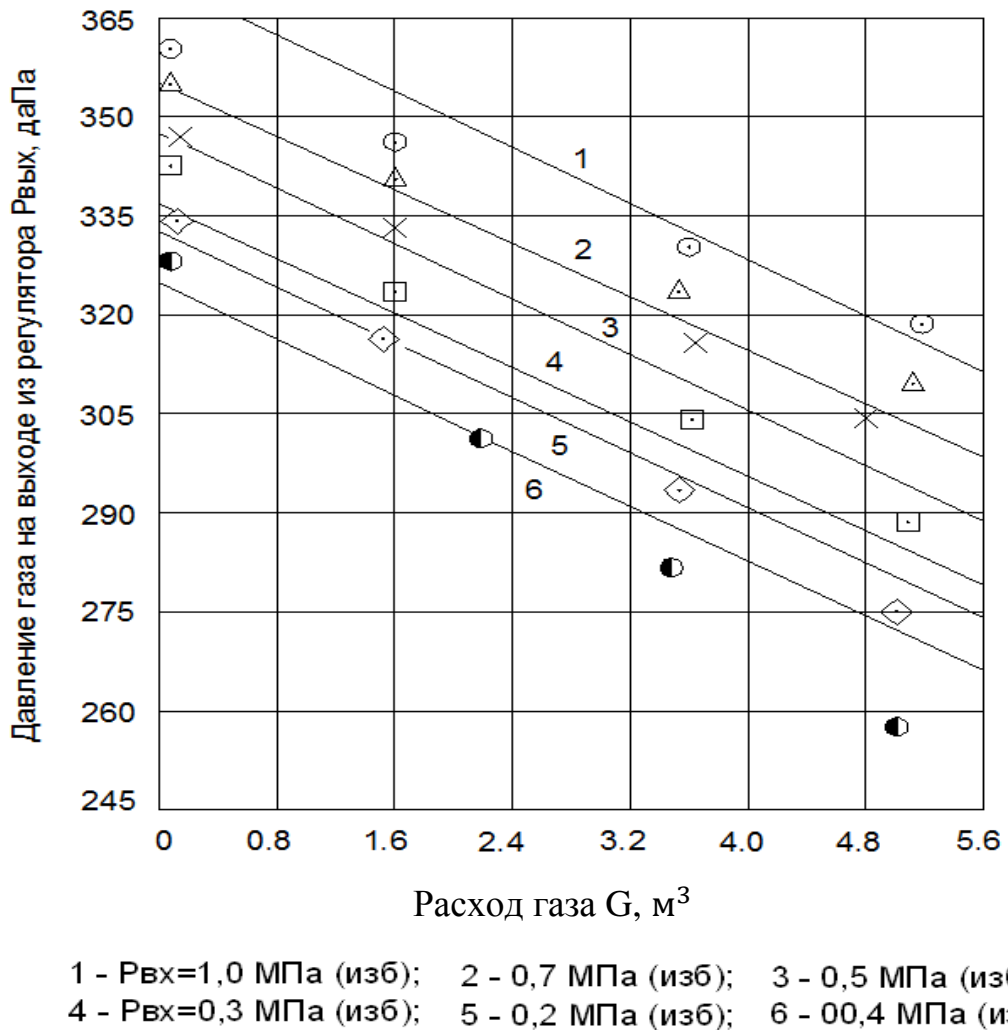


Рисунок 3.10 Расходная характеристика регулятора давления РД-32 Мж.

Обработка результатов экспериментальных исследований методами корреляционного анализа позволила выявить аналитическое выражение, для определения давления газа на выходе из регулятора в зависимости от расхода СУГ и давления на входе в регулятор давления

$$P_{\text{вых}} = -10,3G + 48P_{\text{вх}} + 322, \quad (3.41)$$

где G – паропроизводительность резервуара сжиженного газа, кг/ч;

$P_{\text{вх}}$ – давление газа на входе в регулятор низкого давления, МПа (изб);

$P_{\text{вых}}$ – то же на выходе из регулятора, МПа (изб.)

Теоретическая аппроксимация данных экспериментальных исследований согласно выражению (3.41) представлена на рисунке 3.10 в виде сплошных линий. Максимальное расхождение теоретических и экспериментальных значений с доверительной вероятностью 0,95 составляет 6,8%. Динамика изменения давления газа в процессе эксплуатации резервуарной установки в режиме комбинированной регазификации СУГ $P_{\text{вх}} = P = f(G)$ определяется путем численной реализации математической модели (3.5-3.33) средствами вычислительной техники. Уравнения (3.36-3.41) совместно с уравнениями (3.5-3.18) формируют математическую модель тепловых режимов эксплуатации газовых приборов при снабжении сжиженным газом от резервуарных установок с комбинированной регазификацией СУГ.

В целях численной реализации математической модели и оценки влияния компонентного состава СУГ на эффективность его использования в бытовых газовых приборах были проведены соответствующие расчеты. В качестве исходных предпосылок к расчету использовались результаты численной реализации математической модели комбинированной регазификации СУГ (3.5-3.33).

Результаты расчетов представлены на графиках (рисунок 3.11).

Как видно из графиков (рисунок 3.11) несмотря на значительные колебания фракционного состава газа при комбинированной регазификации СУГ (содержание пропана в паровой фазе изменяется от 90 до 40%), благодаря саморегулируемости системы газоснабжения, тепловая нагрузка газового прибора и соответствующее ей число Воббе изменяется в достаточно узком диапазоне: от 130,4

(МДж/м³даПа^{1/2}) в начале эксплуатации резервуарной установки до 133,3 (МДж/м³даПа^{1/2}) в конце эксплуатации резервуарной установки.

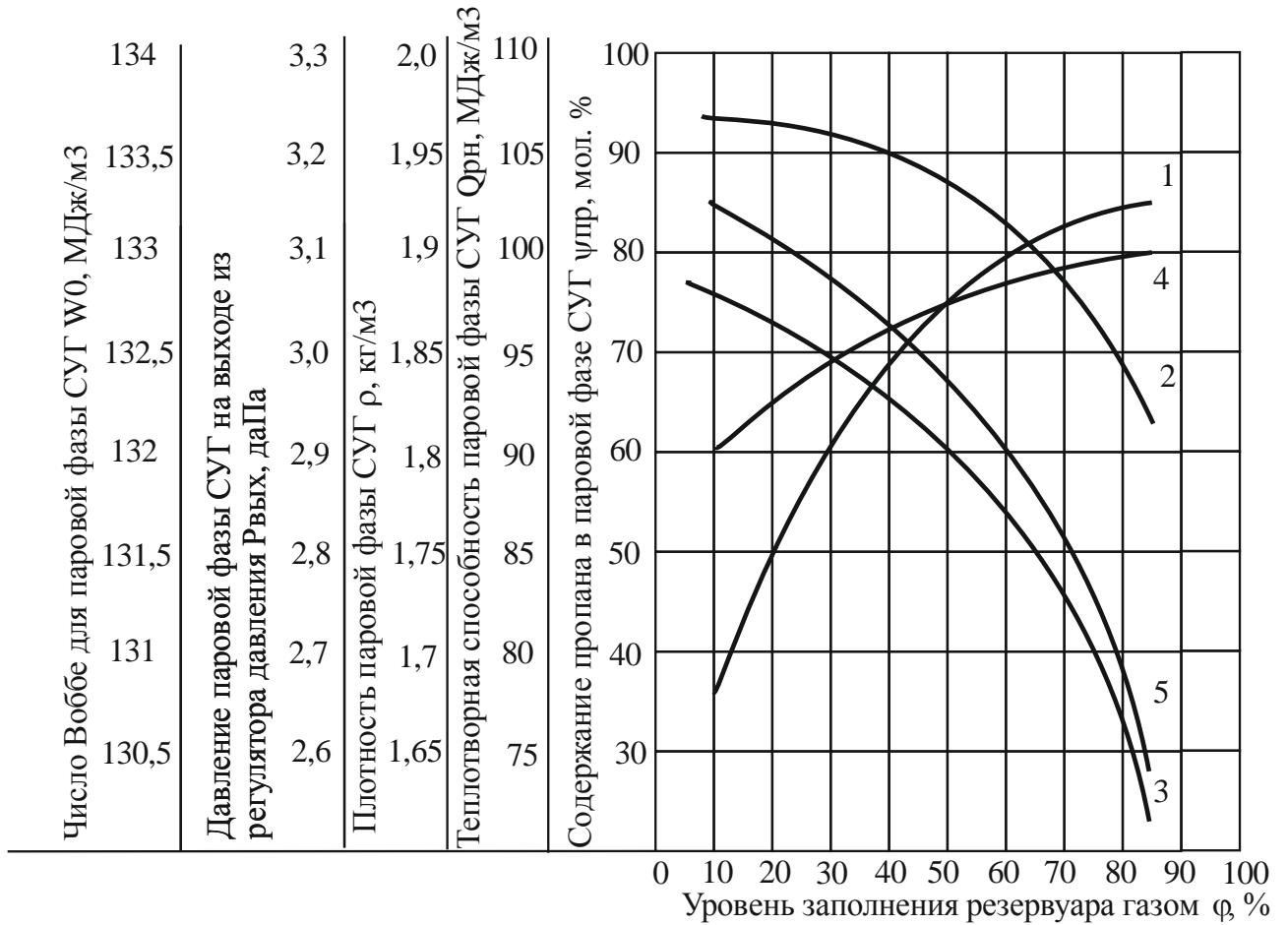


Рисунок 3.11 Изменение параметров паровой фазы СУГ в зависимости от уровня заполнения резервуара газом:

- 1- линия изменения содержания пропана в паровой фазе СУГ;
- 2- линия изменения теплотворной способности паровой фазы СУГ;
- 3- линия изменения относительной плотности паровой фазы СУГ;
- 4- линия изменения давления паровой фазы СУГ на выходе от газорегуляторной установки;
- 5- линия изменения числа Воббе паровой фазы СУГ.

Указанные колебания тепловой нагрузки составляют 2,3%, и полностью отвечают требованиям действующих стандартов к взаимозаменяемости горючих газов [32, 33].

Выводы по главе 3

1. В результате технико-экономического анализа установлено, что при организации поселковых систем снабжения сжиженным газом наиболее предпочтительно применение двух вариантов систем газоснабжения:

- централизованных систем газоснабжения на базе групповых резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами, оборудованными электрическими испарителями с промежуточным теплоносителем;

- децентрализованных систем газоснабжения на базе индивидуальных резервуарных установок с подземными вертикальными резервуарами с естественной регазификацией СУГ в самих расходных резервуарах с использованием природного тепла грунта.

2. Предложены рекомендации по выбору конструктивных параметров резервуарных установок в зависимости от объемов годового потребления газа объектами газоснабжения. В качестве источника снабжения потребителей сжиженным газом в системах децентрализованного газоснабжения с годовым объемом газопотребления до 25 т/год наиболее предпочтительным вариантом являются групповые установки из двух подземных вертикальных резервуаров объемом 0,96 и 1,45 м³, использующих для регазификации СУГ естественную теплоту грунтового массива. В системах централизованного газоснабжения с годовым объемом газопотребления до 100 т/год необходимо использование резервуаров объемом 2,6 и 4,7 м³, оборудованных электрическими испарителями с жидким промежуточным теплоносителем.

3. Экспериментальные исследования, проведенные на электрической модели, позволили выявить значения коэффициента тепловой интерференции α подземных вертикальных резервуарных установок СУГ в зависимости от их геометрических характеристик. Обработка результатов исследований методами математической статистики позволила оценить погрешность экспериментальных наблюдений. Относительная ошибка определения коэффициента тепловой интерференции α не превышает 5,6% с уровнем доверительной вероятности 95%.

5. Получено аналитическое выражение для определения коэффициента тепловой интерференции в зависимости от числа резервуаров в групповой установке n и оптимального расстояния между сосудами $(S/d)_{\text{opt}}$, обеспечивающего минимум капитальных вложений на единицу расчетной паропроизводительности. Апробация выражения показала его высокую степень точности (расхождение расчетных и экспериментальных значений коэффициента тепловой интерференции не превышает 1,97 % с доверительной вероятностью 0,95), что позволило рекомендовать его к практическому применению.

Значения коэффициента α , полученные в результате проведенных исследований, существенно превышают аналогичные значения, предложенные другими авторами. Указанное обстоятельство увеличивает расчетную паропроизводительность групповых резервуарных установок до 25 % и вскрывает дополнительные резервы газоснабжения.

6. Важным резервом снижения энергоемкости процесса искусственной регазификации СУГ является применение схемы комбинированной регазификации, позволяющей максимально использовать естественную испарительную способность резервуарных установок. В целях теоретического обоснования энергосберегающих систем резервуарного снабжения сжиженным газом разработана математическая модель описывающая механизм функционирования подземных резервуарных установок СУГ при совместной генерации паровой фазы в системе: резервуар – испаритель в условиях заданного газопотребления. Модель реализуется численным методом средствами вычислительной техники в соответствии с программным обеспечением, разработанным при участии соискателя.

Апробация модели в условиях натурального эксперимента подтверждает ее достоверность. Максимальные расхождения теоретических и экспериментальных значений не превышают $\pm 16,4\%$ с доверительной вероятностью 0,95.

7. Численная реализация математической модели свидетельствует о высокой энергоэффективности предлагаемой схемы комбинированной регазификации. В зависимости от объема расходных резервуаров и климатических условий эксплуатации доля естественной испарительной способности и климатических условий

эксплуатации доля естественной испарительной способности резервуаров в общем объеме паропроизводительности резервуарных установок составляет от 42 до 68 %, что обеспечивает адекватную экономию электрической энергии, расходуемой на испарение сжиженного газа.

8. Дополнительные исследования влияния комбинированной регазификации на тепловые характеристики газоиспользующих установок показали, что несмотря на значительные колебания фракционного состава СУГ, отклонения тепловых нагрузок приборов от номинальной величины не превышают 2-2,5%, что не оказывает заметного влияния на эффективность работы бытовых газоиспользующих установок и отвечает нормативным требованиям к взаимозаменяемости горючих газов.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЛЕДЯНЫХ И ГИДРАТНЫХ ПРОБОК В РЕГУЛЯТОРАХ ДАВЛЕНИЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК

4.1. Особенности эксплуатации резервуарных установок на влагосодержащем сжиженном газе

В реальных условиях эксплуатации, сжиженные углеводородные газы всегда содержат некоторое количество растворенной влаги. Количество растворенной влаги в паровой и жидкой фазе углеводородов определяется давлением и температурой [77, 124, 213, 253].

При одинаковых значениях температур пропан в жидком и газообразном виде обладает большей влагоемкостью, чем бутан [77, 124, 213, 253]. В связи с этим, при определении максимальной влагоемкости СУГ, необходимо ориентироваться на влагоемкость пропана. В то же время, содержание влаги в единице массы паров углеводородов значительно больше содержания влаги в единице массы жидкости [77, 253]. Таким образом, содержащаяся в жидкой фазе СУГ вода в растворенном состоянии при регазификации будет переходить в паровую фазу.

Необходимо отметить, что сжиженные углеводородные газы при контакте с водой могут образовывать кристаллогидраты. Для возникновения и существования кристаллогидратов необходимо наличие свободной воды в газе и условий для ее контакта с газом, определяемых углеводородным составом, фазовым состоянием, температурой и давлением газа [52, 54, 77, 124, 253, 302].

Условия образования кристаллогидратов в паровых фазах пропана и бутана изображены на рисунке 4.1.

На рисунке 4.1 область, находящаяся выше кривой 2, характеризуется структурой: гидрат + пары углеводорода.

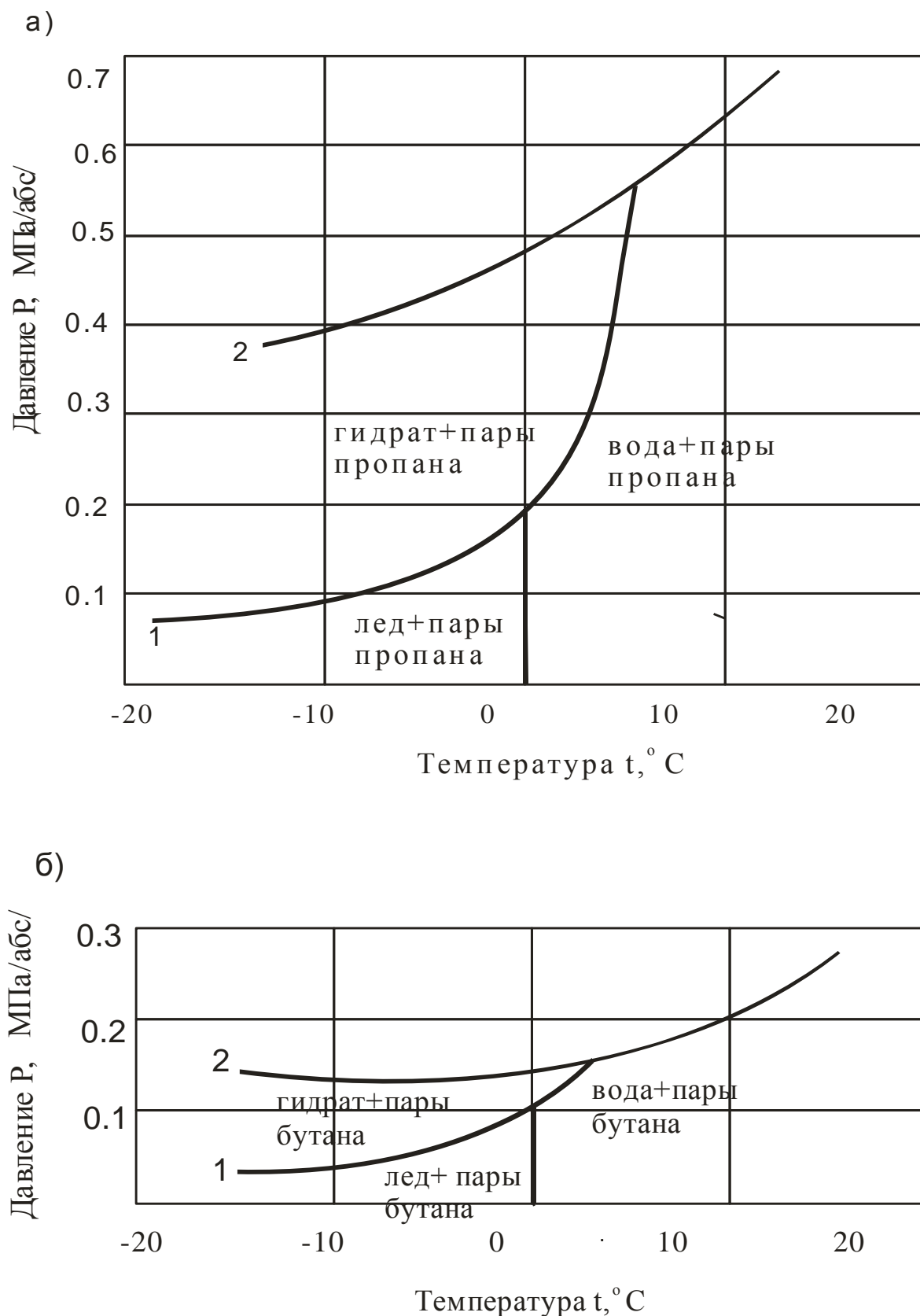


Рисунок 4.1. Условия образования кристаллогидратов в паровой фазе углеводородов [124]: а) пропан; б) бутан;

1 - линия образования кристаллогидратов;

2 - линия давления насыщенного пара.

Область, находящаяся ниже кривой 1, в диапазоне положительных температур содержит пары углеводорода и влагу, а в диапазоне отрицательных температур: лед + пары углеводорода. Образование гидратов в паровой фазе углеводорода происходит, если линия давления насыщенного пара расположена выше линии давления гидратообразования.

На рисунке 4.2 представлены условия кристаллизации влаги и образования гидратов пропана в жидком и газообразном состоянии [77].

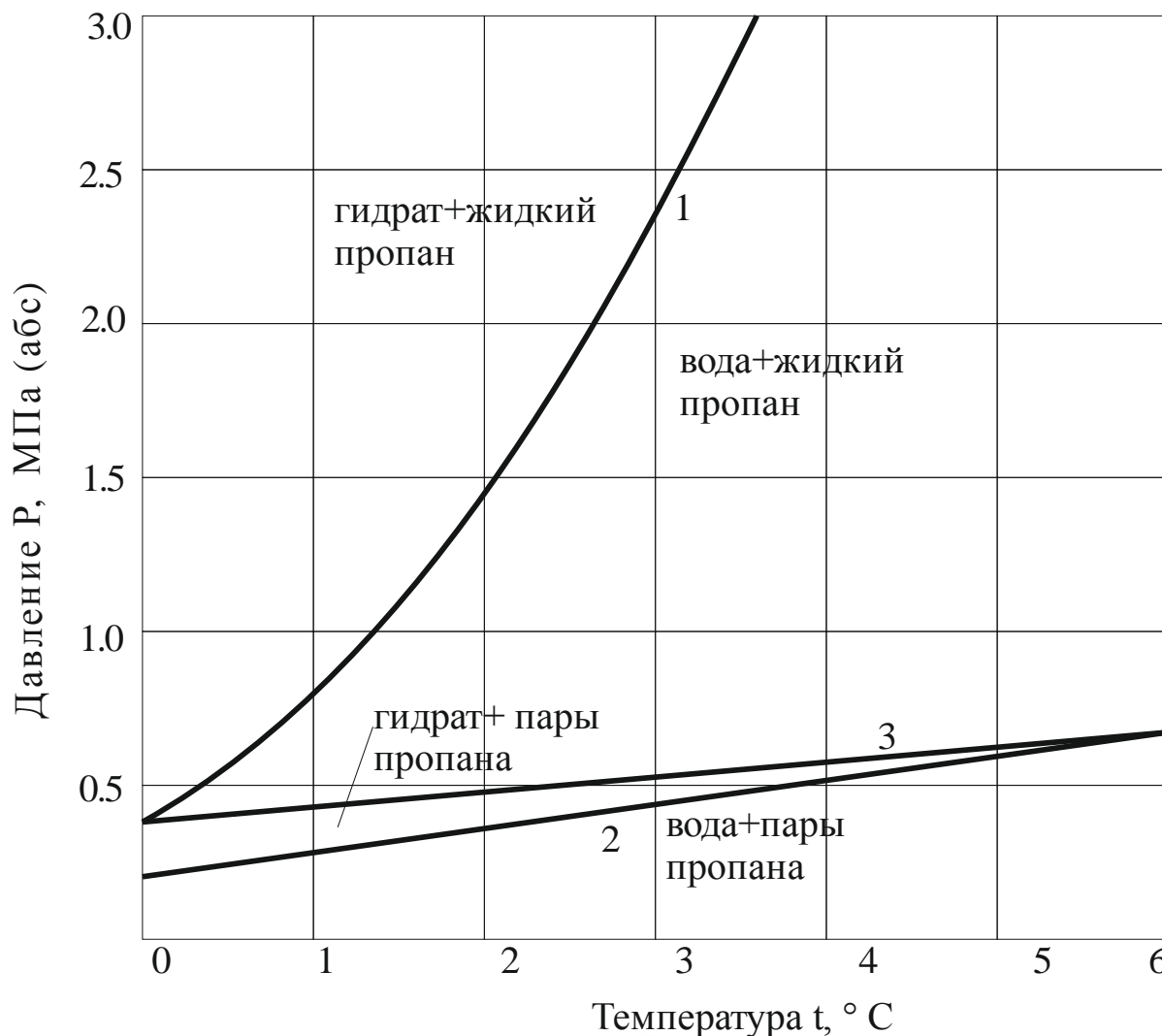


Рисунок 4.2. Условия образования гидратов в жидкой и паровой фазе пропана:

- 1 – линия образования гидратов в жидкой фазе;
- 2 – линия образования гидратов в паровой фазе;
- 3 – линия давления насыщенного пара.

Следовательно, образование гидратов пропана ограничено температурным интервалом от 0 °С до +5,5 °С, а гидратов бутана от 0 °С до +1 °С. Так как область образования гидратов пропана охватывает более широкий диапазон температур, при рассмотрении процессов гидратообразования в сжиженном газе следует ориентироваться на пропан.

Как видно из графика (рисунок 4.2), образование гидратов в жидкой фазе пропана происходит при более высоком давлении и более низкой температуре. Так, например, для образования гидратов в газообразном пропане при температуре +3,5 °С требуется давление 0,5 МПа (абс.), а в жидком - около 3,0 МПа (абс.). Поскольку линия образования гидратов 1, находится выше линии давления насыщенного пара 3, образование кристаллогидратов в жидкой фазе пропана при эксплуатации резервуарных установок невозможно.

В соответствии с требованиями нормативной литературы [34, 35] вода в свободном виде в сжиженных углеводородных газах, предназначенных для коммунально-бытового потребления, отпускаемых с заводов поставщиков, должна отсутствовать. Однако, газы, поступающие потребителю, всегда содержат воду в свободном виде, даже в том случае, если при отпуске с завода-поставщика они полностью отвечают требованиям ГОСТ. Системный анализ причин возникновения свободной воды в сжиженном углеводородном газе и ее накопления в резервуарных установках [271] позволил выделить следующие основные из них:

- снижение температуры СУГ. Отпуск газа с завода-изготовителя осуществляется с температурой +40 ÷ 45 °С, при сливе из цистерны в подземный резервуар СУГ имеет температуру +20 ÷ 25 °С, а эксплуатация подземной РУ СУГ у потребителя происходит при средней температуре грунта в летнее время +10 °С ÷ 15 °С;

- неполный слив воды из элементов и оборудования технологической цепочки «производство - транспорт – резервуар потребителя», после проведения гидравлических испытаний и переосвидетельствования, при приемке в эксплуатацию, а также при конденсации водяных паров после пропарки резервуаров водяным паром в перегретом состоянии и последующим понижением температуры в сосудах;

- попадание осадков в виде дождя (снега) в наливные и заправочные рукава для перекачивания СУГ. Данное обстоятельство определяется не качественным проведением операций по сливу газа из автоцистерн и наливу газа в резервуары персоналом газораспределительных организаций.

Проведенный анализ [271] позволяет сделать вывод, что свободная вода имеется в наличии во всех элементах технологической цепочки «производство - транспорт – резервуар потребителя», которая собирается и накапливается в конечном эксплуатационном звене (резервуар потребителя).

Присутствие в сжиженном газе воды в свободном виде вызывает следующие негативные явления [54, 77, 124, 213, 253]:

- коррозию трубопроводов и элементов систем газоснабжения;
- образование твердой фазы воды (при температурах СУГ ниже 0°C);
- образование кристаллогидратов с углеводородами (при температурах СУГ выше 0°C).

Наиболее опасна свободная вода в твердой фазе в виде льда и гидратов. Ледяные и гидратные образования, закупоривая газопроводы особенно, в местах установки запорно-регулирующей арматуры приводят к аварийным ситуациям и нарушению снабжения потребителей сжиженным газом [54, 253].

В качестве мероприятий по предупреждению возникновения влаги в резервуарных установках потребителя и ее последующего накопления рекомендуется реализация следующих организационно-технических решений:

- выделение воды в свободном виде из сжиженного газа и ее последующее удаление непосредственно на заводах изготовителях, путем снижения температуры газа до температуры последующего хранения и эксплуатации у потребителя;
- удаление воды в свободном виде из резервуаров и конденсата с внутренних поверхностей сосудов путем полной осушки сосудов после проведения гидравлических и пневматических испытаний, пропарки и т. д.;
- удаление воды в свободном виде из емкостей хранения на ГНС (ГНП), железнодорожных и автомобильных цистернах, путем организации качественного отстоя и полного опорожнения оборудования;

- обеспечение качественного проведения сливо-наливных операций с защитой рукавов для перекачки СУГ от попадания в них осадков в виде дождя (снега) во время крепления рукава к патрубку трубопровода, резервуара или оборудования, а также во время укладки рукавов в защитный кожух.

Однако, необходимо отметить, что в практике эксплуатации резервуарных систем газоснабжения, указанные мероприятия не проводятся в полном объеме и выполняются лишь частично. Таким образом, полностью исключить наличие свободной воды в СУГ не представляется возможным.

Данное обстоятельство способствует тому, что в зимний период, в системах с естественной регазификацией СУГ, генерируемая паровая фаза будет содержать пары влаги, которые вследствие теплообмена и понижения температуры в горловине резервуара и в последующем, в трубопроводной обвязке редуцирующей головки частично конденсируются. Дросселирование насыщенных паров приводит к дополнительному понижению давления и температуры и выпадению влаги в виде капель воды в регуляторе давления, которые образуют твердую фазу воды: льда (при отрицательных температурах сжиженного газа) или кристаллогидратов (в области положительных температур сжиженного газа). Следовательно, эксплуатация резервуарной установки в холодный период года требует повышенного внимания в части предупреждения образования гидратных и ледяных пробок.

Для разработки мероприятий по предупреждению гидратообразования в системах с естественной регазификацией СУГ необходимо провести ряд дополнительных исследований.

4.2. Математическое моделирование процесса дросселирования влагосодержащего сжиженного газа в регуляторах давления резервуарных установок

Изменение температуры в процессе дросселирования паровой фазы индивидуальных углеводородов (пропана и бутана) описывает выражение [148]:

$$\Delta t = \left(\frac{a}{T} - b \right) \Delta P, \quad (4.1)$$

где Δt - снижение температуры газа в процессе дросселирования, °С;

T - осредненная температура паровой фазы в период дросселирования, К;

ΔP - изменение давления в период дросселирования, МПа;

a, b - эмпирические коэффициенты, для пропана и бутана [148].

В реальных условиях СУГ, используемый у потребителей, представляет собой смесь углеводородов, основными компонентами которой являются пропановая и бутановая фракции.

С учетом выше изложенного, выражение (4.1) примет вид

$$\Delta t = \left(\frac{a'}{T} - b' \right) \Delta P, \quad (4.2)$$

при этом значения коэффициентов a' и b' в численном выражении принимаются по правилу аддитивности в соответствии с компонентным составом газа

$$a' = a_{\text{пр}} \Psi_{\text{пр}} + a_{\text{б}} (1 - \Psi_{\text{пр}}); \quad (4.3)$$

$$b' = b_{\text{пр}} \Psi_{\text{пр}} + b_{\text{б}} (1 - \Psi_{\text{пр}}), \quad (4.4)$$

где $\Psi_{\text{пр}}$ - молярное содержание компонента - пропан в парообразной фазе газа.

При дросселировании парожидкостной смеси СУГ и насыщенной жидкости происходит аналогичное снижение температуры, однако, закономерности процесса дросселирования имеют более сложный характер.

Антуаном предложена модификация уравнения Клайперона-Менделеева, устанавливающего связь между температурой и давлением сжиженного газа однокомпонентного содержания в насыщенном состоянии [361]:

$$t = \frac{B}{A - \lg P} - C, \quad (4.5)$$

где t - температура СУГ, °С;

P - давление СУГ, МПа (абс.);

A, B, C – константы уравнения, значения которых приводятся в [207, 260].

Снижение давления парожидкостной смеси P сопровождается понижением ее

температуры, при этом выделяется тепло, которое расходуется на дополнительную регазификацию сжиженного газа с увеличением степени сухости парожидкостного потока X .

Уравнение теплового баланса в этом случае имеет вид:

$$c \Delta t = r \Delta X, \quad (4.6)$$

откуда изменение степени сухости парожидкостного потока

$$\Delta X = \frac{c}{r} \Delta t, \quad (4.7)$$

где r - скрытая теплота испарения, зависящая от компонентного состава и температуры сжиженного газа, кДж/кг [70, 253];

c - массовая теплоемкость парожидкостной смеси СУГ, кДж/(кг·°C).

В свою очередь

$$c = c_{\text{п}} X + c_{\text{ж}} (1 - X), \quad (4.8)$$

где $c_{\text{п}}$, $c_{\text{ж}}$ - массовая теплоемкость паровой и жидкой фаз СУГ, кДж/(кг·°C);

X - степень сухости смеси в процессе дросселирования.

Дросселирование насыщенной жидкости (парожидкостной смеси) СУГ многокомпонентного содержания имеет целый ряд принципиальных особенностей, которые оказывают существенное влияние на основные показатели процесса [15, 85]. Согласно первому закону Рауля, парциальное давление насыщенного пара бинарной смеси пропана и бутана, определяется по уравнению:

$$P(t) = P_{\text{пр}}(t) \Psi_{\text{пр}} + P_{\text{б}}(t) (1 - \Psi_{\text{ж}}), \quad (4.9)$$

где $P_{\text{пр}}(t)$, $P_{\text{б}}(t)$ - давление насыщенных паров пропана и бутана при соответствующей температуре, МПа (абс.);

$\Psi_{\text{ж}}$ - молярное содержание пропана в жидкой фазе СУГ.

В соответствии с корреляцией Антуана [361], можно записать:

$$P_{\text{пр}}(t) = 10^{\frac{A_{\text{пр}} - \frac{B_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}} + t}}{}}; \quad (4.10)$$

$$P_{\text{б}}(t) = 10^{\frac{A_{\text{б}} - \frac{B_{\text{б}}}{C_{\text{б}} + t}}{}}; \quad (4.11)$$

где $A_{\text{пр}}, B_{\text{пр}}, C_{\text{пр}}, A_{\text{б}}, B_{\text{б}}, C_{\text{б}}$ – константы уравнений, значения которых для пропана и н-бутана приводятся в [207, 260].

Процесс регазификации СУГ однокомпонентного содержания отличается от процесса регазификации многокомпонентной пропан-бутановой смеси. В первом случае, кипение жидкости при соответствующем давлении осуществляется изотермически, а тепло регазификации соответствует скрытой теплоте испарения газа, то есть $q_{\text{рег}}=r$. Во втором случае, кипение жидкости происходит в температурном диапазоне, а полученное тепло в процессе регазификации расходуется на испарение жидкости и ее нагрев в температурном интервале полного выкипания (теплота смешения жидкостей), то есть

$$q_{\text{рег}} = r + c(t_{\text{к}} - t_{\text{н}}), \quad (4.12)$$

где $t_{\text{н}}, t_{\text{к}}$ – температуры кипения СУГ в начале и конце процесса регазификации, определяемые в зависимости от компонентного состава газа и его давления, $^{\circ}\text{C}$ [85].

Необходимо отметить, что температурный интервал полного выкипания смеси пропан-бутана составляет $18-20^{\circ}\text{C}$ с теплотой смешения жидкости $35 \div 40$ кДж/кг. В то же время, скрытая теплота испарения пропана (бутана) составляет $380 \div 420$ кДж/кг [253]. Следовательно, в уравнении (4.12) составляющая $c(t_{\text{к}} - t_{\text{н}})$ представляет собой величину второго порядка малости. Принимая с некоторой погрешностью, что $c(t_{\text{к}} - t_{\text{н}}) = 0$, для расчета процесса дросселирования многокомпонентных смесей (пропан-бутана) возможно применить уравнение (4.6). При этом значения параметров c и r в уравнении (4.6) вычисляются в зависимости от компонентного состава газа [70, 85]:

$$c_{\text{ж}} = c_{\text{ж}}^{\text{пр}} \Psi_{\text{ж}} + c_{\text{ж}}^{\text{б}} (1 - \Psi_{\text{ж}}); \quad (4.13)$$

$$c_{\text{п}} = c_{\text{п}}^{\text{пр}} \Psi_{\text{пр}} + c_{\text{п}}^{\text{б}} (1 - \Psi_{\text{пр}}); \quad (4.14)$$

$$r = r_{\text{пр}} \Psi_{\text{ж}} + r_{\text{б}} (1 - \Psi_{\text{ж}}), \quad (4.15)$$

где $c_{\text{пр}}^{\text{ж}}, c_{\text{ж}}^{\text{б}}$ – массовые теплоемкости жидкой фазы пропана и бутана, соответственно, кДж/(кг $\cdot^{\circ}\text{C}$);

$c_{\Pi}^{\text{пр}}, c_{\Pi}^{\text{б}}$ - массовые теплоемкости паровой фазы пропана и бутана, соответственно, кДж/(кг·°C);

$r_{\text{пр}}, r_{\text{б}}$ - скрытая теплота испарения пропана и бутана, соответственно, кДж/кг.

Совместное рассмотрение законов Рауля и Дальтона в условиях равновесия позволяет получить основные уравнения для расчета равновесных составов фаз пропана и бутана [85, 253]

$$\Psi_{\text{ж}} = \frac{P(t) - P_{\text{б}}(t)}{P_{\text{пр}}(t) - P_{\text{б}}(t)}; \quad (4.16)$$

$$\Psi_{\text{пр}} = \frac{\Psi_{\text{ж}} P_{\text{пр}}(t)}{P(t)}, \quad (4.17)$$

где $P(t)$ - давление смеси пропан-бутана, МПа (абс.), определяемое по (4.9).

Максимальное влагосодержание паровой фазы СУГ $W_{\Pi}^{\text{max}}(t)$ в зависимости от температуры дросселируемого потока, определяется по выражению [253]

$$W_{\Pi}^{\text{max}}(t) = \frac{P_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{max}}(t)}{P(t)}, \quad (4.18)$$

где $P_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{max}}(t)$ - максимальная упругость паров воды при соответствующей температуре, МПа (абс.).

Максимальное количество влаги в парожидкостной смеси зависит от степени сухости паровой фазы X и компонентного состава сжиженного газа

$$W_{\text{пж}}^{\text{max}}(t) = W_{\Pi}^{\text{max}}(t)X + W_{\text{ж}}^{\text{max}}(t)(1 - X); \quad (4.19)$$

$$W_{\Pi}^{\text{max}} = (W_{\Pi}^{\text{пр}})^{\text{max}} \Psi_{\text{пр}} + (W_{\Pi}^{\text{б}})^{\text{max}} (1 - \Psi_{\text{пр}}); \quad (4.20)$$

$$W_{\text{ж}}^{\text{max}} = (W_{\text{ж}}^{\text{пр}})^{\text{max}} \Psi_{\text{ж}} + (W_{\text{ж}}^{\text{б}})^{\text{max}} (1 - \Psi_{\text{ж}}). \quad (4.21)$$

Если полученное при расчете влагосодержание газа W меньше максимального значения влагосодержания W_{max} , влага в свободном виде при дросселировании парожидкостной смеси не выделяется. Процесс дросселирования проходит без образования твердой фазы воды в дросселирующем органе регулятора.

Если расчетное значение влагосодержания газа превышает максимальное значение влагосодержания W_{\max} , в дросселируемом парожидкостном потоке выделяется влага в свободном виде, которая в зависимости от температуры и давления образует лед или гидраты.

Вода в свободном виде, имеющаяся в жидкой и паровой фазах СУГ при отрицательных температурах замерзает, в жидкой фазе СУГ при положительных температурах остается в жидком состоянии, а в паровой фазе (при соответствующих температуре и давлении) образует гидраты [78, 124]. Так как область существования гидратов пропана охватывает более широкий диапазон положительных температур (рисунок 4.1), за расчетную температуру гидратообразования $t_{\text{гг}}$ сжиженного газа следует принимать температуру гидратообразования пропана.

Таким образом, в качестве расчетной температуры образования твердой фазы воды $t_{\text{тф}}$ следует принимать:

- $t_{\text{тф}}=0^{\circ}\text{C}$ (в области отрицательных температур сжиженного газа);
- $t_{\text{тф}}=t_{\text{гг}}$ (в области положительных температур сжиженного газа).

Если расчетная температура образования твердой фазы воды больше искомой температуры ($t_{\text{тф}}>t$), в дросселируемом потоке образуются ледяные и гидратные кристаллы. Если $t_{\text{тф}}<t$, свободная вода остается в жидком состоянии.

Для определения численных значений параметров дросселирования влажного газа были проведены соответствующие расчеты. В расчетах использовались следующие исходные данные:

- компонентный состав СУГ: $\Psi_{\text{ж}}=50\%$ вес. пропана и 50% вес. бутана;
- температура СУГ перед процессом дросселирования $t=+10^{\circ}\text{C}$;
- степень сухости СУГ перед процессом дросселирования $X=0; 0,9; 1,0$.

Результаты расчетов приведены на рисунках 4.3, 4.4, 4.5.

Как видно из рисунка 4.3 процесс дросселирования паровой фазы газа приводит к увеличению влагоемкости газа. В то же время, отсутствие в дросселируемой среде воды в свободном виде исключает образование ее твердой фазы.

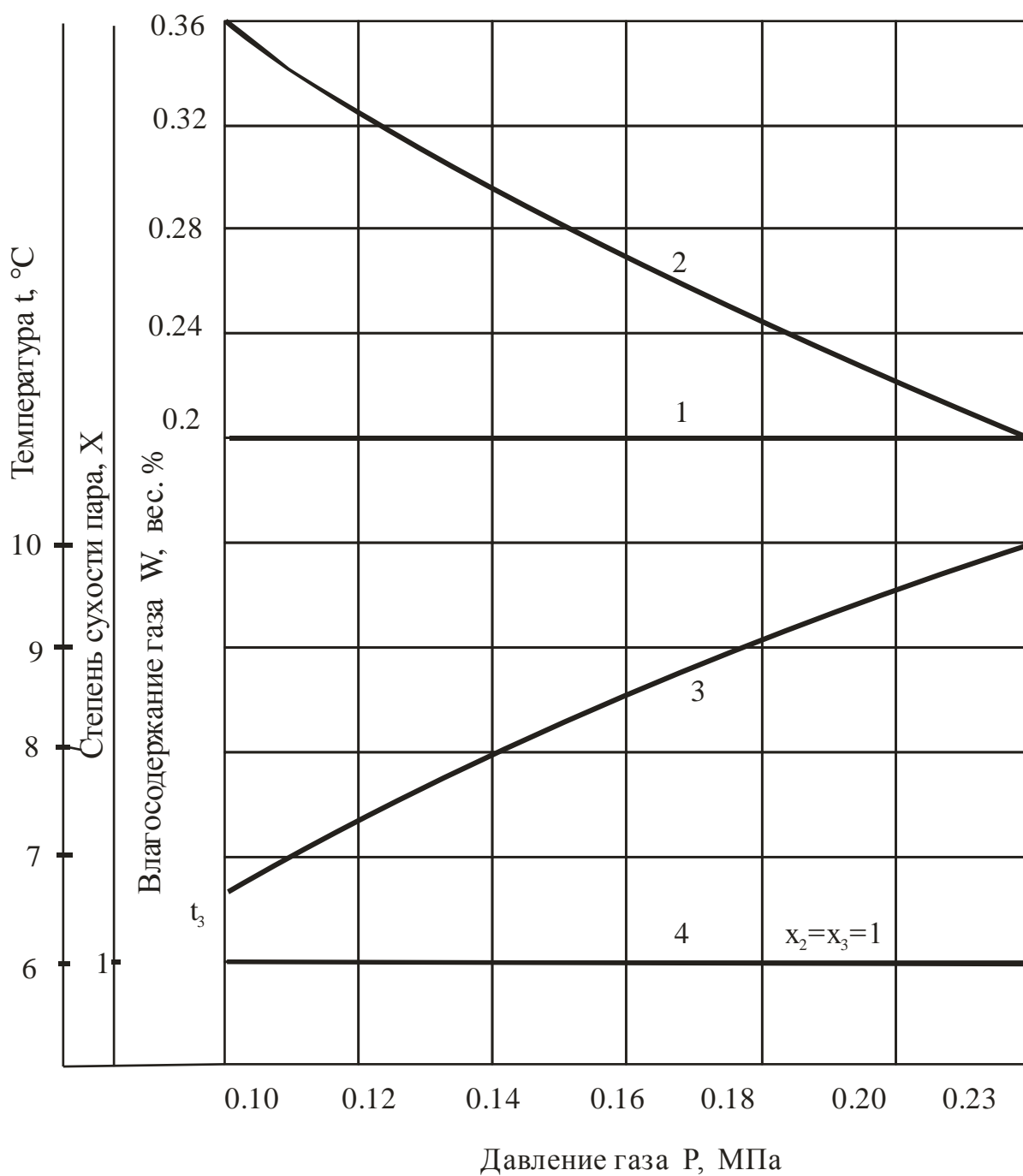


Рисунок 4.3. Параметры дросселирования паровой фазы газа в регуляторе давления (насыщенный пар; компонентный состав $\Psi_{\text{пр}}=50$ % вес. пропана):

- 1 – линия влагосодержания газа на входе в регулятор W ;
- 2 – линия максимального влагосодержания газа W_{max} ;
- 3 – линия температуры газа t ;
- 4 – линия степени сухости X .

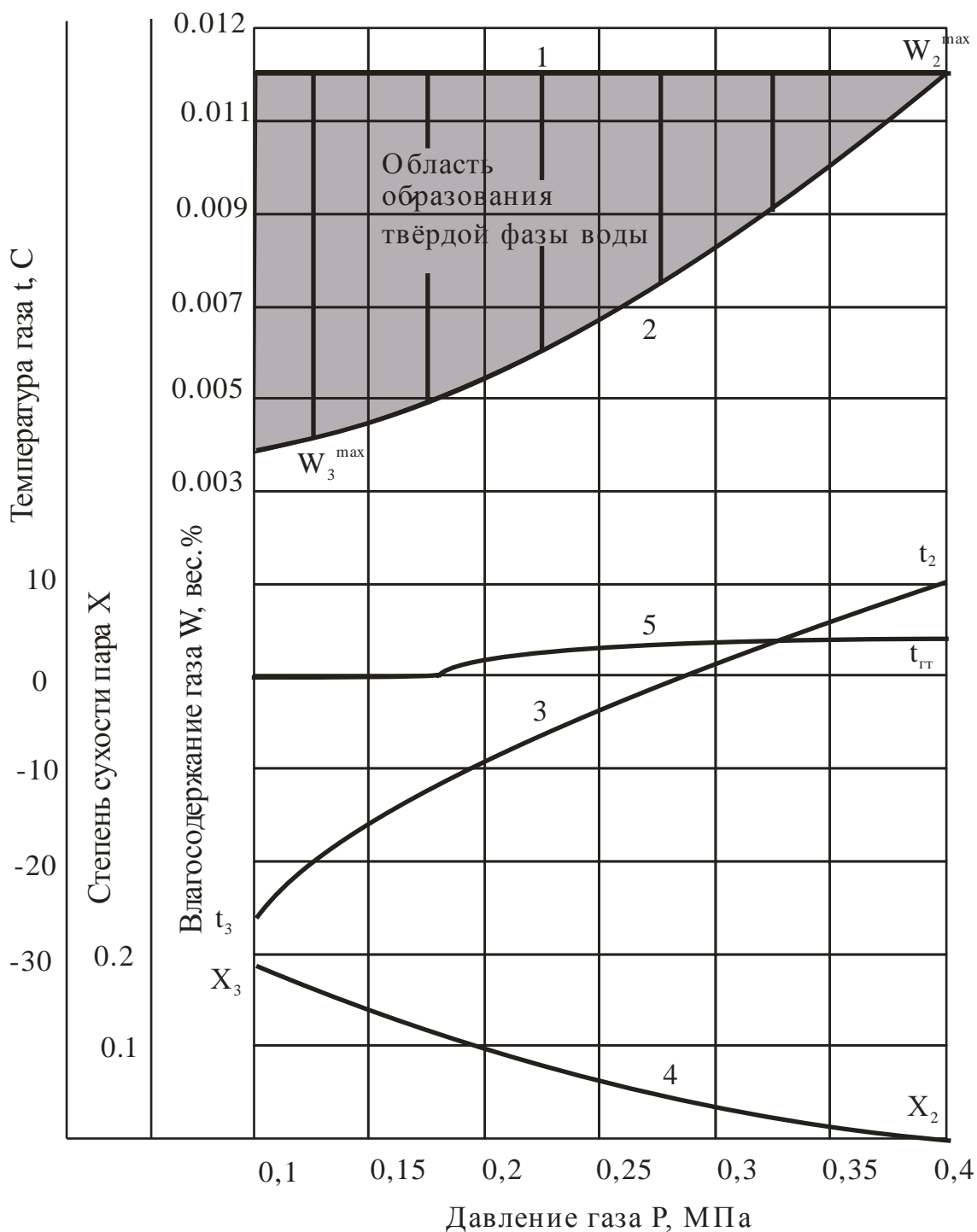


Рисунок 4.4. Параметры дросселирования насыщенной жидкости в регуляторе давления (компонентный состав $\Psi_{\text{пр}} = 50$ % вес. пропана):

- 1 – линия влагосодержания газа на входе в регулятор W ;
- 2 – линия максимального влагосодержания газа W_{\max} ;
- 3 – линия температуры газа t ;
- 4 – линия степени сухости X .
- 5 – линия температуры образования твердой фазы воды $t_{\text{тф}}$.

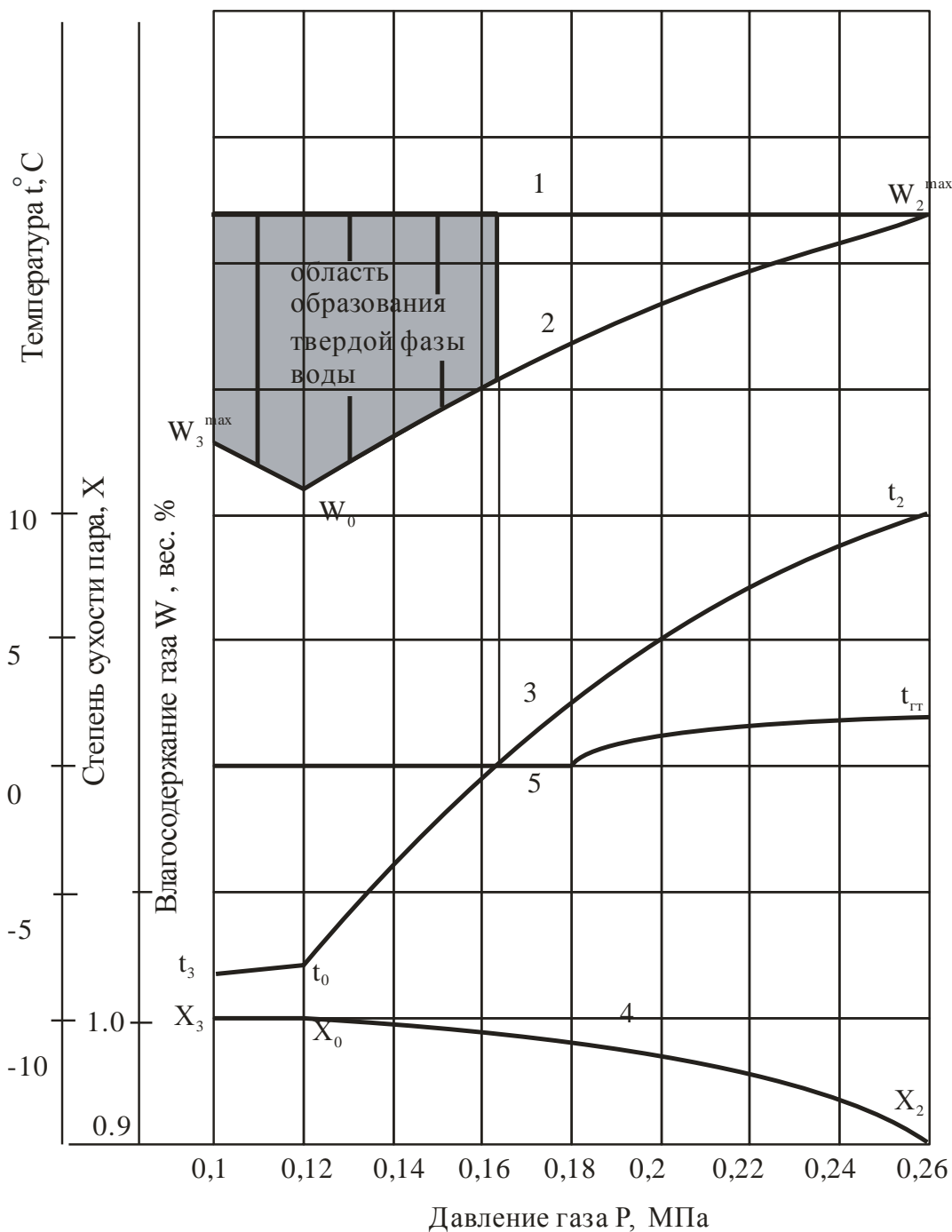


Рисунок 4.5. Параметры дросселирования парожидкостной смеси в регуляторе давления (компонентный состав $\Psi_{\text{пр}}=50\%$ вес. пропана):

- 1 – линия влагосодержания газа на входе в регулятор W ;
- 2 – линия максимального влагосодержания газа W_{\max} ;
- 3 – линия температуры газа t ;
- 4 – линия степени сухости X .
- 5 – линия температуры гидратообразования $t_{\text{гг}}$.

При дросселировании парожидкостной смеси (жидкой фазы газа) снижается влагоемкость газа, при этом в дросселирующем органе регулятора выделяется вода в свободном виде. В области отрицательных температур вода замерзает, а при положительных температурах образует кристаллогидраты (рисунки 4.4, 4.5) [154].

Таким образом, необходимой предпосылкой образования твердой фазы воды в регуляторах давления сжиженного газа является наличие жидкой фазы СУГ в дросселируемом потоке.

4.3 Экспериментальное исследование процесса дросселирования влагосодержащего газа в регуляторах давления

Для определения механизма образования кристаллогидратов и изменения параметров процесса дросселирования влажного газа в регуляторах давления были проведены экспериментальные исследования. Схема экспериментальной установки представлена на рисунке 4.6.

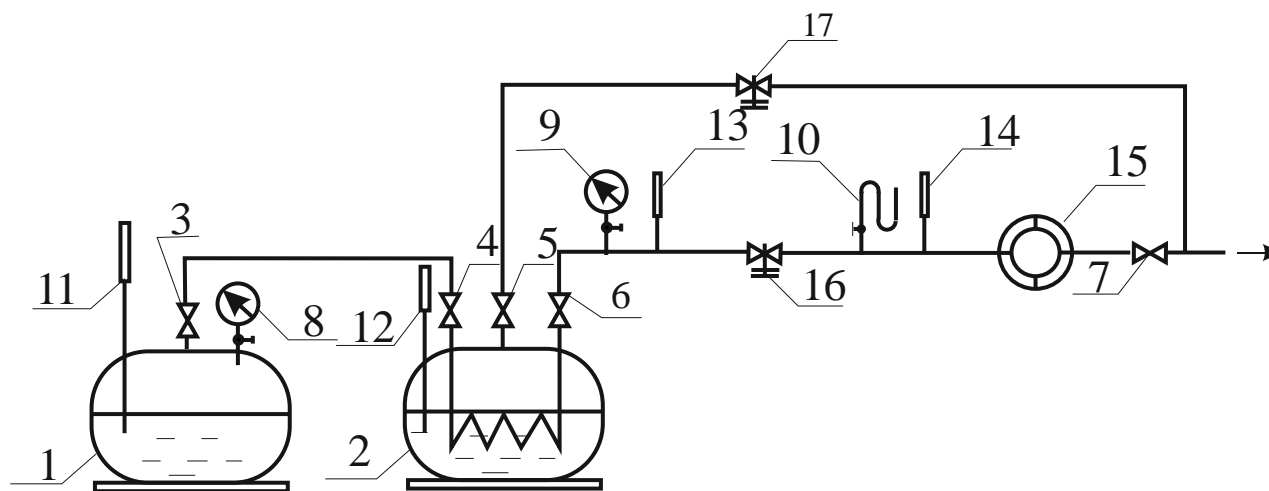


Рис. 4.6 Схема экспериментальной установки: 1 - расходная емкость; 2 - промежуточный теплообменник; 3, 4, 5, 6, 7 - вентили; 8, 9 - пружинные манометры; 10 - U-образный манометр; 11, 12, 13, 14 - термометры; 15 - газовый счетчик; 16, 17 - регуляторы давления.

Исходный состав газа для проведения исследований принимался в виде (мольных %): 1,9 % - этан, 82,5% - пропан, 14,7 % - бутан, 0,6 % - пентан. Состав газа варьировался от 35 до 85 мол.% пропана. Варианты рабочих смесей с отличным от исходной смеси содержанием пропана и бутана готовились путем фракционного

испарения исходного газа на специальной установке. В качестве объекта исследований рассматривался регулятор низкого давления РДГБ-6.

Температура сжиженного газа $t_{\text{бал}}$ варьировалась от -10 до $+20$ °С, состав газа по степени сухости парожидкостной смеси X от 0 до 1.

Опыты проводились при полном насыщении газа водой. Для чего в расходную емкость перед ее заправкой вводилось 50-70 мл воды. Исследуемый влажный газ, находящийся в баллоне подавался в промежуточный теплообменник, где в зависимости от условий эксперимента подвергался перегреву или конденсации. Затем перегретые пары или парожидкостная смесь подавались в регулятор низкого давления, где подвергались дросселированию. После дросселирования пары сбрасывались в атмосферу. В процессе эксперимента для постоянного контакта свободной воды с паровой и жидкой фазой сжиженного газа содержимое расходной емкости взбалтывалось через определенные интервалы времени. Экспериментальные исследования проводились при среднем расходе газа $0,1 \text{ м}^3/\text{ч}$, который контролировался по газовому счетчику ГСБ-400 - 15.

В процессе эксперимента подлежали замеру следующие параметры исследуемого газа:

- температура газа $t_{\text{бал}}$ в баллоне и давление $P_{\text{бал}}$ в баллоне;
- температура и давление газа на входе в регулятор низкого давления;
- давление за регулятором.

Показания приборов фиксировались с периодичностью в 2-3 минуты до выхода установки на стационарный режим. За стационарный режим принимался режим эксплуатации, при котором параметры 4÷5 замеров показаний приборов отличались не более чем на 5%. Пульсации давления газа после регулятора с последующим снижением значений до нуля, фиксировали наличие в регуляторе ледяных (гидратных) пробок. Твердая фаза воды в регуляторе контролировалась визуально, для чего он демонтировался и подвергался разборке. Во всех случаях причиной падения давления за регулятором служила кристаллизация влаги в дросселирующем органе (сопло и зазор между соплом и клапаном). Последующее разложение ледяных (гидратных) пробок под воздействием положительной тем-

пературы окружающего воздуха приводило к образованию капель воды.

Методика обработки экспериментальных исследований подробно изложена в публикациях автора [106, 161]. Количественное содержание пропана в расходной емкости в жидкой $\psi_{ж}$ и паровой $\psi_{пр}$ фазах сжиженного газа определялось по температуре $t_{бал}$ и давлению $P_{бал}$ по соответствующим диаграммам [85].

Результаты обработки эксперимента представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сводная таблица экспериментальных данных

Параметры исследуемого газа							Твердая фаза воды в регуляторе, да/нет
в расходной емкости				перед регулятором давления			
температура $t_{бал}, ^\circ\text{C}$	давление $P_{бал}, \text{МПа}$ (абс.)	пропан, мол. %		температура $t_p, ^\circ\text{C}$	давление $P_p, \text{МПа}$ (абс.)	степень сухости, X	
		жидкая фаза $\psi_{ж}$	паровая фаза $\psi_{п}$				
паровая фаза СУГ							
-9,8	0,24			-8,2	0,24	1,0	нет
-9,3	0,28	85,0	93,8	-5,1	0,27	1,0	нет
-8,9	0,26			12,4	0,25	1,0	нет
1,1	0,27			1,5	0,26	1,0	нет
0,5	0,26	45	87,6	9,9	0,26	1,0	нет
0,1	0,28			14,8	0,27	1,0	нет
парожидкостная смесь СУГ/ насыщенная жидкость							
-10,0	0,171			-10,9	0,169	0,94	да
-9,7	0,173	35,2	73,1	-15,7	0,173	0,47	да
-9,4	0,175			-22,1	0,174	0	да
0,4	0,36			-1,4	0,34	0,75	да
0,8	0,33	63,7	82,4	-3,1	0,33	0,63	да
0,9	0,35			-7,1	0,34	0,14	да
19,9	0,79			20,3	0,78	0,95	да
18,6	0,71	81,2	92,6	18,02	0,7	0,44	да
19,1	0,76			15,4	0,76	0	да

Как показывает анализ результатов экспериментальных исследований образование твердой фазы воды в виде льда или кристаллогидратов в регуляторе давления возможно только при дросселировании насыщенной жидкости или парожидкостной смеси газа. Дросселирование насыщенных или перегретых паров сжиженного газа не приводит к кристаллизации растворенной влаги в регуляторе давления.

4.4 Анализ технических решений по предупреждению кристаллизации влаги в регуляторах давления РУ СУГ

Для предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления РУ СУГ применяются следующие технические мероприятия и решения:

- осушение сжиженного газа с помощью специальных сорбентов - поглотителей влаги [213, 70, 253, 54, 322, 323];

- применение антигидратных ингибиторов, которые, связывая свободную или растворенную воду, понижают температуру ее фазовых превращений [1, 56, 70, 148, 172, 180, 213, 253, 353];

- применение регуляторов давления специальной конструкции и режимов их эксплуатации [7, 70, 179, 180, 345];

- перегрев паровой фазы СУГ перед подачей ее в регуляторы давления с использованием теплоносителя (горячей воды, водяного пара, продуктов сгорания СУГ, электроэнергии) [56, 213, 253];

- перегрев паровой фазы СУГ с использованием природной теплоты грунтового массива [70, 165, 176, 213].

4.4.1 Осушение сжиженного газа

Одним из способов обезвоживания СУГ является осушка с использованием твердых сорбентов. Осушка с использованием твердых сорбентов проводится методом фильтрации газа через слой твердого поглотителя - активированную окись алюминия, силикагель, мобилбид, совабид или молекулярные сита (цеолиты), хлористый кальций. При этом остаточное содержание влаги доводится до 0,001% [148, 213, 322, 223]. Высокая стоимость сорбентов из-за сложной и дорогой тех-

нологии их получения (основные производители Air Liquide (Франция), Calgon Carbon Corp. (Германия), Praxair Technology Inc. (США), Kuraray Chemical KK (Япония)) существенно ограничивают применение этого метода в отечественной промышленности. На практике, как правило, при нефте- и газопереработке заводы осуществляют осушение СУГ только путем отстоя и сепарации свободной воды [1, 62, 63, 124, 149, 213, 329].

4.4.2 Применение антигидратных ингибиторов

В качестве ингибиторов гидратообразования обычно используются различные спирты (метиловый, этиловый) и гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, пропиленгликоль, смеси гликолей с их эфирами).

Гликоли являются двухатомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются во всех отношениях. Их водные растворы не вызывают коррозию оборудования, что обуславливает использование оборудования из обычных марок стали. Однако гликоли являются двухкомпонентными осушителями, в связи с этим, требуется дополнительное оборудование (емкости для его хранения, насосы для закачки), что приводит к удорожанию процесса осушения газа.

Наиболее широкое применение в качестве ингибитора получил метиловый спирт (метанол). Количество вводимого метанола на одну тонну СУГ (при отсутствии воды в свободном виде) составляет 260 грамм. Вода в свободном виде обуславливает дополнительное введение метанола 500-600 грамм на один килограмм воды [1, 78, 180, 213, 352, 353]. Введение метанола осуществляется непосредственно на ГНС при заправке автоцистерн, а также при заполнении газом резервуаров СУГ.

Для надежного предотвращения гидратообразования при невозможности точного учета воды в свободном виде введение метанола часто является избыточным, что приводит к перерасходу дорогостоящего продукта. Поэтому, применение метанола практикуется в трубопроводном транспорте СУГ, а в системах резервуарного газоснабжения, только для ликвидации уже имеющихся ледяных или гидратных пробок.

4.4.3 Применение регуляторов давления специальных конструкций и различных режимов их эксплуатации

Научно-техническая и патентная литература предлагает следующие технические решения по предупреждению кристаллизации влаги в регуляторах давления сжиженного газа:

- размещение регулятора давления в расходном резервуаре с обогревом корпуса паровой фазой хранимого продукта [345];
- применение регулятора давления специальной конструкции с обогревом корпуса транспортируемым газом [7, 178, 179];
- двухступенчатое редуцирование газа [7, 70, 179, 253].

Наличие двух ступеней давления распределяет интегральный дроссель-эффект по отдельным элементам редуцирующей установки и тем самым уменьшает локальные объемы образующихся ледяных или гидратных пробок.

Размещение регулятора давления в объеме расходного резервуара в значительной степени осложняет его эксплуатацию. Доступ к регулятору при его обслуживании требует опорожнения резервуара от хранимого газа, то есть проведения сложных и трудоемких технологических операций и временного отключения потребителей от источника газоснабжения.

Институтом «Гипрониигаз» разработана конструкция регулятора давления РДГЖ-1-18(10) [7, 213]. Регулятор давления работает по принципу двойного дросселирования с обогревом корпуса транспортируемым газом. Регулятор предназначен для поддержания постоянного выходного давления газа в размере $0,15 \div 0,4$ МПа (абс.) при давлении на входе $0,25 \div 1,9$ МПа (абс.).

Экспериментальные исследования, проведенные сотрудниками кафедры «Теплогазоснабжение и вентиляция» СГТУ для проверки работоспособности предлагаемой конструкции при неблагоприятных условиях эксплуатации (дросселирование жидкой фазы СУГ), подробно изложены в [10]. Результаты экспериментальных исследований показали, что предложенная конструкция регулятора давления не гарантирует надежную работу установок на влажном газе и поэтому не может быть рекомендована для использования в эксплуатационной практике.

4.4.4 Перегрев паровой фазы СУГ с использованием различных конструктивных решений

В научно-технической литературе предлагаются следующие способы предупреждения гидратообразования при естественной регазификации газа в самих резервуарных установках за счет перегрева паровой фазы газа:

- с использованием специального теплоносителя [56, 248];
- при обогреве редуцирующих головок резервуаров с помощью потока лучистого тепла [248];
- с использованием трубчатых грунтовых теплообменников [106, 107, 248].

Одним из способов предупреждения гидратообразования является обогрев узла редуцирования и трубопроводной обвязки РУ СУГ, обеспечивающий использование паровой фазы газа выше температуры точки росы, предложенный ОАО «Гипрониигаз». Принципиальная схема предупреждения гидратообразования и подробное описание ее принципа действия представлены в [56, 248]. В качестве недостатков способа необходимо отметить высокую стоимость электроэнергии, теплоносителя (антифриза), теплового оборудования, а также наличие дополнительных затрат материальных и денежных средств на обслуживание электрического котла с привлечением специально обученного персонала. Данное обстоятельство значительно увеличивает стоимость резервуарных установок и их эксплуатации и ограничивает массовое внедрение способа в производственную практику.

Эффективным методом предупреждения гидратообразования является применение обогрева редуцирующих головок резервуаров, в частности подводящего участка трубопровода паровой фазы к регулятору и корпуса регулятора давления потоком лучистого тепла от специального устройства. Конструктивные элементы технического решения и описание принципа действия изложены в [248].

Основным недостатком данного метода как средства предупреждения гидратообразования, является необходимость электроснабжения резервуарных установок. Высокая стоимость электрической энергии, а, следовательно, и значительные эксплуатационные расходы, резко снижают экономическую эффективность

эксплуатации резервуарных установок.

Устраняет недостатки ранее представленных способов предупреждения гидратообразования перегрев паровой фазы в трубчатом грунтовом теплообменнике, разработанный на кафедре ТГВ СГТУ при участии соискателя и защищенный патентом (RU № 2505738) на изобретение [175].

Схема предупреждения гидратообразования представлена на рисунке 4.7.

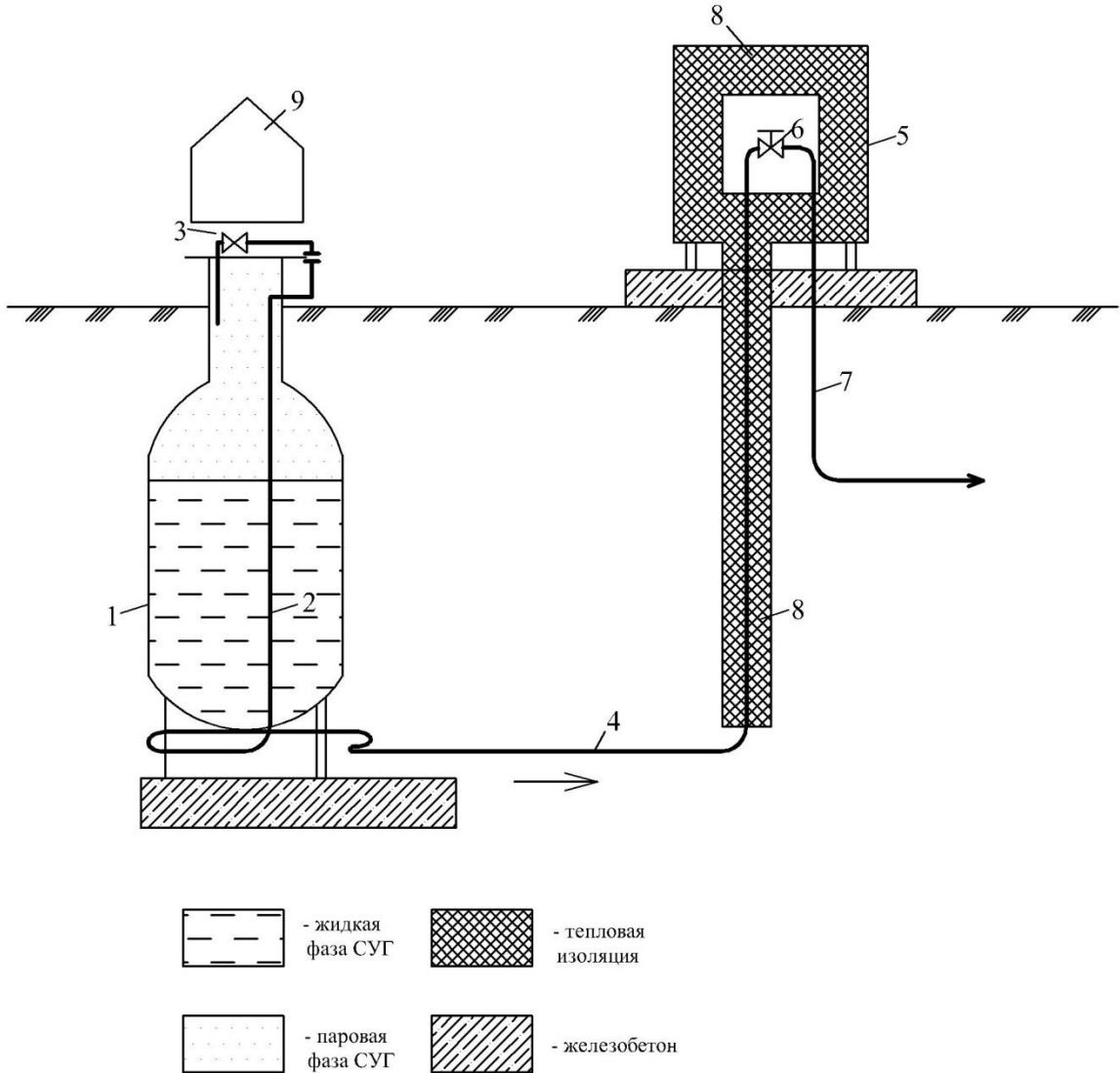


Рисунок 4.7. Принципиальная схема предупреждения гидратообразования с перегревом паров в трубчатом грунтовом теплообменнике: 1 - подземный резервуар; 2 - трубопровод паровой фазы газа; 3 - вентиль; 4 - трубчатый грунтовый теплообменник; 5 - шкафной газорегуляторный пункт; 6 - регулятор давления; 7 - газопровод низкого давления; 8 - тепловая изоляция; 9 - защитный кожух редуцирующей головки резервуара.

Перегрев паровой фазы осуществляется следующим образом. Паровая фаза газа из подземного резервуара 1 через трубопровод паровой фазы 2 поступает в грунтовой теплообменник 4. Грунтовой теплообменник 4, представляет собой трубопровод в виде незамкнутого контура, располагаемый по периметру резервуара ниже глубины сезонного промерзания грунта. В теплообменнике паровая фаза газа перегревается, участвуя в процессе теплообмена через стенку трубопровода с грунтовым массивом.

Перегретые пары по восходящему участку грунтового теплообменника 4 поступают в газорегуляторный пункт 5, оснащенный регулятором низкого давления 6. Снижая свое давление в регуляторе 6, паровая фаза поступает в газопровод низкого давления 7 и подается потребителю. Для сохранения перегрева паровой фазы в грунтовой теплообменнике его восходящий участок покрывается тепловой изоляцией. Кроме этого, шкафной газорегуляторный пункт 5, также покрывается тепловой изоляцией.

Как показывают результаты теоретических и экспериментальных исследований, представленные в разделе 4.3, дросселирование в регуляторе давления насыщенных или перегретых паров газа исключает кристаллизацию влаги и, тем самым, предупреждает образование ледяных или гидратных пробок [161]. Научно обоснованные методы расчета конструктивных параметров и рациональных режимов эксплуатации схемы предупреждения гидратообразования с перегревом паров в грунтовой теплообменнике, представлены коллективом авторов при участии соискателя в публикациях [106, 107, 248].

Исследование процессов теплообмена между грунтом и технологическими элементами схемы по комплексу: подземный резервуар – грунтовой теплообменник – узел редуцирования СУГ были проведены автором в работах [104, 105, 107], в результате чего были получены и апробированы программные комплексы для ЭВМ [226, 227, 228].

Однако, дополнительные капитальные вложения в устройство грунтового теплообменника, шкафного газорегуляторного пункта, гидро- и теплоизоляции подземного оборудования, значительно увеличивают стоимость РУ СУГ, трудо-

емкость технического обслуживания и ремонта указанной системы. Дополнительно, в качестве недостатка можно отметить, что схема реализуема только при новом строительстве, что значительно ограничивает ее область применения.

В этой связи, решение актуальной технической задачи использования природной теплоты грунтового массива с целью перегрева паровой фазы СУГ перед подачей ее в узел редуцирования требует дополнительной проработки и обоснования.

4.5. Разработка технического решения предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления РУ СУГ путем перегрева паров в расходном резервуаре

При эксплуатации подземных РУ СУГ в режиме хранения и регазификации газа паровая фаза в резервуаре перегревается за счет теплообмена с окружающим грунтом на 5-6 градусов. Данное обстоятельство обеспечивает предпосылки для возможной подачи в узел редуцирования перегретых паров, при условии сохранения имеющегося перегрева. Для сохранения перегрева паровой фазы в трубопроводной обвязке паровой фазы до регулятора давления, предусматривается ее тепловая изоляция [70, 164, 213].

Автором предложено и защищено патентом на изобретение (RU № 2476759) техническое решение предупреждения гидратообразования с сохранением перегрева паров от расходного резервуара до узла редуцирования [176].

Предлагаемое техническое решение предупреждения гидратообразования приводится на рисунке 4.8.

Схема предупреждения гидратообразования работает следующим образом. Жидкая фаза газа находится в подземном резервуаре 1 при температуре $t_{1,ж}$ и давлении P_1 . За счет разности температур грунта $t_{гр}$ и газа $t_{1,ж}$ через смоченную поверхность резервуара 1, к жидкости подводится тепло из окружающего грунта, которое генерирует паровую фазу продукта.

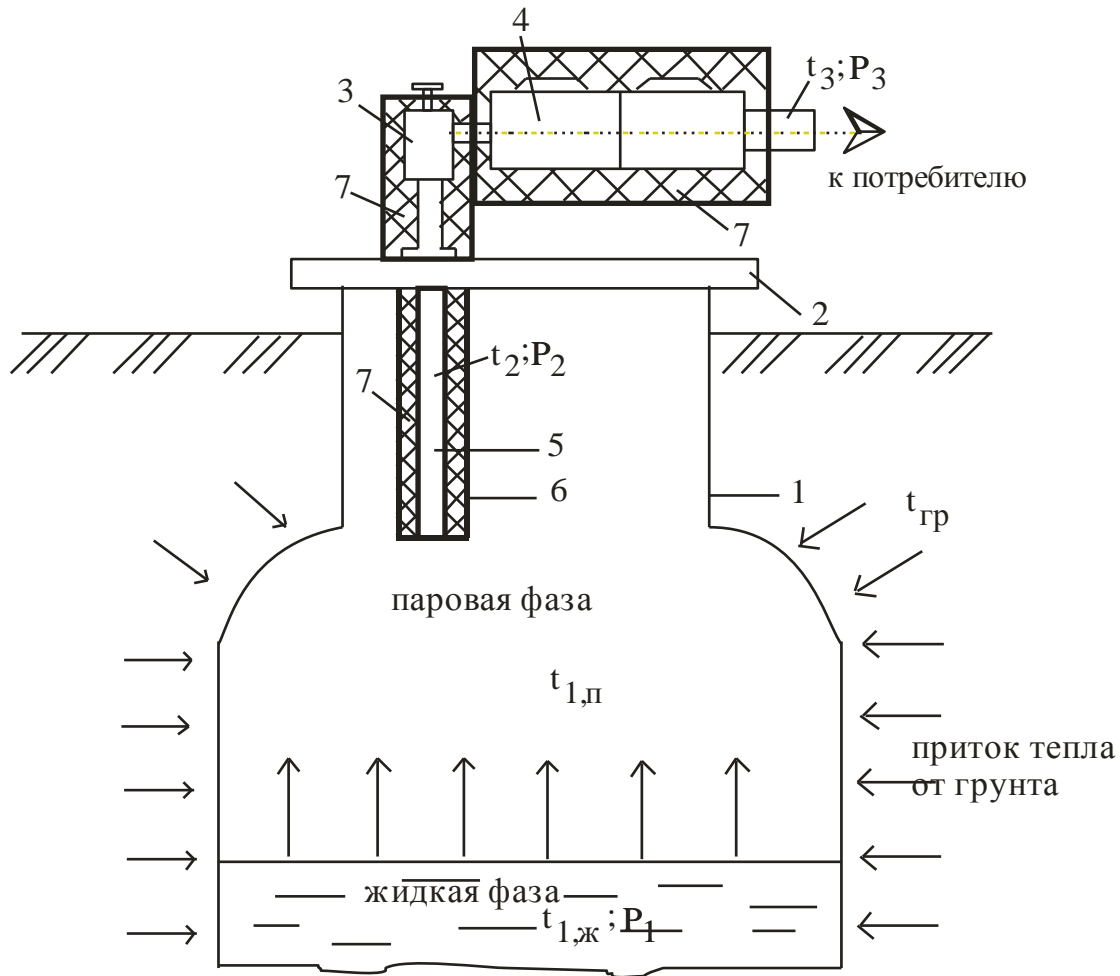


Рисунок 4.8 Принципиальная схема предупреждения гидратообразования с сохранением перегрева паров от расходного резервуара до узла редуцирования:

1 – подземный резервуар; 2 – крышка резервуара; 3 – клапан запорный угловой; 4 – регулятор низкого давления; 5 – внутренний участок трубопровода для забора паровой фазы из резервуара; 6 – герметичный защитный футляр; 7 – тепловая изоляция.

Насыщенная паровая фаза с температурой $t_{1,п}$ вследствие дополнительного теплообмена над зеркалом испарения с грунтом в подземном резервуаре перегревается до температуры t_2 (при условии $t_2 > t_{1,п}$) и поступает в трубопровод для забора паровой фазы из резервуара 5.

Наличие тепловой изоляции участков трубопроводной обвязки сводит к минимуму дальнейший теплообмен паровой фазы с окружающей средой. Таким образом, паровая фаза СУГ по трубопроводу 5 через клапан запорный угловой 3 по-

ступает в сопло регулятора низкого давления 4 перегретой, с давлением P_2 и неизменной температурой t_2 , где дросселируется в зазоре между соплом и клапаном регулятора. При этом давление паров снижается с P_2 до P_3 , а температура с t_2 до t_3 , причем температура t_3 имеет численное значение выше температуры гидратообразования. С температурой t_3 и давлением P_3 сжиженный углеводородный газ подается потребителю.

Необходимым условием сохранения перегрева паров, в этом случае, является компоновка системы таким образом, чтобы путь, по которой движется перегретая паровая фаза из подземного резервуара 1 в регулятор давления 4, был минимален. Это обеспечивается подбором оптимальных размеров элементов системы 3 и 4. С целью сокращения длины наружного участка, в конструкции используется клапан запорный угловой 3 (типа 15нж13бк), входной фланец которого смонтирован непосредственно на крышке резервуара 2. К выходному штуцеру клапана запорного углового 3 с помощью накидной гайки присоединен редуцирующий узел, в виде малогабаритного двухступенчатого регулятора низкого давления 4 (марка РДГБ-6 с габаритными размерами 200x82x100). Дополнительно, для сохранения перегрева паровой фазы все участки трубопроводной обвязки, начиная от внутреннего трубопровода и заканчивая регулятором низкого давления 4, предлагается покрывать тепловой изоляцией. Для сохранения эксплуатационных качеств теплоизоляции 7 в течение срока службы, а также для предотвращения ее сжатия давлением паров в резервуаре 1 и уменьшения, таким образом, расчетной толщины тепловой изоляции внутреннего участка трубопровода 5, последний заключается в герметичный защитный футляр 6.

В связи с тем, что наружные участки системы в холодный период года эксплуатируются при отрицательных температурах наружного воздуха, подвергаются воздействию осадков в виде дождя или снега, а также подлежат периодическому осмотру и обслуживанию, тепловая изоляция 7 принимается с учетом требований к износостойчивости, водопоглощению и возможности многократного использования. Анализ представленной на рынке России тепловой изоляции показал, что в наибольшей степени указанным выше требованиям удовлетворяет изо-

ляция "Armaflex" на основе вспененного синтетического каучука с закрытой ячеистой структурой, широко используемая в настоящее время в мировой практике и на внутреннем рынке России для изоляции трубопроводов систем холодильной, криогенной и тепловой техники [153, 262]. Длительный срок службы тепловой изоляции, равный 20 лет, высокая устойчивость к воздействию высоких и низких температур, прочность, широкий ряд типоразмеров, а также малое водопоглощение позволяют применить ее в указанной схеме.

Для практической реализации данного технического решения предупреждения гидратообразования и разработки необходимых рекомендаций необходимо провести ряд соответствующих исследований. При этом важнейшую роль играет исследование теплообмена между грунтом и паровой фазой СУГ в подземном резервуаре.

4.6 Разработка математической модели теплообмена паровой подушки подземного резервуара с окружающим грунтовым массивом

Естественная регазификация СУГ в резервуаре осуществляется за счет притока тепла из окружающего резервуар грунтового массива. Температура грунта даже в холодный период года имеет более высокий потенциал, что обуславливает теплоприток к паровой подушке в верхнюю часть резервуара, вследствие чего паровая фаза дополнительно нагревается [189].

Теплота перегрева паров определяется по уравнению теплового баланса:

$$Q_{\text{пер}} = c_{\text{п}} G(t_{\text{п}} - t_{\text{ж}}) = c_{\text{п}} G \Delta t_{\text{пер}}, \quad (4.22)$$

где $c_{\text{п}}$ – теплоемкость паров сжиженного газа, кДж/(кг·К);

G - паропроизводительность подземного резервуара, кг/ч;

$t_{\text{п}}$ - температура паров СУГ на выходе из резервуара, °С;

$t_{\text{ж}}$ - температура кипения СУГ в резервуаре, °С;

$\Delta t_{\text{пер}}$ - величина перегрева паров, °С.

Величина притока тепла к паровой подушке резервуара из окружающего грунтового массива:

$$Q_{гр} = Q_{пер} = k_{п} F_{п} \left(t_{гр} - \frac{t_{ж} + t_{п}}{2} \right), \quad (4.23)$$

где $k_{п}$ - коэффициент теплопередачи от грунтового массива к паровой фазе газа, Вт / (м² · К);

$F_{п}$ - поверхность резервуара, контактирующая с паровой фазой, м²;

$t_{гр}$ - температура грунта на середине глубины заложения резервуара, °С.

Так как перегрев паровой фазы определяется величиной теплового потока от грунтового массива, приравняем (4.22) и (4.23).

В этом случае величина перегрева паров определится

$$\Delta t_{пер} = \frac{k_{п} F_{п} \left(t_{гр} - \frac{t_{ж} + t_{п}}{2} \right)}{c_{п} G}, \quad (4.24)$$

Коэффициент теплопередачи от грунтового массива к паровой фазе СУГ определяется по формуле

$$k_{п} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{гр}} + \frac{1}{\alpha_{п}}}, \quad (4.25)$$

где $\alpha_{гр}$ - коэффициент теплоотдачи от грунтового массива к наружной поверхности стенки подземного резервуара, Вт / (м² · К);

$\alpha_{п}$ - коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности стенки подземного резервуара к паровой фазе СУГ, Вт / (м² · К).

В соответствии с данными [104, 105, 109, 137, 160, 263] можно сделать вывод, что коэффициент теплоотдачи $\alpha_{п}$ на один-два порядка ниже коэффициента $\alpha_{гр}$. Это обстоятельство позволяет принять с некоторым завышением:

$$k_{п} \cong \alpha_{п} \quad (4.26)$$

Процесс теплообмена в паровой подушке подземного резервуара осуществляется за счет конвективной и лучистой составляющей.

Таким образом, коэффициент теплоотдачи имеет вид:

$$\alpha_{\text{п}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}}, \quad (4.27)$$

где $\alpha_{\text{к}}$, $\alpha_{\text{л}}$ - коэффициенты теплоотдачи от внутренней поверхности стенки подземного резервуара к паровой фазе СУГ, конвективной и лучистой составляющей теплообмена, соответственно, Вт / (м² · К).

Анализ литературных источников [9, 122, 118, 285] показал, что вопросы лучистого теплообмена достаточно подробно рассматриваются в многоатомных газах, таких как CO₂, H₂O, SO₂, NH₃, HCl и т.д. В то же время, рекомендаций по расчету теплообмена излучением в паровой фазе СУГ в известной литературе не представлено. В связи с этим предположим, приближенно, с некоторым занижением суммарного коэффициента теплоотдачи $\alpha_{\text{п}} \cong \alpha_{\text{к}}$.

Тогда коэффициент теплопередачи

$$k_{\text{п}} \cong \alpha_{\text{п}} \cong \alpha_{\text{к}}. \quad (4.28)$$

Так как грунтовый массив прогревает верхнюю часть подземного резервуара, греющая среда по отношению к испаряемому с зеркала жидкости газу находится сверху. Это обстоятельство обуславливает отсутствие естественной конвекции паровой фазы. Однако, отбор паровой фазы из резервуара способствует перемещению паровой фазы от зеркала испарения к горловине резервуара, т.е. определяет наличие вынужденной конвекции.

При естественной регазификации СУГ паропроизводительность резервуарных установок составляет несколько килограммов газа в час. При этом перемещение паровой массы от зеркала испарения к горловине резервуара при наличии отбора составляет несколько метров в час. Такое течение среды характеризуется ламинарным режимом, в котором теплообмен паровой подушки с металлической стенкой резервуара описывается уравнением

$$\text{Nu} = 0,66 \text{Re}^{0,5} \text{Pr}^{0,33} \quad (4.29)$$

где Nu, Re, Pr – соответственно, критерии Нусельта, Рейнольдса, Прандтля

В свою очередь

$$\text{Nu} = \frac{\alpha_{\text{п}} l}{\lambda_{\text{п}}}, \quad (4.30)$$

$$\text{Re} = \frac{v_{\text{п}} l}{\nu_{\text{п}}}, \quad (4.31)$$

где l – длина пути паровой фазы газа от поверхности испарения до трубопровода отбора паров в горловине резервуара, м;

$\lambda_{\text{п}}$ – коэффициент теплопроводности паровой фазы, Вт/(м·К);

$\nu_{\text{п}}$ – кинематическая вязкость паров СУГ, м²/с.

Скорость перемещения паровой фазы СУГ определяется по формуле

$$v_{\text{п}} = \frac{G}{\rho_{\text{п}} f_{\text{п}}}, \quad (4.32)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – плотность паровой фазы сжиженного газа, кг/м³;

$f_{\text{п}}$ – поперечное сечение паровой подушки, м².

В целях проверки предлагаемой математической модели расчета теплообмена между грунтовым массивом и паровой фазой в подземном резервуаре (4.22-4.32) были использованы результаты опытно-промышленных испытаний подземного резервуара сжиженного газа объемом $V_p=2,5$ м³, опубликованные Никитиным Н.И. и Курицыным Б.Н. [150]. Результаты исследований авторов представлены в таблице 4.2.

Сравнение теоретических и экспериментальных результатов исследований показывает удовлетворительное совпадение значений критерия Нуссельта. При этом количественная оценка погрешности составляет не более 26 % с доверительной вероятностью $\alpha = 0,95$ [160].

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что предложенная математическая модель определения перегрева паровой фазы (4.22-4.32) может быть рекомендована к практическому применению, для реализации способа предупреждения гидратообразования при естественной регазификации СУГ в подземных резервуарных установках.

Таблица 4.2 - Данные экспериментальных исследований

Наименование величины	Обозначения	Единица измерения	Номера опытов					
			1	2	3	4	5	6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Уровень заполнения резервуара	φ	%	50	50	50	50	85	85
Площадь смоченной поверхности	$F_{ж}$	m^2	5.4	5.4	5.4	5.4	8.0	8.0
Площадь поверхности паровой подушки	$F_{п}$	m^2	5.4	5.4	5.4	5.4	2.8	2.8
Температура жидкой фазы СУГ	$t_{ж}$	$^{\circ}C$	-6.5	-12.5	-20	-20	-12.5	-25
Температура паровой фазы СУГ на выходе из резервуара	$t_{п}$	$^{\circ}C$	-4.0	-8.3	-14.3	-14.0	-9.9	-21
Температура грунта на середине глубины заложения резервуара	$t_{гр}$	$^{\circ}C$	+0.25	-0.48	-1.1	-1.3	-0.4	-1.5
Паропроизводительность резервуара	G	кг/ч	1.6	3.181	4.6	4.62	3.78	6.98
Компонентный состав жидкой фазы СУГ	$\Psi_{жC_3}$	% мол.	75.0	80.0	66.0	86.0	58.0	73.0
	$\Psi_{жC_4}$	% мол.	25.0	20.0	34.0	14.0	42.0	27.0
Компонентный состав паровой фазы СУГ	$\Psi_{прC_3}$	% мол.	94.0	98.0	90.0	97.0	88.0	97.0
	$\Psi_{прC_4}$	% мол.	6.0	2.0	10.0	3.0	12.0	3.0

Продолжение табл. 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Характеристики паровой фазы: плотность	$\rho_{\text{п}}$	кг/м ³	9.28	7.46	5.9	5.9	7.46	5.02
теплопроводность	$\lambda_{\text{п}}$	Вт/(м·К)	1.28	1.22	1.15	1.15	1.22	1.11
теплоемкость	$c_{\text{п}}$	кДж/(кг·К)	1.634	1.625	1.587	1.587	1.625	1.552
критерий Прандтля	Pr	-	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.93
кинематическая вязкость	$\nu_{\text{п}}$	м ² /с	7.78	9.94	11.52	11.52	9.94	13.26
критерий Рейнольдса по (4.31)	Re	-	75	147	223	227	507	1045
критерий Нуссельта по (4.30)	$Nu^{\text{эксп}}$	-	5.7	10.52	13.8	14.73	16.03	23.1
	$Nu^{\text{теор}}$	-	5.5	7.2	9.5	9.9	14.5	21.0
Расхождение результатов $\frac{Nu^{\text{эксп}} - Nu^{\text{теор}}}{Nu^{\text{эксп}}} \cdot 100\%$	Δ	%	3.5	31.6	31.2	32.8	9.5	9.1

4.7 Оптимизация тепловой защиты трубопроводной обвязки узла редуцирования резервуарной установки

Анализ научных трудов разных авторов по оптимизации толщины тепловой изоляции показал, что большинство из них посвящено сокращению тепловых потерь через участки трубопроводов, транспортирующих горячую воду или пар [12, 44, 49, 97, 151, 221, 242, 248, 290, 291, 310, 355]. Необходимость нанесения изоляции на магистральные участки газо- и нефтепроводов для предупреждения образования гидратов, рассматривается в работах [64, 117]. В то же время вопросы по оптимизации толщин тепловой изоляции при транспорте газа широкого распространения не получили. В качестве наиболее подробно представленной работы, касающейся непосредственно сжиженного углеводородного газа, можно отметить труды Никитина Н.И. и Курицына Б. Н. [144]. Однако решение было получено для сохранения перегрева паров сжиженного газа при искусственной регазификации газа, что не применимо в условиях естественной регазификации СУГ.

В связи с тем, что решение задачи по оптимизации тепловой изоляции различных участков трубопроводов в условиях перегрева паров СУГ за счет тепла окружающей среды в известной литературе отсутствует, необходимо провести специальные исследования.

Основываясь на рассуждениях, изложенных в п. 4.6 настоящей работы, сформулируем основные предпосылки к определению оптимальной толщины тепловой изоляции трубопроводной обвязки паровой фазы, обуславливающей сохранение величины перегрева паров.

Разобьем тепловые потери трубопроводной обвязки паровой фазы на составляющие:

- теплотери внутреннего участка, осуществляющего забор паровой фазы из резервуара;
- теплотери наружного участка, осуществляющего транспортировку газа вне резервуара до регулятора низкого давления;
- теплотери узла редуцирования.

В этом случае, тепловые потери трубопроводной обвязки, определяются по выражению:

$$Q_{\text{ит}} = \sum_{i=1}^3 Q_{\text{ит}i} = \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{ж}})l_1}{\ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{т.и}1}}{d_1}} + \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{в}})l_2}{\ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{т.и}2}}{d_2}} + \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{в}})l_3}{\ln \frac{d_3 + 2\delta_{\text{т.и}3}}{d_3}}, \quad (4.33)$$

где $\lambda_{\text{т.и}}$ – коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, Вт/(м·К);

l_1, l_2, l_3 – протяженность внутреннего участка, наружного участка и узла редуцирования соответственно, м;

d_1 – диаметр внутреннего участка, м;

d_2, d_3 – эквивалентные диаметры наружного участка и узла редуцирования, м;

$\delta_{\text{т.и}1}, \delta_{\text{т.и}2}, \delta_{\text{т.и}3}$ – толщина изоляции, соответственно, внутреннего, наружного участков и узла редуцирования, м.

Для решения линейного дифференциального уравнения первого порядка (4.33) воспользуемся методом вариации постоянной (Лагранжа). В данном случае оптимальному решению задачи соответствует минимум суммарных затрат, включающих в себя в капитальные вложения в сооружение тепловой изоляции трубопроводной обвязки паровой фазы всех участков схемы.

Следовательно

$$K = \sum_{i=1}^3 K_i = \frac{1}{4}k_{\text{т.и}}\pi l_1 [(d_{\text{в}1} + 2\delta_{\text{т.и}1})^2 - d_{\text{в}1}^2] + \frac{1}{4}k_{\text{т.и}}\pi l_2 [(d_{\text{в}2} + 2\delta_{\text{т.и}2})^2 - d_{\text{в}2}^2] + \frac{1}{4}k_{\text{т.и}}\pi l_3 [(d_{\text{в}3} + 2\delta_{\text{т.и}3})^2 - d_{\text{в}3}^2] = \min, \quad (4.34)$$

где $k_{\text{т.и}}$ – стоимость тепловой изоляции, руб./м³ [153, 156];

$d_{\text{в}1}, d_{\text{в}2}, d_{\text{в}3}$ – внутренний диаметр тепловой изоляции соответственно внутреннего, наружного участка и узла редуцирования, м.

Ограничивающим условием для уравнения (4.34) является соответствие перегрева паровой фазы газа в резервуаре и величины ее тепловых потерь в трубопроводной обвязке (уравнение 4.23).

Тогда

$$\begin{aligned} \varphi = Q_{\text{ит}} - Q_{\text{пер}} = & \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{ж}})l_1}{\ln \frac{d_1 + 2\delta_{\text{т.и}_1}}{d_1}} + \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{в}})l_2}{\ln \frac{d_2 + 2\delta_{\text{т.и}_2}}{d_2}} + \\ & + \frac{2\pi\lambda_{\text{т.и}}(t_{\text{п}} - t_{\text{в}})l_3}{\ln \frac{d_3 + 2\delta_{\text{т.и}_3}}{d_3}} - Q_{\text{пер}} = 0 \end{aligned} \quad (4.35)$$

Для решения уравнения (4.33) воспользуемся методом множителей Лагранжа, т.е. составим функцию Лагранжа в виде линейной комбинации функции К и функции φ , взятых с коэффициентами, называемыми множителями Лагранжа с учетом ограничивающего условия (4.34).

$$\Phi(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) = K(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) + \varphi\xi(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}), \quad (4.36)$$

где ξ - множитель Лагранжа.

Система уравнений, реализующая условия минимума функции капитальных вложений в тепловую изоляцию трубопроводной обвязки паровой фазы имеет вид

$$\begin{cases} \Phi'_{\delta_{\text{т.и}_1}}(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) = 0, \\ \Phi'_{\delta_{\text{т.и}_2}}(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) = 0, \\ \Phi'_{\delta_{\text{т.и}_3}}(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) = 0, \\ \Phi'_{\xi}(\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}) = 0. \end{cases} \quad (4.37)$$

с неизвестными $\delta_{\text{т.и}_1}, \delta_{\text{т.и}_2}, \delta_{\text{т.и}_3}, \xi$.

При этом ограничивающие условия независимых переменных

$$\delta_{\text{т.и}_1}^{\min} \leq \delta_{\text{т.и}_1} \leq \delta_{\text{т.и}_1}^{\max}; \delta_{\text{т.и}_2}^{\min} \leq \delta_{\text{т.и}_2} \leq \delta_{\text{т.и}_2}^{\max}; \delta_{\text{т.и}_3}^{\min} \leq \delta_{\text{т.и}_3} \leq \delta_{\text{т.и}_3}^{\max}, \quad (4.38)$$

где $\delta_{\text{т.и}}^{\min}$ – минимальное значение толщины тепловой изоляции - отсутствия тепловой изоляции $\delta_{\text{т.и}}^{\min} = 0$, м. (отсутствие тепловых потерь теплый период года);

$\delta_{\text{т.и}}^{\max}$ – максимальное значение толщины тепловой изоляции, м. Принимается из возможности увеличения толщины тепловой изоляции с учетом размещения других элементов оборудования редуцирующей головки резервуара, $\delta_{\text{т.и}}^{\max} = 0,12$ м.

Значения $\delta_{т.и_1}, \delta_{т.и_2}, \delta_{т.и_3}$, удовлетворяющие приведенной системе уравнений (4.37), определяют минимум целевой функции (4.34) при ограничивающем условии (4.38), т.е. являются оптимальными $\delta_{т.и_1}^{opt}, \delta_{т.и_2}^{opt}, \delta_{т.и_3}^{opt}$.

Автором разработана программа для ЭВМ, реализующая указанную математическую модель (4.33-4.38). Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2015613129 [223]. Листинг программы представлен в приложении 14.

Для разработки рекомендаций по практическому применению результатов исследований были проведены соответствующие расчеты на ЭВМ в соответствии со следующими исходными данными:

1. Объект исследований - подземный вертикальный резервуар с объемом $V_p=4,7\text{м}^3$.
2. Уровень заполнения резервуара сжиженным газом $\phi=50\%$ [46].
3. Перепад температур между грунтом и СУГ $t_{гр}-t_{ж}=20^\circ\text{C}$ [35].
4. Коэффициенты теплопроводности грунтового массива $\lambda_{гр}=1,5$ (Вт/м·К) и тепловой изоляции $\lambda_{т.и}=0,033$ (Вт/м·К) [153, 156].
5. Температуры наружного воздуха согласно климатическим условиям эксплуатации принимались по данным таблицы 1.6.
6. Размеры трубопроводной обвязки $l_1, l_2, l_3, d_1, d_2, d_3$ приняты по техническим характеристикам, указанным в паспортах соответствующих изделий заводов-изготовителей [67].

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3. В таблице также представлены результаты расчетов по уравнению (4.38) без оптимизации толщин тепловой изоляции участков трубопроводной обвязки, т.е. при $\delta_{т.и_1} = \delta_{т.и_2} = \delta_{т.и_3} = \delta_{т.и}$.

Как показывает анализ таблицы 4.3, выбор оптимальной толщины тепловой изоляции обеспечивает уменьшение количества применяемого теплоизоляционного материала для достижения желаемого эффекта по сохранению перегрева паровой фазы, а, следовательно, и денежных средств.

Таблица 4.3 – Значения толщин тепловой изоляции трубопроводной обвязки паровой фазы сжиженного газа

Наименование участка	Климатические зоны эксплуатации			
	очень холодная	холодная	умеренно- холодная	умеренно- теплая
оптимальная толщина тепловой изоляции $\delta_{т.и.}^{opt}$, м				
Подземный участок	0,0395	0,0225	0,0138	0,0055
Наземный участок	0,061	0,0365	0,0165	0,009
Узел редуцирования	0,082	0,0475	0,0208	0,0118
осредненная толщина тепловой изоляции $\delta_{т.и.}$, м				
Трубопроводная обвязка без деления на участки	0,063	0,041	0,025	0,015

Так, например, в условиях холодной климатической зоны эксплуатации расчетная толщина тепловой изоляции без деления на участки составляет $\delta_{т.и.} = 41$ мм. При этом согласно выражению (4.34) капитальные вложения в тепловую изоляцию составят $K=952$ руб. В то же время, при оптимальном сочетании толщин тепловой изоляции $\delta_{т.и.1} = 22,5$ мм; $\delta_{т.и.2} = 36,5$ мм; $\delta_{т.и.3} = 47,5$ мм соответствуют капитальные вложения $K=853$ руб., то есть на 10,5 % меньше.

Выводы по главе 4

1. По результатам анализа литературных источников выявлены закономерности растворения воды в паровой и жидкой фазах индивидуальных углеводородов (пропана и бутана) и условия их кристаллизации в регуляторах давления резервуарных установок. Предложена математическая модель тепломасообмена при дросселировании влагосодержащего газа, комплексно учитывающая компонентный состав газа, его температуру и давление, степень сухости парожидкостного потока и другие определяющие факторы. Корректность предложенной модели подтверждают результаты экспериментальных исследований.

2. Численная реализация модели, а также результаты ее экспериментальной апробации позволяют сделать следующий вывод: кристаллизация влаги в регуляторах давления может иметь место только при дросселировании насыщенной жидкости или парожидкостной смеси СУГ, дросселирование насыщенных или перегретых паров СУГ кристаллизации влаги не вызывает.

3. По результатам анализа существующих технических решений предложено и запатентовано новое техническое решение предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления путем перегрева паров в расходных резервуарах. В целях теоретического обоснования предлагаемого решения разработана математическая модель теплообмена паровой подушки расходного резервуара сжиженного газа с грунтовым массивом, в условиях естественной генерации паров за счет теплопритока из окружающего грунта. Корректность предложенной модели подтверждают результаты экспериментальных исследований, полученные в условиях реальной эксплуатации подземных РУ СУГ. Численная реализация модели позволяет прогнозировать потенциальные возможности перегрева паров в зависимости от температурных режимов эксплуатации РУ СУГ и величины расчетного газопотребления.

4. Разработана математическая модель оптимизации тепловой защиты трубопроводной обвязки регуляторов давления резервуарных установок, обеспечивающая подачу в узел редуцирования перегретых паров СУГ при минимальных затратах в монтаж теплотеряющих элементов.

ГЛАВА 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПОСЕЛКОВЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК СЖИЖЕННОГО ГАЗА

5.1 Общие методические предпосылки к постановке задачи

5.1.1 Обоснование критерия экономической эффективности систем снабжения сжиженным газом

Согласно рекомендациям [133], сравнение различных инвестиционных проектов и выбор лучшего из них рекомендуется производить с использованием различных критериев, главным из которых является интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Чистый дисконтированный доход, определяется суммой текущих эффектов за весь расчетный период, приведенной к начальному шагу расчета, или превышением интегральных результатов от реализации проекта над интегральными затратами, руб

$$\mathcal{E}_и = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t), \quad (5.1)$$

где R_t – стоимостная оценка результатов, достигаемых на t -м шаге расчета;

Z_t – затраты, осуществляемые на том же шаге;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2, \dots, T$);

T – горизонт расчета, равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта.

Оценка инвестиционного проекта осуществляется по ЧДД. Если $\text{ЧДД} < 0$, то при его реализации инвестор понесет убытки. Если $\text{ЧДД} > 0$, проект является эффективным и должен рассматриваться вопрос о его принятии. Чем больше ЧДД, тем эффективнее проект.

Критерием максимальной эффективности инвестиционного проекта является

ся условие

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) = \max . \quad (5.2)$$

При оценке эффективности инвестиционного проекта соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде.

Если рассматриваемые варианты технических решений обеспечивают одинаковый полезный результат (одинаковое количество газифицированных квартир и т.д.), а, следовательно, одинаковую стоимостную оценку результата, критерий максимума ЧДД (по выражению 5.2) трансформируется в критерий минимума затрат, то есть

$$Z_n = \sum_{t=0}^T Z_t = \min . \quad (5.3)$$

В общем случае интегральные (за весь срок службы) затраты в сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения, определяются по формуле, руб

$$Z_n = \sum_{t_n}^{t_k} K_t a_t + \sum_1^{t_{cl}} I_t a_t , \quad (5.4)$$

где t_n – начальный год строительства системы;

t_k – конечный год строительства системы;

t_{cl} – срок службы системы газоснабжения, лет;

K_t – капитальные вложения в сооружение системы газоснабжения в t -м году, руб/год;

I_t – расходы по эксплуатации объекта в t -м году (эксплуатационные издержки), руб/год;

a_t – коэффициент приведения затрат, распределенных во времени, к базисному году (год начала строительства).

Численные значения указанного коэффициента находятся по выражению

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} , \quad (5.5)$$

где t – расчетный год, затраты которого приводятся к базисному, год;

E – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал, 1/год.

В частном случае, если сооружение системы газоснабжения осуществляется в течение времени длительностью до одного года и затем она выходит на проектную эксплуатацию с постоянным уровнем эксплуатационных издержек I , выражение (5.4) примет следующий вид

$$Z_{и} = K + I \sum_1^{t_{сл}} \alpha_t = K + I \sum_1^{t_{сл}} \frac{1}{(1+E)^t} = K + IU, \quad (5.6)$$

где U – дисконтирующий множитель, определяемый по формуле

$$U = \sum_1^{t_{сл}} \frac{1}{(1+E)^t} = \frac{(1+E)^{t_{сл}} - 1}{(1+E)^{t_{сл}} \cdot E}. \quad (5.7)$$

Как следует из (5.6), распределенные во времени эксплуатационные затраты, приведенные к базисному году по принципу дисконтирования могут быть покрыты единовременными капиталовложениями в размере IU , руб. При этом дисконтирующий множитель U представляет собой период времени, в течение которого единовременные затраты IU окупаются за счет ежегодного дохода на капитал в размере I , руб/год.

В практике технико-экономических расчетов наряду с интегральными затратами $Z_{и}$ руб, используются также годовые приведенные затраты Z , руб/год. В свою очередь годовые приведенные затраты определяются по выражению

$$Z = \frac{Z_{и}}{U} = \frac{1}{U} \cdot K + I = a \cdot K + I, \quad (5.8)$$

где a - коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год.

Указанный коэффициент представляет собой отношение минимально допустимой величины экономии годовых эксплуатационных затрат к дополнительным капитальным вложениям при которой по сравниваемым вариантам технических решений обеспечивается не отрицательный экономический эффект. Учитывая со-

отношение $a = \frac{1}{U}$, и используя (5.7), можно записать

$$a = \frac{(1 + E)^{t_{\text{сл}}} \cdot E}{(1 + E)^{t_{\text{сл}}} - 1}. \quad (5.9)$$

Как видно из (5.9) при большом сроке службы объекта $t_{\text{сл}} \rightarrow \infty$ (для систем газоснабжения при $t_{\text{сл}} \geq 20$ лет), коэффициент эффективности капитальных вложений стремится к норме дисконта (банковской процентной ставке), т. е. $a \approx E$.

5.1.2 Элементы системного анализа и его применение к задачам диссертационных исследований

Базируясь на принципах системного анализа [131, 132, 85, 214, 215], в общем случае систему газоснабжения сжиженным газом (СГСГ) на наиболее высоком иерархическом уровне (по комплексу: завод сжиженного газа-газовый прибор) можно рассматривать как совокупность подсистем более низкого иерархического уровня, объединенных общей целью обеспечения потребителей газовым топливом.

Современная структура снабжения населения СУГ (рисунок 1.5) формирует следующую иерархию функционирования систем газоснабжения:

- системы газоснабжения федерального уровня (СГФУ) по комплексу: нефтегазоперерабатывающие заводы - газонаполнительные станции сжиженного газа (ГНС);

- системы газоснабжения регионального уровня (СГРУ) по комплексу ГНС - населенные пункты;

- муниципальные (поселковые) системы газоснабжения (ПСГ) по комплексу: резервуарные (баллонные) установки – потребитель;

- внутриобъектовые системы газоснабжения (ВСГ), включая газоиспользующие установки.

Оптимизация системы газоснабжения в целом сводится к минимизации затрат в производство, доставку и использование газового топлива по комплексу: заводы СУГ – потребитель газа

$$Z_{\text{СГСГ}} = Z_{\text{СГФУ}} + Z_{\text{СГРУ}} + Z_{\text{ПСГ}} + Z_{\text{ВСГ}} = \min, \quad (5.10)$$

При этом целевая функция задачи имеет следующий вид

$$Z_{\text{ГРГ}} = \sum_{R=1}^R \sum_{P=1}^P Z_{\text{RP}}(\alpha, x) + \sum_{f=1}^f \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k Z_{\text{fmk}}(\beta, y) + \sum_{f=1}^f \sum_{k=1}^k \sum_{j=1}^j Z_{\text{fkj}}(\gamma, z) + \sum_{f=1}^f \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i Z_{\text{fki}}(\delta, w) = \min \quad (5.11)$$

В уравнении (5.11) используются следующие буквенные обозначения параметров:

R – количество нефтегазоперерабатывающих заводов в РФ;

P – количество ГНС в РФ;

f – количество регионов в РФ;

m – количество ГНС в регионе;

k – количество населенных пунктов в регионе;

j – количество поселковых систем газоснабжения в населенном пункте;

i – количество газифицированных квартир в населенном пункте;

Z_{RP} – затраты в федеральные системы газоснабжения, включающие в себя затраты в производство СУГ на R -м заводе и в его доставку с R -го завода на P -ую ГНС;

Z_{fmk} – затраты в региональные системы газоснабжения включающие в себя затраты m -ую ГНС f -го региона и в доставку СУГ с m -й ГНС в k -й населенный пункт f -го региона;

Z_{fkj} – затраты в j -ю поселковую систему газоснабжения в k -м населенном пункте f -го региона;

Z_{fki} – затраты в i -ю внутриобъектовую систему газоснабжения в k -м населенном пункте f -го региона;

$\alpha, \beta, \gamma, \delta$ – комплексы заданных параметров целевых функций для соответствующих подсистем газоснабжения;

x, y, z, w – комплексы управляющих параметров целевых функций для соответствующих подсистем газоснабжения.

Целевой функционал (5.11) реализуется при соблюдении общего баланса производства, распределения и использования газового топлива

$$G_{\text{ГРГ}} = \sum_{R=1}^R g_R = \sum_{f=1}^f \sum_{m=1}^m \sum_{k=1}^k g_{\text{fmk}} + \sum_{f=1}^f \sum_{k=1}^k \sum_{j=1}^j g_{\text{fkj}} + \sum_{f=1}^f \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i g_{\text{fki}}, \quad (5.12)$$

где g_R – годовая производительность R -го завода;

g_{fmk} , g_{fkj} , g_{fki} – годовой расход газа в соответствующих элементах газораспределительных подсистем.

Заданные и управляющие параметры (комплексы) в исходном функционале (5.11) принимаются с учетом ограничений. Указанные ограничения формируются в виде равенств, неравенств, дополнительных уравнений, связывающих управляющие параметры и т.д. Конкретное содержание ограничений выявляется на стадии детальной проработки математических моделей, раскрывающих механизм функционирования соответствующих подсистем газоснабжения.

В качестве внешней связи в экономико-математической модели используются затраты в добычу углеводородного сырья и в его транспортировку с промыслов на нефтеперерабатывающие заводы (цена исходного сырья).

Минимизация функционала (5.11) в централизованном порядке затруднительна в виду большого объема и разнообразия технологических и экономических связей.

В связи с этим, для решения конкретных задач оптимизационного характера воспользуемся принципом декомпозиции [47, 283], который широко применяется в практике технико-экономического анализа сложных энергетических систем.

В данном случае, общая задача комплексной оптимизации расчленяется на ряд взаимосвязанных подзадач, последовательность решения которых определяет соответствующую иерархию построения экономико-математических моделей с учетом влияния внешних связей исследуемых подсистем газоснабжения.

Анализ литературных источников [73, 74, 75, 172, 173], а также статистических материалов газовых организаций показывает, что в общей структуре затрат в систему газоснабжения сжиженным газом свыше 70% занимают затраты в поселковые системы газоснабжения и сопряженные с ними элементы внепоселковой части газораспределительных систем.

В этой связи, в настоящей работе рассматриваются как наиболее актуальные вопросы оптимального функционирования поселковых систем газоснабжения, а также межпоселковых (региональных) систем снабжения сжиженным газом.

5.2 Разработка математической модели оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок

5.2.1 Общая постановка задачи

В существующей практике централизованного снабжения городского населения сжиженным газом обычно к одной РУ СУГ с естественным испарением подключается в среднем 100-150 квартир, оборудованных газовыми плитами и 50-70 квартир, оборудованных плитами и водонагревателями [46, 136]. Такая централизация не отвечает современным экономическим требованиям и обуславливает значительный перерасход материальных и денежных средств в сооружение и эксплуатацию систем газоснабжения.

Вместе с тем, имеющиеся в литературе научные рекомендации по вопросам централизации систем газоснабжения на базе СУГ [4, 8, 13, 75, 134, 147, 173, 203, 204, 172] имеют весьма противоречивый характер. Так, например, оптимальная централизация городских систем газоснабжения для жилых массивов с 2-этажной застройкой при установке в квартирах газовых плит (использование газа на цели приготовления пищи) регламентируется в диапазоне 350-800 квартир по [203] и 1200-3600 квартир по [204], то есть отличается более чем в 4 раза. В определенной степени указанные расхождения объясняются значительной пологостью целевой функции задачи. Существенное влияние на результаты исследований оказывают также исходные предпосылки и допущения, принятые при поставке задачи. Приведенные рекомендации не учитывают возможности использования СУГ на отопительные нужды. Что же касается сельских населенных пунктов, какие-либо научно-обоснованные рекомендации в известных литературных источниках вообще отсутствуют.

В соответствии с выше изложенным, обоснование оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения в сельской местности представляет собой актуальную научно-техническую задачу.

В качестве целевой функции указанной оптимизационной задачи примем удельные (в расчете на одну газифицируемую квартиру) приведенные затраты в

системы газоснабжения по комплексу: ГНС – групповая резервуарная установка – потребитель, или в соответствии с иерархией функционирования систем газоснабжения (выражение 5.10)

$$Z_{СГРУ} + Z_{ПСГ}(n) + Z_{ВСГ} = \min, \quad (5.13)$$

где n – количество квартир (домов), подключаемых к одной РУ СУГ, кв;

$Z_{СГРУ}$ – затраты в системы газоснабжения регионального уровня, руб./((год·кв);

$Z_{ПСГ}(n)$ – затраты в поселковые системы газоснабжения, руб./((год·кв);

$Z_{ВСГ}$ – затраты во внутриобъектовые системы газоснабжения, руб./((год·кв).

Как показывает технико-экономический анализ, изменение централизации поселковых систем газоснабжения (количество и местоположение групповых резервуарных установок на территории населенного пункта) не оказывает заметного влияния на величину затрат в межпоселковые (региональные) системы газоснабжения $Z_{СГРУ}$. Отметим также, что при любой централизации поселковых систем газоснабжения затраты во внутриобъектовые системы газоснабжения $Z_{ВСГ}$ (дворовые вводы, внутридомовые газопроводы и газоиспользующие установки) остаются неизменными. Указанное обстоятельство позволяет принять составляющие функции (5.13) $Z_{СГРУ}$ и $Z_{ВСГ}$ постоянными и исключить из общей структуры затрат (принцип декомпозиции).

Тогда исходная целевая функция задачи примет следующий вид

$$Z_{ПСГ}(n) = Z_{ГРУ}(n) + Z_{УРГС}(n) = \min, \quad (5.14)$$

где $Z_{ГРУ}(n)$ – затраты в групповые резервуарные установки, руб./((год·кв);

$Z_{УРГС}(n)$ – затраты в уличные распределительные газовые сети, руб./((год·кв).

5.2.2 Затраты в резервуарные установки СУГ

В общем виде указанные затраты определяются по формуле:

$$Z_{ГРУ}(n) = \frac{1}{n} [(E + \varphi_{ГРУ})K_{ГРУ} + (E + \varphi_{И})K_{И} + \Theta] \quad (5.15)$$

где $K_{ГРУ}$, $K_{И}$ – капитальные вложения в групповые РУ и испарители СУГ, руб [165];

E – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год. Принимается

равным 0,1 1/год [84];

$\Phi_{ГРУ}$, $\Phi_{И}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию подземных резервуаров и испарителей, 1/год [83, 84, 213];

\mathcal{E} – стоимость электрической энергии, расходуемой на регазификацию сжиженного газа за годовой период эксплуатации РУ СУГ, руб./год·кв.

Выражение (5.15) конкретизируется в виде следующего функционала

$$Z_{ГРУ}(n) = \frac{1}{n} \left\{ (E + \Phi_{ГРУ}) f[\Phi_{опт}, V_p^{opt}(g_{год}, n)] + (E + \Phi_{И}) \psi(g_{час}, n) + \xi(g_{год}, n, \xi) \right\}, \quad (5.16)$$

При ограничениях:

$$1 \leq n \leq n_{max}; \quad 0 \leq \xi \leq 1,0; \quad g_{час}^{min} \leq g_{час} \leq g_{час}^{max}; \quad g_{год}^{min} \leq g_{год} \leq g_{год}^{max}.$$

В уравнении (5.16) используются следующие буквенные обозначения параметров:

$g_{час}$, $g_{год}$ – максимальный часовой, (кг/ч·кв) и годовой, (кг/год·кв), расходы газа одной квартирой. Принимаются по данным таблицы 5.3 в зависимости от технических характеристик газоснабжаемых зданий, типа газового оборудования квартир и режимов его работы, а также от климатических условий эксплуатации зданий;

ξ – коэффициент, учитывающий естественную испарительную способность подземных резервуаров в общем балансе паропроизводительности резервуарных установок, принимаемый по таблице 3.4 настоящей работы.

Капитальные вложения $K_{ГРУ}$ определяются на основании соответствующих расчетов в зависимости от годового потребления газа РУ СУГ $G_{год} = g_{год} \cdot n$, согласно методическим положениям, изложенным в работах [165, 166, 287].

Капитальные вложения $K_{И}$ определяются на основании сметно-финансовых расчетов в зависимости от типа испарительных установок и их расчетной паропроизводительности $G_{час} = g_{час} \cdot n$.

Годовая стоимость электрической энергии, затрачиваемой на регазификацию сжиженного газа, определяется по формуле:

$$\Xi = \xi c_{\text{э}} \frac{Q_{\text{год}} r}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \eta} \quad (5.17)$$

где $c_{\text{э}}$ – удельная стоимость электроэнергии, руб./ (МВт·ч) [60, 257];

$Q_{\text{год}}^{\text{э}}$ – годовой расход электроэнергии, (МВт·ч)/год;

$Q_{\text{год}}$ – годовое энергопотребление жилым массивом, (МВт·ч)/год определяется в зависимости от энергопотребления жилого здания по таблице 5.3 настоящей работы;

$Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ – теплотворная способность СУГ, (МВт·ч)/кг [253];

r – теплота парообразования СУГ, (МВт·ч)/кг [253];

η – коэффициент полезного действия испарительной установки [85].

На величину расчетного потребления газа в квартирных условиях существенное влияние оказывают различные факторы, среди которых к числу наиболее значимых относятся:

- технические характеристики газоснабжаемых зданий и, в первую очередь, степень тепловой защиты его ограждающих конструкций;
- климатические условия эксплуатации зданий;
- тип установленного газового оборудования и режимы его работы.

В целях обеспечения необходимой вариантности при численной реализации математических моделей централизованных и децентрализованных систем резервуарного снабжения сжиженным газом были приняты 5 типов газоснабжаемых зданий:

- жилые здания усадебного (коттеджного) типа, оборудованные газовыми плитами (тип здания I);
- жилые здания усадебного (коттеджного) типа, оборудованные газовыми плитами и водонагревателями (тип здания II);
- усадебные здания с существующим уровнем тепловой защиты, оборудованные газовыми плитами и отопительными печами (котлами) периодического действия (тип здания III);
- усадебные здания с повышенным уровнем тепловой защиты, оборудован-

ные газовыми плитами и отопительными печами (котлами) постоянного горения (тип здания IV);

- коттеджные здания с повышенным уровнем тепловой защиты, оборудованные газовыми плитами, водонагревателями и отопительными котлами постоянного горения (тип здания V).

Общая площадь жилых зданий усадебного типа составляет 80 м^2 , коттеджного типа 160 м^2 .

В целях обеспечения необходимой вариантности при численной реализации математических моделей для различных климатических условий эксплуатации зданий предусматривается дифференциация расчетов по трем климатическим зонам РФ: умеренно-теплая (зона 1), умеренно-холодная (зона 2) и холодная (зона 3).

5.2.3 Затраты в уличные распределительные газовые сети

В общем виде указанные затраты $Z_{\text{ургс}}(n)$ определяются по формуле, руб/год·кв

$$Z_{\text{ургс}}(n) = \frac{1}{n} [(E + \varphi)K_{\text{ургс}} + \mu L], \quad (5.18)$$

где $K_{\text{ургс}}$ – капитальные вложения в сооружение уличных газовых сетей, руб;

φ – доля годовых отчислений на амортизацию и ремонт газопроводов, 1/год. Принимается по [97] в размере 4,2%;

μ – стоимость годового обслуживания газовых сетей. Принимается по [57] в размере $\mu=20$ руб./ (год·п.м.);

L – суммарная протяженность газовых сетей в расчете на одну групповую РУ СУГ, м/ГРУ.

Уравнение (5.18) конкретизируется в виде следующего функционала

$$Z_{\text{ургс}}(n) = \frac{1}{n} \left\{ (E + \varphi) f \left\{ d \left\{ \Delta P, G_{\text{час}}(g_{\text{час}}, n), L[l(q, S), n] \right\} \right\} + \mu L[l(q, S), n] \right\} \quad (5.19)$$

где d – средний диаметр уличных распределительных газовых сетей, м;

ΔP – перепад давлений в уличных распределительных газопроводах, Па [57];

$G_{\text{час}}$ – максимальный часовой расход газа от групповой РУ СУГ, кг/ч;

$g_{\text{час}}$ – максимальное газопотребление одной квартирой, кг/(ч·кв);

n – количество квартир, снабжаемых газом от одной РУ СУГ, кв;

l – протяженность распределительных газопроводов в расчете на одну газифицируемую квартиру (здание), м/кв;

q – плотность населения газоснабжаемой территории, чел./га;

S – коэффициент заселенности квартир, чел./кв. В сельской местности РФ принимается по [73, 74].

Функционал (5.19) реализуется при следующих ограничениях к заданным и управляющим параметрам:

- $4 \leq n \leq n_{\text{max}}$ (по условию трассировки распределительных газовых сетей);

- $d \geq 40$ мм (по условию прокладки подземных газопроводов);

- $0 \leq \Delta P \leq \Delta P_{\text{н}} = 1200$ Па (нормируемый перепад давлений в уличных распределительных газопроводах);

- $S = 3$ чел./кв;

- $6 \leq q < 75$ чел./га. Указанные границы плотности населения соответствуют площади приусадебных участков газоснабжаемых зданий от 50 до 4 соток при коэффициенте заселенности квартир в размере 3 чел./кв;

- $g_{\text{час}}^{\text{min}} \leq g_{\text{час}} \leq g_{\text{час}}^{\text{max}}$.

Соответствующие уравнения, раскрывающие содержание конкретных элементов исходного функционала приводятся в публикациях соискателя [159, 162, 166, 169].

Анализ уравнения (5.19) показывает, что на величину расчетных затрат в уличные распределительные газовые сети $Z_{\text{УРГС}}$ существенное влияние оказывает суммарная протяженность распределительных газопроводов L . Последняя, в свою очередь, зависит от структуры застройки населенного пункта.

Согласно [60, 85], в современных проектных решениях преобладают варианты застройки поселений: с расположением жилых домов в кварталах применяемые в больших населенных пунктах (многорядная застройка); с расположением жилых домов вдоль тупиковых проездов применяемые для средних и малых по-

селков (тупиковая застройка); с расположением жилых домов вдоль проездных дорог с одной и двух сторон применяемая в малых поселках (ленточная и двухрядная застройка). В качестве расчетной модели системы газоснабжения примем два полярных варианта застройки населенных пунктов: многорядная и двухрядная обеспечивающих наименьшие и наибольшие затраты в уличные распределительные газопроводы [252].

5.3 Численная реализация математической модели оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения от резервуарных установок сжиженного газа

5.3.1 Оптимизация тепловой защиты и разработка энерго-экономических показателей индивидуальных жилых зданий

В настоящее время в РФ поставлена задача рационального использования энергетических ресурсов, решение которой позволит обеспечить эффективность энергоснабжающих систем, повысить конкурентоспособность принимаемых решений и снизить долю энергетической составляющей в проектных разработках. Для реализации приоритетного направления развития энергетической отрасли, согласно федеральному закону об энергосбережении [210], в жилищно-коммунальную сферу внедряются различные программы по повышению энергетической эффективности вновь возводимых зданий, реконструкции старого жилищного фонда и модернизации систем инженерного обеспечения объектов [19, 255, 278, 292].

Как показывают различные исследования [55, 83] в холодный период времени года в жилищном секторе энергетические затраты зданий распределяются следующим образом: 7% на цели горячего водоснабжения, 13% на электроэнергию, 80% на компенсацию потерь тепла через ограждающие конструкции (с учетом инфильтрации). Уменьшение составляющей тепловых потерь в общем балансе энергопотребления жилого здания возможно достичь за счет реализации ряда энергосберегающих мероприятий, главным из которых является повышение энер-

гетической эффективности ограждающих конструкций до уровня, определяемого на основании технико-экономических расчетов, не противоречащих требованиям нормативной литературы [234, 236] и федерального законодательства [210].

Как показывает анализ литературных источников [60, 76, 119, 256, 289], значительная часть проведенных исследований справедлива для многоэтажных и высотных зданий с централизованным снабжением энергетическими ресурсами. В связи с этим предлагаемые рекомендации по повышению энергетической эффективности сооружений не применимы в полной мере для жилых зданий сельских населенных пунктов, удаленных от магистралей природного сетевого газа и использующих в качестве источника производства тепловой энергии альтернативные топлива, в т.ч. СУГ. Таким образом, оптимизация уровня тепловой защиты таких зданий должна производиться с учетом климатической зоны эксплуатации, конструктивных особенностей объектов и совокупной стоимости сжиженного углеводородного газа (с учетом его транспортировки потребителю и регазификации) [252].

Оптимальный уровень тепловой защиты зданий обуславливает минимальные затраты в систему обеспечения теплового режима здания (СОТРЗ) в расчете на один квадратный метр ограждающей конструкции $Z_{\text{СОТРЗ}}$, руб/(год·м²).

В общем виде исходная целевая функция задачи может быть представлена выражением

$$Z_{\text{СОТРЗ}} = (E + \varphi_{\text{огр}})K_{\text{огр}} + (E + \varphi_{\text{от}})K_{\text{от}} + (E + \varphi_{\text{к}})K_{\text{к}} + G_{\text{СУГ}}c_{\text{СУГ}} = \min, \quad (5.20)$$

где E – коэффициент эффективности капложений, 1/год;

$K_{\text{огр}}$, $K_{\text{от}}$, $K_{\text{к}}$ – капитальные вложения в ограждающую конструкцию, отопительную систему и газовый котел соответственно, руб/м²;

$\varphi_{\text{огр}}$, $\varphi_{\text{от}}$, $\varphi_{\text{к}}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию ограждающей конструкции, системы отопления и газового котла соответственно, 1/год [85];

$c_{\text{СУГ}}$ – стоимость СУГ, руб/кг. Принимается по данным главы 7 настоящей работы с учетом совокупных затрат в производство СУГ и его доставку с заводов поставщиков в населенный пункт;

$G_{\text{суг}}$ – расход сжиженного газа за отопительный период в обеспечение теплового режима здания, кг/год·м²,

Выражение (5.20) конкретизируется в виде следующего функционала

$$Z_{\text{СОТРЗ}} = \left\{ (E + \varphi_{\text{отп}}) f \left[\sum_{i=1}^i \delta_i, \delta_{\text{ут}} \right] + (E + \varphi_{\text{от}}) \psi \left[Q_{\text{тп}} (R_0 (\sum_{i=1}^i \delta_i, \delta_{\text{ут}})), t_{\text{в}}, t_{\text{т}} \right] + (E + \varphi_{\text{к}}) \xi \left[Q_{\text{тп}} (R_0 (\sum_{i=1}^i \delta_i, \delta_{\text{ут}})) \right] + c_{\text{суг}} \sigma \left[R_0 (\sum_{i=1}^i \delta_i, \delta_{\text{ут}}), \text{ГСОП} \right] \right\} \quad (5.21)$$

где f, ψ, ξ, σ – обозначение функциональных зависимостей;

i – количество конструктивных слоев в ограждающей конструкции;

$\sum_{i=1}^i \delta_i$ – сумма толщин однородных слоев ограждающей конструкции, без

утепляющего слоя, м;

$\delta_{\text{ут}}$ – толщина слоя тепловой изоляции, м;

$Q_{\text{тп}}$ – тепловые потери через ограждающие конструкции, Вт;

R_0 – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, (м²К)/Вт;

$t_{\text{в}}$ – нормируемая температура воздуха в помещении, °С;

$t_{\text{т}}$ – средняя температура теплоносителя в системе отопления, °С;

ГСОП – градусо-сутки отопительного периода, °С·сут/год.

Функционал (5.21) реализуется при следующих ограничениях к заданным параметрам:

- $17 \leq t_{\text{в}} \leq 23$ (допустимая температура в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий согласно [37]);

- $R_0^{\text{min}} \leq R_0 \leq R_0^{\text{max}}$. Минимальное значение сопротивления теплопередаче принимается по рекомендациям [236]. Максимальное значение ограничивается технико-экономическими соображениями, сочетающими приемлемую толщину ограждающей конструкции и ее стоимость;

- $2000 \leq \text{ГСОП} \leq 12000$. Градусо-сутки отопительного периода принимаются в зависимости от климатической зоны эксплуатации здания (зона 1, зона 2, зона 3)

по [236];

- $c_{\text{СУГ}}^{\min} \leq c_{\text{СУГ}} \leq c_{\text{СУГ}}^{\max}$. Минимальное значение стоимости сжиженного газа принимается для настоящих цен на газовое топливо. Максимальное значение принимается в соответствии с рекомендациями [191, 123, 270] с учетом удорожания стоимости СУГ при переходе к мировым ценам на энергоносители.

Уравнения, входящие в элементы функционала (5.21) представлены в работах соискателя [99, 167, 168]. Анализ (5.21) показывает, что на величину затрат в систему обеспечения теплового режима здания $Z_{\text{СОТРЗ}}$ определяющее влияние оказывает толщина тепловой изоляции.

Таким образом, исходная целевая функция задачи, может быть выражена в виде зависимости от управляющего параметра

$$Z_{\text{СОТРЗ}} = f(\delta_{\text{ут}}). \quad (5.22)$$

Характер зависимости (5.22) затрудняет поиск ее экстремума методом первой и второй производной. Поэтому для решения задачи воспользуемся методом вариантных расчетов. Сущность метода заключается в следующем. Принимая ряд значений толщин утепляющего слоя $\delta_{\text{ут}1}; \delta_{\text{ут}2}; \dots; \delta_{\text{ут},m}$, определяем соответствующие затраты в СОТРЗ помещения $Z_{\text{СОТРЗ}1}, Z_{\text{СОТРЗ}2}, \dots, Z_{\text{СОТРЗ}m}$. Минимальной величине затрат $Z_{\text{СОТРЗ}min}$ соответствует оптимальная толщина утепляющего слоя $\delta_{\text{ут},opt}$, которая определяет оптимальное сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции $R_{0,opt}$.

Современные условия эксплуатации систем инженерной инфраструктуры характеризуются высокими темпами роста стоимости энергоносителей. В этой связи, инструментом зондирования зоны экономической неопределенности может служить методика сравнения конкурирующих вариантов в условиях динамики стоимости энергоресурсов.

Интеграция России в мировое экономическое сообщество обязывает применение согласованной экономической политики, в том числе, и в части тарифирования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). В этой связи в качестве максимальной стоимости ТЭР на прогнозную перспективу необходимо применить оте-

чественные цены, приближенные к мировому уровню цен, путем применения к действующим тарифам коэффициента удорожания μ . Подробные рассуждения об индексации энергетической составляющих затрат представлены в публикации автора [99]. Результат рассуждений, представленных в [99] показывает, что коэффициент удорожания при переводе стоимости СУГ на мировые цены равен 1,8. Поэтому в качестве максимального значения коэффициента удорожания принимается $\mu_{\max}=1,8$. Следует отметить, что увеличение стоимости ТЭР вызывает удорожание не только энергетической составляющей затрат, но также и ее неэнергетической составляющей.

Оценить степень влияния увеличения стоимости ТЭР на удорожание неэнергетической составляющей затрат весьма затруднительно. В этой связи ограничимся следующими соображениями.

Так как коэффициент удорожания неэнергетической составляющей находится в пределах:

$$\mu_{\min} \leq \mu^{\text{нэ}} \leq \mu_{\max} \quad (5.23)$$

очевидно, что условие $\mu^{\text{нэ}}=1$; $\mu^{\text{нэ}}=\mu_{\max}$ обуславливает максимальный размер зоны экономической неопределенности управляющего параметра.

Необходимо отметить, что при одинаковой индексации неэнергетической и энергетической составляющих затрат, т.е. $\mu^{\text{нэ}}=\mu^{\text{эн}}=\mu$ оптимальные значения управляющего параметра остаются неизменными, а зона экономической неопределенности сокращается до нуля.

Неопределенность экономической информации обуславливает наличие двух границ затрат и соответственно два численных значения оптимального термического сопротивления:

- на нижней границе затрат – $R'_{0,\text{opt}}$;
- на верхней границе затрат – $R''_{0,\text{opt}}$.

Изменение управляющего параметра целевой функции от $R'_{0,\text{opt}}$ до $R''_{0,\text{opt}}$ характеризует зону экономической неопределенности, в пределах которой все значения сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции равноэконо-

мичны.

В качестве искомого значения сопротивления теплопередаче ограждения примем осредненную величину полученных значений на границах ЗЭН:

$$R_{0,\text{расч}} = \frac{R'_{0,\text{opt}} + R''_{0,\text{opt}}}{2}, \quad (5.24)$$

При этом погрешность решения задачи на границах ЗЭН составит:

$$\begin{aligned} \text{- на нижней границе: } \Delta Z' &= \frac{Z'_{\text{расч}} - Z'_{\text{min}}}{Z'_{\text{min}}} 100\%; \\ \text{- на верхней границе: } \Delta Z'' &= \frac{Z''_{\text{расч}} - Z''_{\text{min}}}{Z''_{\text{min}}} 100\%. \end{aligned}$$

С учетом неопределенности исходной экономической информации общая погрешность решения данной задачи составляет:

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{min}} + \Delta Z'(\Delta Z''), \quad (5.25)$$

где ΔZ_{min} – минимальная погрешность исчисления затрат, принимаемая $\Delta Z_{\text{min}} = \pm 3\%$ [83];

$\Delta Z'(\Delta Z'')$ – дополнительная погрешность исчисления затрат, связанная с неопределенностью исходной информации по динамике стоимости ТЭР.

Для практической реализации экономико-математической модели (5.20), были проведены соответствующие расчеты с учетом (5.23-5.25). В расчетах принимались следующие исходные данные:

- жилые здания в соответствии с ранжированием по использованию СУГ на коммунально-бытовые нужды: тип здания I – тип здания V.

- климатическая зона эксплуатации зданий: зона 1 (представительный пункт г. Краснодар), зона 2 (представительный пункт г. Саратов) и зона 3 (представительный пункт г. Екатеринбург);

- конструктивные решения по ограждающим конструкциям - наружной стене, перекрытия с холодным подвалом и перекрытия с чердаком согласно [72];

- коэффициент теплопроводности конструктивных слоев ограждения по [236];

- стоимость материалов конструктивных слоев и утеплителя по данным сметно-финансовых расчетов [43];

- стоимость газа $c_{\text{суг}}$ по данным главы 7 настоящей работы с учетом перспективного удорожания энергоносителя по [99].

Результаты соответствующих расчетов представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Значения сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций здания

Сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций, м ² К/Вт	климатическая зона эксплуатации		
	Зона 1	Зона 2	Зона 3
наружная стена			
$R_0 = R_0^{\text{TP}}$ по [236]	2,23	2,93	3,4
$R_{0,\text{расч}}$	3,98	4,88	5,77
погрешность исчисления затрат, %:	<u>3,21</u> 3,45	<u>3,19</u> 3,42	<u>3,19</u> 3,16
перекрытие над холодным подвалом			
$R_0 = R_0^{\text{TP}}$ по [236]	2,97	3,87	4,47
$R_{0,\text{расч}}$	4,88	6,13	7,36
погрешность исчисления затрат, %:	<u>3,31</u> 3,2	<u>3,42</u> 3,24	<u>3,03</u> 3,3
перекрытие с чердаком			
$R_0 = R_0^{\text{TP}}$ по [236]	2,97	3,87	4,47
$R_{0,\text{расч}}$	5,72	6,93	8,14
погрешность исчисления затрат, %:	<u>3,14</u> 3,4	<u>3,16</u> 3,14	<u>3,51</u> 3,01

Примечание к таблице 5.1 Первое число дроби - верхняя граница ЗЭН; нижнее число дроби - нижняя граница ЗЭН.

Анализ данных таблицы 5.1 показывает, что рекомендуемое нормативной литературой к использованию в проектной практике сопротивление теплопередаче $R_0 = R_0^{\text{TP}}$ не учитывает в должной мере экономические аспекты проблемы энергосбережения.

Полученные автором расчетные сопротивления теплопередаче во всех климатических зонах эксплуатации зданий существенно (в 1,7-1,8 раза) превышают нормативные значения, вычисляемые по [236]. Наличие ЗЭН определяет погрешность решения задачи не более 3,42 %.

Таким образом, внедрение в проектную практику значений сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций, рекомендуемых автором, позволяют реализовать модель энергоэффективного здания, что вскрывает дополнительные резервы энергосбережения.

В соответствии с рекомендациями [83, 98, 99] и таблицы 3.1 (глава 3 настоящей работы) выбор оптимального размера подземного резервуара для конкретного потребителя производится в зависимости от годового газопотребления газоснабжаемого объекта. Объем годового потребления газа жилыми зданиями зависит от многочисленных факторов, к числу наиболее значимых следует отнести: направление использования газа в квартирных условиях (пищеприготовление, горячее водоснабжение, отопление зданий); вид газового оборудования зданий и режимы его эксплуатации, в том числе наличие или отсутствие нагрузки на отопительные нужды. В свою очередь, отопительную нагрузку здания определяет: суммарная площадь ограждающих конструкций здания; конструктивные особенности ограждений и уровень их тепловой защиты; климатическая зона эксплуатации зданий и др.

Для определения величины годового энергопотребления с учетом результатов реализации экономико-математической модели (5.20-5.25) были проведены соответствующие расчеты. В расчетах использовались следующие исходные данные и предпосылки.

- жилые здания приняты тип здания I – тип здания V.
- климатическая зона эксплуатации зданий: зона 1 (представительный пункт г. Краснодар), зона 2 (представительный пункт г. Саратов) и зона 3 (представительный пункт г. Екатеринбург);
- уровень теплозащиты ограждающих конструкций зданий: существующий (применяемый для эксплуатируемого жилого фонда). Со-

противления теплопередаче ограждающих конструкций приняты в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями по [236];

повышенный (применяемый для нового строительства). Сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций приняты по рекомендациям автора таблица 5.1. Результаты соответствующих расчетов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Энергопотребление жилыми зданиями [245]

Тип здания	Максимальный часовой расход газа, кг/ч·кв		Годовой расход газа, т/год·кв		Годовое энергопотребление $Q_{\text{год}}$, МВт·ч/год·кв
	всего, $g_{\text{max}}^{\text{час}}$	в том числе на отопление, $g_{\text{max,от}}^{\text{час}}$	всего $g_{\text{год}}^{\text{суг}}$	в том числе на отопление, $g_{\text{год,от}}^{\text{суг}}$	
I	0,70 [231]	-	0,24	-	3,21
II	2,24 [231]	-	0,63	-	8,37
III	<u>9,58</u>	<u>7,71</u>	<u>4,31</u>	<u>3,02</u>	<u>57,62</u>
	<u>9,02</u>	<u>7,24</u>	<u>3,73</u>	<u>2,61</u>	<u>49,85</u>
	8,44	6,78	2,49	1,75	33,34
IV	<u>1,07</u>	<u>0,37</u>	<u>1,49</u>	<u>0,67</u>	<u>19,88</u>
	<u>1,01</u>	<u>0,31</u>	<u>1,26</u>	<u>0,56</u>	<u>16,78</u>
	0,95	0,25	0,92	0,41	12,33
V	<u>2,98</u>	<u>0,74</u>	<u>2,53</u>	<u>0,76</u>	<u>33,9</u>
	<u>2,87</u>	<u>0,62</u>	<u>2,07</u>	<u>0,63</u>	<u>27,9</u>
	2,74	0,5	1,40	0,42	18,8

Примечание к таблице 5.2: первое число дроби – климатическая зона 3; второе число дроби – зона 2, третье число дроби – зона 1.

Как показывают данные таблицы 5.2, энергопотребление здания зависит от климатической зоны эксплуатации, вида и режимов работы газового оборудования и уровня тепловой защиты ограждающих конструкций.

Анализ структуры энергопотребления здания (тип III) с сопротивлением теплопередаче ограждающих конструкций в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями, показывает, что отопительная нагрузка занимает около 70% от общего годового газопотребления здания. В то же время повышение уровня тепловой защиты ограждающих конструкций зданий (тип IV, тип V) приводит к уменьшению доли отопительной нагрузки в общем потреблении газового

топлива. Так, например, в холодной климатической зоне (зона 3) эксплуатации коттеджных зданий (тип V) отопительная нагрузка составляет около 30% от общего годового расхода газа, что в 2,3 раза меньше отопительной нагрузки зданий (тип III) с существующей теплозащитой. Аналогичная тенденция прослеживается при других видах газоиспользующего оборудования и климатических зонах эксплуатации зданий. В целом, при повышении значений сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций, годовое энергопотребление зданий уменьшается в любой климатической зоне эксплуатации и при любых видах газоиспользующего оборудования у потребителя.

Внедрение в практику проектирования рекомендуемых автором значений сопротивлений теплопередачи ограждающих конструкций способствует улучшению структуры энергоснабжения населенных пунктов на базе СУГ, повышает уровень инженерного сервиса, обеспечивает значительную экономию денежных средств и топливно-энергетических ресурсов.

5.3.2 Определение затрат в резервуарные установки СУГ

В соответствии с экономико-математической моделью (5.15-5.17) были проведены расчеты для определения удельных приведенных затрат в групповые РУ СУГ с электрическими регазификаторами и промежуточным теплоносителем. Для расчетов принимались следующие исходные данные:

- жилые здания приняты тип здания III – тип здания V.
- климатическая зона эксплуатации зданий: зона 1 (представительный пункт г. Краснодар), зона 3 (представительный пункт г. Екатеринбург);
- количество квартир в одном здании $n_0=1$.

Результаты численных расчетов приведены на рисунке 5.1.

Анализ графиков показывает, что при увеличении количества газифицируемых квартир, подключаемых к резервуарной установке, удельные годовые приведенные затраты существенно уменьшаются.

Так например, при использовании СУГ на все коммунально-бытовые нужды, как то приготовление пищи, горячее водоснабжение и отопление зданий в холодной климатической зоне и изменении количества газифицируемых квартир от 5 до

100 затраты изменяются от 4700 руб./(\text{год}\cdot\text{кв}) до 1050 руб./(\text{год}\cdot\text{кв}), то есть в 4,5 раза (линия 2).

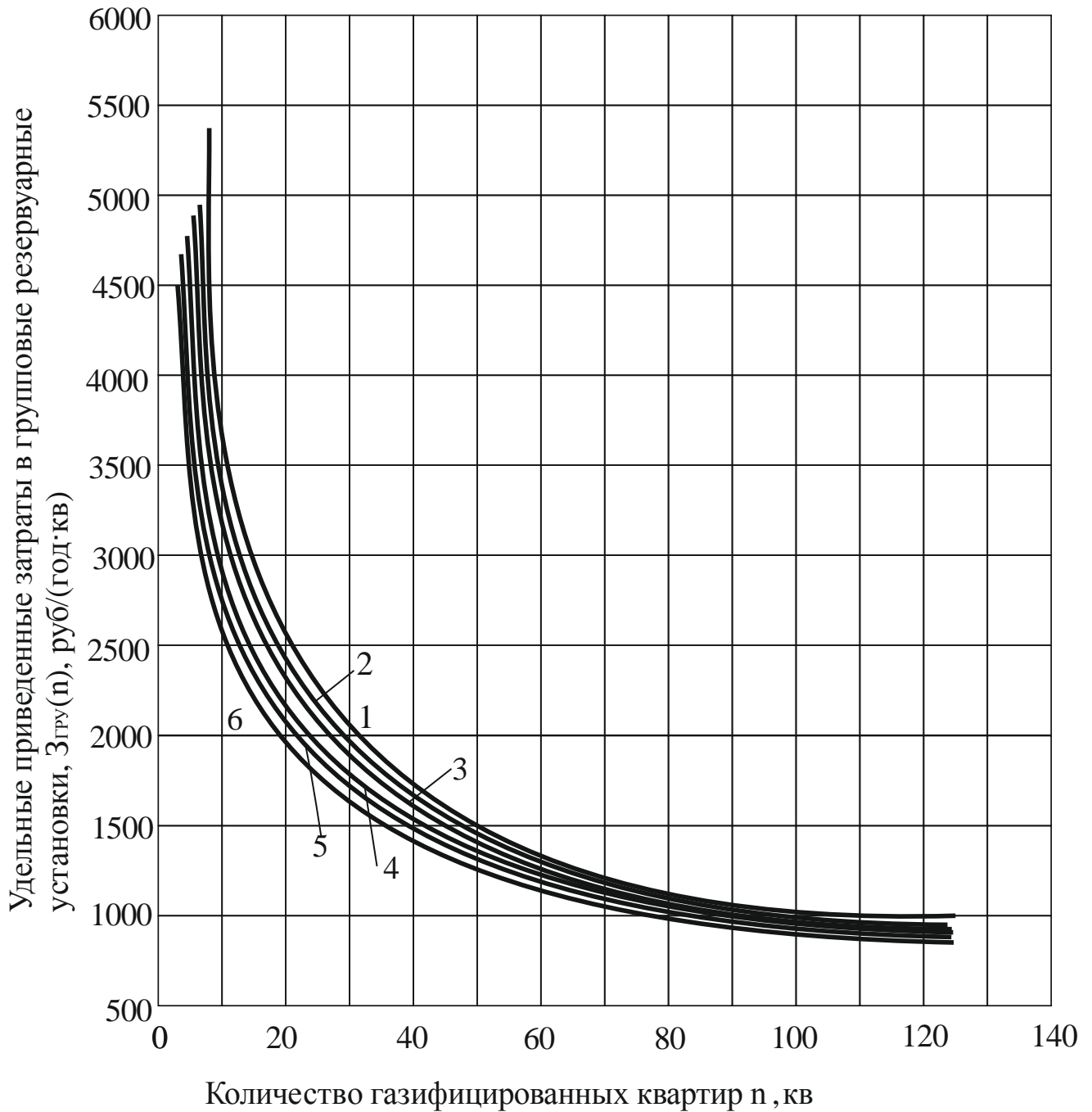


Рисунок 5.1. Удельные приведенные затраты в групповые резервуарные установки с электрическим испарителем:

1 – тип здания III (зона 3); 2 – тип здания V (зона 3); 3 – тип здания III (зона 1);
4 – тип здания IV (зона 3); 5 – тип здания V (зона 1); 6 – тип здания IV (зона 1).

В то же время, климатическая зона эксплуатации и направление использования газа для коммунально-бытовых нужд не оказывают существенного влияния на величину $Z_{ГРУ}$. Так, в частности, при количестве квартир $n=50$, расхождение значений $Z_{ГРУ}$ полярных вариантов (линия 1 и линия 6) составляет не более не более 16%, что позволяет усреднить результаты расчетов.

Детальная проработка и систематизация полученных результатов с помощью ЭВМ позволила выявить аналитическую зависимость определения $Z_{ГРУ}(n)$

$$Z_{ГРУ}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0.62}. \quad (5.26)$$

Как показывает дополнительный анализ полученной аналитической зависимости, криволинейная корреляция степенной функции составляет 96,4% при максимальном отклонении расчетных затрат от аппроксимирующей зависимости (5.26) не более 7,6%.

5.3.3 Определение затрат в уличные распределительные газовые сети

Для определения затрат в уличные распределительные газовые сети, $Z_{УРГС}$ были проведены расчеты в соответствии с выражениями (5.18-5.19). В расчетах использовались исходные данные:

- вид застройки поселков: многорядная и двухрядная застройка;
- жилые здания приняты: тип здания III, тип здания IV, тип здания V. Количество квартир в одном здании $n_0=1$ кв.;
- климатическая зона эксплуатации зданий: зона 1 (представительный пункт г. Краснодар), зона 3 (представительный пункт г. Екатеринбург);
- плотность населения на газоснабжаемой территории $q=6, 25, 75$ чел./га, т.е. территория рассчитанная на одно частное владение принималась 50, 12 и 4 сотки соответственно;
- уличные распределительные газопроводы проложены подземно из стальных труб.

Результаты проведенных расчетов представлены на графиках (рисунки 5.2-5.3).

Анализ графических материалов, показывает, что климатическая зона эксплуатации распределительных газовых сетей не значительно влияет на величину

удельных приведенных затрат.

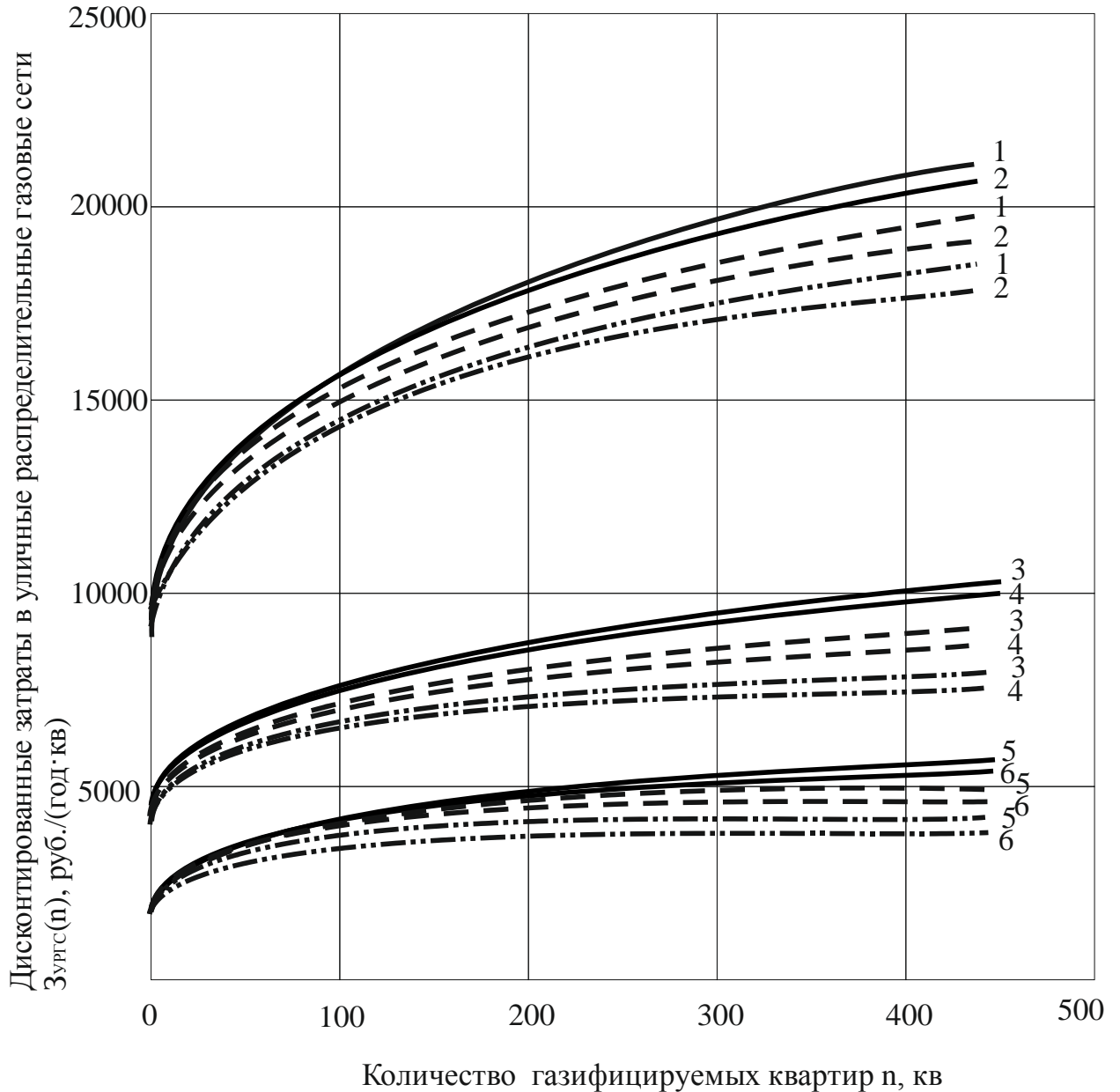


Рисунок 5.2. К определению затрат $Z_{ургс}$ (многорядная застройка поселков):

— тип здания III, - - - - тип здания IV, - · - · - тип здания V

Плотность населения на газоснабжаемой территории:

- 1 - 6 чел./га (климатическая зона 3);
- 2 - 6 чел./га (климатическая зона 1);
- 3 - 25 чел./га (климатическая зона 3);
- 4 - 25 чел./га (климатическая зона 1);
- 5 - 75 чел./га (климатическая зона 3);
- 6 - 75 чел./га (климатическая зона 1).

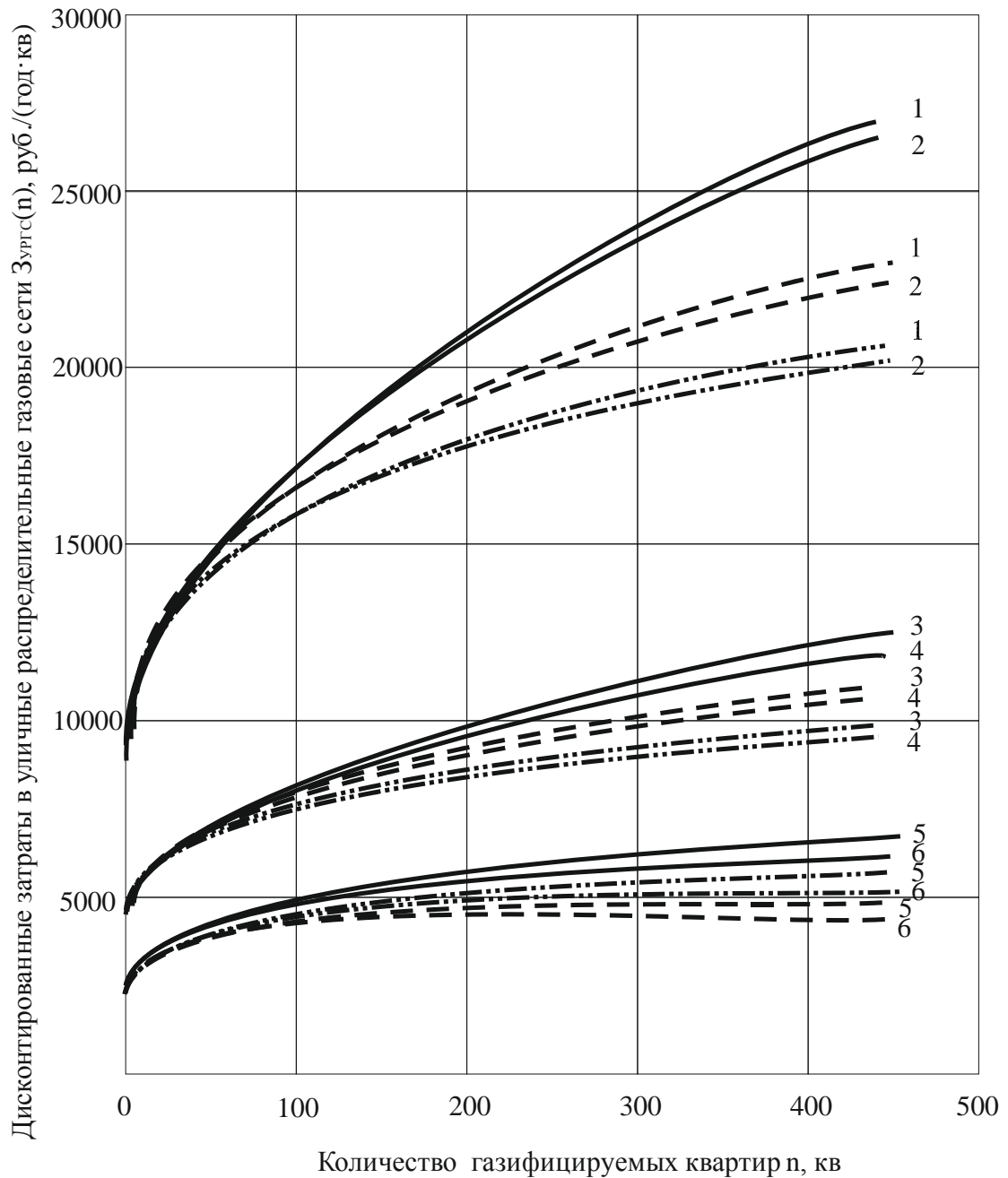


Рисунок 5.3. К определению затрат $Z_{ургс}$ (двухрядная застройка поселков):

— тип здания III, - - - тип здания IV, - · - · - тип здания V

Плотность населения на газоснабжаемой территории:

- 1 - 6 чел./га (климатическая зона 3);
- 2 - 6 чел./га (климатическая зона 1);
- 3 - 25 чел./га (климатическая зона 3);
- 4 - 25 чел./га (климатическая зона 1);
- 5 - 75 чел./га (климатическая зона 3);
- 6 - 75 чел./га (климатическая зона 1).

Так, при плотности населения 25 чел./га, количестве газифицируемых квартир от одной резервуарной установки $n=40$ кв., при двухрядной застройке населенного пункта в холодной климатической зоне и при установленных в квартирах газовых плит и печах непрерывного действия (тип здания IV), $Z_{ургс}$ на одну газифицируемую квартиру составляют 6890 руб./кв (кривая 3, рисунок 5.3), в умеренно-теплой зоне при всех тех же условиях $Z_{ургс}=6835$ руб./кв (кривая 4, рисунок 5.3), что обуславливает расхождение затрат 0,8%.

Дополнительный анализ графиков (рисунки 5.2-5.3) показывает, что расхождение значений $Z_{ургс}$ в различных климатических зонах при аналогичных условиях не значительно при любой плотности населения на территории газоснабжения и максимально составляет 2,6% (плотность населения 6 чел./га, тип зданий V).

Максимальные дисконтированные затраты $Z_{ургс}$ обуславливаются установленными в зданиях газовыми плитами и котлами периодического действия при существующем уровне тепловой защиты ограждающих конструкций здания (тип зданий III) при любом способе застройки поселков, что отражает современную ситуацию в практике газоснабжения потребителей. Минимальные затраты $Z_{ургс}$ наблюдаются при повышенном уровне тепловой защиты ограждающих конструкций зданий и при полном уровне сервиса потребителей (тип зданий V).

В то же время, увеличение количества квартир, подключаемых к одной групповой РУ СУГ приводит к формированию разветвленной поселковой системы газоснабжения, и следовательно, к росту затрат $Z_{ургс}$.

Варьирование расчетов по двум полярным климатическим зонам эксплуатации зданий (зона 3 и зона 1), обуславливает расхождение удельных приведенных затрат не более 1,25% при любом газоиспользующем оборудовании у потребителя и плотности населения на газоснабжаемой территории.

Результаты численной реализации выражений 5.18-5.19 были обработаны и систематизированы с помощью средств вычислительной техники. В результате были выявлены аналитические зависимости для определения затрат в уличные распределительные газовые сети в зависимости от количества газифицируемых

квартир от одной групповой РУ СУГ n и плотности населения на газоснабжаемой территории q (таблица 5.3).

Таблица 5.3. - Зависимости для определения $Z_{УГРС}(n)$

Тип зданий	Зависимость
двухрядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$Z_{УГРС}(n) = 207,7(q \cdot 10^{-4})^{-0,49} n^{0,19}$ (5.27)
тип здания IV	$Z_{УГРС}(n) = 226(q \cdot 10^{-4})^{-0,5} n^{0,142}$ (5.28)
тип зданий V	$Z_{УГРС}(n) = 214,64(q \cdot 10^{-4})^{-0,49} n^{0,157}$ (5.29)
многорядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$Z_{УГРС}(n) = 220,14(q \cdot 10^{-4})^{-0,496} n^{0,143}$ (5.30)
тип здания IV	$Z_{УГРС}(n) = 218,9(q \cdot 10^{-4})^{-0,469} n^{0,136}$ (5.31)
тип зданий V	$Z_{УГРС}(n) = 224,13(q \cdot 10^{-4})^{-0,496} n^{0,12}$ (5.32)

5.3.4 Оптимальная централизация поселковых систем газоснабжения на базе резервуарных установок

Согласно выражению (5.14), с учетом зависимостей (5.26-5.32) были получены удельные приведенные затраты в систему газоснабжения $Z_{ПГС}$ в расчете на одну газифицированную квартиру при снабжении от РУ СУГ с электрическим испарителем с промежуточным теплоносителем для двух типов застройки населенных пунктов [159]. Расчетные зависимости $Z_{ПГС}(n)$ представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4. - Зависимости для определения $Z_{ПГС}(n)$

Тип зданий	Зависимость
двухрядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 207,7(q \cdot 10^{-4})^{-0,49} n^{0,19}$ (5.33)
тип здания IV	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 226(q \cdot 10^{-4})^{-0,5} n^{0,142}$ (5.34)
тип зданий V	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 226(q \cdot 10^{-4})^{-0,5} n^{0,142} \dots$ (5.35)
многорядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 220,14(q \cdot 10^{-4})^{-0,496} n^{0,143}$ (5.36)
тип здания IV	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 218,9(q \cdot 10^{-4})^{-0,469} n^{0,136}$ (5.37)
тип зданий V	$Z_{ПГС}(n) = 16318,5 \cdot n^{-0,62} + 224,13(q \cdot 10^{-4})^{-0,496} n^{0,12}$ (5.38)

Результаты определения затрат в систему газоснабжения в соответствии с

уравнениями 5.23-5.38 представлены на графиках (рисунок 5.4).

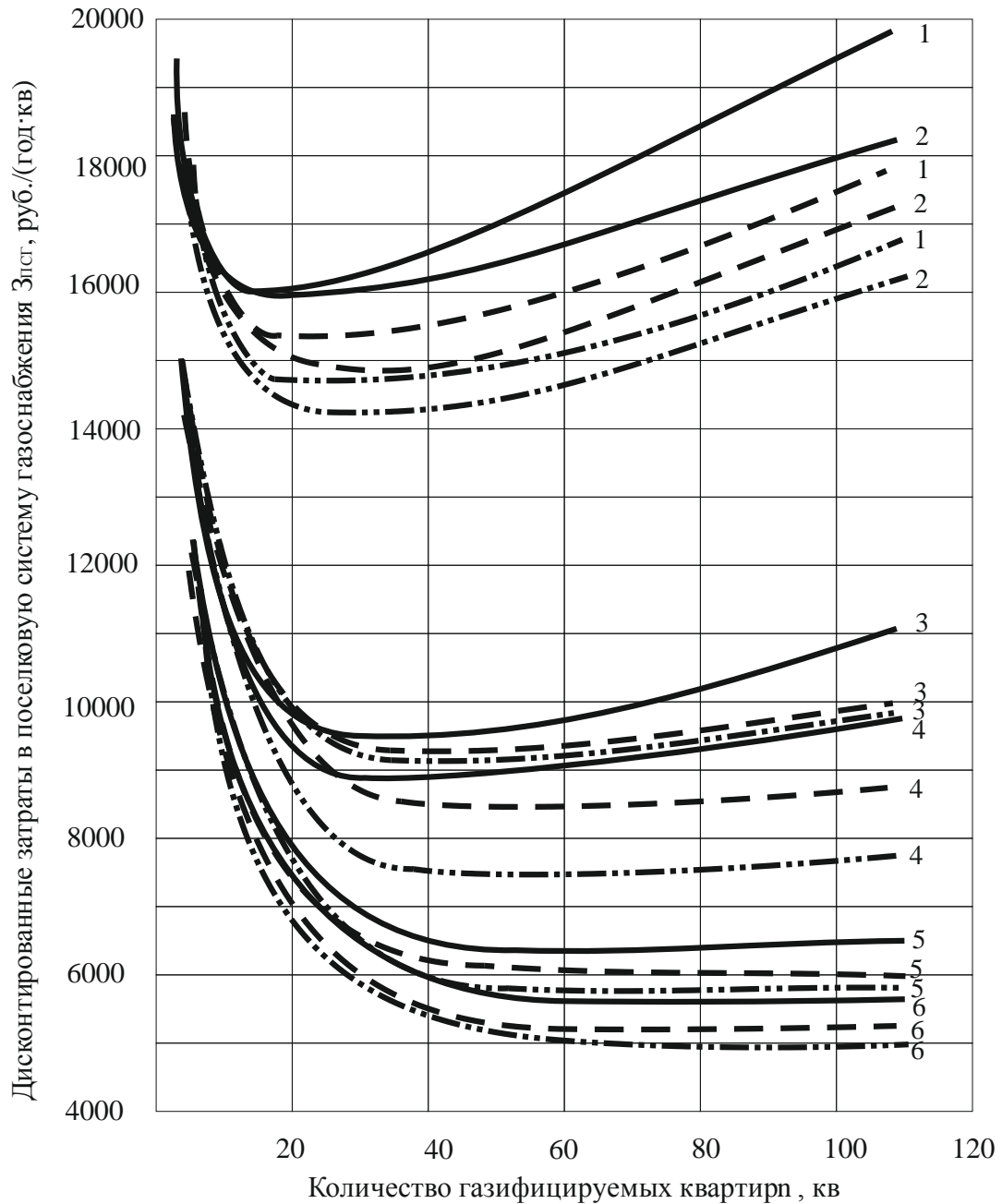


Рисунок 5.4. Затраты в поселковую систему газоснабжения:

— тип здания III, - - - тип здания IV, - · - · - тип здания V

1 - двухрядная застройка поселков (плотность населения 6 чел./га);

2 - многорядная застройка поселков (плотность населения 6 чел./га);

3 - двухрядная застройка поселков (плотность населения 25 чел./га);

4 - многорядная застройка поселков (плотность населения 25 чел./га);

5 - двухрядная застройка поселков (плотность населения 75 чел./га);

6 - многорядная застройка поселков (плотность населения 75 чел./га).

Анализ графиков показывает, что с увеличением плотности населения q на территории газоснабжения при любом характере застройки населенных пунктов, затраты $Z_{\text{ПСГ}}$ в систему снабжения СУГ уменьшаются. Так например, при двухрядной застройке населенного пункта, плотности населения $q=6$ чел./га, типе эксплуатируемого здания V, количестве квартир, подключенных к резервуарной установке $n=20$ кв, затраты в систему газоснабжения составят 14650 руб/кв (линия 1). Увеличение плотности населения до 75 чел./га при тех же условиях обеспечит уменьшение затрат в систему газоснабжения до 6800 руб/кв (линия 5). При этом большие затраты в систему газоснабжения при любой плотности населения характерны для двухрядной застройки поселков.

В то же время, при увеличении плотности населения q на территории газоснабжения оптимальное количество квартир, газифицируемых от одной групповой РУ СУГ, возрастает. Так, например, при плотности населения $q=6$ чел./га, многорядной застройке населенного пункта и использовании газового топлива на нужды пищеприготовления и отопления зданий (тип здания IV) оптимальное количество газифицируемых квартир составляет 22 квартиры (линия 2).

Плотность населения на газоснабжаемой территории равная $q=75$ чел./га при аналогичных условиях определяет количество квартир $n_{\text{opt}}=80$ кв (линия 6). Подобным образом влияние плотности населения на газоснабжаемой территории сказывается на численных значениях оптимального количества квартир при других типах зданий и двухрядной застройке.

Для определения оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения (минимум функции затрат $Z_{\text{ПСГ}}$) в детерминированной постановке задачи, продифференцируем выражения (5.33-5.38) по управляющему параметру n и приравняем к нулю:

$$\frac{dZ_{\text{ПСГ}}}{dn} = 0. \quad (5.39)$$

В результате дифференцирования получаем оптимальное количество квартир, подключаемых к одной резервуарной установке СУГ, выражения для определения которых представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - К определению оптимального количества квартир, n_{opt}

Тип зданий	Количество квартир
двухрядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$n_{opt} = 944,1 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,61}$ (5.40)
тип здания IV	$n_{opt} = 1876,25 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,655}$ (5.41)
тип зданий V	$n_{opt} = 1570 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,63}$ (5.42)
многорядная застройка населенных пунктов	
тип здания III	$n_{opt} = 1924 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,65}$ (5.43)
тип здания IV	$n_{opt} = 2194,3 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,62}$ (5.44)
тип зданий V	$n_{opt} = 2997 \cdot (q \cdot 10^{-4})^{0,67}$ (5.45)

В соответствии с практикой технико-экономических исследований систем газоснабжения [83] необходимо учесть минимальную погрешность определения расчетных затрат $Z_{ПСГ}$, которая оценивается в пределах $\Delta Z = \pm 3\%$. Таким образом, оптимальную централизацию поселковых систем газоснабжения следует определять с учетом неопределенности экономической информации закладываемой в расчеты.

Учет зоны экономической неопределенности при численной реализации выражений (5.40-5.45) позволил выявить допустимые диапазоны централизации систем снабжения СУГ, которые представлены в таблице 5.6.

Анализ таблицы 5.6 показывает, что допустимые интервалы значений количества квартир, подключаемых к системам газоснабжения при двух полярных вариантах застройки населенных пунктов, имеют широкую область наложения. Это обстоятельство позволяет принять указанную область в качестве допустимого диапазона централизации систем снабжения СУГ при смешанной (двух- и много-рядной) структуре застройки населенного пункта. Смешанная застройка наиболее качественно отражает планировку населенных пунктов в реальных условиях и обеспечивает максимальную адаптацию предложенных рекомендаций к внедрению при проектировании систем газоснабжения.

Таблица 5.6 - Оптимальная централизация поселковых систем газоснабжения на базе групповых РУ СУГ

Плотность населения на территории газоснабжения q, чел./га	Централизация систем снабжения СУГ, кв				
	характер застройки населенного пункта				
	многорядная		двухрядная		смешанная
	оптимальное значение n_{opt}	допустимый интервал $n'-n''$	оптимальное значение n_{opt}	допустимый интервал $n'-n''$	допустимый диапазон
Тип здания III					
6	21	7-38	14	5-24	7-24
25	39	18-95	24	15-55	18-55
75	80	35-190	48	25-100	35-100
Тип здания IV					
6	22	11-54	15	6-36	11-36
25	53	28-140	37	16-77	28-77
75	106	44-290	76	34-145	44-145
Тип здания V					
6	22	9-56	15	6-38	9-38
25	54	27-142	36	18-83	27-83
75	112	50-300	81	36-165	50-165

5.4 Выбор рациональной области применения централизованных и децентрализованных систем резервуарного снабжения сжиженным газом

В отечественной и зарубежной практике для газоснабжения малоэтажных жилых зданий широкое применение получили индивидуальные резервуары с естественным испарением СУГ [16, 55, 85, 120, 137, 138, 147, 189, 203, 222, 328, 266]. Применение индивидуальных резервуаров СУГ имеет целый ряд преиму-

ществ технико-экономического характера по сравнению с централизованным газоснабжением:

- использование природного тепла окружающего грунтового массива для генерации паровой фазы на все бытовые и хозяйственные нужды здания [8, 306, 316, 317, 318, 320, 338, 339, 341];

- относительно небольшие затраты в сооружение и эксплуатацию распределительных газовых сетей (требуется прокладка газопроводов только по приусадебной территории и внутри зданий).

Вместе с тем, возрастают затраты в сооружение и эксплуатацию резервуарных установок в расчете на одну газифицируемую квартиру.

В этой связи, выбор рациональной схемы газоснабжения потребителей на базе групповых РУ СУГ (централизованные системы газоснабжения) или на базе индивидуальных резервуаров сжиженного газа (децентрализованные системы газоснабжения) требует проведения дополнительных исследований.

Удельные приведенные затраты в систему децентрализованного газоснабжения при снабжении потребителей от индивидуальных резервуаров определяются по формуле:

$$Z_{\text{СДГС}} = (E + \varphi_{\text{py}})(K_{\text{py}} + K_{\text{рг}}) = (E + \varphi_{\text{ГРУ}})f[\Phi_{\text{opt}}, V_{\text{p}}^{\text{opt}}(g_{\text{год}})], \quad (5.47)$$

где K_{py} – капвложения в подземный индивидуальный резервуар, руб [165];

$K_{\text{рг}}$ – стоимость редуцирующей головки подземного резервуара, руб [206];

E – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год [84, 97];

φ_{py} – доля годовых отчислений на эксплуатацию подземного резервуара и редуцирующей головки, принимаемая равной 0,042 1/год [55, 83, 97].

Выбор объема резервуара для систем газоснабжения производится по таблице 3.1 с учетом годового газопотребления жилыми зданиями (таблица 5.2). Величина остаточного уровня газа в резервуаре перед очередной заправкой, обеспечивающая максимальное часовое газопотребление, а также годовое количество заправок резервуара газом, принимаются по данным таблицы 5.7 [100].

Таблица 5.7 – Технические характеристики индивидуальных РУ СУГ

Тип зданий	Геометрический объем резервуара V_p , м ³	Остаточный уровень заполнения резервуара газом $\varphi_{ост}$, %	Годовое количество заправок резервуара газом, шт
тип здания III	<u>2,6</u>	<u>45</u>	<u>5</u>
	1,45	36	3
тип здания I, IV	<u>1,45</u>	<u>30</u>	<u>3</u>
	0,96	18	2
тип зданий II, V	<u>1,45</u>	<u>40</u>	<u>5</u>
	0,96	22	3

Примечание к таблице 5.7: эксплуатация резервуаров осуществляется в климатических зонах: числитель – зона 3; в знаменателе – зона 1; компонентный состав СУГ: пропан - 50% вес; бутан – 50% вес.

Результаты исследований, приведенные в настоящей работе, обеспечивают необходимые методические предпосылки к решению актуальной научно-технической задачи – обоснования рациональной области применения централизованных и децентрализованных систем снабжения СУГ.

В качестве целевой функции данной технико-экономической задачи примем дисконтированные затраты (на одну газифицируемую квартиру) по конкурирующим системам газоснабжения $Z_{ПСТ}(q, n_{opt})$ и $Z_{СДГС}$. Данная задача реализуется методом «критических точек», путем решения уравнения следующего вида:

$$Z_{ПСТ}^{min}(q, n_{opt}) = Z_{СДГС}, \quad (5.48)$$

где $Z_{ПСТ}^{min}$ – минимальные затраты в поселковую систему газоснабжения в условиях оптимальной централизации с учетом оптимального количества газифицируемых квартир, подключаемых к групповой РУ СУГ, определяемые в зависимости от характера застройки населенного пункта, типа газоснабжаемых зданий и вида газоиспользующего оборудования у потребителя и определяются по формулам (5.34-5.39), руб./((год·кв);

q – плотность населения на газоснабжаемой территории, чел./га;

$Z_{СДГС}$ – удельные приведенные затраты в систему децентрализованного газо-

снабжения на базе индивидуальных резервуаров с естественной регазификацией СУГ, руб./(\text{год} \cdot \text{кв}).

Приравнивая затраты по конкурирующим вариантам, определяем критическое значение управляющего параметра $q_{\text{кр}}$, при котором сравниваемые системы газоснабжения экономически равноценны. Затем, проводим анализ затрат в области $q < q_{\text{кр}}$ и в области $q > q_{\text{кр}}$ и принимаем для каждой из областей вариант с меньшими затратами. Сравнение расчетных затрат $Z_{\text{ПСГ}}^{\text{min}}$ и $Z_{\text{СДГС}}$ показывает, что в области $q < q_{\text{кр}}$ имеет место соотношение $Z_{\text{ПСГ}}^{\text{min}} > Z_{\text{СДГС}}$, а в области $q > q_{\text{кр}}$ имеет место соотношение $Z_{\text{ПСГ}}^{\text{min}} < Z_{\text{СДГС}}$. Таким образом, в области $q < q_{\text{кр}}$ целесообразно применение децентрализованных систем газоснабжения, а в области $q > q_{\text{кр}}$ целесообразно применение централизованных систем газоснабжения.

Согласно (5.48), с учетом (5.34-5.39) искомое значение управляющего параметра $q_{\text{кр}}$, чел./га, обуславливающее равенство затрат по сравниваемым системам газоснабжения определяется по выражениям, приведенным в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - К определению управляющего параметра целевой функции

Тип зданий	Зависимость для определения управляющего параметра	
	вид застройки населенных пунктов	
	двухрядная	многорядная
тип здания III	$q_{\text{кр}} = 124,77 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,7}$ (5.49)	$q_{\text{кр}} = 15,8 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,48}$ (5.52)
тип здания I, IV	$q_{\text{кр}} = 12,55 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,44}$ (5.50)	$q_{\text{кр}} = 31,1 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,6}$ (5.53)
тип зданий II, V	$q_{\text{кр}} = 31,74 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,56}$ (5.51)	$q_{\text{кр}} = 6,73 \cdot 10^6 Z_{\text{СДГС}}^{-2,4}$ (5.54)

Согласно зависимостям (5.49-5.54) были определены значения управляющего параметра целевой функции задачи. Затраты в децентрализованные системы газоснабжения $Z_{\text{СДГС}}$ рассчитывались согласно выражению (5.47) с использованием следующих исходных данных:

- объем индивидуального резервуара в зависимости от величины годового газопотребления объекта принимался согласно таблице 3.1;
- вид застройки поселков: многорядная и двухрядная;

- объекты газоснабжения - жилые здания: тип здания I - тип здания V;
- плотность населения на газоснабжаемой территории $q=6, 25, 75$ чел./га, т.е. территория, рассчитанная на одно частное владение принималась 50, 12 и 4 сотки соответственно;
- доля потребителей подключаемых к распределительным газовым сетям населенного пункта при централизованной системе снабжения СУГ – $\psi=0,25; 0,5; 0,75; 1,0$.

Результаты расчетов приводятся в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Критические значения управляющего параметра

Тип здания	Плотность населения $q_{кр}$, чел./га, при характере застройки населенного пункта							
	многорядная				двухрядная			
	доля подключения потребителей к распределительным газовым сетям ψ , %							
	0,25	0,5	0,75	1,0	0,25	0,5	0,75	1,0
тип здания III	<u>14</u>	<u>12,2</u>	<u>10,8</u>	<u>8,4</u>	<u>16,6</u>	<u>15,3</u>	<u>14,2</u>	<u>11,6</u>
	21,2	18	16	13,8	22,3	21	19,9	17
тип здания I, IV	<u>10,6</u>	<u>9</u>	<u>8</u>	<u>6,7</u>	<u>12,2</u>	<u>11,1</u>	<u>10,4</u>	<u>9,3</u>
	18,6	15,8	14	11	21	17,8	15,8	13,5
тип зданий II, V	<u>7,8</u>	<u>6,7</u>	<u>5,9</u>	<u>5,1</u>	<u>9,8</u>	<u>8,9</u>	<u>7,8</u>	<u>6,2</u>
	14,6	12,4	11	9,5	15,5	13,2	12,1	11,1

Примечание к таблице 5.9: эксплуатация зданий осуществляется в климатических зонах: в числителе – зона 3; в знаменателе – зона 1.

Анализ таблицы 5.9, показывает, что искомое значение управляющего параметра существенно зависит от климатической зоны эксплуатации, доли потребителей, подключаемых к газовым сетям и типа газоснабжаемых зданий.

Так например, для жилого здания, в холодной климатической зоне, использующего СУГ на нужды отопления и пищеприготовления (тип здания IV) при многорядной застройке населенного пункта и доле потребителей подключаемых к газовым сетям $\psi=0,5$ (50%), значение управляющего параметра составляет $q_{кр}=8$

чел/га. В то же время, в умеренно-теплой зоне при аналогичных исходных данных $q_{кр}=14$ чел/га, что в 1,75 раза больше. Изменение количества потребляемого газа также значительно сказывается на значении управляющего параметра. При использовании газа на пищеприготовление и периодическое отопление здания (тип здания III) в холодной зоне эксплуатации, при двухрядной застройке поселков и доле потребителей, подключаемых к газовым сетям $\psi=1,0$ (100%) значение $q_{кр}=11,6$ чел/га. Для здания типа V подобные условия обеспечат значение $q_{кр}=6,2$ чел/га, т.е. расхождение значений составляет около 2 раз.

Как показывает опыт строительства систем газоснабжения, вследствие ограниченных материальных возможностей населения, особенно в сельской местности, подключение к распределительным газовым сетям обычно не является 100%. При уменьшении количества подключаемых квартир к поселковой системе газоснабжения приведенные затраты на одну газоснабжаемую квартиру в централизованных системах газоснабжения увеличиваются, что повышает конкурентоспособность и расширяет зону возможного применения децентрализованных систем газоснабжения на базе индивидуальных резервуаров СУГ.

Так например, при газоснабжении населенных пунктов в умеренно-теплой климатической зоне с двухрядной застройкой зданиями, с уровнем сервиса по типу зданий IV и доле потребителей, подключаемых к газовым сетям $\psi=1,0$ (100%), значение управляющего параметра составляет $q_{кр}=13,5$ чел./га (площадь приусадебного участка 22 сотки). В то же время уменьшение количественного подключения населения к газовым сетям до 25% ($\psi=0,25$) при аналогичных исходных данных определяет $q_{кр}$ в размере 21 чел./га (площадь приусадебного участка 14 соток).

Как показывает проведенный анализ данных таблицы 5.9, характер застройки населенного пункта не значительно влияет на величину управляющего параметра. Так, например, при газоснабжении населенных пунктов в холодной климатической зоне с многорядной застройкой зданиями, с полным уровнем сервиса зданий (тип зданий V) и подключении потребителей $\psi=100\%$ ($\psi=1,0$) значение

управляющего параметра $q_{кр}$ составит 5,1 чел./га. Двухрядная застройка определяет значение $q_{кр}$ в размере 6,2 чел./га при аналогичных исходных данных, что обуславливает расхождение значений $q_{кр}$ в размере 18%.

При этом большие значения критической плотности характерны при двухрядной застройке населенных пунктов для любых сочетаний климатических зон и типов эксплуатируемых зданий.

Следует отметить, что современная структура застройки населенных пунктов характеризуется смешанным типом размещения жилых строений, сочетающим в себе двух- и многорядную застройку. Дополнительные исследования, проведенные с учетом данного обстоятельства, позволили рекомендовать применение децентрализованных систем газоснабжения:

для типа здания III:

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=25\%$, до $q_{кр}=12,7$ чел./га (площадь приусадебного участка 24 сотки);

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=100\%$; до $q_{кр}=18,8$ чел./га (площадь приусадебного участка 16 соток);

для типов зданий I, IV:

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=25\%$, до $q_{кр}=10,1$ чел./га (площадь приусадебного участка 29 соток);

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=100\%$; до $q_{кр}=15,6$ чел./га (площадь приусадебного участка 19 соток);

для типов зданий II, V:

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=25\%$, до $q_{кр}=8$ чел./га (площадь приусадебного участка 38 соток);

- при подключении к поселковым газовым сетям $\psi=100\%$; до $q_{кр}=11,9$ чел./га (площадь приусадебного участка 25 соток).

Выводы по главе 5.

1. Используя основные положения системного анализа сформулирована математическая постановка задачи оптимального функционирования системы газоснабжения населенных пунктов страны на базе сжиженного углеводородного газа. В качестве целевого функционала принят минимум дисконтированных затрат в сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения в рамках технологического комплекса: нефтегазоперерабатывающие заводы- газовые приборы потребителя.

Выявлены структурные и системообразующие связи в модели на различных иерархических уровнях ее применения. Обосновано использование принципа декомпозиции при решении конкретных задач технико-экономического характера для исследуемых систем газоснабжения поселков.

2. В целях научного обоснования централизованных систем газоснабжения сельских поселков разработана экономико-математическая модель оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения на базе подземных резервуарных установок. В качестве целевой функции задачи принят минимум удельных (на одну газифицируемую квартиру) дисконтированных затрат в сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения по комплексу: резервуарная установка – распределительные газопроводы СУГ. В отличие от известных аналогов предложенная модель наиболее полно отражает реальную специфику поселковых систем газоснабжения, наличие и многообразие определяющих факторов, как то: характер застройки населенного пункта, плотность населения на газоснабжаемой территории, технические характеристики зданий, характер и режимы работы газового оборудования и др.

3. Как показывают расчеты, влияние указанных факторов обуславливает широкий диапазон централизации поселковых систем газоснабжения от 14 до 112 квартир, подключаемых к одной резервуарной установке. Для применения в проектной практике разработаны обобщенные рекомендации по выбору оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения, максимально адаптированные к условиям их реальной эксплуатации.

4. Используя принцип «критических точек» разработана экономико-

математическая модель выбора рациональной области применения централизованных и децентрализованных систем снабжения СУГ на базе подземных резервуарных установок при газификации сельских населенных пунктов. Как показывают проведенные исследования, экономическая целесообразность применения альтернативных вариантов систем газоснабжения обуславливается, главным образом плотностью населения на газоснабжаемой территории.

5. Децентрализованные системы газоснабжения на базе индивидуальных резервуарных установок с естественной регазификацией СУГ при смешанной застройке сельских населенных пунктов усадебными зданиями, целесообразно использовать при плотности населения на газоснабжаемой территории до 6-15 чел./га. При плотности населения свыше 15 чел./га целесообразно использовать централизованные системы газоснабжения на базе подземных резервуарных установок, оборудованных электрическими испарителями, эксплуатируемыми в режиме комбинированной регазификации СУГ.

ГЛАВА 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ РЕГИОНАЛЬНЫХ (МЕЖПОСЕЛКОВЫХ) СИСТЕМ СНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

6.1. Общая характеристика и современная структура региональных систем снабжения сжиженным газом

Опорным пунктом систем газоснабжения регионального уровня являются ГНС. Газонаполнительные станции осуществляют прием СУГ, поступающего с газонефтеперерабатывающих заводов, его хранение, розлив газа в транспортные емкости и последующую доставку потребителям. Сооружение ГНС осуществляется по типовым проектам, разработанным рядом организаций (Ленгипроинжпроект, Южнигипрогаз, Мосгазниипроект), с годовой производительностью 3, 6, 12, 20 и 40 тыс. т/год [21, 189, 211, 253]. В настоящее время в газовых хозяйствах Российской Федерации находятся в эксплуатации более 300 газонаполнительных станций различной производительности с общим объемом реализации СУГ около 2 млн. т/год [5, 237, 259, 272].

Технологическая схема ГНС предусматривает выполнение следующих операций [41]: прием сжиженных газов от поставщика (преимущественно доставка осуществляется железнодорожными цистернами); заполнение хранилищ сжиженным газом; хранение СУГ в емкостях на базе резервуаров с наземным и подземным размещением и баллонных установках и т.д.; заполнение сжиженным газом баллонов, передвижных резервуаров, автоцистерн, полуприцепов-цистерн; обмен баллонов (прием порожних и выдача заполненных); доставка потребителю СУГ в баллонах и автомобильных цистернах с последующим сливом в стационарные емкости; обслуживание и техническая диагностика баллонов; техническое обслуживание и обеспечение ремонта элементов и технологических систем ГНС.

Доставка СУГ с ГНС к потребителям осуществляется автомобильным транспортом (в автоцистернах и баллоновозах). Автомобильные цистерны используются для перевозки больших объемов газа и подразделяются по назначе-

нию на транспортные и раздаточные. Транспортные цистерны служат для доставки газа крупным потребителям с последующим сливом в групповые резервуарные установки.

Раздаточные цистерны предназначены для доставки газа потребителям с последующим розливом в баллоны и снабжаются комплектом необходимого оборудования (насос, раздаточная рампа) для розлива. Раздаточные цистерны возможно использовать как транспортные. В настоящее время в газовых хозяйствах РФ широко используются смонтированные на шасси автомобилей ЗИЛ-130, МАЗ-5336А3, КАМАЗ-43255, MAN или ISUZU автоцистерны-газовозы АЦТ-8 (полезная вместимость $6,8 \text{ м}^3$, АЦТ-10 (полезная вместимость $8,5 \text{ м}^3$), АТЦ-22 (полезная вместимость $18,7 \text{ м}^3$), разработанные Мосгазниипроектом [30]. Институтом Гипрониигаз разработана автоцистерна ЦППЗ-16-771 (полезная вместимость $15,0 \text{ м}^3$), предназначенная для транспорта СУГ и наполнения баллонов на специально оборудованных газонаполнительных пунктах (ГНП). Аналогичная автоцистерна ЦППЗ-258 с полезной вместимостью $29,8 \text{ м}^3$ разработана Мосгазниипроектом [253]. В настоящее время автоцистерны выпускаются АО «Кузполимермаш ГТ», с полезной вместимостью от 11 до 38 м^3 и ОАО «Ружхиммаш», с полезной вместимостью от 16 до 32 м^3 [65, 66].

Для увеличения возможностей транспортировки, кратковременного хранения и заполнения стационарных и передвижных сосудов СУГ разработаны полуприцепы-цистерны ППЦТ – 12 (вместимостью $10,5 \text{ м}^3$) с использованием тягачей на базе ЗИЛ, ППЦТ – 20 (вместимостью $17,46 \text{ м}^3$) с использованием тягачей на базе КАМАЗ 54112 и МАЗ-543230, ППЦТ – 31 (вместимостью $27,1 \text{ м}^3$), ППЦТ – 36 (вместимостью $30,6 \text{ м}^3$) и ППЦТ – 45 (вместимостью $38,7 \text{ м}^3$) с использованием тягачей на базе КАМАЗ 54112 и МАЗ-64229.

Небольшие объемы газа доставляются потребителям непосредственно с ГНС в баллонах. Баллоны сжиженного газа могут перевозиться в обычном бортовом автотранспорте на базе грузовых автомобилей ГАЗ, ЗИЛ, УАЗ или в специальных баллоновозах. В первом случае, баллоны транспортируют вертикально, при этом задний ряд баллонов закрепляется специальными деревянными приспособлениями.

соблениями. В кузове грузовых автомобилей 50-литровые баллоны размещаются строго вертикально. Баллоны вместимостью 27 литров размещают горизонтально в 2 яруса, один под другим. Баллоны емкостью до 5 литров транспортируются в деревянных ящиках, устанавливаемых обычным способом [21]. Во втором случае, транспортировка баллонов осуществляется специально оборудованными автомобилями (типа "Клетка"). Оснащение автомобилей при любом способе перевозки баллонов должно производиться в соответствии с правилами безопасности [189].

В настоящее время осуществляется выпуск специальных автомобилей для транспортировки баллонов на шасси автомобилей ГАЗ –3309 типа КТ-602-01 и ЗИЛ-43362 типа КТ-602-1 (число транспортируемых баллонов вместимостью 50 литров - 40штук, вместимостью 27 литров – 80 штук).

Доставка СУГ потребителям в баллонах непосредственно с ГНС обуславливает высокий уровень транспортных затрат, что увеличивает конечную стоимость СУГ у потребителя. В то же время, ГНС требует отчуждения значительных по площади земельных участков (несколько гектаров). Использование данных участков требует прокладки коммуникаций инженерной инфраструктуры (электроэнергия, вода, тепло, канализация и т.д.), выполнения большого объема земляных и строительных работ (возведение производственных и вспомогательных зданий и сооружений), а также сооружения железнодорожной ветки и примыкания автодорог станции к автомобильным дорогам населенного пункта. Указанные обстоятельства обуславливают высокую стоимость строительно-монтажных работ, большой объем капиталовложений в сооружение станции и расходов по ее эксплуатации, что также сказывается на повышении себестоимости газа при его реализации.

В качестве альтернативного варианта организации доставки СУГ до населенного пункта рекомендуется реализация газа через сеть районных газонаполнительных пунктов (ГНП). В данном случае доставка СУГ с ГНС на ГНП осуществляется наиболее экономичным способом (в автоцистернах) с последующим заполнением баллонов, которые доставляются потребителям баллоновозами и другим автомобильным транспортом. В настоящее время в газовых хозяйствах РФ

эксплуатируется свыше 200 ГНП с общим объемом реализации СУГ около 350 тыс. тонн в год [259].

Технологическая схема ГНП включает в себя резервуары для хранения СУГ или специальную площадку для установки цистерны (полуприцепа-цистерны), используемой как резервуар для хранения газа, сливные колонки для перемещения СУГ из автомобильных цистерн в резервуары, оборудование для наполнения баллонов из автомобильных цистерн или резервуаров и опорожнения баллонов от неиспарившихся остатков, погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отправки баллонов, территорию для хранения наполненных и порожних баллонов (склад). ГНП обычно располагаются в пределах границ населенных пунктов, вблизи автомобильных дорог, с преимущественным направлением ветра от существующих строений (по преобладающей розе ветров).

Строительство газонаполнительных пунктов осуществляется по типовым проектам, разработанным институтом ОАО «Укрнииинжпроект» на 500, 1000, 3000 бытовых баллонных установок СУГ. На газонаполнительных пунктах выполняются следующие операции: прием сжиженного газа в автоцистернах и баллонах, поступающих с ГНС; наполнение баллонов газом из емкостей хранения газа; складирование и хранение наполненных и пустых баллонов; слив из баллонов неиспарившегося газа в специальные резервуары; транспортировка наполненных баллонов потребителям; замена баллонов и возврат их на ГНП; техническое обслуживание и ремонт газового оборудования, установленного у потребителя (регуляторов, вентилей, клапанов).

Преимущества реализации СУГ через ГНП заключается в экономии средств по доставке газа потребителю, так как сокращаются расстояния между потребителем и местом получения СУГ в баллонах. Выполнение ГНП ряда определенных функций ГНС по приему, освидетельствованию, заполнению и отпуску СУГ в баллонах позволяет сократить размеры производственной зоны и вспомогательной зоны, а также количество обслуживающего персонала по сравнению с ГНС в несколько раз.

Решение задач по развитию оптимального функционирования объектов

снабжения нефтепродуктами приведено в работах В.В. Доронина [50, 51], К.Т. Нгуена [135], А.Д. Прохорова [195]. Основными показателями для определения оптимальной мощности баз хранения нефтепродуктов в трудах В.В. Доронина [50, 51] и А.Д. Прохорова [195] принимался грузооборот и емкость резервуарного парка баз, с условием размещения баз хранения нефтепродуктов вблизи основных транспортных магистралей. В развитие трудов предыдущих исследователей в работе К.Т. Нгуена [135] главными критериями выбора мощности базы хранения принимались грузооборот базы хранения и экономические показатели деятельности базы (стоимость основных фондов на конец года, коэффициент износа основных фондов, выручка от реализации, закупочная стоимость нефтепродуктов, прибыль, рентабельность, уровень себестоимости и т.д.). При этом проведенные исследования не учитывают специфику потребления СУГ населением и привязаны только к доставке сжиженных нефтяных газов в автоцистернах с грузоподъемностью 20 т преимущественно на автогазозаправочные станции.

Исследованиями в направлении оптимизации оборудования, устройства и функционирования ГНС занимались Н.Л. Стаскевич [251, 253], С.В. Рубинштейн [211], Б.С. Рачевский [197, 198], С.Г. Едигаров [53], А.И. Гордюхин [28, 29], Н.С. Котельников [79], сотрудники ОАО «Гипронегаз» [206, 265].

Как показывает литературный анализ, эффективная организация снабжения населения сжиженным газом по комплексу: ГНС – потребитель зависит от многочисленных факторов, как то: технологические параметры газонаполнительных станций, способы доставки сжиженного газа потребителям (автоцистерны и баллоновозы), технические характеристики транспортных средств и особенности дорожной инфраструктуры, технические характеристики и схемные решения поселковых систем газоснабжения (РУ или БУ СУГ), направления использования сжиженного газа (пищеприготовление, горячее водоснабжение, отопление, промышленная нагрузка) и др.

Отдельные аспекты этой актуальной-научно-технической проблемы освещаются в работах [79, 197, 206, 251, 265]. Следует отметить, однако, что имеющиеся в литературе рекомендации носят фрагментарный характер, базируются на

частных предпосылках и не учитывают в полной мере современные требования системного анализа.

Так, например, имеющиеся рекомендации по данному вопросу рассматривают оптимизацию структуры газоснабжения по отдельным элементам систем, которые носят весьма укрупненный характер и не учитывают многочисленных факторов. Так, например, при выборе оптимальной мощности и радиуса действия ГНС не принимается во внимание последующая структура реализации сжиженного газа потребителю (баллоны или резервуары) [206, 251]. В качестве исходной предпосылки в работе С.Г. Едигарова [53] рассматривается реализация (оборот) сжиженного газа – количество газа поступившего и реализованного на ГНС, без учета технологических особенностей доставки и распределения СУГ потребителям.

В работе Н.С. Котельникова [79], рассматривается вопрос оптимального размещения ГНС, только с учетом воздействия на экологию населенного пункта и бесперебойной доставки СУГ потребителю на основе применения теории графов и массовости обслуживания населения, в основном применимого к новому строительству.

В работе Б.С. Рачевского [197] приведена оптимизация структурной схемы доставки потребителю сжиженного газа, путем исключения из функций ГНС сливо-наливных операций, заменой ж/д цистерн резервуаров хранения СУГ и автоцистерн, одним видом оборудования контейнер-цистернами с автоконтейнеровозами и сохранение только возможности складирования контейнер цистерн специальных конструкций. Контейнер цистерны служат одновременно транспортными емкостями и резервуарами доставляемыми к оптовому покупателю СУГ. Распределение сжиженного газа происходит непосредственно у оптового покупателя, при этом не учитывается специфика потребления сжиженного газа населением. Таким образом, в основном указанная схема функционирования ГНС направлена для обеспечения нужд станций по заправке газобаллонных автомобилей и заправке бытовых газовых баллонов потребителя в индивидуальном порядке.

Проведенный литературный анализ показывает, что, не смотря на положительные решения ряда научно-технических задач, проблема оптимального функционирования и развития региональных систем снабжения сжиженным газом требует дополнительной системной проработки. При этом, на современном этапе развития газораспределительной отрасли РФ особую актуальность приобретают вопросы оптимальной централизации региональных систем снабжения сжиженным газом и совершенствование структуры его реализации потребителям.

6.2 Разработка энерго-экономических показателей региональных систем газоснабжения

В настоящее время для проведения технико-экономических расчетов систем газоснабжения широко используются методические рекомендации института ОАО «Гипрониигаз» [206]. Однако, как показывает проведенный анализ, удельные показатели для расчета и проектирования систем снабжения СУГ, рекомендованные к использованию, не соответствуют в должной мере современным требованиям газораспределительной отрасли и нуждаются в существенной корректировке.

Результаты исследований авторов [85, 100] показали, что надежное газоснабжение на базе БУ и РУ СУГ может быть обеспечено при определенном остаточном уровне газа в сосуде $\varphi_{ост}$. Данный уровень составляет для баллона вместимостью 50 литров - 20 %, для подземного резервуара объемом 1,45 м³ не менее 30%. При начальном уровне заполнения сосудов не более $\varphi_{нач}=85$ %, действительное потребление продукта составляет $\varphi_{нач}-\varphi_{ост}$. В связи с этим, для сопоставимости вариантов газоснабжения на базе баллонов и резервуаров удельные капитальные вложения K и эксплуатационные расходы I по газонаполнительной станции и автомобильному транспорту принимаются по [206] с коэффициентом

$$\frac{\varphi_{нач}}{\varphi_{нач} - \varphi_{ост}}$$

Капитальные вложения в БУ и в РУ СУГ, распределительные и внутридо-

мовые газопроводы принимаются также в скорректированном виде с учетом остаточного уровня заполнения емкостей по [94, 110].

Современное развитие экономики в большой степени зависит от динамики стоимости энергоресурсов. В этой связи, исчисление эксплуатационных затрат по транспортировке СУГ в баллонах и автоцистернах проводилась с учетом современной динамики цен на энергоресурсы в соответствии с рекомендациями [94, 206]. Энергетическая составляющая затрат (стоимость моторного топлива) принималась с учетом индексации по [113]. Затраты по элементам систем газоснабжения определяются в соответствии с методическими положениями изложенными в п.п. 5.1.1. главы 5 настоящей работы. Результаты исследований по определению удельных экономических показателей по элементам систем газоснабжения представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Удельные экономические показатели по элементам систем снабжения сжиженным газом (на 1 т продукта)

Исследуемый элемент системы	Капвложения К, руб/т	Эксплуатационные расходы И, руб /год · т	Приведенные затраты З, руб/год · т
1	2	3	4
Железнодорожный транспорт при доставке СУГ с НПЗ на ГНС	2350	$21,98 \cdot t^{0,68}$	$235 + 21,98 \cdot t^{0,68}$
ГНС при реализации газа: -автомобильных цистернах	$\frac{349 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{62,9 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{978 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$
-в баллонах	$\frac{652 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{117,8 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{183 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$
2.Газонаполнительный пункт	$\frac{5,64 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{1,55 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$	$\frac{2,11 \cdot 10^5}{N^{0,8}}$
3. Автомобильный транспорт для доставки СУГ потребителям по дорогам с низшим покрытием (грунт)			
- автомобильными цистернами	$1059 + 66,5 \cdot l$	$258 + 23,6 \cdot l$	$364 + 30,3 \cdot l$
- баллоновозами	$3418 + 131,4 \cdot l$	$2717 + 141 \cdot l$	$3059 + 154 \cdot l$
по дорогам с переходным покрытием (щебень)			
- автомобильными цистернами	$1059 + 26,7 \cdot l$	$258 + 13,8 \cdot l$	$364 + 16,5 \cdot l$
- баллоновозами	$3418 + 55,2 \cdot l$	$2717 + 80,7 \cdot l$	$3059 + 86,2 \cdot l$

Продолжение табл.6.1

1	2	3	4
<i>по дорогам с усовершенствованным покрытием (асфальтобетон)</i>			
- автомобильными цистернами	1059+13,2·l	258+10,7·l	364+12·l
- баллоновозами	3418+25,9·l	2717+55,7·l	3059+58,3·l
4. Индивидуальные резервуары, распределительные газопроводы, включая домовые вводы	231336	9739	32873
5. Групповые резервуарные установки, распределительные газопроводы, включая домовые вводы:			
-одноэтажная застройка населенного пункта с разбросанной планировкой	75700	7580	15150
-одноэтажная застройка населенного пункта с компактной планировкой	56300	5650	11280
6. Внутриквартирные газобаллонные установки	19600	3200	5160

**6.3 Разработка экономико-математической модели оптимального функционирования региональных систем снабжения сжиженным газом по комплексу:
газонаполнительная станция – потребитель при непосредственной реализации газа в баллонах или автоцистернах**

В общем случае целевой функционал задачи - удельные (на 1 тонну реализуемого продукта) затраты в систему газоснабжения на наиболее высоком иерархическом уровне, т.е. по комплексу завод СУГ – потребитель, можно представить в виде следующего выражения:

$$Z_{\text{СУГ}} = Z_{\text{СУФУ}} + Z_{\text{СУРУ}} + Z_{\text{ПСТ}} + Z_{\text{ВСТ}} = Z_{\text{СУФУ}} + Z_{\text{ГНС-П}} = \min, \quad (6.1)$$

где $Z_{\text{СУФУ}}$ – затраты в системы газоснабжения федерального уровня по комплексу: нефтегазоперерабатывающие заводы - ГНС, руб/т;

$Z_{СГРУ}$ – затраты в системы газоснабжения регионального уровня по комплексу ГНС - населенный пункт, руб/т;

$Z_{ПСГ}$, $Z_{ВСГ}$ – затраты в поселковые и внутриобъектовые системы газоснабжения, руб/т;

$Z_{ГНС-П}$ – затраты в региональные (поселковые) системы газоснабжения, по комплексу ГНС-потребитель, руб/т.

Оптимальное функционирование систем снабжения сжиженным газом федерального уровня требует решения целого ряда взаимосвязанных задач общегосударственного масштаба, как то общие объемы производства СУГ и его распределения по отраслям экономики, мощности нефтегазоперерабатывающих заводов и их размещение на территории РФ, объемы СУГ, выделяемые на коммунально-бытовые нужды населения, организация транспортных потоков и т.д. Указанные задачи решаются на стадии государственного планирования и выходят за рамки данной диссертационной работы.

В то же время, как уже отмечалось ранее в общей структуре затрат по снабжению населения сжиженным газом около 70-75% занимают затраты в региональные и поселковые системы газоснабжения.

В этой связи, в качестве целевой функции задачи примем дисконтированные затраты в систему газоснабжения по комплексу: ГНС-потребитель:

$$Z_{ГНС-П} = Z_{ГНС}^p + Z_{ат}^p + Z_{ру} + Z_{рг} + Z_{вг} + Z_{ГНС}^б + Z_{ат}^б + Z_{бу} = \min, \quad (6.2)$$

где $Z_{ГНС}^p$, $Z_{ГНС}^б$ – затраты по ГНС при реализации газа потребителю через резервуарные и баллонные установки, руб./т;

$Z_{ат}^p$, $Z_{ат}^б$ – затраты в транспортировку газа автотранспортом при его реализации через резервуарные и баллонные установки, руб./т;

$Z_{ру}$, $Z_{бу}$ – затраты в резервуары и в баллоны, устанавливаемые у потребителя, руб./т;

$Z_{рг}$, $Z_{вг}$ – затраты в распределительные и внутридомовые газопроводы, руб./т;

Так как затраты в бытовые газовые приборы потребителя (газовые плиты,

водонагреватели, газовые отопительные котлы) не зависят от технических характеристик региональных систем снабжения СУГ, при проработке целевой функции данные затраты не учитываются в общей структуре затрат.

Элементы затрат по ГНС при реализации через баллонные и резервуарные установки описываются в виде функциональных зависимостей:

$$Z_{\text{ГНС}}^p = f(N_p); \quad (6.3)$$

$$Z_{\text{ГНС}}^b = f(N_b), \quad (6.4)$$

где N_p , N_b – годовая пропускная способность (мощность) ГНС при реализации газа через резервуарные и баллонные установки, т./год.

Затраты в транспортировку газа автотранспортом при его реализации через резервуарные и баллонные установки, описываются в виде функционалов, руб./т;

$$Z_{\text{ат}}^p = f(a_p, b_p, l_p); \quad (6.5)$$

$$Z_{\text{ат}}^b = f(a_b, b_b, l_b), \quad (6.6)$$

где a_p , a_b , b_p , b_b – стоимостные параметры, принимаемые в зависимости от способа реализации СУГ, вида дорожного покрытия и автотранспорта (автоцистерны или баллоновозы) по таблице 6.1.;

l_p , l_b – дальность доставки СУГ по автомобильным дорогам от ГНС до потребителя при реализации через резервуарные установки автоцистернами и баллонные установки баллоновозами, км.

Функционалы (6.5 и 6.6) реализуются при следующих ограничениях к управляющему параметру – дальности доставки l : $l^{\min} \leq l_{p,b} \leq l^{\max}$. Дальность доставки $l_{p,b}$ СУГ принимается в соответствии со следующими соображениями. Доставка СУГ с ГНС до населенного пункта осуществляется автотранспортом по автомобильным дорогам, конфигурация которых имеет бесконечно большое разнообразие. В то же время, минимальное расстояние l_{\min} и максимальное расстояние l_{\max} формируют два полярных варианта доставки СУГ (рисунок 6.1):

- l_{\min} - самый короткий путь от ГНС до населенного пункта (радиальная дорожная сеть). В этом случае связь между дальностью транспортирования продук-

та по автодорогам l и радиусом его доставки R устанавливает соотношение:

$$l_{\min} = R \cdot$$

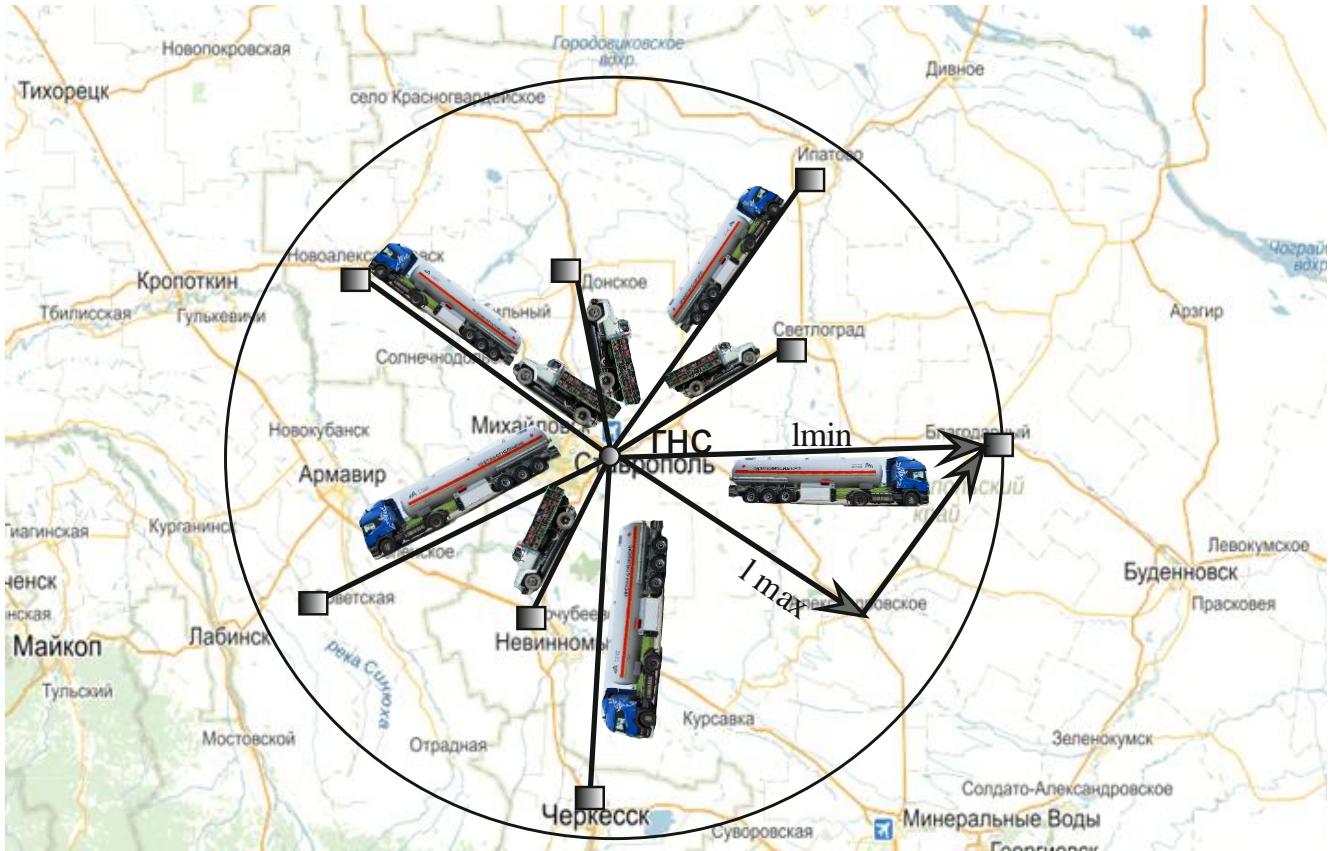


Рисунок 6.1 Доставка сжиженного газа от ГНС до населенного пункта.



- автоцистерны



- баллоновозы

● - ГНС, ГНП

■ - населенный пункт

l_{\max} - самый длинный путь от ГНС до населенного пункта (прямоугольная дорожная сеть). В этом случае, согласно рисунку 6.1 имеем. $l_{\max} = \sqrt{2}R$.

Примем для решения задачи средний вариант доставки продукта, т.е.:

$$l_{\text{cp}} \cong 1,2R. \quad (6.7)$$

При средней дальности транспортирования СУГ $l_p = l_{\text{cp}}^p$ и $l_b = l_{\text{cp}}^b$ затраты в региональную систему газоснабжения (выражение (6.2)) с учетом (6.3÷6.6) и таблицы 6.1, примут вид:

$$\begin{aligned}
Z_{\text{ГНС-П}} &= \frac{A_p}{N_p^{0,8}} + a_p + b_p I_{\text{cp}}^p + Z_{\text{py}} + Z_{\text{pr}} + Z_{\text{вр}} + \frac{A_{\text{б}}}{N_{\text{б}}^{0,8}} + a_{\text{б}} + b_{\text{б}} I_{\text{cp}}^{\text{б}} + Z_{\text{бу}} = \\
&= \frac{A_p}{N_p^{0,8}} + b_p I_{\text{cp}}^p + M_p + \frac{A_{\text{б}}}{N_{\text{б}}^{0,8}} + b_{\text{б}} I_{\text{cp}}^{\text{б}} + M_{\text{б}}
\end{aligned} \quad (6.8)$$

$$\text{где } M_p = a_p + Z_{\text{py}} + Z_{\text{pr}} + Z_{\text{вр}}; \quad M_{\text{б}} = a_{\text{б}} + Z_{\text{бу}}. \quad (6.9)$$

Полагая, что потребители газа распределены на территории газоснабжения равномерно, с плотностью газопотребления q , т/(год·км²), запишем следующие выражение, связывающее мощность ГНС и радиус ее действия:

$$N_{\text{ГНС}} = N_{\text{б}} + N_p = q\pi R_{\text{ГНС}}^2, \quad (6.10)$$

где $R_{\text{ГНС}}$ – радиус действия ГНС, км;

q – плотность газопотребления на территории действия ГНС, т/(год·км²).

Обозначим через коэффициент β долю газа, реализуемую через РУ СУГ потребителя. Значение коэффициента β принимается в диапазоне $0 < \beta < 1$. Значение коэффициента $\beta = 0$ соответствует реализации СУГ только через БУ СУГ. При $\beta = 1$ реализация газа осуществляется только через РУ СУГ.

В этом случае, годовая реализация газа с ГНС, через РУ СУГ составит, т/год:

$$N_p = q\beta\pi R_{\text{ГНС}}^2. \quad (6.11)$$

В то же время, годовая реализация газа с ГНС через БУ СУГ составит, т/год:

$$N_{\text{б}} = q(1 - \beta)\pi R_{\text{ГНС}}^2; \quad (6.12)$$

Подставляя (6.11) и (6.12) в уравнение (6.8) получим следующее выражение для целевой функции задачи:

$$Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{A_p \beta^{0,2}}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНС}}^{1,6}} + (b_p I_{\text{cp}}^p + M_p) \beta + \frac{A_{\text{б}} (1 - \beta)^{0,2}}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНС}}^{1,6}} + (b_{\text{б}} I_{\text{cp}}^{\text{б}} + M_{\text{б}}) (1 - \beta). \quad (6.13)$$

Мощность ГНС определяет количество реализуемого и потребляемого населением газа на газоснабжаемой территории, т.е. $N_{\text{ГНС}} = Q$.

Общее количество СУГ потребляемое населением через баллонные и резервуарные установки, в соответствии с выражением (6.10) составляет, т/год:

$$Q = q\pi R_{\text{ГНС}}^2 = qF, \quad (6.14)$$

где F – площадь территории, снабжаемой СУГ от ГНС, км².

С увеличением радиуса действия ГНС увеличиваются удельные приведенные затраты в доставку 1т СУГ до удаленного населенного пункта. В то же время, увеличивается количество реализуемого, а, следовательно, и потребляемого газа. Прирост потребления СУГ через БУ И РУ СУГ dQ , соответствующий приращению радиуса газоснабжаемой территории на величину dR , составляет:

$$dQ = q\pi[(R + dR)^2 - R^2] = 2q\pi R dR. \quad (6.15)$$

Общее приращение приведенных затрат транспортной составляющей на всей газоснабжаемой территории с учетом (6.5- 6.7) имеет вид:

$$\Delta Z = 1,2b \int_0^{R_{\text{ГНС}}} R dQ. \quad (6.16)$$

Поставляя (6.15) в (6.16) получим:

$$\Delta Z = 2,4bq\pi \int_0^{R_{\text{ГНС}}} R_{\text{ГНС}}^2 dR = 0,8bq\pi R_{\text{ГНС}}^3, \quad (6.17)$$

или в пересчете на 1т реализуемого продукта с учетом (6.14):

$$\frac{\Delta Z}{Q} = \frac{0,8bq\pi R_{\text{ГНС}}^3}{q\pi R_{\text{ГНС}}^2} = 0,8bR_{\text{ГНС}}. \quad (6.18)$$

Таким образом, для определения средней величины удельных приведенных затрат на всей газоснабжаемой территории необходимо в уравнении (6.13) положить в качестве:

$$I_{\text{ср}}^{\text{б}} = I_{\text{ср}}^{\text{р}} = 0,8R_{\text{ГНС}}. \quad (6.19)$$

Подставляя (6.19) в (6.13), получим в общем виде при реализации СУГ через резервуарные и баллонные установки:

$$Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{A_p \beta^{0.2}}{\pi^{0.8} q^{0.8} R_{\text{ГНС}}^{1.6}} + (0.8b_p R_{\text{ГНС}} + M_p) \beta + \frac{A_6 (1-\beta)^{0.2}}{\pi^{0.8} q^{0.8} R_{\text{ГНС}}^{1.6}} + (0.8b_6 R_{\text{ГНС}} + M_6)(1-\beta) \quad (6.20)$$

При баллонном газоснабжении потребителей ($\beta = 0$) выражение (6.20) примет вид

$$Z_{\text{ГНС-п}} = \frac{A_{\text{б}}}{q^{0.8} \pi^{0.8} R_{\text{ГНС}}^{1.6}} + 0,8b_{\text{б}}R_{\text{ГНС}} + M_{\text{б}}. \quad (6.21)$$

Аналогично, при резервуарном газоснабжении потребителей ($\beta = 1$) выражение (5.20) примет вид:

$$Z_{\text{ГНС-п}} = \frac{A_{\text{р}}}{\pi^{0.8} q^{0.8} R_{\text{ГНС}}^{1.6}} + 0,8b_{\text{р}}R_{\text{ГНС}} + M_{\text{р}} \quad (6.22)$$

Для определения оптимального радиуса действия газонаполнительной станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ про дифференцируем выражения (6.20 - 6.22) по управляющему параметру $R_{\text{ГНС}}$ и приравняем их к нулю.

В результате имеем:

- при смешанной схеме газоснабжения потребителей СУГ (использование резервуаров и баллонов у потребителя при $0 < \beta < 1,0$):

$$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}} = \left[\frac{2(A_{\text{р}}\beta^{0.2} + A_{\text{б}}(1-\beta)^{0.2})}{\pi^{0.8} q^{0.8} (b_{\text{р}}\beta + b_{\text{б}}(1-\beta))} \right]^{0.385}; \quad (6.23)$$

- при газоснабжении потребителей через баллонные установки ($\beta = 0$):

$$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}} = \left[\frac{2A_{\text{б}}}{\pi^{0.8} q^{0.8} b_{\text{б}}} \right]^{0.385}; \quad (6.24)$$

- при газоснабжении потребителей через резервуарные установки ($\beta = 1$):

$$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}} = \left[\frac{2A_{\text{р}}}{\pi^{0.8} q^{0.8} b_{\text{р}}} \right]^{0.385}. \quad (6.25)$$

Оптимальная мощность газонаполнительной станции, т/год, определяется по формуле (6.10) с учетом $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, определяемого по формулам (6.23-6.25):

$$N_{\text{opt}} = q\pi(R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}})^2. \quad (6.26)$$

Для численной реализации экономико-математической модели (6.1-6.26) были проведены соответствующие расчеты. В расчетах использовались следующие исходные данные:

- плотность газопотребления на территории действия ГНС: $q=0,2; 1,0; 4,0$ т/(год·км²);

- схема газоснабжения: от индивидуальных баллонов, от децентрализованных РУ, от централизованных РУ, от индивидуальных баллонов и децентрализованных РУ, от индивидуальных баллонов и централизованных РУ;

- параметры дорожной сети: дороги с усовершенствованным покрытием – 85% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное и низшее) – 15% пути;

- вид застройки населенного пункта – одноэтажная усадебная (коттеджная) застройка (50% с компактная и 50% с разбросанная планировка);

- газ реализуется потребителю: через резервуарные установки ($\beta = 1$); через баллонные установки ($\beta = 0$); по смешанной схеме ($\beta = 0,5$).

Результаты расчетов представлены на рисунках 6.2-6.4.

Анализ графиков (рисунки 6.2-6.4) показывает, что оптимальный радиус действия ГНС $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, зависит от плотности газопотребления и способа реализации СУГ. Увеличение плотности газопотребления q от $0,2 \text{ т}/(\text{год} \cdot \text{км}^2)$ до $4,0 \text{ т}/(\text{год} \cdot \text{км}^2)$ изменяет оптимальный радиус действия станции в пределах от 197-284 км до 78-113 км. Наибольший объем затрат обуславливает применение схемы реализации СУГ через децентрализованные РУ ($\beta=1$). В то же время, схемы реализации СУГ через индивидуальные баллоны и через централизованные РУ СУГ взаимно конкурентоспособны. При использовании СУГ на цели пищевого приготовления (пищевое приготовление и горячее водоснабжение), то есть ($\beta=0$) при плотности газопотребления на территории, прилегающей к ГНС $q \leq 1,0 \text{ т}/(\text{год} \cdot \text{км}^2)$ наиболее экономична схема газоснабжения через централизованные РУ. При большей плотности газопотребления ($q > 1,0 \text{ т}/(\text{год} \cdot \text{км}^2)$) вариант снабжения сжиженным газом через индивидуальные баллоны обеспечивает наименьшие затраты.

Необходимо отметить, что целевая функция затрат характеризуется пологостью в районе оптимального значения радиуса практически во всем диапазоне представленных значений $0 \leq \beta \leq 1$. Указанное обстоятельство позволяет усреднить величину оптимального радиуса $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, не зависимо от схемы реализации СУГ от ГНС до потребителя.

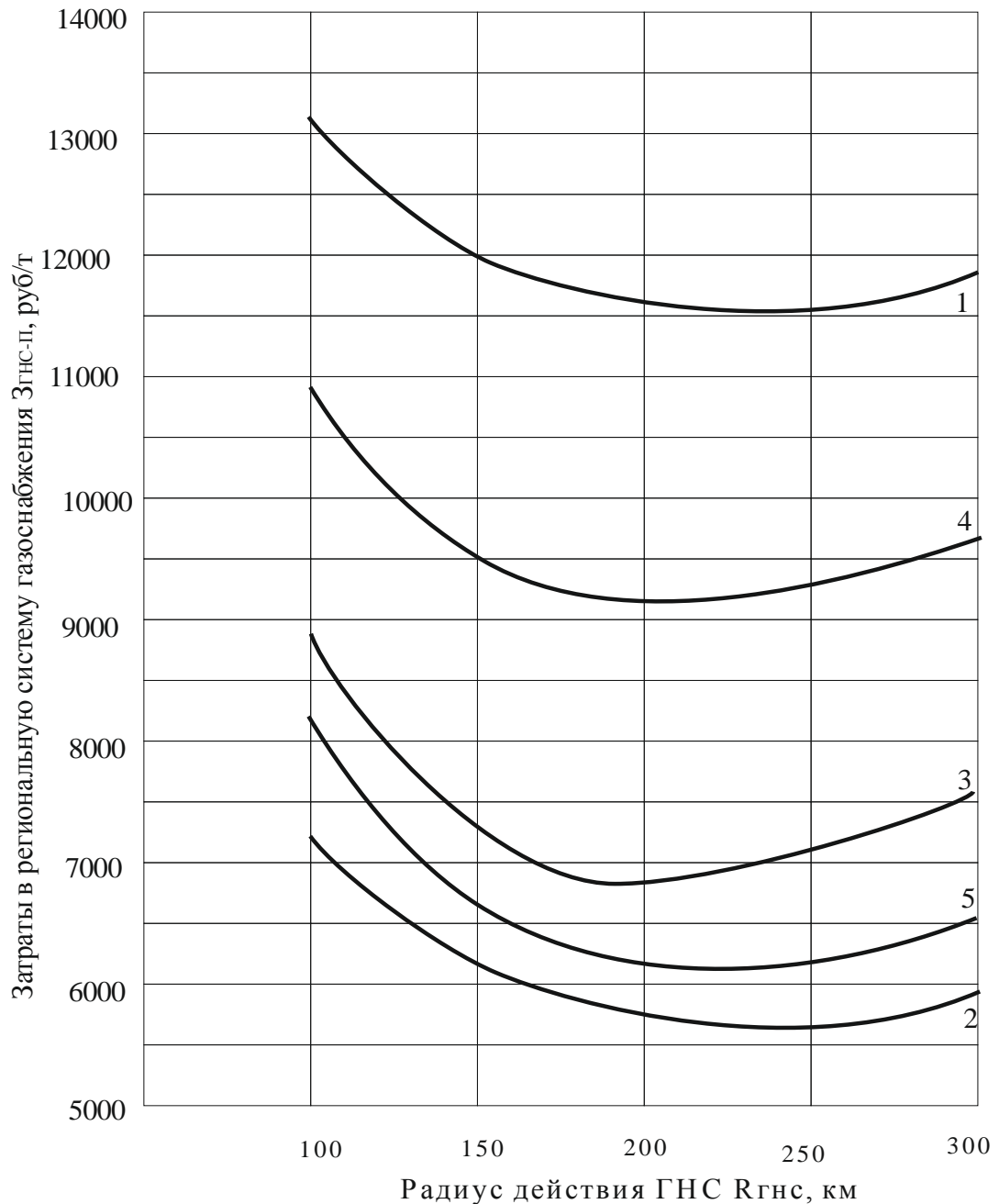


Рисунок 6.2. Затраты в региональную систему снабжения СУГ (плотность газопотребления $q=0,2$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же через индивидуальные баллоны ($\beta=0$);
- 4 - то же через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$).

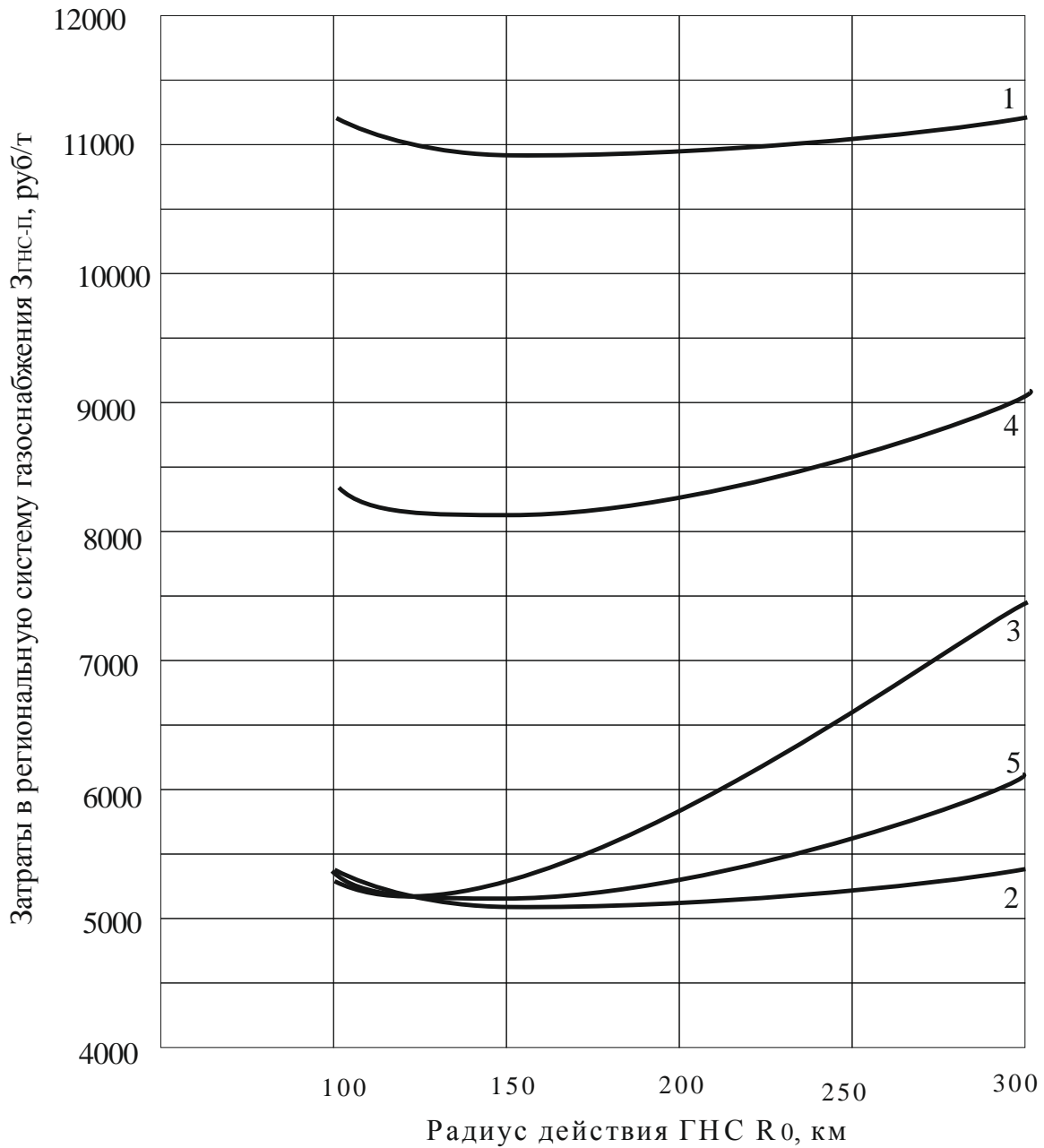


Рисунок 6.3. Затраты в региональную систему снабжения СУГ (плотность газопотребления $q=1,0$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же через индивидуальные баллоны ($\beta=0$);
- 4 - то же через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$).

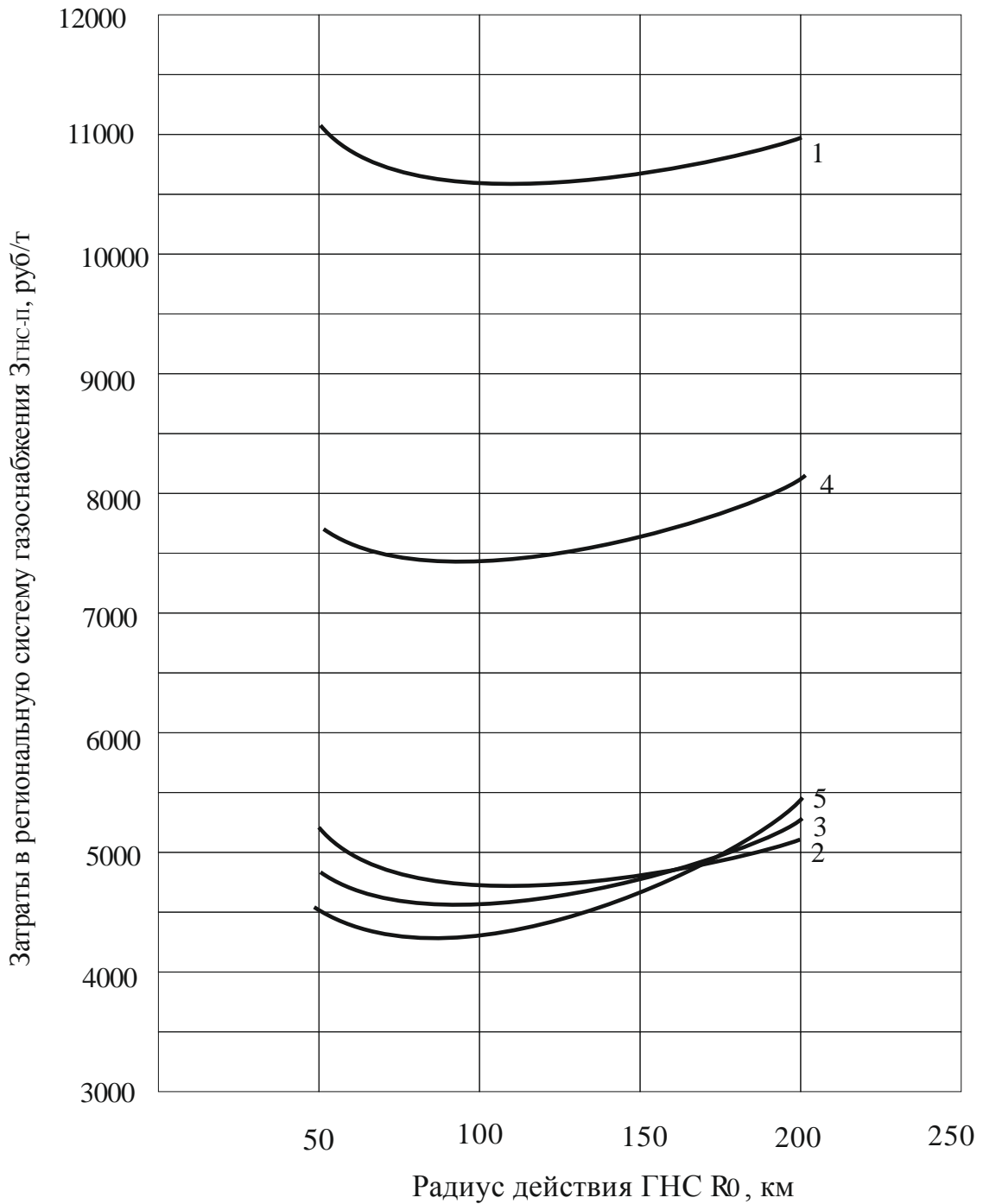


Рисунок 6.4. Затраты в региональную систему снабжения СУГ (плотность газопотребления $q=4,0$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же через индивидуальные баллоны ($\beta=0$);
- 4 - то же через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$).

При этом отклонение расчетных затрат от минимальных значений находится с учетом погрешности $\Delta Z_{\text{ГНС-П}} = \pm 3\%$, т.е. с учетом неопределенности экономической информации, закладываемой в расчеты [83]. Таким образом $\Delta Z_{\text{ГНС-П}}$ определяется по формуле

$$\Delta Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{Z_{\text{ГНС-П}}^{\text{расч}} - Z_{\text{ГНС-П}}^{\text{min}}}{Z_{\text{ГНС-П}}^{\text{min}}} 100\% , \quad (6.27)$$

При известной величине расчетного радиуса действия станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ расчетная мощность ГНС определяется в соответствии с формулой (6.10)

$$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}} = q\pi(R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}})^2 . \quad (6.28)$$

Рекомендуемые параметры газонаполнительной станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ и $N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ приводятся в таблице 6.2 и на рисунке 6.5.

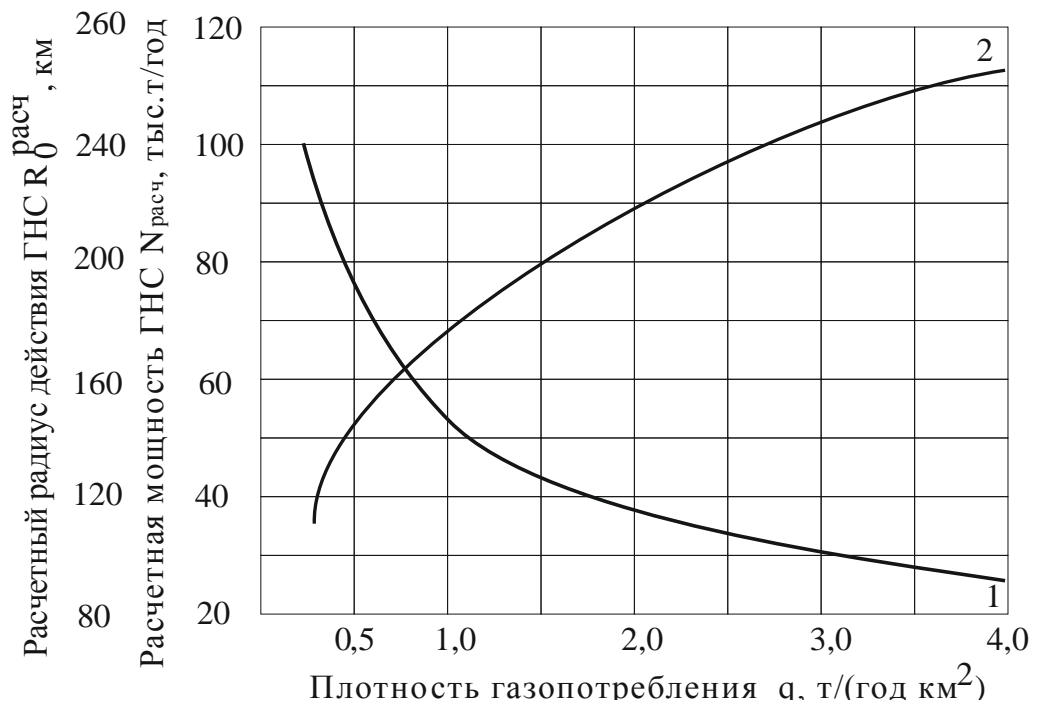


Рисунок 6.5. Расчетные характеристики ГНС:

1 - расчетный радиус действия ГНС; 2- расчетная мощность ГНС.

Таблица 6.2 - Параметры газонаполнительной станции

Плотность газопотребле- ния $q, \text{ т}/(\text{год км}^2)$	Реализация СУГ потребителю														
	через индивидуальные баллоны ($\beta=0$)					через централизованные РУ ($\beta=1$)					через индивидуальные баллоны и цен- трализованные РУ ($\beta=0,5$)				
	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %
0,2	197	240	24372	36173	1,74	284	240	50652	36173	1,1	216	240	29300	36173	0,96
1,0	120	142	45216	63315	0,6	173	142	93977	63315	1,1	132	142	54711	63315	0
4,0	78	95	76415	113354	0,7	113	95	160379	113354	0,32	86	95	92894	113354	0,66

Плотность газопотребле- ния $q, \text{ т}/(\text{год км}^2)$	Реализация СУГ потребителю									
	через децентрализованные РУ ($\beta=1$)					через индивидуальные баллоны и де- централизованные РУ ($\beta=0,5$)				
	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %
0,2	284	240	50652	36173	0,8	216	240	29300	36173	0,3
1,0	173	142	93977	63315	0,55	132	142	54711	63315	0
4,0	113	95	160379	113354	0,3	86	95	92894	113354	0

Как видно из таблицы 6.2 введение расчетного радиуса действия ГНС обуславливает максимальную погрешность по приведенным затратам 1,74% .

Как видно из графика (рисунок 6.5), радиус действия ГНС изменяется в зависимости от плотности газопотребления газоснабжаемой территории. С увеличением плотности газопотребления q от 0,2 т/(год·км²) до 4,0 т/(год·км²) радиус действия станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ уменьшается от 240 км до 95 км, а расчетная мощность станции $N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ увеличивается от 35 до 113 тыс.т/год.

В газораспределительной отрасли РФ снабжение потребителей СУГ осуществляется, как правило, от ГНС, мощность которых варьируется в пределах от 3 до 12 тыс.т/год. В отдельных случаях применяются станции мощностью до 25 тыс.т/год (кустовые базы СУГ). Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что оптимальное функционирование региональных систем снабжения СУГ требует значительного повышения их централизации на базе газонаполнительных станций повышенной мощности до 40-110 тыс.т/год с радиусом действия до 100-250 км, то есть на базе ГНС областного и межобластного характера.

6.4 Разработка экономико-математической модели оптимального функционирования региональных систем снабжения сжиженным газом при реализации баллонного газа через районные газонаполнительные пункты

В современной практике снабжения СУГ все более широкое распространение получают системы газоснабжения, реализующие СУГ потребителям с газонаполнительной станции через газонаполнительные пункты (рисунок 6.6).

В данном случае доставка СУГ потребителям, эксплуатирующим резервуарные установки, осуществляется автоцистернами, непосредственно с ГНС. В то же время, доставка СУГ потребителям, эксплуатирующим газобаллонные установки, осуществляется по двухступенчатой схеме через промежуточные газонаполнительные пункты.

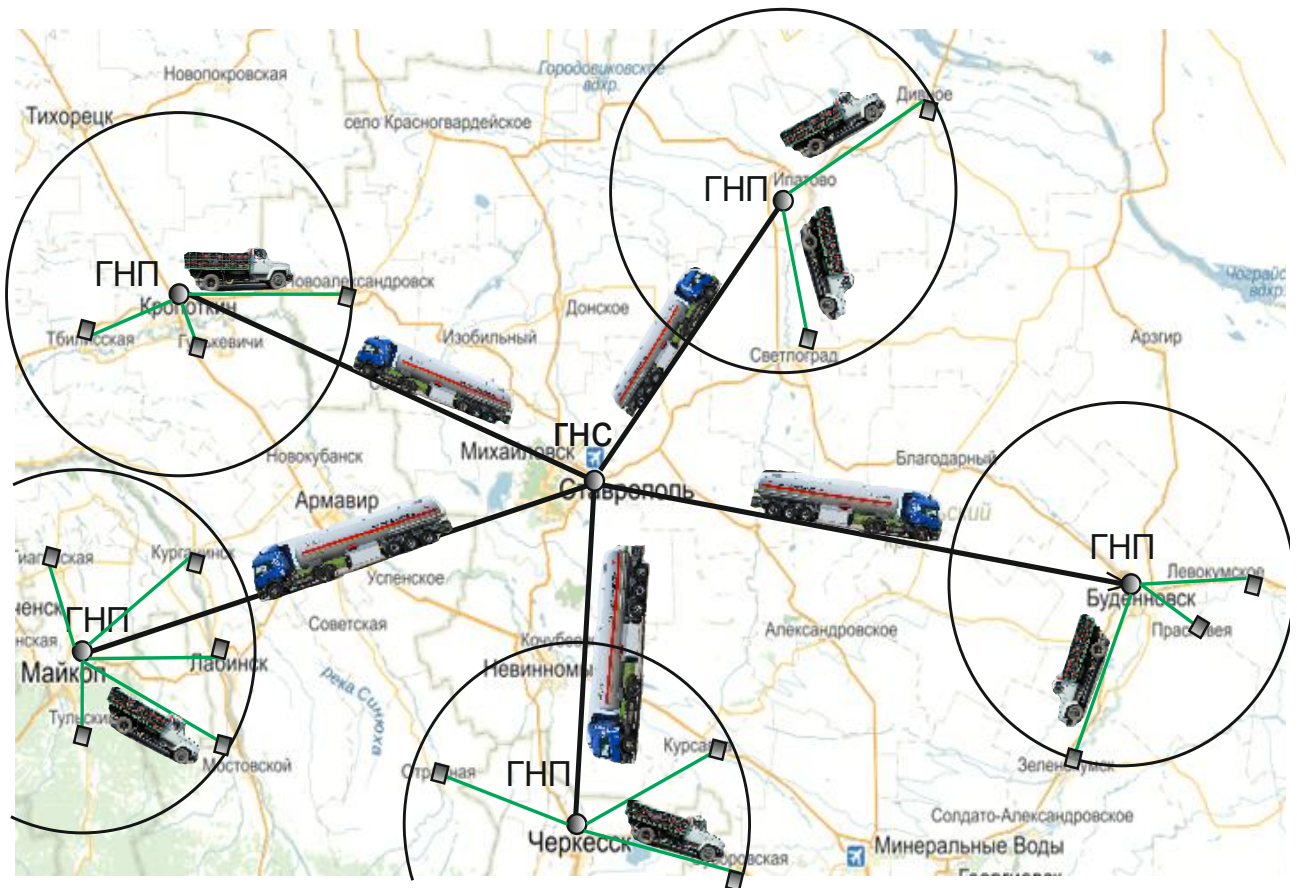


Рисунок 6.6. Схема снабжения потребителя СУГ по комплексу: ГНС – ГНП – населенный пункт:

● - газонаполнительная станция (газонаполнительный пункт);

■ - населенный пункт;



- автоцистерна;



- баллоновоз.

Доставка газа с ГНС на ГНП производится автоцистернами с последующим сливом в резервуары хранилища. Дальнейшая реализация СУГ предусматривает заправку газовых баллонов, которые доставляются непосредственно потребителям с помощью баллоновозов. Применение промежуточных газонаполнительных пунктов существенно снижает транспортную составляющую затрат системы газоснабжения регионального уровня [247].

Основная часть транспортных расходов в пределах радиуса действия ГНС приходится на доставку СУГ с ГНС на ГНП, которая осуществляется по более дешевому варианту (автоцистернами), в то время как более дорогой вариант доставки СУГ (баллоновозами) ограничивается радиусом действия ГНП.

Целевая функция задачи в общем виде описывается выражением:

$$Z_{\text{ГНС-П}} = Z_{\text{ГНС}}^p + Z_{\text{ат}}^p + Z_{\text{ГНП}}(1-\beta) + Z_{\text{ат}}^6(1-\beta) + Z_{\text{пу}}\beta + Z_{\text{бу}}(1-\beta) \quad (6.29)$$

где $Z_{\text{ГНС}}^p$ – удельные приведенные затраты по газонаполнительной станции при реализации газа в автомобильных цистернах, руб./т. Определяются в соответствии с зависимостью (6.3) и таблицей 6.1;

$Z_{\text{ат}}^p, Z_{\text{ат}}^6$ – удельные приведенные затраты в транспортировку газа автомобильным транспортом (автомобильными цистернами и баллоновозами), руб./т. Определяются в соответствии с зависимостями (6.5 и 6.6) и таблицей 6.1;

$Z_{\text{ГНП}}$ – удельные приведенные затраты в ГНП, руб./т.

В свою очередь

$$Z_{\text{ГНП}} = \frac{A_{\text{ГНП}}}{N_{\text{ГНП}}^{0,8}} \quad (6.30)$$

где $N_{\text{ГНП}}$ – мощность газонаполнительного пункта, т./год;

$A_{\text{ГНП}}$ – стоимостной параметр, численные значения которого приводятся в таблице 6.1.

В соответствии с соображениями по определению дальности доставки СУГ потребителю, изложенными в п.6.3 и формулой (6.7) положим в качестве средней дальности транспортирования СУГ:

-для доставки газа автомобильными цистернами

$$l_{\text{ср}}^p = 0,8R_{\text{ГНС}}; \quad (6.31)$$

- для доставки газа баллоновозами

$$l_{\text{ср}}^6 = 0,8R_{\text{ГНП}}, \quad (6.32)$$

где $R_{\text{ГНП}}$ – радиус действия ГНП, км.

Подставляя (6.3, 6.5, 6.6, 6.30-6.32) в (6.29) получим

$$Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{A_p}{N_{\text{ГНС}}^{0,8}} + a_p + 0,8b_p R_{\text{ГНС}} + \frac{A_6(1-\beta)}{N_{\text{ГНП}}^{0,8}} + (a_6 + 0,8b_6 R_{\text{ГНП}})(1-\beta) + Z_{\text{пу}}\beta + Z_{\text{бу}}(1-\beta). \quad (6.33)$$

Учитывая, что с ГНС осуществляется доставка СУГ потребителям, эксплуатирующим только резервуарные установки, а с ГНП осуществляется доставка

СУГ в баллонах, можно записать

$$N_{\text{ГНС}} = \pi q R_{\text{ГНС}}^2; \quad (6.34)$$

$$N_{\text{ГНП}} = \pi q R_{\text{ГНП}}^2 (1 - \beta). \quad (6.35)$$

С учетом (6.34) и (6.35) уравнение (6.33) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} Z_{\text{ГНС-П}} = & \frac{A_p}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНС}}^{1,6}} + a_p + 0,8b_p R_{\text{ГНС}} + \frac{A_6(1-\beta)^{0,2}}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНП}}^{1,6}} + (a_6 + 0,8b_6 R_{\text{ГНП}}) \times \\ & \times (1-\beta) + Z_{\text{py}}\beta + Z_{\text{by}}(1-\beta). \end{aligned} \quad (6.36)$$

При реализации СУГ только через баллоны ($\beta = 0$), целевая функция задачи (6.36) имеет вид:

$$Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{A_p}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНС}}^{1,6}} + a_p + 0,8b_p R_{\text{ГНС}} + \frac{A_6}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНП}}^{1,6}} + (a_6 + 0,8b_6 R_{\text{ГНП}}) + Z_{\text{by}}. \quad (6.37)$$

При реализации СУГ только через резервуары ($\beta = 1$), целевая функция задачи (6.36) имеет вид:

$$Z_{\text{ГНС-П}} = \frac{A_p}{\pi^{0,8} q^{0,8} R_{\text{ГНС}}^{1,6}} + a_p + 0,8b_p R_{\text{ГНС}} + Z_{\text{py}}. \quad (6.38)$$

Для нахождения оптимальных значений управляющих параметров $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ и $R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}$ целевой функции задачи (6.36), воспользуемся методом вариантных расчетов, то есть непосредственным численным анализом целевой функции в районе экстремума.

На рисунках 6.7, 6.8 и 6.9 приводится графическая интерпретация решения задачи для систем газоснабжения при следующих заданных параметрах: $q=1,0$ т/(год·км²); $\beta = 0$; $\beta = 0,5$; $\beta = 1$.

Оптимальные мощности ГНС и ГНП находим пересчетом по формулам (6.34) и (6.35), а оптимальное количество ГНП формуле:

$$n_{\text{opt}} = \frac{(R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}})^2}{(R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}})^2} \quad (6.39)$$

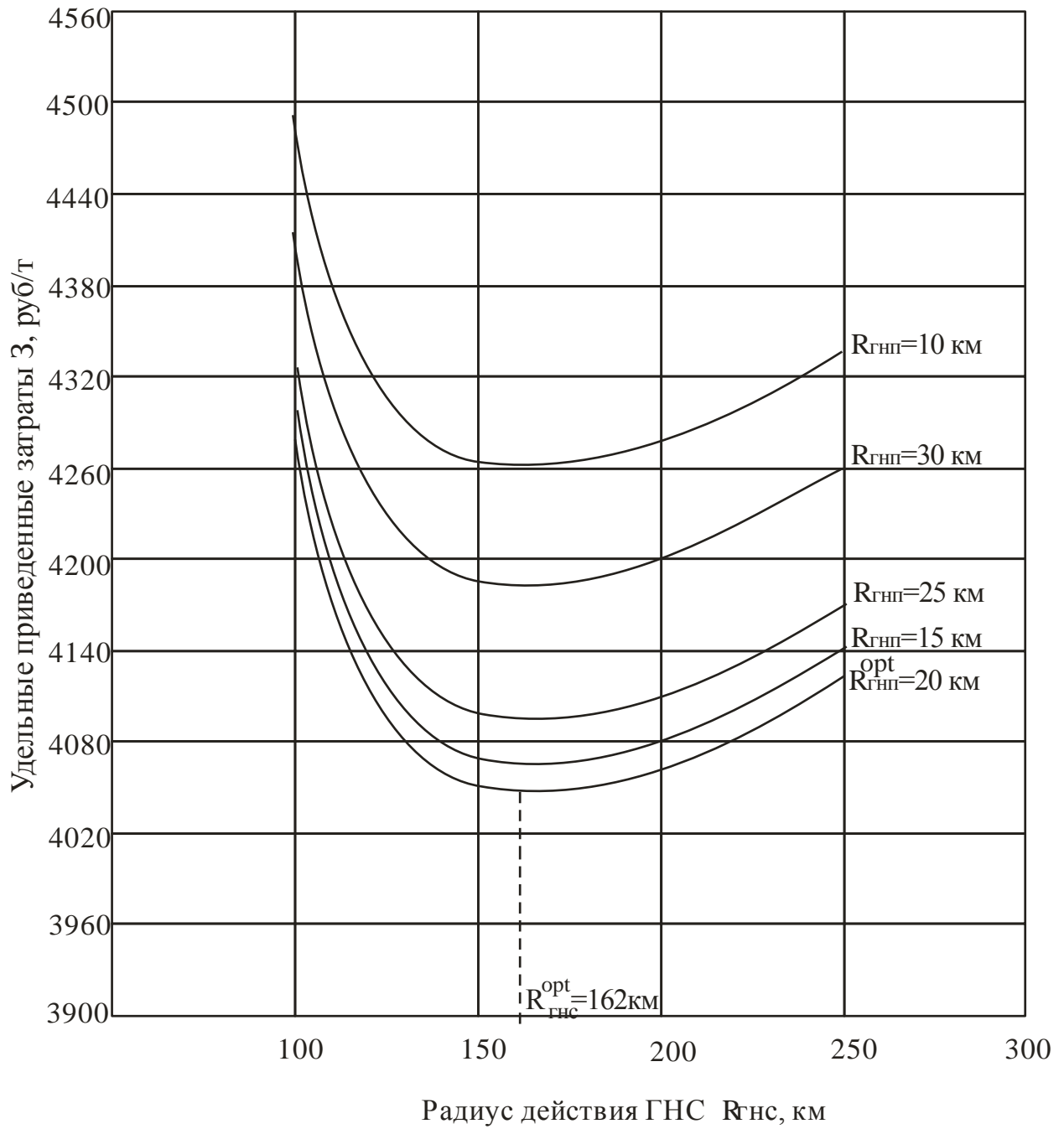


Рисунок 6.7. К определению оптимальных параметров региональных систем газоснабжения (индивидуальные баллоны $\beta = 0$).

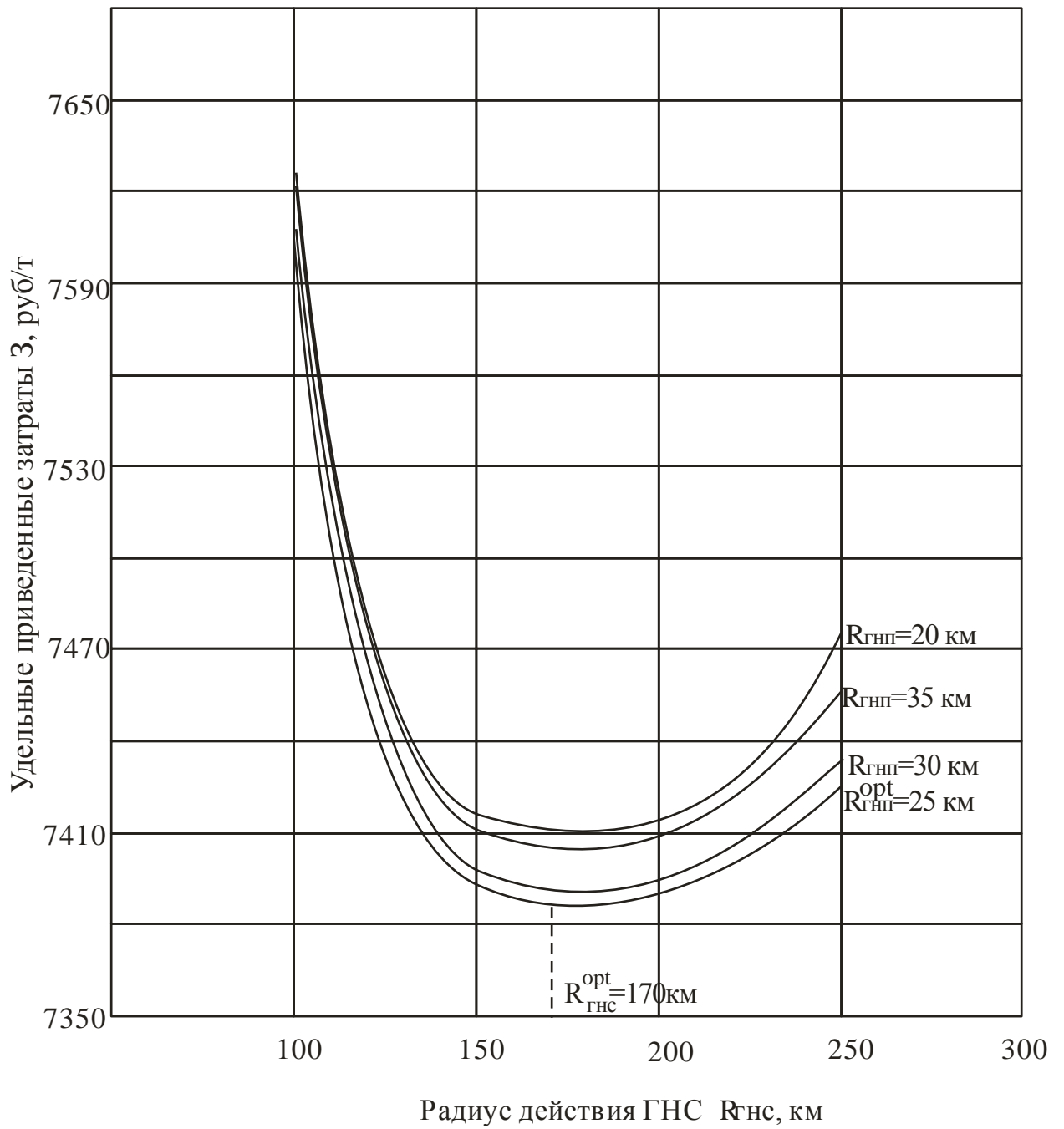


Рисунок 6.8. К определению оптимальных параметров региональных систем газоснабжения (индивидуальные баллоны и резервуары $\beta = 0,5$).

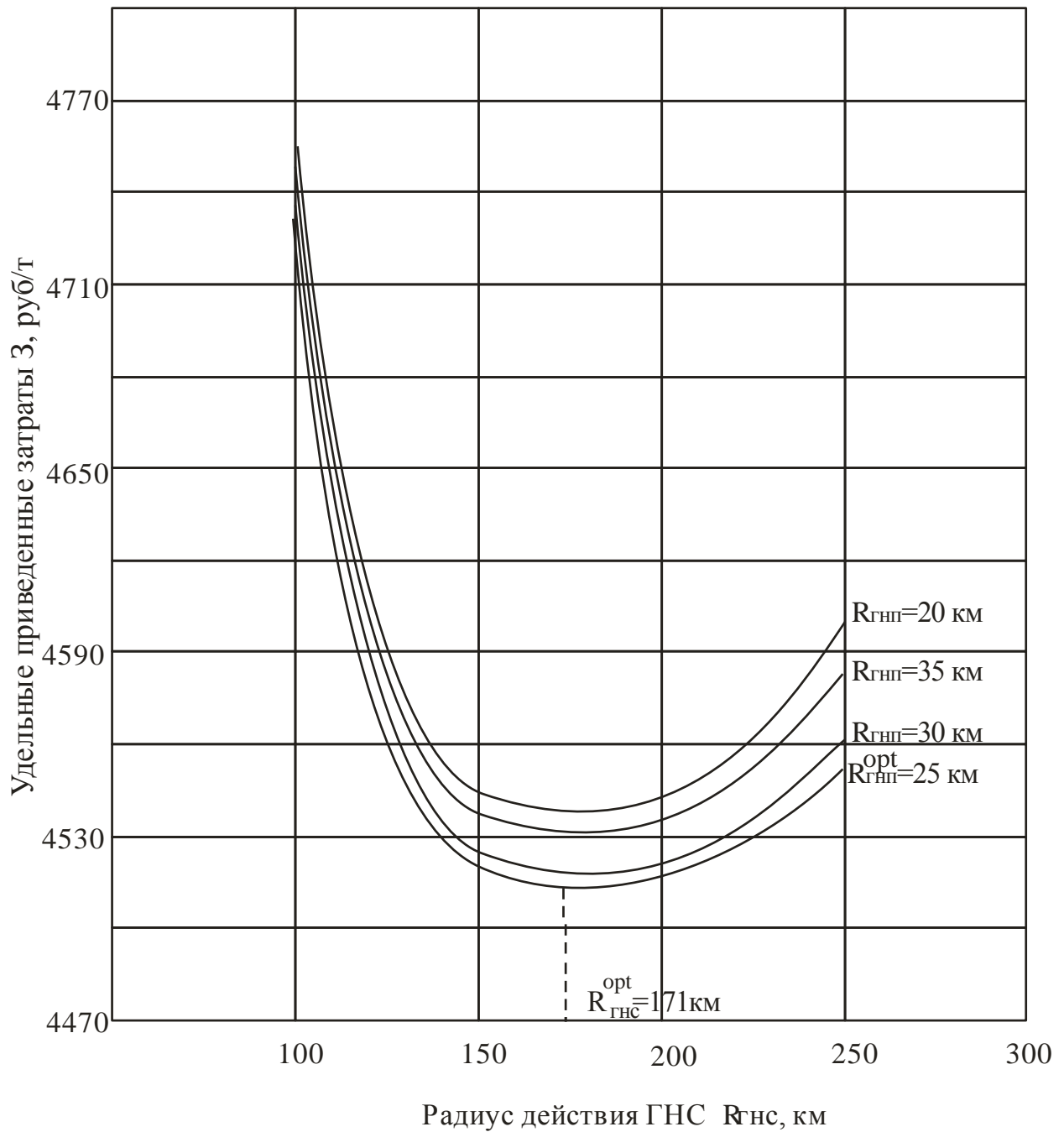


Рисунок 6.9. К определению оптимальных параметров региональных систем газоснабжения (индивидуальные баллоны и групповые резервуарные установки $\beta = 0,5$).

Для определения оптимальных параметров региональных систем газоснабжения при реализации сжиженного газа потребителю от ГНС через ГНП были проведены расчеты согласно экономико-математической модели (6.29÷6.39). В расчетах использовались исходные данные:

- плотность газопотребления на территории, прилегающей к станции:
 $q=0,2; 1,0; 4,0$ т/(год·км²);
- схема газоснабжения: от индивидуальных баллонов, от децентрализованных РУ, от централизованных РУ, от индивидуальных баллонов и децентрализованных РУ, от индивидуальных баллонов и централизованных РУ;
- параметры дорожной сети при доставке газа от ГНС в автоцистернах: дороги с усовершенствованным покрытием – 85% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное и низшее) – 15% пути;
- то же при доставке газа с ГНП в баллоновозах: дороги с усовершенствованным покрытием – 50% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное покрытие – 30% и низшее покрытие – 20%) – 50% пути;
- населенные пункты имеют усадебную (коттеджную) застройку;
- вариант застройки поселков: с компактной планировкой – 50% с разбросанной планировкой – 50% от общей застройки;
- доля СУГ, реализуемая через резервуарные установки: $\beta = 0; 0,5; 1,0$.

Численная реализация математической модели (6.29÷6.39) при различных вариантах систем газоснабжения и плотности газопотребления представлена на рисунках 6.10-6.12 и в таблице 6.3.

Анализ графиков (рисунки 6.10-6.12) показывает, что оптимальный радиус действия ГНС $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ главным образом зависит от плотности потребления газа на территории газоснабжения. Так например, для $q=0,2$ т/(год км²) радиус действия станции ограничивается 274 км, в то же время для $q=4,0$ т/(год км²) радиус действия составляет 106 км.

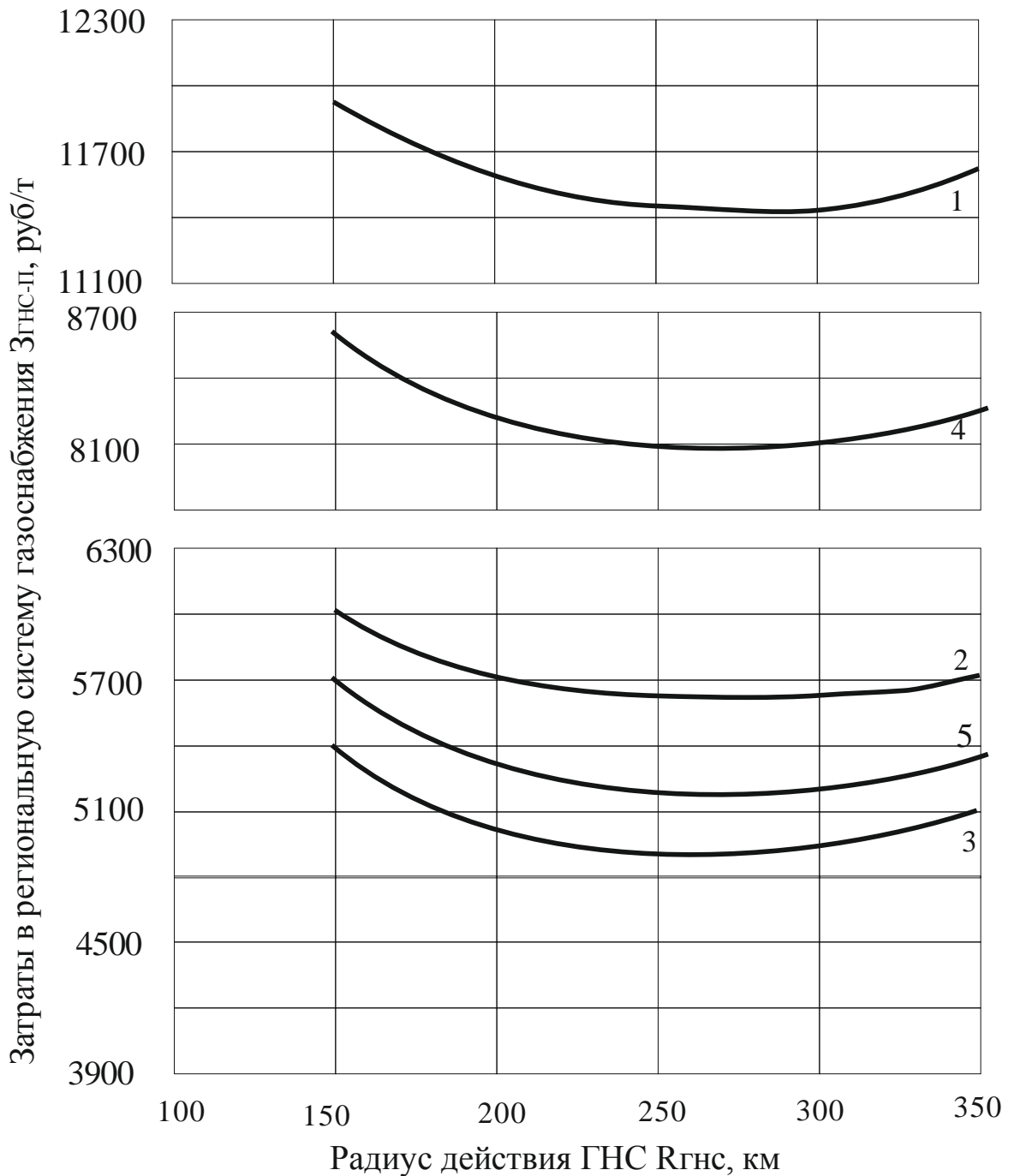


Рисунок 6.10. Затраты в систему газоснабжения регионального уровня (плотность газопотребления $q=0,2$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же, через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же, через индивидуальные баллоны ($\beta=0$) при $R_{гнп}=30$ км;
- 4 - то же, через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же, через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$) при $R_{гнп}=40$ км.

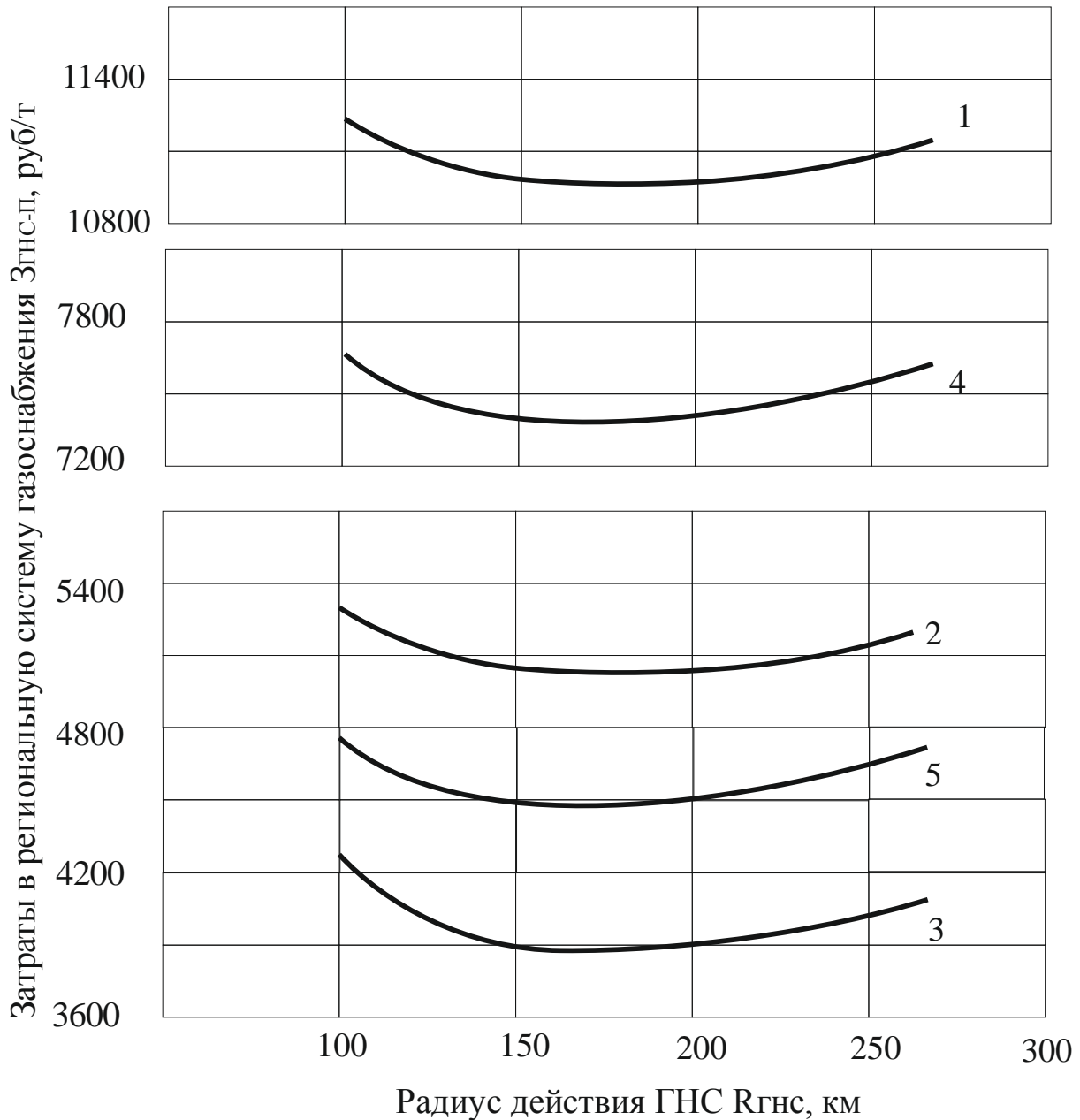


Рисунок 6.11. Затраты в систему газоснабжения регионального уровня (плотность газопотребления $q=1,0$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же, через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же, через индивидуальные баллоны ($\beta=0$) при $R_{гнп}=20$ км;
- 4 - то же, через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же, через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$) при $R_{гнп}=25$ км.

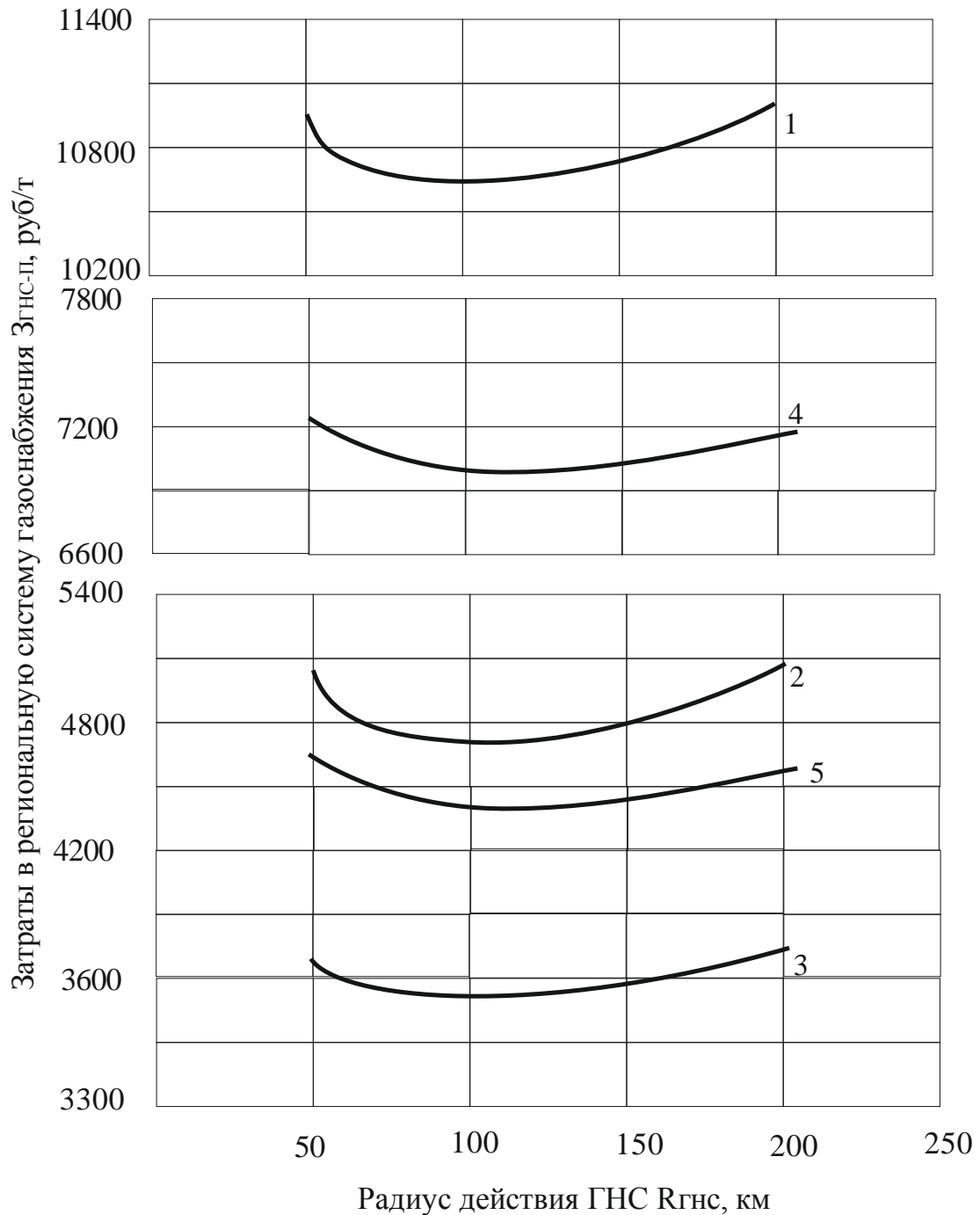


Рисунок 6.12 Затраты в систему газоснабжения регионального уровня (плотность газопотребления $q=4,0$ т/(год·км²)):

- 1 - реализация газа через децентрализованные РУ ($\beta=1$);
- 2 - то же, через централизованные РУ ($\beta=1$);
- 3 - то же, через индивидуальные баллоны ($\beta=0$) при $R_{гнп}=12$ км;
- 4 - то же, через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$);
- 5 - то же, через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$) при $R_{гнп}=16$ км.

Таблица 6.3 - Параметры ГНС при реализации газа потребителю через ГНП

Плотность газопотребления q , т/(год·км ²)	Реализация СУГ потребителю														
	через индивидуальные баллоны ($\beta=0$)					через централизованные РУ ($\beta=1$)					через индивидуальные баллоны и централизованные РУ ($\beta=0,5$)				
	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %
0,2	270	274	45781	47148	0,6	284	274	50652	47148	0,53	276	274	47839	47148	0,57
1,0	162	168	82406	88623	0,7	173	168	93977	88623	0,29	171	168	90746	88623	0,1
4,0	100	106	125600	141124	0,84	113	106	160379	141124	0,64	108	106	146500	141124	0

Плотность газопотребления q , т/(год·км ²)	Реализация СУГ потребителю									
	через децентрализованные РУ ($\beta=1$)					через индивидуальные баллоны и децентрализованные РУ ($\beta=0,5$)				
	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %	$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, км	$R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, км	$N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, т/год	$N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, т/год	$\Delta Z_{\text{СГРУ}}$, %
0,2	284	274	50652	47148	0,26	276	274	47839	47148	0,37
1,0	173	168	93977	88623	0,12	170	168	90746	88623	0
4,0	113	106	160379	141124	0,3	108	106	146500	141124	0

Наибольшие затраты обуславливает применение схемы реализации СУГ через децентрализованные и централизованные РУ ($\beta=1$) при доставке СУГ потребителям в автомобильных цистернах. В то же время, схема реализации СУГ потребителю от ГНС через ГНП с применением индивидуальных баллонов является наиболее экономичной при всех плотностях газопотребления в среднем на 23% (12%, 25%, 32% соответственно).

Наличие значительной пологости целевой функции (6.29) позволяет усреднить величину оптимального радиуса снабжения потребителей СУГ $R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$, не зависимо от схемы реализации СУГ. При этом отклонение расчетных затрат от минимальных значений находится по формуле (6.27) в соответствии с [83].

Анализ таблицы 6.3, показывает, что введение расчетного радиуса действия газонаполнительной станции обуславливает максимальную погрешность по приведенным затратам 1,2%.

6.5 Оптимальные параметры региональных (межпоселковых) систем снабжения сжиженным газом

При известной величине расчетного радиуса действия станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$, расчетная мощность ГНС при различных схемах газоснабжения потребителей определяется по выражению (6.28), а расчетная мощность газонаполнительного пункта в соответствии с выражением (6.35).

Параметры региональных систем газоснабжения при реализации СУГ от ГНС через ГНП приводятся на графиках (рисунки 6.13-6.15).

Сравнение затрат в базовый вариант (схема снабжения потребителей газом от ГНС) (рисунки 6.2-6.4) и альтернативный вариант (схема снабжения потребителей газом от ГНС через ГНП) (рисунки 6.10-6.12) доказывает целесообразность применения варианта снабжения потребителей СУГ с доставкой газа через газонаполнительные пункты.

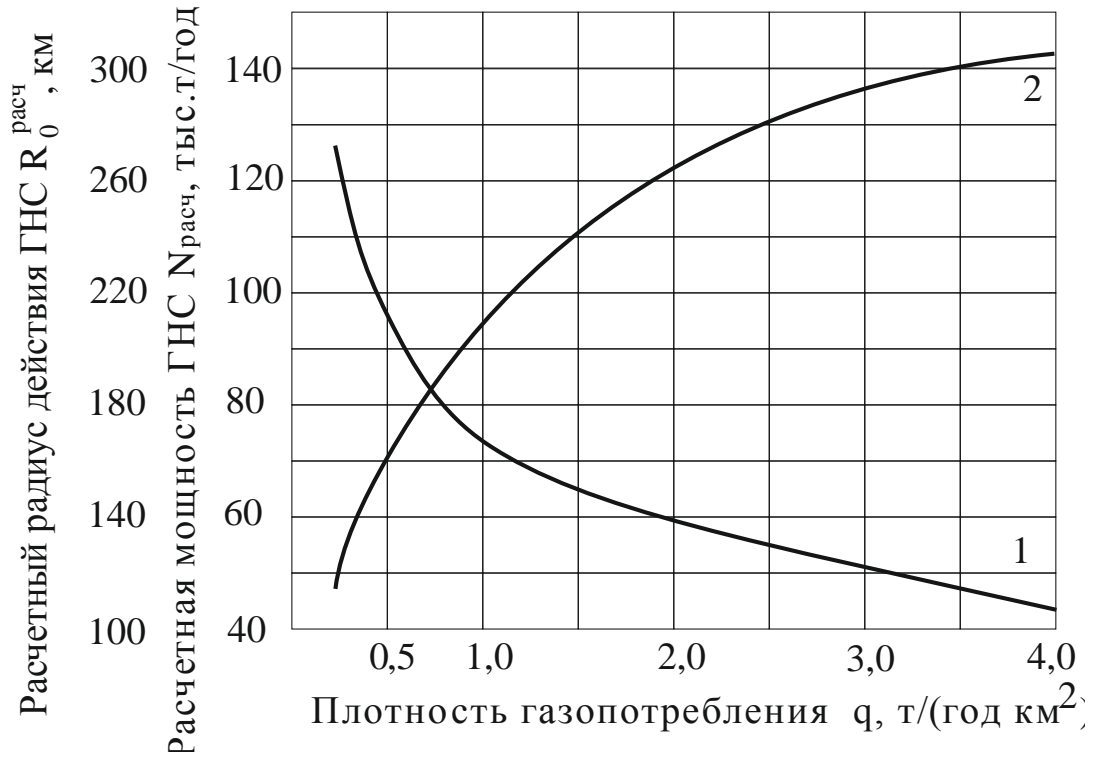


Рисунок 6.13. Расчетные параметры газонаполнительной станции СУГ:

1 - расчетный радиус действия ГНС; 2 - расчетная мощность газонаполнительной станции.

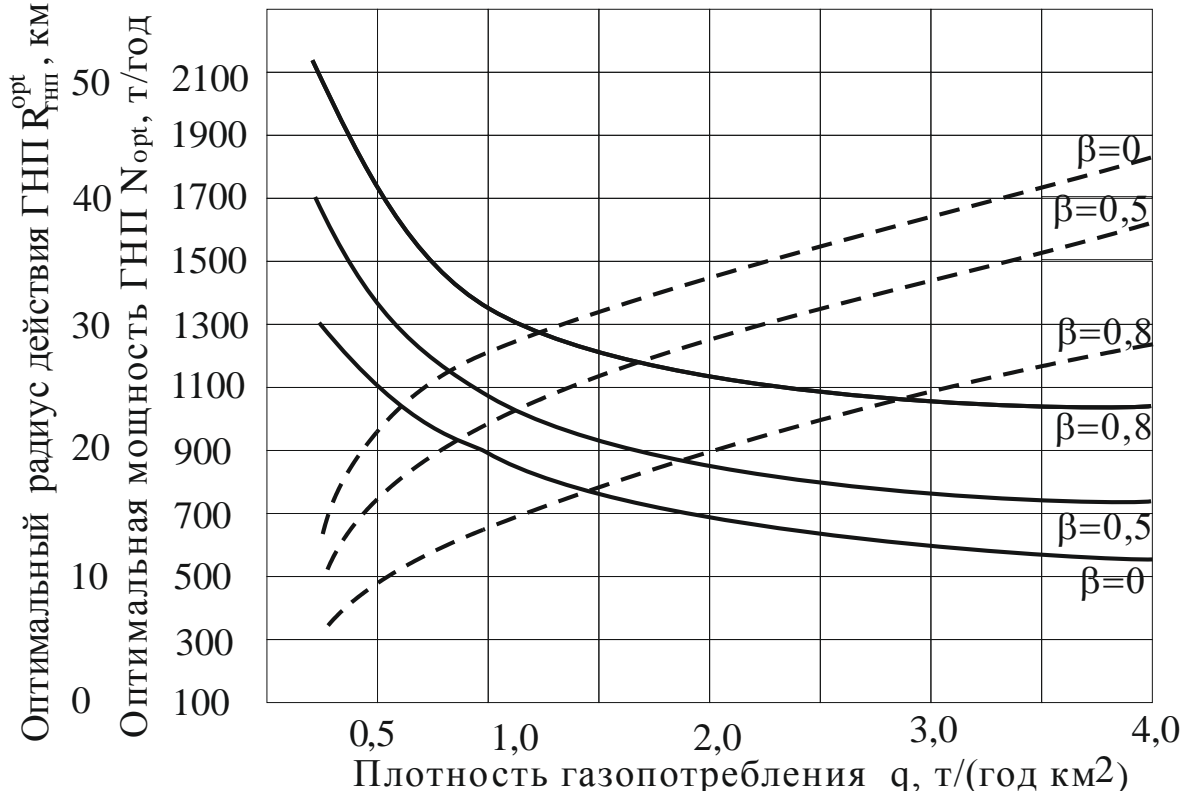


Рисунок 6.14. Оптимальные параметры газонаполнительного пункта СУГ:

----- - мощность ГНП; ——— - радиус действия ГНП.

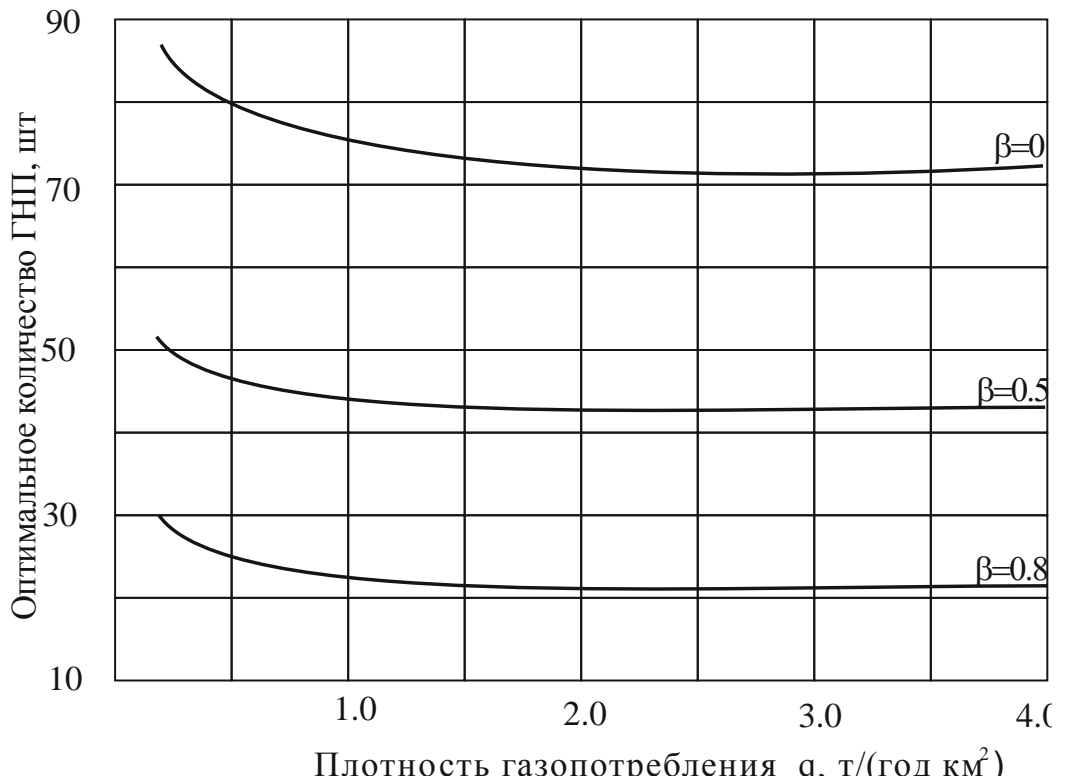


Рисунок 6.15 К выбору оптимального количества ГНП.

Как видно из графика (рисунок 6.13) расчетный радиус действия газонаполнительной станции изменяются в зависимости от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории. С увеличением плотности газопотребления от 0,2 т/(год·км²) до 4,0 т/(год·км²) радиус действия станции $R_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ уменьшается от 274 км до 106 км, а расчетная мощность станции $N_{\text{ГНС}}^{\text{расч}}$ увеличивается от 47 до 141 тыс.т/год.

Оптимальные параметры газонаполнительных пунктов зависят от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории q и доли газа β , реализуемого на все бытовые нужды населения (рисунок 6.14). Так, при плотности газопотребления $q=0,2$ т/(год·км²) и $\beta=0,8$, мощность ГНП $N_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}$ равна 314 т./год при радиусе действия $R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}=50$ км. В то же время, при $q=4,0$ т/(год·км²) и $\beta=0$ мощность ГНП $N_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}$ равна 1810 т./год при радиусе действия $R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}=12$ км. Таким образом, в заданном диапазоне изменения исходных параметров оптимальные параметры газонаполнительных пунктов изменяются в 6-8 раз.

Анализ графика (рисунок 6.15) показывает в частности, что оптимальное ко-

личество газонаполнительных пунктов, обслуживаемых ГНС, зависит также от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории q и доли газа β , реализуемого на все бытовые нужды потребления. При любом соотношении использования газа потребителями на все бытовые нужды и только на нужды пищеприготовления и горячего водоснабжения с увеличением плотности газопотребления на газоснабжаемой территории количество ГНП уменьшается. Согласно рисунку 6.15, при газоснабжении потребителей с применением только баллонов ($\beta=0$) и $q=0,2$ т./($\text{год}\cdot\text{км}^2$) потребуется ГНП в количестве 87 шт, а при преимущественном снабжении потребителей СУГ через резервуарные установки ($\beta=0,8$) и $q=0,2$ т./($\text{год}\cdot\text{км}^2$) потребуется ГНП в количестве 30 шт.

6.6 Выбор местоположения газонаполнительных пунктов на территории административного района

Как показывают результаты исследований, приведенные в п. 6.5 настоящей работы, радиус действия газонаполнительных пунктов зависит от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории и изменяется в интервале от 25-50 км ($q=0,5$ т./($\text{год}\cdot\text{км}^2$)) до 12-23 км ($q=4,0$ т./($\text{год}\cdot\text{км}^2$)). При этом территория, снабжаемая СУГ от одного ГНП изменяется в пределах от 1962-5024 км² до 452-1661 км². Большинство административных районов субъектов РФ имеют различные плотности газопотребления на своей территории. В связи с этим, площадь газоснабжаемой территории от одной ГНП можно принять в диапазоне от 462 до 5024 км². В этом случае, ГНП могут выступать как опорные пункты районного газоснабжения. Данный подход к проектированию систем газоснабжения обеспечит экономические преимущества систем снабжения СУГ за счет их оптимальной централизации и создаст благоприятные предпосылки к улучшению организационной структуры газораспределения за счет закрепления ГНП за территориальными газовыми хозяйствами.

При проектировании систем газоснабжения потребителей от газонаполнительных станций через газонаполнительные пункты определяющую роль играет

объективный выбор места расположения ГНП на территории административного района. В административном районе расположено n потребителей СУГ (населенных пунктов) с годовым потреблением газа $Q_1, Q_2, \dots, Q_i, \dots, Q_n$, т/год. Необходимо найти положение ГНП на территории административного района из условия, что сумма приведенных затрат по транспортировке СУГ во все населенные пункты будет минимальна.

На карте территории административного района нанесем координатную сетку и определим координаты расположения населенных пунктов: $x_1, y_1; x_2, y_2, \dots, x_i, y_i, \dots, x_n, y_n$. Координаты места расположения ГНП обозначим через x и y (рисунок 6.16).

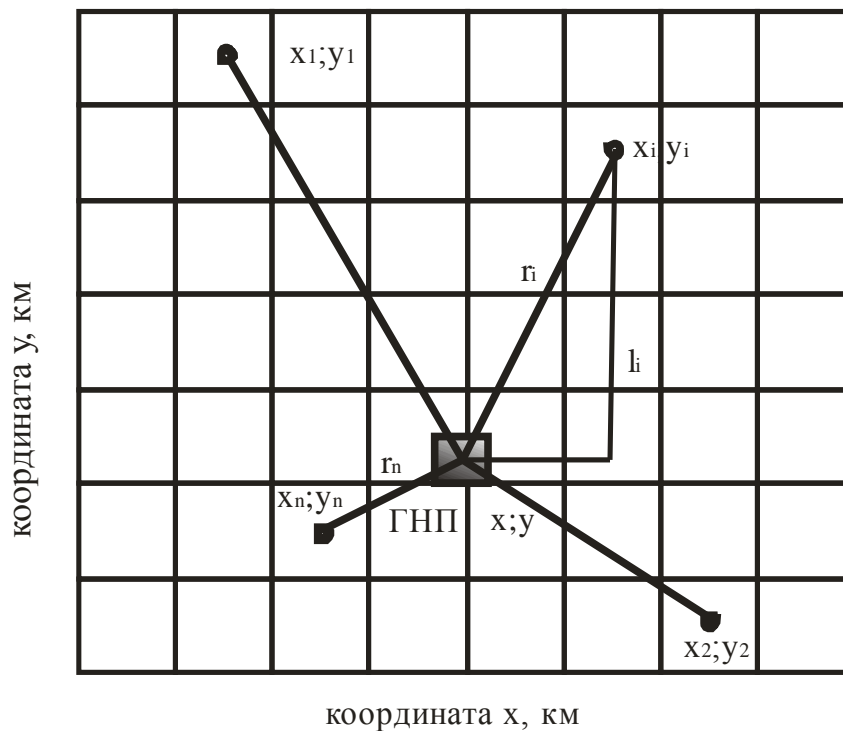


Рисунок 6.16. К выбору местоположения ГНП

В этом случае, радиус транспортировки газа с ГНП до i -го населенного пункта определяется по выражению:

$$r_i = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}. \quad (6.40)$$

Расстояние от ГНП до i -го населенного пункта при доставке по автомобильным дорогам определяются по выражению (в соответствии с формулой 6.7):

$$l_i = 1,2r_i = 1,2\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}. \quad (6.41)$$

Затраты по транспортировке газа с ГНП до i -го населенного пункта с учетом

выражений 6.5 и 6.6 определяются:

$$Z_i = (a + b l_i) Q_i, \quad (6.42)$$

где a , b – стоимостные параметры, определяемые в зависимости от дорожных условий транспортировки и вида автомобильного транспорта по таблице 6.1;

l_i – дальность транспортировки газа по автодорогам до i -го населенного пункта, км.

С учетом (6.42) имеем:

$$Z_i = Q_i (a + 1,2b_i \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}) \quad (6.43)$$

Общие затраты по транспортировке газа с ГНП всем потребителям на территории района определяются по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(x_i; y_i) = \sum_{i=1}^n Q_i (a + 1,2b_i \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}). \quad (6.44)$$

Минимум затрат определяется при дифференцировании целевой функции по управляющим параметрам x и y :

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Z}{\partial x} &= \sum_{i=1}^n \frac{1,2Q_i(x - x_i)}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} = 0 \\ \frac{\partial Z}{\partial y} &= \sum_{i=1}^n \frac{1,2Q_i(y - y_i)}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}} = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (6.45)$$

Искомые координаты места расположения газонаполнительного пункта на территории административного района x_{opt} , y_{opt} определяются из полученной системы уравнений.

Экономико-математическая модель (6.40-6.45) успешно реализуется с помощью программного комплекса с использованием среды программирования C++Builder 8.0 на ЭВМ, разработанной соискателем. Свидетельство о государственной регистрации программы на ЭВМ №2009612726 [224]. Листинг программы представлен в приложении 13.

В качестве данных для расчета были приняты шесть населенных пунктов с объемами годового газопотребления и координатами на местности представленными на рисунке 6.17 в виде точек.

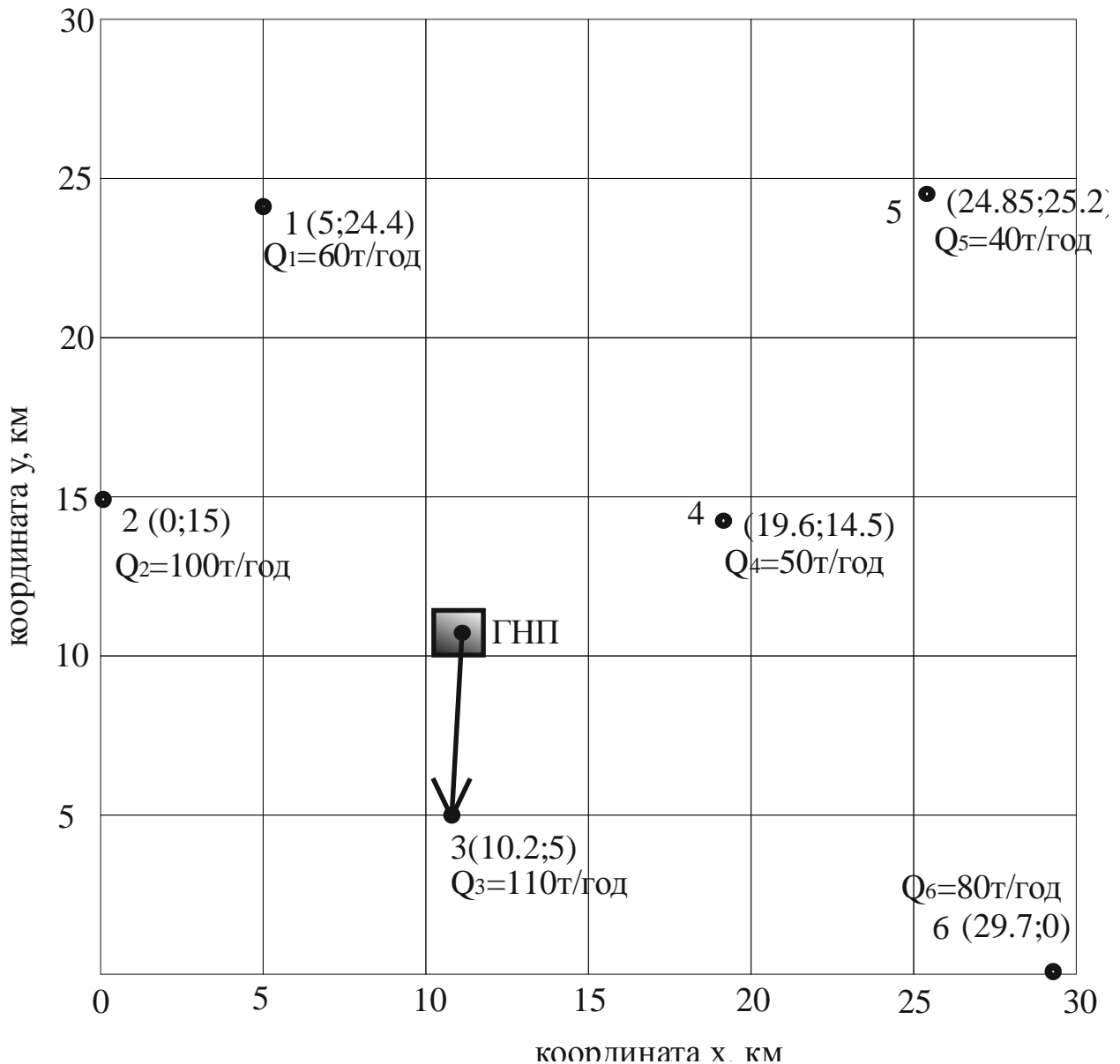


Рисунок 6.17. Графическая реализация задачи.

Результаты расчета показывают, что оптимальное расположение ГПП на местности определяется координатами $x=11,3$ км и $y=10,3$ км. Данное местоположение определит минимум суммарных затрат по транспортировке СУГ во все обозначенные населенные пункты.

Так как эффективность функционирования ГПП зависит от соответствующей дорожной и инженерной инфраструктуры (подъездные пути, наличие электро-, водо-, теплоснабжения и т.д.) его действительное размещение на территории административного района необходимо привязывать к близлежащему населенному пункту (в данном случае, населенный пункт 3 с координатами расположения на местности $x=10,2$ км и $y=5$ км).

6.7 Экономическая эффективность реконструкции региональных систем снабжения сжиженным газом

Как показывают результаты проведенных исследований, одним из способов повышения экономичности региональных систем газоснабжения является организация снабжения потребителей СУГ на базе крупных ГНС областного и межобластного характера через сеть районных газонаполнительных пунктов. При этом обеспечивается значительное снижение затрат в расчете на 1 т реализуемого газа, как по самой газонаполнительной станции, так и по его доставке автомобильным транспортом.

Выявим экономическую эффективность реконструкции существующих региональных систем газоснабжения путем укрупнения единичной мощности газонаполнительных станций и сооружения сети районных газонаполнительных пунктов. В качестве целевой функции задачи примем удельные (на 1 т реализуемого газа) затраты по комплексу ГНС - потребитель.

Поскольку реконструкция региональных систем газоснабжения не затрагивает поселковые системы газоснабжения, указанную составляющую затрат исключаем из общей структуры целевой функции.

Полагая, что существующие системы газоснабжения эксплуатируются в течение длительного периода времени и капитальные вложения в них сооружение окупались за счет ежегодного дохода от реализации газа, в структуре приведенных затрат учитывается только эксплуатационная составляющая [171]:

$$Z_c = I_c = I_{\text{гнс}} + I_{\text{ат}}, \quad (6.46)$$

где $I_{\text{гнс}}$ – эксплуатационные расходы по газонаполнительной станции, руб./т;

$I_{\text{ат}}$ – эксплуатационные расходы по транспортированию газа в автоцистернах и баллоновозах непосредственно с ГНС, руб./т.

В свою очередь

$$I_{\text{ГНС}} = \frac{1}{N_{\text{ГНС}}^{0,8}} \left[(A_{\text{ГНС}}^{\text{P}})^{\alpha} \beta + (A_{\text{ГНС}}^{\text{B}})^{\alpha} (1 - \beta) \right]; \quad (6.47)$$

$$I_{\text{ат}} = (a''_{\text{P}} + b''_{\text{P}} 0,8R_{\text{ГНС}}) \beta + (a''_{\text{B}} + b''_{\text{B}} 0,8R_{\text{ГНС}}) (1 - \beta), \quad (6.48)$$

где $A_{\text{ГНС}}^{\text{P}}, A_{\text{ГНС}}^{\text{B}}, a''_{\text{P}}, a''_{\text{B}}, b''_{\text{P}}, b''_{\text{B}}$ – стоимостные параметры, принимаемые в зависимости от способа реализации СУГ, вида дорожного покрытия и автотранспорта (автоцистерны или баллоновозы) по таблице 6.1.

При заданной мощности ГНС радиус действия станции определяется по формуле

$$R_{\text{ГНС}} = \sqrt{\frac{N_{\text{ГНС}}}{q\pi}}, \quad (6.49)$$

Затраты в реконструкцию региональных систем газоснабжения $Z_{\text{ГНС-П}}^{\text{P}}$, включают в себя затраты в реконструкцию газонаполнительных станций $Z_{\text{ГНС}}$, затраты в дополнительный парк автомобильных цистерн по доставке СУГ с ГНС на газонаполнительные пункты $Z_{\text{ат}}^{\text{P}}$, затраты в сооружение и эксплуатацию районных ГНП $Z_{\text{ГНП}}$, а также эксплуатационные расходы по доставке баллонов сжиженного газа с ГНП до потребителя $I_{\text{ат}}^{\text{B}}$, то есть:

$$Z_{\text{ГНС-П}}^{\text{P}} = Z_{\text{ГНС}} + Z_{\text{ат}}^{\text{P}} + Z_{\text{ГНП}} + I_{\text{ат}}^{\text{B}} (1 - \beta), \quad (6.50)$$

В свою очередь затраты $Z_{\text{ГНС}}$ и $Z_{\text{ГНП}}$ принимаются при годовой мощности объектов реконструкции, определяемой по рисункам 6.13 и 6.14

Составляющие приведенных затрат в уравнении (6.50) определяются следующими соотношениями:

$$Z_{\text{ат}}^{\text{P}} = a_{\text{P}} + b_{\text{P}} 0,8R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}; \quad (6.51)$$

$$I_{\text{ат}}^{\text{B}} = a_{\text{B}}^{\prime\prime} + 0,8b_{\text{B}}^{\prime\prime} R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}; \quad (6.52)$$

где $a_{\text{P}}, b_{\text{P}}$ – стоимостные параметры, принимаемые в зависимости от способа реализации СУГ, вида дорожного покрытия и автотранспорта (автоцистерны или баллоновозы) по таблице 6.1;

$R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}$ – оптимальный радиус действия ГНП (рисунок 6.14), км;

$R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}$ – оптимальный радиус действия ГНС (рисунок 6.13), км.

Оптимальная реконструкция региональных систем снабжения сжиженным газом требует капитальных вложений в сооружение мощных газонаполнительных станций, пополнение парка автоцистерн для доставки СУГ с ГНС и ГНП, капитальных вложений в сооружение сети газонаполнительных пунктов. Целевая функция задачи в таком случае имеет вид:

$$K_p = K_{\text{ГНС}} + K_{\text{ат}} + K_{\text{ГНП}}, \quad (6.53)$$

где K_p – капитальные вложения в реконструируемые системы снабжения СУГ, руб;

$K_{\text{ГНС}}$ – капитальные вложения в сооружение ГНС, руб. Рассчитывается по формуле в соответствии с таблицей 6.1 при оптимальной мощности ГНС;

$K_{\text{ат}}$ – дополнительные капитальные вложения в автомобильный транспорт (автоцистерны) по доставке СУГ с ГНС на ГНП, руб. Определяется в зависимости от вида дорожного покрытия и автотранспорта (автоцистерны или баллоновозы) по таблице 6.1.;

$K_{\text{ГНП}}$ – капитальные вложения в сооружение ГНП, руб. Рассчитывается по формуле в соответствии с таблицей 6.1 при оптимальной мощности ГНП.

Выражения (6.51, 6.53) характеризуют новое строительство систем газоснабжения. Следует отметить, однако, что при реконструкции региональных систем газоснабжения (повышение единичной мощности ГНС и развитие парка автоцистерн) часть основных производственных фондов сохраняется (подъездные ж/д пути, эстакады для слива железнодорожных цистерн, инженерная инфраструктура газонаполнительной станции, существующий парк автоцистерн для доставки СУГ в резервуарные установки потребителей и т.д.).

В этой связи использование зависимостей (6.51, 6.53) для определения капитальных вложений в реконструкцию приводит к завышению расчетных затрат и как следствие, к занижению экономического эффекта от реконструкции.

В результате реконструкции обеспечивается снижение расходов по эксплуатации региональных систем снабжения сжиженным газом:

$$\Delta И = И_c - И_p, \quad (6.54)$$

где $И_c$ – расходы по эксплуатации существующих систем снабжения СУГ, руб./т;

$И_p$ – расходы по эксплуатации реконструированных систем газоснабжения, руб./т.

Расходы по эксплуатации существующих систем газоснабжения включают в себя расходы по эксплуатации ГНС, а также расходы по эксплуатации автомобильного транспорта для доставки СУГ потребителю.

Согласно (6.46-6.48) можно записать:

$$И_c = \frac{(A_{\text{ГНС}}^p)'' \beta}{N_{\text{ГНС}}^{0,8}} + \frac{(A_{\text{ГНС}}^b)'' (1-\beta)}{N_{\text{ГНС}}^{0,8}} + (a_p'' + v_p'' 0,8R_{\text{ГНС}}) \beta + (a_b'' + v_b'' 0,8R_{\text{ГНС}}) (1-\beta) \quad (6.55)$$

Расходы по эксплуатации реконструированных систем газоснабжения включают в себя расходы по эксплуатации реконструированных ГНС, парка автоцистерн по доставке СУГ с ГНС на ГНП, расходы по эксплуатации районных газонаполнительных пунктов и расходы по доставке СУГ с ГНП до потребителя в баллоновозах.

$$И_p = И_{\text{ГНС}}^p + И_{\text{ат}}^p + И_{\text{ГНП}} + И_{\text{ат}}^b. \quad (6.56)$$

Составляющие эксплуатационных расходов определяются следующими уравнениями:

$$И_{\text{ГНС}}^p = \frac{(A_{\text{ГНС}}^p)''}{(N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}})^{0,8}}; \quad (6.57)$$

$$И_{\text{ат}}^p = a_p'' + 0,8b_p'' R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}}; \quad (6.58)$$

$$И_{\text{ГНП}} = \frac{(A_{\text{ГНП}}^p)''}{(N_{\text{ГНП}}^{\text{opt}})^{0,8}}; \quad (6.59)$$

$$И_{\text{ат}}^b = a_b'' + 0,8b_b'' R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}, \quad (6.60)$$

где $(A_{\text{ГНС}}^p)''$, $A_{\text{ГНП}}''$ – стоимостные параметры, принимаемые в зависимости от способа реализации СУГ, вида дорожного покрытия и автотранспорта (автоцистерны или баллоновозы) по таблице 6.1.

Подставляя (6.42-6.55, 6.57-6.60) в (6.56) имеем:

$$I_P = \frac{(A_{\text{ГНС}}^P)^{//}}{(N_{\text{ГНС}}^{\text{opt}})^{0,8}} + a_P^{//} + B_P^{//} 0,8 R_{\text{ГНС}}^{\text{opt}} + \frac{A_{\text{ГНП}}^{//}}{(N_{\text{ГНП}}^{\text{opt}})^{0,8}} + a_B^{//} + B_B^{//} 0,8 R_{\text{ГНП}}^{\text{opt}}. \quad (6.61)$$

Срок окупаемости капитальных вложений в реконструкцию за счет ежегодной экономии эксплуатационных расходов, Z , лет, определяется по формуле:

$$Z = \frac{K_P}{\Delta I} = \frac{K_P}{I_C - I_P}. \quad (6.62)$$

В целях численной реализации экономико-математической модели (6.46÷6.62) были проведены соответствующие расчеты.

В расчетах использовались следующие исходные данные:

- мощность существующей ГНС – 12 тыс.т/год;
- оптимальные мощности ГНС и ГНП после реконструкции приняты по рекомендациям таблицы 6.3 и рисунка 6.14;
- плотность газопотребления на территории прилегающей к ГНС: $q=0,2; 1,0; 4,0$ т/(год·км²);
- схема реализации СУГ потребителю: через баллоны ($\beta =0$); через баллонные и резервуарные установки ($\beta =0,5$);
- параметры дорожной сети:
 - при доставке газа от ГНС в автоцистернах: дороги с усовершенствованным покрытием– 85% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное и низшее) – 15% пути;
 - при доставке газа с ГНП в баллоновозах: дороги с усовершенствованным покрытием– 50% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное покрытие – 30% и низшее покрытие – 20%) – 50% пути;
- характер застройки населенного пункта – одноэтажная, усадебная (коттеджная) застройка, 50% с компактной и 50% с разбросанной планировкой.

Результаты расчетов приводятся на рисунке 6.18.

Как видно из графиков (рисунок 6.18), реконструкция региональных систем снабжения сжиженным газом значительно снижает затраты по реализации СУГ.

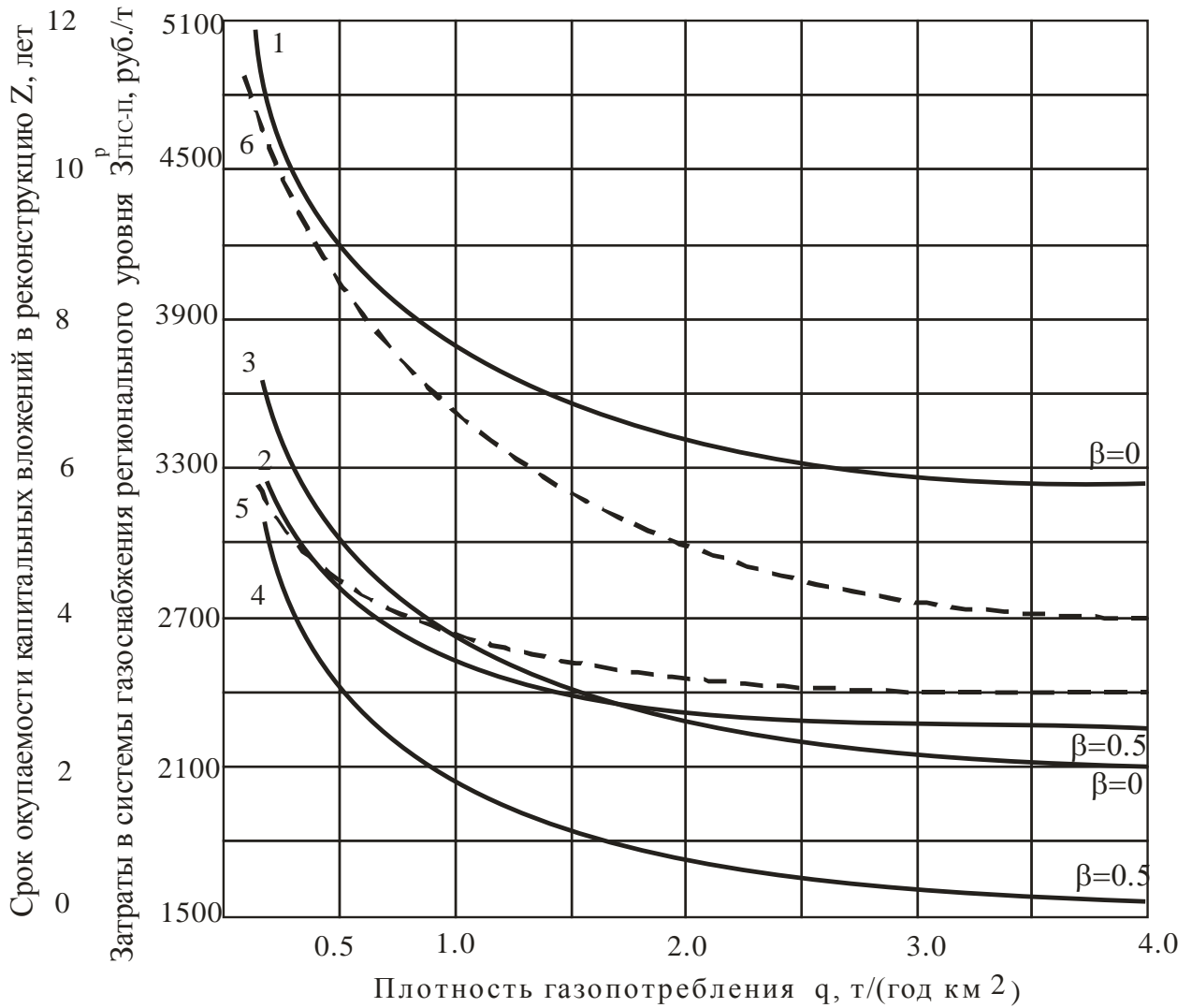


Рисунок 6.18. Параметры региональных систем газоснабжения.

- 1 – Затраты в региональные системы газоснабжения (существующие) при $\beta=0$;
- 2 – то же ($\beta=0,5$);
- 3 – Затраты в региональные системы газоснабжения (реконструируемые) при $\beta=0$;
- 4 – то же ($\beta=0,5$);
- 5 – срок окупаемости капитальных вложений в реконструкцию региональных систем газоснабжения при $\beta=0$;
- 6 – срок окупаемости капитальных вложений в реконструкцию региональных систем газоснабжения при $\beta=0,5$.

Так, например, при плотности газопотребления $q=0,2$ т/(год·км²) затраты в систему газоснабжения по реализации 1т газа снижаются с 3450 руб./т (существующие системы, $\beta=0$) до 2400 руб./т (реконструированные системы, $\beta=0$), то есть на 30%. Аналогично, при $\beta=0,5$ затраты уменьшаются с 2400 руб./т до 1710 руб./т, то есть на 29%.

Реконструкция региональных систем газоснабжения обеспечивает высокую эффективность капитальных вложений. Так, например, при снабжении потребителей сжиженным газом через баллоны ($\beta=0$) (кривая 5) в диапазоне плотности газопотребления q от 0,2 до 4,0 т/(год км²), срок окупаемости капитальных вложений составляет от 3 до 5 лет. При снабжении потребителей сжиженным газом через баллоны и резервуарные установки ($\beta=0,5$) (кривая 6) при аналогичных плотностях газопотребления, капитальные вложения окупаются в течение 4-10 лет.

Выводы по главе 6

1. В целях научного обоснования региональных систем снабжения сжиженным газом разработана экономико-математическая модель оптимального функционирования межпоселковых систем газоснабжения по комплексу: газонаполнительная станция (ГНС) – потребитель. В качестве целевой функции задачи использовался минимум дисконтированных затрат в расчете на 1 тонну реализуемого продукта.

Предложенная модель устанавливает зависимость оптимальных параметров газонаполнительной станции (мощность и радиус действия) от плотности потребления газа на территории, обслуживаемой ГНС, с учетом влияния сопутствующих факторов, обусловленных функционированием системообразующих элементов (технологические схемы ГНС, дорожная и транспортная инфраструктура, технические решения поселковых систем газоснабжения и др.) .

Численная реализация модели показывает, что оптимальное развитие региональных систем газоснабжения требует значительного повышения их централизации на базе крупных газонаполнительных станций мощностью от 40 до 140 тыс. тонн в год с радиусом действия 100-250 км, то есть на базе ГНС областного и межобластного характера.

2. Важным резервом снижения транспортных расходов при баллонном снабжении потребителей сжиженным газом является применение двухступенчатых систем газоснабжения с использованием промежуточных газонаполнительных пунктов (ГНП). Преимущество такой схемы доставки заключается в том, что основная часть транспортных расходов в пределах радиуса действия ГНС приходится на доставку СУГ с ГНС на ГНП, которая осуществляется по более дешевому варианту (автоцистернами), более дорогой вариант доставки СУГ (баллоновозами) осуществляется с ГНП и ограничивается его радиусом действия.

В целях научного обоснования применения двухступенчатых систем газоснабжения разработана экономико-математическая модель по комплексу: ГНС-ГНП-потребитель. Численная реализация модели позволила выявить оптимальные параметры ГНС и ГНП в зависимости от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории и доли газа, реализуемого через баллонные установки. Как

показывают результаты исследований, перспективным направлением развития региональных систем газоснабжения при частичном использовании газобаллонных установок является сооружение крупных ГНП районного масштаба мощностью от 400 до 1800 т/год и радиусом действия от 12 до 50 км.

3. Разработана математическая модель оптимального размещения ГНП на территории административного района в зависимости от местоположения и годовых объемов газопотребления населенными пунктами. В качестве целевой функции задачи используется минимум транспортных расходов по доставке СУГ потребителям. Модель реализуется методом наименьших квадратов средствами вычислительной техники в соответствии с программным обеспечением, разработанным соискателем.

4. С учетом предложенных рекомендаций по повышению централизации и внедрению двухступенчатых схем газоснабжения с использованием промежуточных ГНП были проведены технико-экономические исследования, связанные с обоснованием реконструкции существующих региональных систем снабжения сжиженным газом. Как показывают результаты исследований, дополнительные капитальные вложения в реконструкцию вполне оправданы и обоснованы. Так, например, при баллонном снабжении потребителей сжиженным газом в зависимости от плотности газопотребления на газоснабжаемой территории капитальные вложения в реконструкцию окупаются в течение 3-5 лет, при смешанном (баллонном и резервуарном) газоснабжении срок окупаемости капитальных вложений в реконструкцию составляет 4-10 лет.

ГЛАВА 7. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОСЕЛКОВЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПРИРОДНОГО И СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗОВ

7.1. Современное состояние вопроса и исходные теоретические предпосылки

В настоящее время средний уровень газификации населенных пунктов в России составляет 83%, в том числе на природном сетевом газе – 65% (преимущественно города и крупные населенные пункты), на сжиженном углеводородном газе – 18% (преимущественно небольшие населенные пункты).

Газификация регионов РФ, согласно генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года, должна осуществляться преимущественно на природном сетевом газе [25]. Однако, географические и климатические особенности регионов России, характер потребления газового топлива, технические, экономические и ресурсные возможности развития газотранспортных и газораспределительных систем ограничивают повсеместное использование сетевого природного газа. В этом случае, газификация населенных пунктов проводится на базе СУГ, который представляет собой вполне приемлемую альтернативу сетевому природному газу и может обеспечивать полное удовлетворение потребностей населения в газовом топливе.

Таким образом, эффективное решение вопроса выбора газового топлива при газификации населенного пункта требует научного обоснования и системного технико-экономического анализа.

Отдельные аспекты решения этой актуальной научно-технической проблемы освещаются в работах В.А. Смирнова [241], В.Г. Голика, Б.Н. Курицына [26], Ф.А. Павлюка [172, 173], И.Н. Коптеловой [73, 74], Е.И. Берхмана [14] и других ученых и реализуются ОАО «Гипрониигаз» при разработке генеральных схем газоснабжения России и отдельных ее регионов на соответствующую временную перспективу. Следует отметить, однако, что имеющиеся в литературе рекомендации по выбору газообразного топлива отличаются разнообразием исходных пред-

посылок, принятых при постановке задачи исследований, часто носят фрагментарный и противоречивый характер. Они получены в 60-80 годах прошлого столетия и поэтому не могут быть востребованы в полной мере без привязки к современным реалиям газораспределительной отрасли.

7.2. Разработка экономико-математической модели выбора систем газоснабжения населенного пункта на базе природного и сжиженного углеводородного газов

Выбор рациональной области применения систем газоснабжения на базе природного или сжиженного газов, требует экономического сопоставления альтернативных вариантов.

В качестве целевых функций данной задачи примем удельные дисконтированные затраты в соответствующие системы газоснабжения $Z_{\text{суг}}$ и $Z_{\text{пг}}$. В качестве базового варианта энергоснабжения принимается газификация природным газом (ПГ), в качестве альтернативного варианта – газификация сжиженным газом.

Удельные дисконтированные затраты в газификацию природным газом (на одну газифицируемую квартиру), руб./(\text{год}\cdot\text{кв}), согласно [85], имеют вид:

$$Z_{\text{пг}} = c_{\text{пг}} g_{\text{год}}^{\text{пг}} + Z_{\text{го}} + Z_{\text{агрс}} + Z_{\text{мсг}} + Z_{\text{гггп}} + Z_{\text{сгпг}} + Z_{\text{об}}, \quad (7.1)$$

где $c_{\text{пг}}$ – стоимость природного газа, руб./м³ [154, 155];

$g_{\text{год}}^{\text{пг}}$ – годовое потребление ПГ газифицируемой квартирой, м³/(\text{год}\cdot\text{кв}).

Определяется по таблице 5.2 настоящей работы в зависимости от вида газоиспользующего оборудования;

$Z_{\text{го}}$ –затраты в газопровод-отвод в привязке к магистральному газопроводу, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{агрс}}$ –затраты в автоматическую газораспределительную станцию (АГРС), руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{мсг}}$ –затраты в межпоселковую систему газоснабжения (межпоселковые газопроводы), включая стоимость и рекультивацию отчуждаемых земель,

руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{грп}}$ – затраты в головной ГРП газоснабжаемого населенного пункта, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{сгпг}}$ – затраты в систему газоснабжения ПГ населенного пункта, определяемые по [91] в условиях оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{об}}$ – затраты в газовое оборудование потребителя, руб./(\text{год}\cdot\text{кв}).

По результатам анализа реальных проектов систем газоснабжения, затраты в газопровод-отвод, АГРС, головной ГРП в сумме не превышают 8-10 % от общей величины затрат в межпоселковую систему газоснабжения [93], что позволяет при проработке целевой функции принять: $Z_{\text{го}} + Z_{\text{агрс}} + Z_{\text{грп}} = 0,13_{\text{мсг}}$.

В свою очередь, удельные приведенные затраты в межпоселковую систему газоснабжения определяются по выражению:

$$Z_{\text{мсг}} = \frac{((51,75d + 391)E + 1,7d + 62,9)l}{n}, \quad (7.2)$$

с учетом ограничения по управляющему параметру, $d \geq 63\text{мм}$ [231];

где l – протяженность межпоселкового газопровода, км;

n – количество газифицируемых квартир в населенном пункте, кв.

Затраты в газификацию сжиженным газом (на одну газифицируемую квартиру) согласно [85] имеют вид, руб./\text{год}\cdot\text{кв}:

$$Z_{\text{суг}} = c_{\text{суг}}g_{\text{год}}^{\text{суг}} + Z_{\text{гнс}} + Z_{\text{ат}} + Z_{\text{гру}} + Z_{\text{ургс}} + Z_{\text{об}}, \quad (7.3)$$

где $c_{\text{суг}}$ – стоимость СУГ, в привязке к заводам поставщикам руб./т;

$g_{\text{год}}^{\text{суг}}$ – годовое потребление СУГ газифицируемой квартирой, т/(\text{год}\cdot\text{кв}), определяемое по таблице 5.2 настоящей работы в зависимости от вида газоиспользующего оборудования у потребителя;

$Z_{\text{гнс}}$ – затраты по ГНС, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{ат}}$ – затраты в доставку газа автомобильным транспортом, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{\text{гру}}$ – затраты в РУ СУГ, оборудованные электрическими испарителями, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$Z_{УРГС}$ –затраты в уличные распределительные сети СУГ, руб./(\text{год}\cdot\text{кв}), определяемые по формулам (5.27-5.32) главы 5 настоящей работы в условиях оптимальной централизации поселковых систем снабжения сжиженным газом;

$Z_{об}$ –затраты в газовое оборудование потребителя, руб./(\text{год}\cdot\text{кв}).

Затраты по газонаполнительной станции сжиженного газа $Z_{гнс}$, руб./(\text{год}\cdot\text{кв});

$$Z_{гнс} = Z'_{гнс} g_{год}^{суг}, \quad (7.4)$$

где $Z'_{гнс}$ – затраты по ГНС, руб./т, определяемые по таблице 6.1 настоящей работы, в условиях оптимальной централизации региональных систем газоснабжения.

Затраты в доставку газа автомобильным транспортом, $Z_{ат}$, руб./(\text{год}\cdot\text{кв}), определяются по выражению:

$$Z_{ат} = Z'_{ат} g_{год}^{суг}, \quad (7.5)$$

где $Z'_{ат}$ –затраты в доставку газа автомобильным транспортом, руб./т, определяются по таблице 6.1 настоящей работы, в условиях оптимальной централизации региональных систем газоснабжения.

Затраты в резервуарные установки сжиженного газа, оборудованные электрическими испарителями $Z_{гру}$, руб./(\text{год}\cdot\text{кв}), определяются по выражению:

$$Z_{гру} = Z'_{гру} g_{год}^{суг}, \quad (7.6)$$

где $Z'_{гру}$ – затраты в РУ СУГ, оборудованные электрическими испарителями, руб./т, определяемые по таблице 5.4 главы 5 настоящей работы, в условиях оптимальной централизации поселковых систем газоснабжения.

Сравнение вариантов систем газоснабжения проводится при условии, что базовый и альтернативный энергоресурс используется в квартирных условиях на все коммунально-бытовые нужды. При этом затраты в газовое оборудование потребителя $Z_{об}$ в обоих вариантах будут одинаковы и их можно исключить из общей структуры затрат.

Используя принцип критических точек, приравнивая затраты по рассматриваемым вариантам $Z_{пг} = Z_{суг}$, находим искомое значение управляющего параметра $I_{кр}$, при котором альтернативные варианты систем газоснабжения экономиче-

ски равноценны. Предельная удаленность населенного пункта, от межпоселкового газопровода $l_{кр}$, км, при котором его целесообразно газифицировать природным газом, определяется по выражению

$$l_{кр} = \frac{n(c_{суг}g_{год}^{суг} - c_{пг}g_{год}^{пг} + g_{год}^{суг}(3'_{гнс} + 3'_{ат} + 3'_{гру}) + 3_{грс} - 3_{спгг})}{1,13'_{мсг}} \quad (7.7)$$

Анализ выражения (7.7) показывает, если $l > l_{кр}$ ($3_{пг} > 3_{суг}$), то целесообразна газификация сжиженным газом. При $l < l_{кр}$ ($3_{пг} < 3_{суг}$) целесообразна газификация населенного пункта природным газом.

Для адекватной оценки перспективы газификации населенного пункта на базе одного из рассматриваемых энергоресурсов, необходимо учитывать динамику их стоимости. Таким образом, сравнение вариантов необходимо проводить с привязкой к существующим ценам на энергоносители и с учетом их перспективного удорожания при переходе к уровню мировых цен [123, 191, 270].

В качестве ограничивающих условий к целевой функции были приняты:

- численность квартир населенного пункта $n \geq 10$ кв, (по условию математической модели оптимизации поселковых систем газоснабжения);
- диаметр межпоселкового газопровода принимался не менее 63x6 мм с учетом воздействия на него возможных нагрузок, вызванных собственной массой трубы и арматуры, предварительным напряженным состоянием газопроводов, температурными перепадами, а также различными природными условиями изменения состояния грунта (пучинистые явления, деформация просадки, текучесть и др.) [231];
- удаленность населенного пункта l , км, от опорного пункта газоснабжения сетевым природным газом (головной трассы межпоселкового газопровода), должна отвечать условию:

$$0 < l < l_{отв}^{мсг}, \quad (7.8)$$

где $l_{отв}^{мсг}$ – максимальная протяженность ответвления от головной магистрали межпоселкового газопровода сетевого природного газа, км. Принимается в размере оптимального радиуса действия АГРС по [93].

7.3 Рекомендации по применению природного и сжиженного углеводородного газов при газификации сельской местности

В целях численной реализации предложенной математической модели (7.1÷7.8) были проведены соответствующие расчеты. В расчетах использовались следующие исходные данные:

- характер застройки населенного пункта многорядная и двухрядная;
- количество газифицируемых квартир в населенном пункте $n=100, 50, 15$ кв;
- плотность населения на газоснабжаемой территории $q_n=75$ чел/га (площадь приусадебного земельного участка 4 сотки) и 6 чел/га (площадь приусадебного земельного участка 50 соток);
- климатическая зона эксплуатации: зона 3 (представительный пункт г. Екатеринбург), зона 1 (представительный пункт г. Краснодар);
- характеристика газоснабжаемых зданий: тип здания III и тип здания V
- прокладка межпоселковых газопроводов (базовый вариант) – подземная из полиэтиленовых труб;
- прокладка поселковых распределительных газопроводов (базовый вариант):
 - среднего давления – подземная из полиэтиленовых труб; низкого давления – надземная из стальных труб по фасадам зданий и по металлическим опорам высотой 2,5 м;
- схема снабжения потребителей СУГ (альтернативный вариант) от групповых резервуарных установок с электрическими регазификаторами СУГ;
- плотность газопотребления на территории, прилегающей к ГНС $q=0,2$ т/(год·км²) и $q=2,0$ т/(год·км²);
- характеристика дорожной сети для доставки СУГ потребителям автомобильным транспортом: дороги с усовершенствованным покрытием (асфальтобетон) – 50% пути, дороги с переходным покрытием (щебень) – 30% пути и дороги с низшим покрытием (грунт) – 20% пути;
- прокладка распределительных газопроводов СУГ низкого давления - под-

земная из стальных труб.

Результаты решения задачи приводятся в таблицах 7.1-7.2.

Таблица 7.1 - Критическая длина межпоселкового газопровода при снабжении населенного пункта сетевым природным газом

Плотность населения на газоснабжаемой территории q , чел./га	Критическая длина межпоселкового газопровода $l_{кр}$, км					
	тип застройки населенного пункта					
	двухрядная			многорядная		
	количество газоснабжаемых квартир в населенном пункте n , кв					
	100	50	15	100	50	15
холодная климатическая зона эксплуатации						
75	$\frac{21}{20}$	$\frac{10,5}{9}$	$\frac{3,2}{2,5}$	$\frac{20,4}{19,5}$	$\frac{10,4}{8,6}$	$\frac{2,6}{2,3}$
6	$\frac{18}{17,5}$	$\frac{9}{8,5}$	$\frac{2,25}{2,0}$	$\frac{17,1}{17}$	$\frac{8,6}{8,3}$	$\frac{2}{1,8}$
умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации						
75	$\frac{16,5}{15}$	$\frac{7,8}{6,5}$	$\frac{1,8}{1,5}$	$\frac{16}{14,3}$	$\frac{7,5}{6,3}$	$\frac{1,6}{1,3}$
6	$\frac{14,5}{13,8}$	$\frac{7,0}{5,8}$	$\frac{1,3}{1,1}$	$\frac{13,8}{13,5}$	$\frac{6,8}{5,5}$	$\frac{1,1}{0,9}$
холодная климатическая зона эксплуатации с учетом динамики стоимости энергоресурсов						
75	$\frac{16}{15}$	$\frac{8}{7,5}$	$\frac{2,1}{1,8}$	$\frac{15,8}{14,4}$	$\frac{7,9}{7,0}$	$\frac{1,9}{1,7}$
6	$\frac{14,5}{13,8}$	$\frac{7,5}{6,4}$	$\frac{1,5}{1,3}$	$\frac{14,0}{13,6}$	$\frac{7,3}{5,5}$	$\frac{1,4}{1,1}$
умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации с учетом динамики стоимости энергоресурсов						
75	$\frac{10,5}{10}$	$\frac{6,8}{6,6}$	$\frac{1,7}{1,4}$	$\frac{10,2}{9,6}$	$\frac{6,3}{5,7}$	$\frac{1,5}{1,3}$
6	$\frac{9,5}{9,3}$	$\frac{5,5}{5,2}$	$\frac{1,3}{1,0}$	$\frac{9,2}{8,5}$	$\frac{4,9}{4,0}$	$\frac{1,2}{0,8}$
Примечание к таблице 7.1. Характеристика газоснабжаемых зданий: тип здания III. Плотность газопотребления СУГ на территории, прилегающей к ГНС: в числителе - $q=0,2$ т/(год·км ²); в знаменателе - $q=2,0$ т/(год·км ²)						

Таблица 7.2 - Критическая длина межпоселкового газопровода при снабжении населенного пункта сетевым природным газом

Плотность населения на газоснабжаемой территории, чел./га	Критическая длина межпоселкового газопровода $l_{кр}$, км					
	вид застройки населенного пункта					
	двухрядная			многорядная		
	количество газоснабжаемых квартир в населенном пункте					
	п, кв					
	100	50	15	100	50	15
холодная климатическая зона эксплуатации						
75	$\frac{16}{15,5}$	$\frac{8,1}{7,9}$	$\frac{2,5}{1,5}$	$\frac{15,8}{15,2}$	$\frac{8}{7,6}$	$\frac{2,3}{1,3}$
6	$\frac{15,5}{15}$	$\frac{7,8}{7,5}$	$\frac{1,9}{1,1}$	$\frac{15}{14,4}$	$\frac{7,2}{6,6}$	$\frac{1,8}{0,9}$
умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации						
75	$\frac{12}{11,8}$	$\frac{6,5}{6,2}$	$\frac{1,5}{1,0}$	$\frac{11,8}{11,6}$	$\frac{6,2}{5,5}$	$\frac{1,3}{0,9}$
6	$\frac{11}{10}$	$\frac{6}{5,8}$	$\frac{1,1}{0,7}$	$\frac{10}{9,2}$	$\frac{4,6}{4,3}$	$\frac{0,9}{0,6}$
холодная климатическая зона эксплуатации с учетом динамики стоимости энергоресурсов						
75	$\frac{12}{11,6}$	$\frac{7}{6,8}$	$\frac{2,1}{1,3}$	$\frac{11,6}{11,2}$	$\frac{6,7}{6,5}$	$\frac{1,9}{1,1}$
6	$\frac{10,3}{10}$	$\frac{6,5}{6,3}$	$\frac{1,6}{1,1}$	$\frac{9,9}{8,9}$	$\frac{6,1}{5,7}$	$\frac{1,4}{0,8}$
умеренно-теплая климатическая зона эксплуатации с учетом динамики стоимости энергоресурсов						
75	$\frac{7,3}{7,0}$	$\frac{4,5}{4,4}$	$\frac{1,2}{0,8}$	$\frac{7}{6,6}$	$\frac{4,2}{4,0}$	$\frac{1,1}{0,7}$
6	$\frac{6,8}{6}$	$\frac{4,2}{3,8}$	$\frac{0,8}{0,6}$	$\frac{6,3}{5,1}$	$\frac{3,5}{3,2}$	$\frac{0,7}{0,5}$
Примечание к таблице 7.2. Характеристика газоснабжаемых зданий: тип здания V. Плотность газопотребления СУГ на территории, прилегающей к ГНС: в числителе - $q=0,2$ т/(год·км ²); в знаменателе - $q=2,0$ т/(год·км ²)						

В целях оценки влияния структуры застройки сельского поселка на величину критической длины межпоселкового газопровода, расчеты проводились для двух полярных вариантов планировки поселков: многорядная застройка зданиями, характерная для поселков с компактной планировкой и двухрядная, характерная для поселков с разбросанной планировкой.

Как показывают результаты расчетов, влияние структуры застройки на величину управляющего параметра $I_{кр}$ весьма незначительно и не превышает 10-12%. При смешанном варианте застройки, наиболее адекватно отражающем реальную планировку сельских поселков, возможно использование осредненных результатов с погрешностью, не превышающей 5-6%.

Влияние плотности потребления сжиженного газа на территории, прилегающей к ГНС q_n , на величину управляющего параметра $I_{кр}$ также весьма незначительно, что дает основание в дальнейшем использовать осредненные результаты с погрешностью не превышающей 4-5%.

Проведенный анализ позволяет представить результаты исследований в зависимости от следующих определяющих факторов: количества газифицируемых квартир в населенном пункте n , технических характеристик газоснабжаемых зданий и климатических условий эксплуатации систем газоснабжения.

Результаты соответствующих расчетов представлены на графиках (рисунки 7.1-7.2).

Как видно из графиков (рисунки 7.1-7.2) варьирование плотности населения на территории населенного пункта от $q_n=75$ чел./га (площадь приусадебного земельного участка 4 сотки) до $q_n=6$ чел./га (площадь приусадебного земельного участка 50 соток) обуславливает максимальное расхождение значений критической длины межпоселкового газопровода 10-15 %. В условиях реальной застройки населенных пунктов рекомендуется осреднение результатов в указанном диапазоне плотностей населения. При этом погрешность расчетов не превышает 5-7%.

Реальная практика проектирования систем газоснабжения показывает, что вид газоиспользующего оборудования и уровень инженерного сервиса, обеспечиваемого системами газоснабжения, зависит от материального благосостояния населения. В этой связи, при проведении конкретных расчетов влияние указанных факторов можно учесть, используя смешанный вариант газоснабжения, сочетающий в себе в равных долях максимальное газопотребление (пищеприготовление, горячее водоснабжение и отопление) и минимальное газопотребление (пищеприготовление). При этом погрешность расчетов не превышает 4-5%.

В силу географического расположения Российской Федерации большинство ее населенных пунктов находятся в умеренно-холодной климатической зоне. Это обстоятельство позволяет распространить результаты проведенных исследований на весь диапазон климатических условий использования газового топлива. Обобщенные рекомендации по применению результатов исследований приводятся на рисунке 7.3.

График позволяет выявить области рационального использования природного и сжиженного газа при газификации сельских населенных пунктов в зависимости от численности населения (количества газифицируемых квартир) и удаленности населенного пункта от головной магистрали межпоселкового газопровода.

Как показывает дополнительный анализ, максимальная погрешность обобщенных рекомендаций в условиях реальной газовой практики составляет 17-22%, что вполне приемлемо с учетом большого многообразия и значительной неопределенности исходной информации, особенно на стадии предпроектных (плановых) проработок технических решений. При наличии детальной проработки исходной информации рекомендуется использовать соответствующие математические модели и их графическую и табличную интерпретацию.

Как видно из графика, область, заключенная между линиями 1 и 2, является зоной экономической неопределенности, в пределах которой оба варианта газоснабжения равноэкономичны. Рост цен на энергоресурсы до мирового уровня обеспечивает экономическую привлекательность систем снабжения СУГ при газификации населенных пунктов с численностью населения до 300 человек.

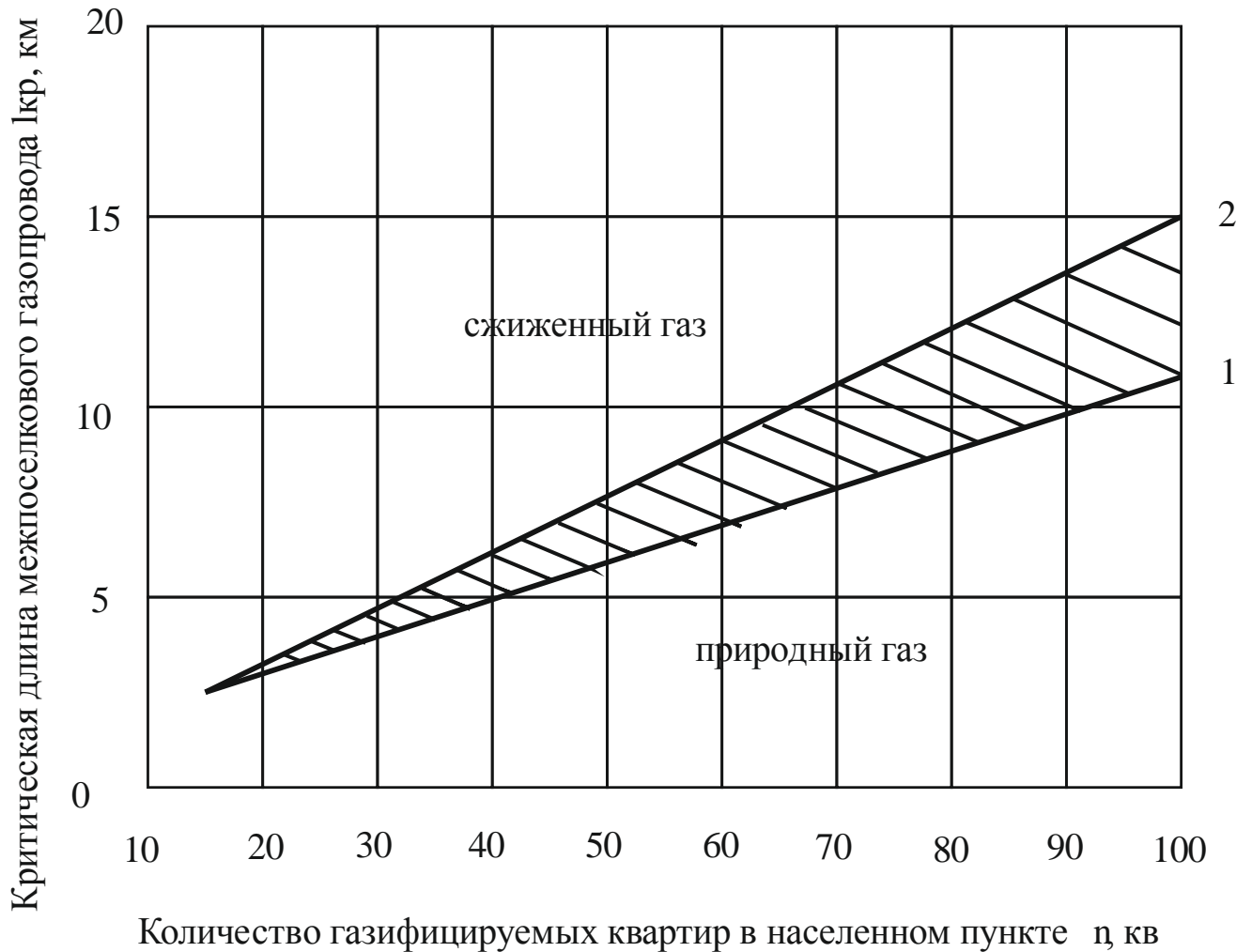


Рисунок 7.3. К выбору вида газообразного топлива при газификации сельских населенных пунктов (умеренно-холодная климатическая зона эксплуатации):

- 1 - с учетом удорожания газового топлива (мировые цены);
- 2- с учетом текущих цен на газовое топливо.

Так, например, при газификации населенного пункта на 50 квартир (численность населения 150-200 чел.) экономическая целесообразность применения сжиженного газа обеспечивается при удаленности населенного пункта от межпоселкового газопровода на расстоянии более 5,5 км (для текущих цен 7,5 км). При газификации населенного пункта на 70 квартир (численность населения 210-280 чел.), сжиженный газ целесообразно использовать в населенных пунктах удаленных от межпоселкового газопровода на расстояние более 7,5 км (для текущих цен более 11 км).

Выводы по главе 7

1. Проведенные в диссертационной работе исследования обеспечивают необходимые научно-методические предпосылки к разработке экономико-математической модели обоснования рациональной области применения сжиженного углеводородного газа при газификации сельских населенных пунктов.

2. В качестве целевых функций в данной задаче использовались удельные (на 1 газифицируемую квартиру) дисконтированные затраты в сооружение и эксплуатацию альтернативных вариантов систем газоснабжения: сетевым природным газом и сжиженным углеводородным газом (пропан-бутаном).

Анализ исходных предпосылок, выполненных при постановке задачи, показывает, что в общем случае, удельные затраты по сравниваемым вариантам систем газоснабжения зависят от многочисленных факторов, как то: плотность населения (газопотребления) на газоснабжаемой территории, структура застройки сельских поселков, технические характеристики газоснабжаемых зданий и климатические условия их эксплуатации, газовое оборудование квартир и режимы его использования и т.д.

Вместе с тем, при обобщенной постановке задачи, с погрешностью, не превышающей $\pm 15\%$, к числу основных факторов, определяющих величину расчетных затрат, следует отнести:

- удаленность населенного пункта от магистралей природного газа;
- численность населения (квартир) в газоснабжаемом поселке;
- стоимость газового топлива и ее динамика в условиях сближения отечественных и мировых цен на энергоресурсы.

3. Численная реализация модели методом критических точек позволила обосновать области рационального применения альтернативных вариантов газового топлива при газификации сельских населенных пунктов. При наличии в регионе развитой газотранспортной системы на базе сетевого природного газа потенциальными объектами газификации сжиженным углеводородным газом являются сельские поселки численностью до 300 жителей, удаленные от межпоселковых газопроводов природного газа на расстояние более 15 км.

В условиях перехода на мировые цены конкурентная способность сжиженного газа возрастает. При той же численности сельских поселков, предельная удаленность от межпоселковых газопроводов сокращается до 11 км и менее.

При отсутствии в регионе сетевого природного газа сжиженный углеводородный газ (пропан-бутан), а также его аналог (сжиженный природный газ) являются основными источниками газового топлив

ГЛАВА 8. ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. РАСЧЕТ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

8.1 Оценка экономической эффективности внедрения схемного решения установки резервуаров в грунте с применением перемещаемой опалубки

Для оценки экономической эффективности применения схемного решения установки подземных резервуарных установок в грунтовом массиве с обратной засыпкой песком в перемещаемую металлическую опалубку на базе вертикальных резервуаров предлагаемого типоряда было проведено сравнение двух вариантов.

В качестве базового варианта для сравнительного анализа принята установка из двух подземных горизонтальных резервуаров объемом $2,75 \text{ м}^3$ с традиционной установкой в грунтовом массиве и полной обратной засыпкой котлована песчаным грунтом по [275, 276]. В качестве альтернативного варианта принята резервуарная установка из двух вертикальных резервуаров объемом $2,6 \text{ м}^3$ (таблица 2.3) с использованием предлагаемого схемного решения.

Капитальные вложения в сооружение резервуарных установок с вертикальными подземными резервуарами, с учетом предлагаемого схемного решения, включают в себя: стоимость работ по монтажу подземных резервуаров K_p и устройства антикоррозийной изоляции $K_{и}$, стоимость разработки и обратной засыпки котлована грунтом K_k , устройства бетонных фундаментов под резервуары $K_{ф}$, песчаной засыпки вокруг резервуара $K_{п}$, отсыпки надпочвенного грунта $K_{отс}$, устройства наружного ограждения $K_{огр}$, а также стоимость территории, отчуждаемой под резервуарную установку $K_{отч}$, и могут быть представлены в виде функционала

$$K = f(K_p, K_{и}, K_{ф}, K_k, K_{огр}, K_{п}, K_{отс}, K_{отч}). \quad (8.1)$$

Расчетные зависимости для определения капитальных вложений в групповые подземные резервуарные установки по элементам функционала представлены

в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Расчетные зависимости для определения капитальных вложений в групповые подземные резервуарные установки

Расчетные зависимости определения капитальных вложений, руб	
установки с горизонтальными резервуарами	установки с вертикальными резервуарами
в резервуары K_p	
$n k_m \pi d^2 (\Phi + 0,69) \cdot \left[\frac{P d}{2 \sigma_p} + \delta_K \right]$	
в антикоррозийную изоляцию $K_{и}$	
$n k_{и} \pi d^2 (\Phi + 0,69)$	
в фундамент K_{ϕ}	
$0.6 d H_{\phi} n$	$(\pi d^2 / 4) H_{\phi} n$
в котлован K_k	
$\frac{(k_k H_k / 2) [(n(d+1) + 2iH_k)(\Phi d + 0.5d + 1 + 2iH_k) + n(d+1)(\Phi d + 0.5d + 1)]}{+ n(d+1)(\Phi d + 0.5d + 1)}$	$\frac{(k_k H_k / 2) (n(d+1) + 2iH_k)(d + 1 + 2iH_k) + n(d+1)^2}{+ n(d+1)^2}$
в ограждение $K_{огр}$	
$2 k_{огр} (n(d+1) + \Phi d + 0.5d + 3)$	$2 k_{огр} (n(d+1) + d + 2)$
в обратную засыпку песком $K_{п}$	
$\frac{k_{п} (n(\Phi d + 0.5d + 0.4)(d + 0.4)(H_k + H_{отс})n - nV_p - nV_{\phi})}{- nV_p - nV_{\phi}}$	$k_{п} \left(\frac{\pi (d + 0.4)^2}{4} (H_k + H_{отс})n - nV_p - nV_{\phi} \right)$
в отчуждаемую площадь $K_{отч}$	
$k_{отч} (\Phi d + 0.5d + 2.4)(n(d+1) + 1.4)$	$k_{отч} (n(d+1) + 1.4)(d + 2.4)$
в отсыпку $K_{отс}$	
$\frac{(k_{отс} H_{отс} / 2) [(n(d+1) + 2iH_k)(\Phi d + 0.5d + 2 + 2iH_k) + n(d+1) + 1 + 2iH_k - 2iH_{отс}](\Phi d + 0.5d + 2 + 2iH_k + 2iH_{отс})]}{+ (n(d+1) + 1 + 2iH_k - 2iH_{отс})(\Phi d + 0.5d + 2 + 2iH_k + 2iH_{отс})}$	$\frac{(k_{отс} H_{отс} / 2) + [(m(d+1) + 1 + 2iH_k)(d + 2 + 2iH_k) + (m(d+1) + 1 + 2iH_k - 2iH_{отс})(d + 2 + 2iH_k - 2iH_{отс})]}{+ (m(d+1) + 1 + 2iH_k - 2iH_{отс})(d + 2 + 2iH_k - 2iH_{отс})}$

Условные обозначения, принятые в таблице 8.1:

K_m - удельные капитальные вложения в изготовление и монтаж резервуара в расчете на единицу металлоемкости, руб/кг;

Φ - формфактор (параметр, характеризующий конфигурацию резервуара и представляющий собой отношение длины цилиндрической обечайки к его диаметру d , т.е. $\Phi = l_{ц}/d$);

P – рабочее давление в резервуаре, Па;

σ_p – расчетное напряжение в стенке резервуара, Па;

δ_k – запас толщины металла на коррозию, м;

ρ_m – плотность металла, кг/м³;

d - диаметр резервуара, м;

$K_{и}$ – удельные капитальные вложения в антикоррозийную изоляцию, руб/м²;

$K_{ф}$ – удельные капитальные вложения в фундамент под резервуар, руб/м³;

$H_{ф}$ - высота фундамента, м;

K_k – удельные капиталовложения в устройство котлована (снятие плодородного слоя, выем и отвоз грунта в отвал, зачистка и планировка дна котлована), руб/м³;

H_k – полная глубина котлована, м;

i - tg угла откоса котлована, принимаемый по техническим нормативам в зависимости от физических характеристик материкового грунта;

$K_{п}$ - удельные капвложения на приобретение песка и отсыпку его в опалубку, руб/м³;

$H_{отс}$ - высота отсыпки, м;

V_p - объем резервуара, м³;

$V_{ф}$ – объем фундамента, м³;

$K_{огр}$ - удельные капиталовложения в ограждение, руб./м;

$K_{отч}$ - удельные капитальные вложения в отчуждение территории для размещения резервуарной установки, руб./м²;

$K_{отс}$ - удельные капвложения в устройство отсыпки, включая стоимость песчаного грунта, руб./м³.

Результаты расчетов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Сравнительная эффективность подземных резервуарных установок СУГ (цены 2014 года)

Сравниваемые параметры	Резервуар	
	горизонтальный	вертикальный
Объем одиночного резервуара, м ³	2,75	2,6
Общий объем установки, м ³	5,5	5,2
Капитальные вложения в установку с защитным покрытием и фундаментом, руб.	137148	118051
Уменьшение капвложений в установку с защитным покрытием и фундаментом, %	-	13,9
Капитальные вложения в обратную засыпку котлована песком, руб.	51914	23084
Уменьшение капвложений в обратную засыпку котлована песком, %	-	55,5
Капитальные вложения в отчуждаемую территорию, руб.	32671	26400
Уменьшение капвложений в отчуждаемую территорию, %	-	19,2
Капитальные вложения в устройство ограждения, руб.	17020	14080
Уменьшение капвложений в устройство ограждения, %	-	17,3
Суммарные капитальные вложения в РУ СУГ, руб.	338778	267956
Уменьшение капвложений в РУ СУГ, %	-	20,9

Применение схемного решения установки вертикальных резервуаров в грунтовом массиве с частичной обратной засыпкой песка в перемещаемую опалубку обеспечивает экономический эффект по сравнению с традиционным вариантом в размере 70822 руб. в расчете на одну резервуарную установку с объемом одиночного резервуара 2,6 м³.

Внедрение указанного схемного решения в проектную практику было осуществлено ООО «Газрегионзащита» в Саратовской области в количестве 14 резервуарных установок (всего резервуаров 28 штук с объемом единичного резервуара 2,6 м³) с суммарным экономическим эффектом 991508 руб. (1104540 руб. в ценах 2015 года).

Применение подземных вертикальных резервуаров (4 шт. объемом 4,7 м³) СУГ совместно с предлагаемым схемным решением установки сосудов в грунте и обратной песчаной засыпки в перемещаемую опалубку ТОО «Уральской монтажной фирмой - Имсталькон» при обустройстве вахтовых поселков для строителей и нефтяников Тенгизского месторождения в Атырауской области и Карачаганакского месторождения в Западно-Казахстанской области позволило получить экономический эффект в размере 5362 у.е (долл.) (375340 руб. в ценах 2015 года).

8.2 Оценка энергоэкономической эффективности установок искусственной регазификации при переводе на режим комбинированной регазификации СУГ

Результаты исследований, приведенных в главе 3 настоящей работы, доказали, что применение комбинированной схемы регазификации сжиженного углеводородного газа обеспечивает снижение нагрузки на регазификаторы СУГ на базе электрических испарителей с промежуточным теплоносителем от 42 до 68% в зависимости от объема резервуара СУГ и климатической зоны эксплуатации (таблица 3.4), что обуславливает уменьшение потребления электрической энергии.

Годовая стоимость сэкономленной электроэнергии на цели регазификации сжиженного углеводородного газа определяется по формуле, руб/год

$$\Delta \mathcal{E} = c_3 r G \tau_{\text{год}} \xi, \quad (8.2)$$

где c_3 – стоимость электроэнергии, принимаемая в размере 2 руб./кВт·ч [257];

r – теплота испарения СУГ, равная 0,12 кВт·ч/кг [253];

$\tau_{\text{год}}$ – продолжительность эксплуатации резервуарной установки в год, принимается 8760 ч/год;

G – паропроизводительность резервуарной установки, принимается 6,2 кг/ч;
 ξ – снижение расхода электрической энергии на цели регазификации за счёт использования естественной испарительной способности расходных резервуаров. По данным таблицы 3.4, для резервуара объемом 4,7 м³ в умеренно-холодной климатической зоне эксплуатации $\xi=0,62$.

Согласно формуле (8.2) имеем

$$\Delta \mathcal{E} = 2 \cdot 0,12 \cdot 6,2 \cdot 8760 \cdot 0,62 = 8081 \text{ руб/год.}$$

В то же время, перевод резервуарных установок с искусственным испарением на режим комбинированной регазификации требует установки дополнительного оборудования - клапанов-отсекателей жидкой и паровой фаз. Стоимость клапанов-отсекателей с учётом монтажных работ составляет $K=9500$ руб [240].

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений в резервуарные установки при переводе их на режим комбинированной регазификации составит

$$Z = K / \Delta \mathcal{E} = 9500 / 8081 = 1,2 \text{ года.}$$

При этом обеспечивается годовая экономия электроэнергии, затрачиваемой на регазификацию СУГ, в размере 4040 кВт·ч/год.

Применение схемы комбинированной регазификации СУГ в проектной практике было осуществлено ООО «Газрегионзащита» в Саратовской области путем оснащения клапаном отсекающей линии редуцирования естественной регазификации СУГ у 7 резервуарных установок и обусловило экономический эффект в размере 56567 руб/год. (63015 руб/год в ценах 2015 года).

8.3 Оценка экономической эффективности технического решения предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления резервуарных установок

Для определения экономической эффективности способа предупреждения гидратообразования к сравнению было принято два варианта: базовый и альтернативный (предлагаемый автором).

За базовый вариант принят способ предупреждения гидратообразования с

использованием естественного перегрева паровой фазы в грунтовом теплообменнике и нанесения тепловой изоляции с оптимизированными значениями толщин на восходящий (вертикальный) участок теплообменника и шкафной ГРП (рисунок 4.6). Описание способа приведено в п. 4.4.4 настоящей работы. Характеристики элементов по базовому варианту представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Характеристики элементов базового варианта

Наименование элемента	Используемое количество	Срок службы, лет
1. Стальная бесшовная труба диаметром 26x3 мм по ГОСТ 10704-91 с гидроизоляцией полимерной лентой толщиной 2 мм по ГОСТ 9.602-2005	11,2 м	35
2. Тепловая изоляция восходящего участка грунтового теплообменника - пенополиуретан типа ППУ-40 по ГОСТ 12.1.044, $\lambda_{из}=0,019$ Вт/(м·К)	0,22м ³	20
3. Защитный кожух на восходящем участке грунтового теплообменника -полиэтиленовая труба ПЭ 100 по ГОСТ Р 50838-2009, диаметром 50 мм	3,1 м	50
4. Защитный кожух шкафного ГРП (листовая сталь толщиной 3 мм) Зсп5 по ГОСТ 19903-90	0,9 м ²	35

В качестве альтернативного (предлагаемого) варианта принят способ предупреждения гидратообразования с сохранением перегрева паров от расходного резервуара до узла редуцирования методом нанесения тепловой изоляции с оптимизированными значениями толщин на различных участках трубопроводной обвязки (рисунок 4.7). Характеристики элементов предлагаемого варианта представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Характеристики элементов предлагаемого варианта

Наименование элемента	Используемое количество	Срок службы, лет
1. Теплоизоляция "Armaflex" на основе вспененного синтетического каучука с закрытой ячеистой структурой ГОСТ 30244-94, ГОСТ 30402		
участок 1, толщина $\delta = 0,0225$	0,00245 м ³	20
участок 2, толщина $\delta = 0,0365$	0,00166 м ³	
участок 3, толщина $\delta = 0,0475$	0,00689 м ³	
2. Защитный футляр (стальная бесшовная труба 89x5, ГОСТ 8732-78)	0,8 м	35

Для оценки экономической эффективности предлагаемого способа предупреждения гидратообразования примем горизонт расчета, равный сроку службы сравниваемых вариантов $t = \overline{1, T}$. Тогда, при равных ожидаемых результатах сравниваемых вариантов $R_{1t} = R_{2t}$ экономический эффект от внедрения предлагаемого альтернативного варианта определяется по выражению [133].

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{п.г} = Z_1 - Z_2 = & \left[\sum_{p=1}^P K_{1p} \sum_{m=0}^n \alpha_{t=mt_0} + I_1 \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} \right] - \\ & - \left[\sum_{p=1}^P K_{2p} \sum_{m=0}^n \alpha_{t=mt_0} + I_2 \sum_{t=2}^T (1+E)^{-t} \right], \end{aligned} \quad (8.3)$$

где K_{1p} , K_{2p} – капитальные вложения в p -тый элемент системы по базовому и альтернативному вариантам, соответственно, руб.;

m – номер очередных капитальных вложений;

n – количество очередных капитальных вложений (количество замен p -го элемента за срок службы системы);

$t = mt_0$ – год очередных капитальных вложений;

t_0 – срок службы p -го элемента системы, лет;

α – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год [97];

I_1, I_2 – эксплуатационные расходы на обслуживание, энергетические ресурсы по базовому и предлагаемому вариантам, соответственно, руб./год;

t – номер года эксплуатации;

T – срок службы элемента, лет;

E – норма дисконта, 1/год, принимается $E=0,1$ 1/год.

В свою очередь, количество замен p -го элемента за срок службы сравниваемых вариантов определяется по формуле

$$n = \frac{T}{t_0} - 1. \quad (8.4)$$

Срок службы сравниваемых вариантов принимается одинаковым и равным $T=20$ лет. Проектирование, монтаж элементов и пуск резервуарных установок в эксплуатацию осуществляется в пределах одного года. В этой связи, капиталовложения K_{1p}, K_{2p} в выражении (8.3) дисконтированию во времени не подлежат. По принципу «нетто» в выражении (8.3) не учитываются элементы, присущие обоим сравниваемым вариантам: подземные резервуары, ограждения, молниезащиту, фундаменты, котлован.

Капитальные вложения по базовому варианту, согласно (8.3) определяются по выражению

$$\sum_{p=1}^P K_{1p} \sum_{m=0}^n \alpha_{t=mt_0} = \psi_{пр} [K_{1.1} + K_{1.2} + K_{1.3} + K_{1.4}], \quad (8.5)$$

где $\psi_{пр}$ – поправочный коэффициент, определяемый по выражению

$$\psi_{пр} = \psi_{нр} \cdot \psi_{пн} \cdot \psi_{ндс}, \quad (8.6)$$

где $\psi_{нр}$ – коэффициент, определяющий увеличение стоимости работ за счет накладных расходов, принимается равным 1,16;

$\psi_{пн}$ – коэффициент, определяющий увеличение стоимости работ за счет плановых накоплений, принимается равным 1,12;

$\psi_{ндс}$ – коэффициент, учитывающий НДС (налог на добавленную стоимость), принимается равным 1,18;

$K_{1.1} \dots K_{1.4}$ - капвложения в элементы системы по базовому варианту, представленные в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Капитальные вложения по базовому варианту

Элементы капитальных вложений	Единица измерения	Количество	Цена единицы, руб.	Капиталовложения $K_{1.1} \dots K_{1.4}$, руб.
K _{1.1} . Стальная бесшовная труба диаметром 26x3 мм по ГОСТ 10704-91 с гидроизоляцией полимерной лентой толщиной 2 мм по ГОСТ 9.602-2005 - стоимость монтажа	руб./м	11,2 м	213	2386
			85,2	954
			Итого	3340
K _{1.2} . Теплоизоляция восходящего участка грунтового теплообменника и шкафного ГРП - пенополиуретан, типа ППУ - стоимость монтажа	руб./м ³	0,22 м ³	8000	1758
			2000	440
			Итого	2198
K _{1.3} . Защитный кожух на восходящем участке грунтового теплообменника - полиэтиленовая труба ПЭ 100 - стоимость монтажа	руб./м	3,1 м	47	146
			14	43,4
			Итого	189,4
K _{1.4} . Защитный кожух шкафного ГРП (листовая сталь толщиной 3 мм) Зсп5 - стоимость монтажа	руб./м ²	0,9 м ²	450	405
			110	99
			Итого	504

Капитальные вложения по базовому варианту, согласно формуле (8.5), с учетом (8.6) и таблице 8.5, составляют

$$\sum_{p=1}^P K_{1p} \sum_{m=0}^n \alpha_{t=mt_0} = (3340 + 2198 + 189.4 + 504) \cdot 1.53 = 9534 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные расходы по базовому варианту определяются как

$$I_1 \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} = (\varphi_{1.1} K_{1.1} + \varphi_{1.2} K_{1.2} + \varphi_{1.3} (K_{1.3} + K_{1.4})) \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} \quad (8.7)$$

где $\varphi_{1.1}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию подземных газопроводов высокого (среднего) давления [213];

$\varphi_{1.2}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию тепловой изоляции восходящего участка грунтового теплообменника и шкафного ГРП [84];

$\varphi_{1.3}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию защитных кожухов восходящего участка грунтового теплообменника и шкафного ГРП [213].

$$I_1 \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} = (0.042 \cdot 3340 + 0.043 \cdot 2198 + 0.11(189.4 + 504)) \cdot 8.51 = 2644 \text{ руб.}$$

Интегральные затраты за весь период эксплуатации составят

$$Z_1 = 9534 + 2644 = 12178 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения по предлагаемому варианту согласно (8.4) с учетом (8.3) и таблицы 8.6 определяются

$$\sum_{p=1}^P K_{2p} \sum_{m=0}^n \alpha_{t=mt_0} = [K_{2.1} + K_{2.2}] \cdot \psi_{np} = (1392,8 + 514,8) \cdot 1,53 = 2918,6 \text{ руб.}$$

где $K_{2.1}, K_{2.2}$ – капвложения в элементы системы по предлагаемому варианту, представленные в таблице 8.6.

Эксплуатационные расходы по предлагаемому варианту составят

$$\begin{aligned} I_2 \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} &= (\varphi_{2.1} K_{2.1} + \varphi_{2.2} K_{2.2}) \sum_{t=1}^T (1+E)^{-t} = \\ &= (0,043 \cdot 1071,4 + 0,042 \cdot 400) \cdot 8,51 = 534,43 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где $\varphi_{2.1}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию тепловой изоляции [84];

$\varphi_{2.2}$ – доля годовых отчислений на эксплуатацию подземных газопроводов высокого давления (защитного кожуха) [213].

Таблица 8.6 - Капитальные вложения по предлагаемому варианту

Элементы капитальных вложений	Единица измерения	Количество	Цена единицы, руб	Капиталовложения $K_{2.1}, K_{2.2}$, руб.
$K_{2.1}$ - Теплоизоляционный материал на основе вспененного синтетического каучука с закрытой ячеистой структурой «Armaflex», -стоимость работ по изоляции	руб./м ³	0,011м ³	77920	857,12
			19480	214,28
			Итого	1071,4
$K_{2.2}$ - стальная бесшовная труба 89х5, - стоимость монтажа	руб./м	0,8м	375	300
			120	100
			Итого	400

Интегральные затраты по предлагаемому варианту составят

$$Z_2 = 225,1 + 534,43 = 2785,67$$

Экономический эффект от применения предлагаемого автором варианта предупреждения гидратообразования за счет сохранения перегрева паровой фазы от расходного резервуара до узла редуцирования путем нанесения эффективной изоляции на теплотеряющие элементы в расчете на одну резервуарную установку составит

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = Z_1 - Z_2 = 12178 - 2785,67 = 9392,33 \text{ руб.}$$

Внедрение указанного схемного решения по предупреждению гидратообразования в проектную практику было осуществлено ООО «Газрегионзащита» в Саратовской области путем нанесения тепловой изоляции на трубопроводную обвязку 7 редуцирующих головок резервуарных установок. Суммарный экономический эффект составил 65744 руб (73239 руб в ценах 2015 года).

8.4 Оценка экономической эффективности реконструкции газонаполнительной станции сжиженных углеводородных газов в Липецкой области

В соответствии с основными положениями диссертационной работы, представленными в главе 6, были проведены расчеты по определению экономической эффективности реконструкции (увеличение мощности) газонаполнительной станции в Липецкой области Усманского района, с/п Сторожевский сельсовет.

Варианты, принятые к рассмотрению:

1. Реконструкция (увеличение мощности) газонаполнительной станции в Липецкой области Усманского района, с/п Сторожевский сельсовет и создание сети ГНП для реализации СУГ по двухступенчатой схеме газоснабжения.
2. Модернизация ГНС в Липецкой и Курской областях с увеличением мощности и реализацией газа через сеть существующих ГНП, с преимущественным применением одноступенчатой схемы газоснабжения.

Параметры объектов и исходные данные, используемые в расчетах:

- мощность существующей ГНС в Липецкой области соответствии с техническим паспортом газового хозяйства – 12 тыс.т/год, в Курской области - 24 тыс.т/год [259];

- газоснабжаемые области после реконструкции объектов: Липецкая, Воронежская, Тамбовская, Курская области Российской Федерации;

- средняя плотность газопотребления на территории прилегающей к ГНС (в соответствии с данными таблиц 5.3, 8.7 и 8.8): $q = 2,7 \text{ т}/(\text{год} \cdot \text{км}^2)$;

- схема реализации СУГ потребителю: через баллонные установки – 50%, через резервуарные установки – 50%;

- параметры дорожной сети:

- при доставке газа от ГНС в автоцистернах: дороги с усовершенствованным покрытием – 85% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное и низшее) – 15% пути;

- при доставке газа с ГНП (АГЗС) в баллоновозах: дороги с усовершенство-

ваным покрытием – 50% пути, дороги со смешанным покрытием (переходное покрытие – 30% и низшее покрытие – 20%) – 50% пути;

- характер застройки населенных пунктов, использующих СУГ для бытовых нужд – одноэтажная, усадебная (коттеджная) застройка, 50% с компактной и 50% с разбросанной планировкой.

Сводные данные по газоснабжаемым областям представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Территориальное устройство и население газифицируемых областей

Название области	Площадь, тыс. км.кв	Население, тыс.чел		Плотность населения, чел. на км. кв.	
		всего	сельское	всего	сельского
Липецкая	24,1	1213,4	433,4	50,3	17,8
Курская	29,8	1235,6	478,8	41,5	15,9
Тамбовская	34,3	1179,6	504,3	34,4	14,3
Воронежская	52,4	2379,0	905,3	45,4	16,8

Таблица 8.8 – Сводные данные по газифицируемым областям

Название области	Количество, шт			Источник газоснабжения населения, шт	
	газоснабжаемых населенных пунктов	газифицируемых квартир		баллонные установки	резервуарные установки
		в поселках городского типа	в сельской местности		
Липецкая	492	1020	5665	7428	2
	601	4638	28323	37177	48
Курская	1873	6978	53802	12156	56
	2124	8875	83494	20956	125
Тамбовская	2980	4200	35541	12364	32
	3897	8422	65697	21440	105
Воронежская	780	7406	35845	17300	18
	882	27383	131429	62776	66

Примечание к таблице. В верхней строке приводятся данные – варианта 2, в нижней строке – варианта 1.

Расчетная мощность газонаполнительной станции $N_{ГНС}$, в соответствии с исходными данными и рисунком 6.13, была принята в размере 134 тыс. т/год реализуемого продукта населению. Структура газоснабжающей системы на базе ГНС через сеть ГНП представлена на рисунке 8.1 и в таблице 8.9.

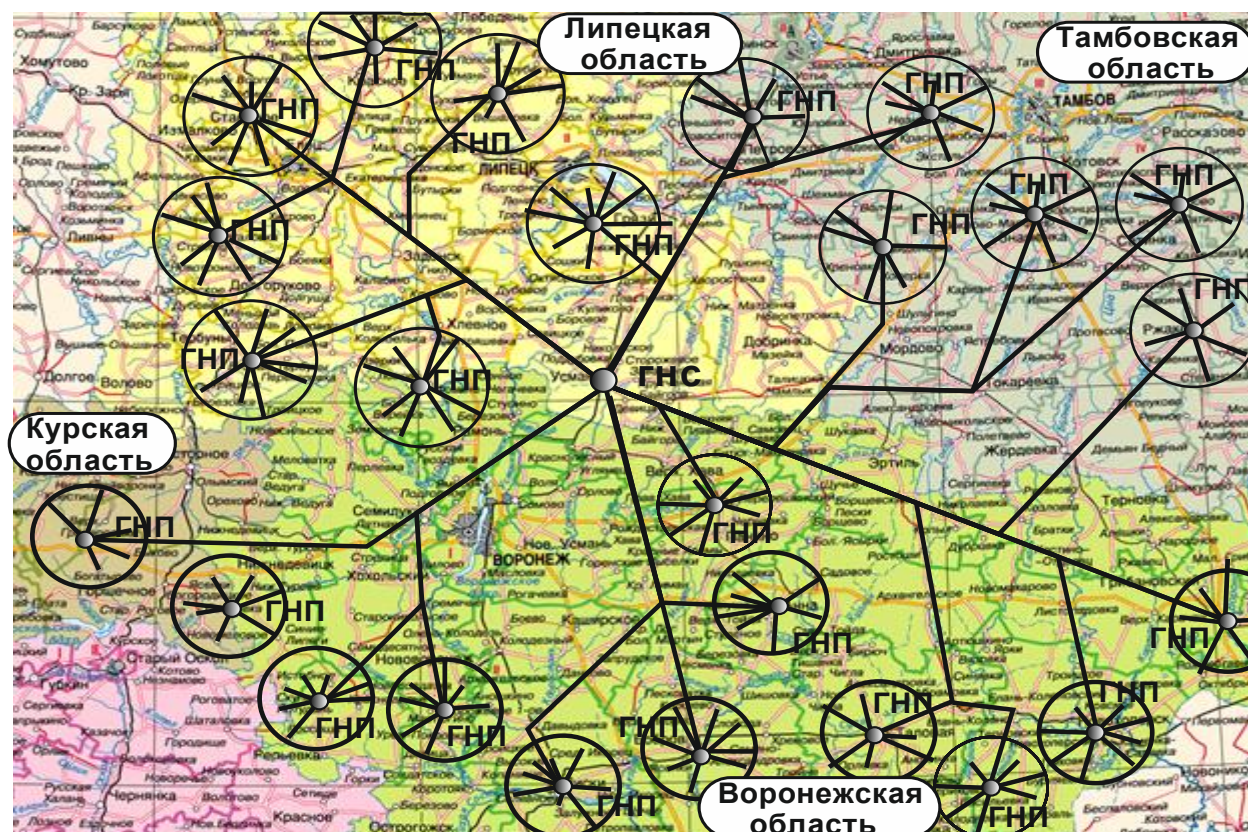


Рисунок 8.1. Фрагмент карты газифицируемых областей РФ (Тамбовской, Воронежской, Липецкой, Курской) на базе ГНС, расположенной на юг от села Никольское, с/п Сторожевский сельсовет, Усманского района в Липецкой области.

Таблица 8.9 – Количество опорных пунктов газоснабжения реконструируемой системы

Название области	Плотность газопотребления, т/(год·км ²)	Характеристика опорных пунктов газоснабжения			
		количество ГНС, шт	радиус действия ГНС, км	количество ГНП, шт	радиус действия ГНП, шт

Липецкая	1,6	1	80	5	10
		1	290	13	16
Курская	3,53	1	100	3	8
		-	-	6	12
Тамбовская	2,42	-	-	5	12
		-	-	6	15
Воронеж- ская	3,4	-	-	10	10
		-	-	18	14

Примечание к таблице 8.9. В верхней строке приводятся данные – варианта 2, в нижней строке – варианта 1.

Элементы затрат по альтернативным вариантам газоснабжения представлены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 –Элементы затрат по рассматриваемым системам газоснабжения

Наименование областей РФ	Затраты в реализацию СУГ, руб/т							
	по базовому варианту				по предлагаемому варианту			
	по объекту СУГ		в доставку транспортом с		по объекту СУГ		в доставку транспортом с	
	ГНС	ГНП	ГНС	ГНП	ГНС	ГНП	ГНС	ГНП
Липецкая	4161	14183	6568	541	8620	9862	4154	4896
Курская	4161	5843	6509	520	-	3588	-	4523
Тамбовская	-	7040	-	563	-	3955	-	4802
Воронежская	-	10181	-	541	-	11017	-	4710
итого				60811				60127

В соответствии с формулой (6.50) и данными таблицы 8.10 снижение затрат в реконструируемую систему газоснабжения по реализации сжиженного газа с ГНС через сеть ГНП (вариант 1) по сравнению с модернизацией существующих одноступенчатых систем газоснабжения (вариант 2) составило 684 руб. на одну тонну реализуемого продукта (в ценах 2015 года).

Годовая экономическая эффективность определяется по выражению

$$\mathcal{E}_{\text{ГНС}} = N_{\text{ГНС}} Z_{\text{ГНС-п}}^p = 134000 \cdot 684 = 91,656 \text{ млн. руб./год}$$

Внедрение результатов диссертационных исследований проводилось ООО «Еврогалс» при выполнении работ по проектированию и реконструкции ГНС в Липецкой области и формировании двухступенчатой региональной системы газоснабжения с охватом сетью ГНП Кировской, Воронежской, Тамбовской областей Российской Федерации.

Выводы по главе 8

1. Применение подземных вертикальных резервуаров СУГ различного объема в сочетании с предлагаемым схемным решением установки резервуаров в грунтовом массиве обуславливает снижение сметной стоимости строительства в размере 20,9 %. Внедрение схемного решения в проектную практику ООО «Газрегионзащита» в количестве 14 резервуарных установок (всего резервуаров 28 штук с объемом единичного резервуара 2,6 м³) обеспечило экономический эффект в размере 1104540 руб. (в ценах 2015 года).

Применение подземных вертикальных резервуаров СУГ (4 шт. объемом 4,7 м³) совместно с предлагаемым схемным решением ТОО «Уральской монтажной фирмой - Имсталькон» позволило получить экономический эффект в размере 5362 у.е (долл.) (375340 руб. в ценах 2015 года).

2. Перевод резервуарных установок с искусственной регазификацией на режим комбинированного испарения СУГ с дополнительными капитальными вложениями в установку байпасных клапанов – отсекателей окупается за период времени до 1,2 года. При этом обеспечиваются ежегодная экономия электроэнергии, затрачиваемой на испарение СУГ, в количестве более 4 МВт·ч в расчете на одну резервуарную установку.

Применение схемы комбинированной регазификации СУГ в проектной практике ООО «Газрегионзащита» путем оснащения линии редуцирования естественной регазификации СУГ клапанами – переключателями у 7 резервуарных установок и обусловило экономический эффект в размере 63015 руб/год. (в ценах 2015 года).

3. Выполнен анализ экономической эффективности предлагаемого технического решения предупреждения кристаллизации влаги в регуляторах давления путем естественного перегрева паров в расходных резервуарах СУГ. Как показывают результаты расчетов, применение указанного решения по сравнению с использованием естественного перегрева паровой фазы в грунтовом теплообменнике снижает интегральные дисконтированные затраты в резервуарные установки в

размере 9392,33 руб. при снижении капитальных вложений в объеме 7282,76 руб.

Внедрение указанного схемного решения по предупреждению гидратообразования в проектную практику ООО «Газрегионзащита» путем нанесения тепловой изоляции на трубопроводную обвязку 7 редуцирующих головок резервуарных установок обусловило суммарный экономический эффект 73239 руб. (в ценах 2015 года).

4. Внедрение результатов диссертационных исследований ООО «Еврогалс» при выполнении работ по проектированию и реконструкции ГНС в Липецкой области и формировании двухступенчатой региональной системы газоснабжения с охватом сетью ГНП Кировской, Воронежской, Тамбовской областей Российской Федерации обеспечило суммарный экономический эффект 91,656 млн. руб. в год в ценах 2015 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе анализа ранее проведенных отечественных и зарубежных научных исследований установлено, что современная система снабжения населения сжиженным углеводородным газом представляет собой сложную и ресурсоемкую совокупность взаимосвязанных подсистем газоснабжения различного территориально-иерархического уровня, обеспечивающих снабжение потребителей газовым топливом. Комплексные исследования схемно-параметрических решений обеспечения потребителей газовым топливом позволили разработать в диссертации научные основы расчета и проектирования региональных и поселковых систем снабжения СУГ, путем решения целого ряда взаимосвязанных задач, к числу которых относятся: снижение материалоемкости систем газоснабжения, повышение надежности и безопасности их эксплуатации, совершенствование структуры распределения СУГ.

2. С учетом основных положений параметрической оптимизации разработана математическая модель, реализация которой позволила предложить оптимальный типоряд вертикальных цилиндрических резервуаров СУГ, объемом от 0,96 до 4,7 м³. В целях снижения ресурсоемкости резервуарных систем газоснабжения предложено новое схемное решение, предусматривающее вертикальную установку резервуаров в грунтовом массиве и устройство обратной песчаной засыпки с помощью перемещаемой опалубки, защищенное патентом на изобретение № RU 2495196. Внедрение в практику эксплуатации подземных вертикальных резервуаров предлагаемого типоряда с учетом нового схемного решения обеспечивает снижение металлоемкости резервуарных установок на 21,6%, сокращение площадей, отчуждаемых под размещение резервуарных установок на 19 %, снижение расхода песка для обратной засыпки котлована на 55,5 % и целый ряд других преимуществ экономического и технологического характера.

3. Методом электротепловой аналогии решена задача тепловой интерференции подземных вертикальных резервуаров сжиженного газа при их групповом размещении в грунте. Получена зависимость для определения коэффициента тепловой интерференции с учетом оптимальной компоновки подземных вертикаль-

ных резервуаров на территории резервуарного парка, обеспечивающей минимум капитальных вложений в расчете на единицу испаренного газа. Установлено, что групповые резервуарные установки с вертикальными сосудами менее подвержены взаимному тепловому влиянию и обеспечивают более высокий (на 20-25%) паросъем, способствующий повышению их конкурентоспособности по сравнению с горизонтальными.

4. Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено применение схемы комбинированной регазификации сжиженного углеводородного газа для снижения энергоемкости процесса искусственного испарения СУГ. Установлено, что естественный теплоприток к подземным резервуарным установкам из грунтового массива и учет аккумулирующей способности паровой подушки расходных резервуаров позволяет снизить расход энергоносителей на испарение газа до 68%, при этом дополнительные капитальные вложения в перевод резервуарных установок с режима искусственного испарения СУГ на режим комбинированной регазификации окупаются в течение 1,7 года.

5. Выявлены условия кристаллизации влаги в регуляторах давления при дросселировании влагосодержащего газа с учетом компонентного состава СУГ, структуры и влагоемкости дросселируемого парожидкостного потока, температуры, давления, теплофизических и термодинамических параметров процесса. Установлено, что дросселирование насыщенной жидкости и парожидкостного потока приводит к образованию ледяных и гидратных пробок, дросселирование насыщенных и перегретых паров сжиженного углеводородного газа кристаллизации влаги не вызывает.

6. Предложено новое техническое решение предупреждения ледяных и гидратных пробок в дросселирующих органах регуляторов давления базирующееся на сохранении перегрева паров СУГ, полученного в расходных резервуарах, защищенное патентом на изобретение № RU 2476759 и обеспечивающее снижение капитальных вложений в систему защиты редуцирующих головок резервуаров от кристаллизации влаги в размере 76% в расчете на одну резервуарную установку СУГ.

7. Разработаны математические модели оптимального функционирования поселковых систем газоснабжения на базе подземных резервуарных установок, отличительной особенностью которых является системная постановка задачи и алгоритмов численной реализации с учетом многообразия определяющих климато-технологических факторов. Доказано, что оптимальная централизация поселковых систем газоснабжения изменяется в широком диапазоне от 14 до 112 квартир и составляет в среднем 50-60 квартир, подключаемых к одной резервуарной установке. Децентрализованные системы газоснабжения сельских поселков имеют достаточно ограниченную область применения и эффективны только при большой рассредоточенности потребителей (при плотности населения на селитебной территории 6-15 чел./га). При большей плотности населения целесообразно применять централизованные системы газоснабжения.

8. Разработана математическая модель оптимального функционирования региональных (межпоселковых) систем газоснабжения, принципиальной особенностью которой является системная постановка задачи и алгоритм ее численной реализации с учетом многообразия определяющих факторов: технические характеристики газонаполнительных станций, способ доставки СУГ потребителям, наличие и характеристики дорожной и транспортной инфраструктуры, схемно-параметрических решений поселковых систем газоснабжения. Установлено, что совершенствование региональных систем газоснабжения требует увеличения централизации существующих газораспределительных систем путем сооружения крупных ГНС областного характера, мощностью до 140 тыс.т/год, а также применения двухступенчатых систем газоснабжения с развитой сетью ГНП по реализации баллонного газа мощностью до 1800 т/год. Для определения размещения газонаполнительного пункта на территории административного района разработан программный продукт, обеспечивающий поиск оптимального решения в зависимости от объема годового газопотребления объектами газификации и условиями доставки продукта.

Перевод одноступенчатых систем газоснабжения на двухступенчатые позволяет снизить затраты в сооружение и эксплуатацию до 30%, при этом дополни-

тельные затраты в реконструкцию существующих систем окупаются в течение 3-10 лет.

9. Разработаны рекомендации по выбору вида используемого топлива при газификации сельских населенных пунктов, учитывающие удаленность населенного пункта от магистрального сетевого природного газа и перспективную динамику цен на энергоресурсы. При наличии в регионе развитой газотранспортной системы сетевого природного газа потенциальными объектами газификации СУГ являются сельские поселки численностью до 300 жителей, удаленные от межпоселковых газопроводов на расстояние более 15 км с учетом текущих цен на газовое топливо и более 11 км в условиях перехода на мировые цены альтернативных энергоресурсов.

10. По результатам диссертационных исследований разработаны и внедрены в практику эксплуатации нормативные отраслевые документы, регламентирующие выбор и оптимизацию параметров поселковых и региональных систем снабжения сжиженным углеводородным газом и их отдельных элементов.

11. Результаты теоретических и экспериментальных исследований апробированы при проектировании, сооружении и реконструкции систем газоснабжения и их отдельных элементов в Саратовской, Липецкой, Тамбовской, Воронежской, Курской областях Российской Федерации, а также в Атырауской и Западно-Казахстанской областях республики Казахстан. Суммарный годовой экономический эффект от внедрения научных разработок составил более 93,256 млн. руб.

Результаты работы могут быть рекомендованы для использования проектными, строительными-монтажными и специализированными организациями, занимающимися вопросами газоснабжения населённых пунктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдурашитов, С.А. Трубопроводы для сжиженных газов [Текст] / С. А. Абдурашитов, А. А. Тупиченков. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
2. 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.
3. 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.
4. Адская, И.Н. Техничко-экономические показатели газоснабжения сельских населенных пунктов на базе природного и сжиженного газов [Текст] / И.Н. Адская // Использование газа в народном хозяйстве: сб. научн. тр. "Гипро-ниигаз". – Саратов: СГТУ, 1967. – Вып.6. – С.15–17.
5. Анализ рынка сжиженных углеводородных газов в России в 2006-2010 г.г., прогноз на 2011-2015 г.г. [Текст]: аналит. отчет. – М.: BusinesStat, 2010. – 97 с.
6. А.с 1064071 СССР МКИ 17С9/12 Способ испарения сжиженного газа в подземной установке [Текст] / Б.Н. Курицын, В.П. Богданов, А.П. Усачев (СССР); заявл. 07.08.81, опубл. 30.12.83, Бюл. №48. – 2 с.
7. А.с. 362280 СССР МКН G 058 11/44. Регулятор давления газа [Текст] / С.В. Рубинштейн, В.А. Иванов, В.А. Радин, А.К. Карамок (СССР). – №1423179/18; заяв. 20.04.70; опубл. 13.12.72, Бюл.№2. – 2 с.
8. А.с. 380561. Устройство для естественного испарения сжиженного газа [Текст] / Ф.И. Давыдов, А.С. Бурлак (СССР). – М., 1973. – 9 с
9. Баскаков, А. П. Теплотехника [Текст] / А. П. Баскаков, Б. В. Берг, О. К. Витт и др. : учеб. для вузов – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 224 с.
10. Богданов, В.П. Повышение эффективности процессов естественной рега-

- зификации в групповых резервуарных установках сжиженного газа [Текст]: дис. ... канд. техн. наук.- М., 1987. – 150 с.
11. Богданов, В.П. Групповые установки сжиженного газа с комбинированным отбором жидкой и паровой фаз [Текст] / В.П. Богданов, Б.Н. Курицын // Жилищное и коммунальное хозяйство. – Саратов: Гипрониигаз, 1976. – №9. – С. 21-22.
 12. 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.
 13. Берхман, Е.И. К вопросу о выборе источника и зоны газоснабжения [Текст] / Е.И. Берхман. – ВТИ: Ленгипрониипроект, 1958. – №3. – С.7–9.
 14. Берхман, Е.И. Экономика систем газоснабжения [Текст] / Е.И. Берхман. – Изд. 2 перераб. и дополн. – Л.: Недра, 1975 – 372 с.
 15. Бык, С.Ш. Газовые гидраты [Текст] / С.Ш. Бык, В.И. Фомина. – М.: Недра, 1970. – 129 с.
 16. Вильямс, А.Ф. Сжиженные нефтяные газы [Текст] / А.Ф. Вильямс, В.Л. Ломм. – пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 399 с.
 17. В Туве появится генеральная схема газоснабжения и газификации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ods@tuva.ru>
 18. В Хакасии газифицируют города и села, где угольное топливо угрожает экологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.хакас_info.mht
 19. Гагарин, В.Г. Методы экономического анализа повышения уровня теплозащиты ограждающих конструкций зданий [Текст] / В.Г. Гагарин. – М.: АВОК, 2009. – № 1–3.
 20. Газификация поселков: рекламная брошюра компании «НордСтрой». – С.-Пт., 2014. – 4 с
 21. Газонаполнительные и газораспределительные станции [Текст]: учебное пособие. – под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый

- университет». – 2002. – 335 с.
22. «Газпром» и Амурская область впервые подписали Соглашение о сотрудничестве [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>
 23. «Газпром» и Правительство Забайкальского края подписали Договор о газификации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru>
 24. Генеральная схема газоснабжения и газификации Республики Бурятия на основе комплексного подхода к использованию газа [Текст]. – М.: ОАО «Газпромпромгаз», 2008.
 25. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года [Текст]. – М.: Минпромэнерго, 2008. – 145 с.
 26. Голик, В.Г. Техничко-экономическое обоснование систем газоснабжения [Текст] / В.Г. Голик, Б.Н. Курицын – Саратов: Изд-во Сарат. гос. техн. ун-та, 1997. – 82 с.
 27. Гольянов, А.И. Газовые сети и газохранилища [Текст] / А.И. Гольянов. – Уфа: ООО «Монография», 2004. – 303 с.
 28. Гордюхин, А.И. Газовые сети и установки [Текст] / А.И. Гордюхин. – М.: Стройиздат, 1978. – 383 с.
 29. Гордюхин, А.И. Эксплуатация газового хозяйства [Текст] / А.И. Гордюхин. – М.: Стройиздат, 1983. – 336 с.
 30. ГОСТ 21561-76 Автоцистерны для транспортирования сжиженных углеводородных газов на давление до 1,8 Мпа: с изменениями 1, 2 [Текст] – Введ. 1978-01-01. – М.: Мин-во жилищ хоз-ва РСФСР, 2000. – 11 с.
 31. ГОСТ 31856-2012 Водонагреватели газовые мгновенного действия с атмосферными горелками для производства горячей воды коммунально- бытового назначения. Общие технические требования и методы испытаний [Текст]. – Введ. 2014-01-01. – М.: ВНИИНМАШ, 2013. – 115 с.
 32. ГОСТ 31369- 2008 Вычисление теплоты сгорания, плотности, относитель-

- ной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава [Текст]. – Введ. 2010-01-01. – М.: Стандартиформ, 2009. – 58 с.
33. ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия [Текст]. – Введ. 1988-01-01. – М.: Мингазпром ССР, 2004. – 3 с.
 34. ГОСТ Р 52087-2003. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия [Текст]. – Введ. 2004-07-01. – М.: ГОССТАНДАРТ России, 2006. – 12 с.
 35. ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия [Текст]. – Введ. 1990-12-29. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 9 с.
 36. 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.
 37. ГОСТ 30494-96 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата [Текст]. – Введ. 1999-03-01. – М.: Госстрой России. – 4 с.
 38. ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей [Текст]. – Введ. 1981-07-01. – М.: Госстрой СССР. – 114 с.
 39. ГОСТ Р 53634-2009 - Котлы газовые центрального отопления, котлы типа В, номинальной тепловой мощностью свыше 70 кВт, но не более 300 кВт. Общие технические требования и методы испытаний [Текст]. – Введ. 2011-01-01. – М.: Стандартиформ, 2013. – 95 с.
 40. ГОСТ 30154-94 Плиты газовые бытовые туристские. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 1997-01-01. – М.: Госстандарт России. – 14 с.
 41. ГОСТ Р 54982-2012 Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация [Текст]. – Введ. 2013-01-01. – М. Стандартиформ.: – 126 с.

42. ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент [Текст]. – Введ. 1993-01-01. – М.: Стандартиформ, 2007. – 8 с.
43. Государственные элементные сметные нормы на ремонтно-строительные работы [Текст]: ГЭСНр-2001-65. – Сборник № 65. – Москва: Минстрой России, 2001. – 85 с.
44. Гурьев, В.В. Тепловая изоляция в промышленности. Теория и расчет [Текст] / В.В. Гурьев и др. – М.: Стройиздат, 2003. – 416 с.
45. Данилевский, Л.Н. Крупнопанельный дом с минимальным потреблением тепла при отоплении [Текст] / Л. Н. Данилевский, В. М. Пилипенко, В.А. Потерщук // Строительные материалы XXI века. – 2007. – №6. – С. 44–50.
46. Деточенко, А.В. Спутник газовика / А. В. Деточенко, А. Л. Михеев, М. М. Волков. – М.: Недра, 1978. – 311 с.
47. Директор, Л. Б. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем [Текст] / Л. Б. Директор, И. Л. Майков // Управление большими системами: сборник трудов. – М, 2010. – № 28. – С. 274–292.
48. Дмитриев, А.И. ОАО «Газпром газэнергосеть» и перспективы развития автономной газификации регионов Сибири и Дальнего Востока [Текст] / А.И. Дмитриев // Газовая промышленность: спец.выпуск. – 2013. – С. 63–66.
49. Дмитриев, А.Н. Руководство по оценке экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия [Текст] / А.Н. Дмитриев, Ю.А. Табунщиков, И.Н. Ковалев, Н.В. Шилкин. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2005. – 120 с.
50. Доронин, В. В. Моделирование и оптимизация размещения объектов системы нефтепродуктообеспечения на территории экономического района: обзорная информация [Текст] / В.В. Доронин, Е.И. Зоря, В.Н. Мигдалов, А.Д. Прохоров, И.В. Сенкевич – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990.
51. Доронин, В. В. Определение оптимальной мощности нефтебазы [Текст] / В. В. Доронин, К. Т. Нгуен, А.Д. Прохоров // Нефть, газ и бизнес. – М, 2008. – № 4. – С. 77–78.

52. Дядин, Ю.А. Газовые гидраты [Текст] / Ю.А. Дядин, А.Л. Гушин // Соросовский образовательный журнал. – 1998. – №3 – С. 55–64.
53. Едигаров, С.Г. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ [Текст] / С.Г. Едигаров, С.А. Бобровский. – М.:Недра, 1973. – 367 с.
54. Жданова, Н.В. Осушка природных газов [Текст] / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 158 с.
55. Иванов, Г.С. Методика оптимизации уровня тепловой защиты зданий [Текст] / Г.С. Иванов // Стены и фасады. – 2001. – № 1 – 2.
56. Инструкция по ликвидации конденсатных и гидратных пробок на газопроводах и удалению неиспарившихся остатков из резервуаров и конденсатосборников [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1974. – 51 с.
57. Ионин, А.А. Газоснабжение [Текст] / А.А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989. – 438 с.
58. Ионин, А.А. Основы расчета инжекционных газовых горелок [Текст] / А.А. Ионин. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 153 с.
59. Иоссель, Ю.Я. Расчет потенциальных полей в энергетике [Текст] / Ю.Я. Иоссель. – Л.: Энергия, 1978. – 350 с.
60. Иссамухамедова, Ш.А. Повышение экономической эффективности проектных решений теплогазоснабжения сельских поселков [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук: 23.05.03 / Иссамухамедова Ш.А. – М: МИСИ, 1986. – 211 с.
61. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ [Текст]: аналит. исслед. институт современного развития. – М.: Эко-информ, 2011. – 806 с.
62. Истомин, В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти [Текст] / В.А. Истомин. – М: ВНИИГаз, 1990. – 214 с.
63. Истомин, В.А. Борьба с гидратообразованием в промысловых продуктопроводах [Текст] / В.А. Истомин, Ю.А. Капустин и др. – М: ВНИИГазпром,

1990. – 67 с.
64. Капыш, В.В. Предупреждение гидратообразования 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.
 65. Каталог оборудования для транспортировки, хранения и заправки автомобилей сжиженным углеводородным газом АО «Кузполимермаш ГТ» [Текст]. – Москва, 2013. – 30 с.
 66. Каталог ОАО «РУЗХИММАШ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ruzhim.h-ruscortm.ru/products/gazoborud>
 67. Каталог продукции: газовое оборудование / ЭПО «Сигнал» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eposignal.ru/products/catalog/87/>
 68. Каталог продукции: испарители для пропан-бутана /жидкостные испарительные установки // жидкостный испаритель FAS 3000 [Электронный ресурс]. – FAS Flussiggas Anlagen GmbH". – Режим доступа: <http://fas.su/index.php?page=72>
 69. Каталог продукции: трубопроводная арматура [Электронный ресурс] / ООО "НефтеГазСервис". – Режим доступа: <http://ngs-penza.ru/catinfo-907.html>
 70. Клименко, А.П. Сжиженные углеводородные газы [Текст] / А.П. Клименко. – М.: Гостехиздат, 1962. – 429 с.
 71. Книжников, А.Ю. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России: ежегодный обзор [Текст] / А.Ю. Книжников, Е.А. Кутепова. – М.: WWF России, 2013. – 40 с.
 72. Конструкции жилых зданий [Текст]: пособие по проектированию жилых зданий к СНиП 2.08.01-85. – Вып. 3. – Часть 1, 2 – М: ЦНИИЭП, 1986. – 240 с.
 73. Коптелова, И.Н. Техничко-экономические показатели систем газоснабжения

- городов и сел [Текст] / И.Н. Коптелова, Ф.А. Павлюк, М.А. Карпова // Науч.-экон. обзор. – М.: ВНИИ-Эгазпром, 1973. – 40 с.
74. Коптелова, И.Н. Выбор зон рационального применения природного и сжиженного газа при проектировании систем газоснабжения [Текст] / И.Н. Коптелова, Ф.А. Павлюк, Н.К. Харькова // Использование газа в народном хозяйстве: сб. научн. тр. «Гипрониигаз». – Саратов: СГТУ, 1974. – Вып. 11. – С. 3–6.
75. Коптелова, И.Н. Оптимизация систем газоснабжения на базе сжиженного газа [Текст] / И.Н. Коптелова, Ф.А. Павлюк // Вторая научно-экономическая конференция: тезисы докладов. – М., 1970.
76. Королева, Т.Н. Экономическое обоснование оптимизации теплового режима здания [Текст] / Т.Н. Королева. – М.: Изд-во АСВ, 2001. – 144 с.
77. Коротаев, Ю.П. О гидратах сжиженных углеводородных газов [Текст] / Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1967. – С.114-120.
78. 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.
79. Котельников, Н.С. Разработка комплексного метода оптимизации размещения станций газоснабжения сжиженным углеводородным газом [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук: 23.05.03 / Котельников Николай Стефанович. – Воронеж, 2003. – 16 с.
80. Кузнецов, А.М. Взаимодействие в энергетическом секторе России и стран АТР [Текст] / А.М. Кузнецов // РНКЕЭС: матер. межд. конф. – М.: «Роснефть-Перспектива», 2010.
81. Куприянов, А. Эффективность перевозок через разрешенную грузоподъемность [Текст] / А. Куприянов // Топливный рынок. – М.: Издательский Дом «Топ-пресс», 2009. – №13. – С.18–21.
82. Курицын, Б.Н. Групповые баллонные установки в отапливаемом помещении [Текст] / Б.Н. Курицын // Жилищное и коммунальное хозяйство. – Са-

- ратов: Гипрониигаз, 1982. – №4. – С.24–25.
83. Курицын, Б.Н. Оптимизация систем теплогазоснабжения в вентиляции [Текст] / Б.Н. Курицын. – Саратов. изд-во Саратовского университета, 1992. – 160 с.
84. Курицын, Б.Н. Основы энергосбережения в отопительно-вентиляционной технике [Текст] / Б.Н. Курицын. – Саратов: Надежда, 1996. – 84 с.
85. Курицын, Б.Н. Системы снабжения сжиженным газом [Текст] / Б.Н. Курицын. – Саратов: СГТУ, 1988. – 196 с.
86. Курицын, Б.Н. Теплопроводность массива с изотермической полостью [Текст] / Б.Н. Курицын // Сб. науч.тр. XXXIII науч.-техн. конф. – Саратов: Гипрониигаз, 1970. – С.55–57.
87. Курицын, Б.Н. Оптимизация режимов давления газа в системах газоснабжения со шкафными газорегуляторными пунктами [Текст] / Б.Н. Курицын, А.А. Иванов // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов: СГТУ, 2009. – С.58–63.
88. 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.техническ. конф. «Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции»: сб. науч. тр. – Москва: МГСУ, 2005. – С.264–267.
89. 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.
90. Курицын, Б.Н. К моделированию тепловой интерференции подземных резервуаров сжиженного газа в электролитической ванне [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова // Энергосбережение и эффективность систем теплога-

- зоснабжения и вентиляции: межвуз. научн. сб. – Саратов: СГТУ, 2000. – С.29–35.
91. Курицын, Б.Н. Оптимизация распределительных систем газоснабжения малых населенных пунктов [Текст] / Б.Н. Курицын, О.Н. Медведева // Инженерные системы. – С-Петербург: АВОК-Северо-Запад, 2006. – №3. – С.36–40.
92. Курицын, Б.Н. Влияние давления газа на эффективность его использования [Текст] / Б.Н. Курицын, О.Н. Медведева, А.А. Иванов // Приволжский научный журнал. – Н.Новгород : ННГАСУ. – 2006. – №3 (11). – С.65–69.
93. Курицын, Б.Н. Определение оптимального радиуса действия газораспределительных станций (ГРС) [Текст] / Б.Н. Курицын, О.Н. Медведева, В.А. Стрельников // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газозенергоснабжения: сб. научн. трудов. – Саратов: СГТУ, 2007. – С.31–36.
94. 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.
95. Курицын, Б.Н. Цилиндрические теплообменники (трубы) конечных размеров в неограниченном массиве в стационарном тепловом состоянии: использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. трудов [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.И. Никитин. – Саратов: Коммунист, 1966. – Вып.5. – С. 284 – 292.
96. 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. – Москва, 2005. – С. 30–31.
97. Курицын, Б.Н. Техничко-экономическая оптимизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха: учебное пособие [Текст] / Б.Н.

- Курицын, Н.Н. Осипова. – Саратов: СГТУ, 2009. – 72 с.
98. Курицын, Б.Н. Технико-экономическое обоснование систем газоснабжения на базе резервуарных установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – С-Пб: СПбГАСУ, 2010. – 1(22). – С. 134–141.
99. Курицын, Б.Н. Экономическая целесообразность повышения уровня тепловой защиты индивидуальных жилых зданий при отоплении от установок автономного газоснабжения установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова // Научный вестник Воронежского ГАСУ «Строительство и архитектура». – Воронеж: ВоронежГАСУ, 2010. – вып.4 (20). – С. 42–49.
100. Курицын, Б.Н. Децентрализованные системы снабжения сжиженным газом от индивидуальных резервуарных установок [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, Е.В. Иванова // Строительная инженерия. – 2006. – №7–8.
101. 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.
102. Курицын, Б.Н. Разработка математической модели комбинированной регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, Н.Н. Осипова, С.С. Кузнецов // Вестник Сарат. гос. техн. ун-та. – 2011. – Вып.1. – №4 (59). – С. 218 – 224.
103. 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.
104. 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.
105. 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. – СПбГАСУ, 2011. – 3(28) – С. 82–87.
106. 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.
107. 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. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2013. – №1 (25). – С.73–80.
108. Курицын, Б. Н. Испарительные установки сжиженного газа с трубчатыми грунтовыми теплообменниками [Текст] / Б. Н. Курицын, Н.Н. Осипова, М.В. Павлутин / Инженерные системы. – Санкт-Петербург: Центр АВОК, 2007. – №1 (27). – С. 57–63.
109. 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.
110. Курицын, Б.Н. Оптимизация геометрических параметров резервуарных установок сжиженного газа [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев, О.Б. Ша-

- мин // Совершенствование систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. науч. сб. – Саратов: Саратов гос.техн.ун-т, 1994. – С.64–71.
111. Курицын, Б.Н. Оптимизация тепловой защиты зданий в условиях неопределенности конвертирования цен [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев, О.Б. Шамин // Материалы 4 съезда АВОК. – М.: АВОК-ПРЕСС, 1995. – С. 43–48.
112. 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.
113. Курицын, Б.Н. Экономические предпосылки к выбору источника децентрализованного энергоснабжения зданий [Текст] / Б.Н. Курицын, А.П. Усачев, О.Б. Шамин // Материалы 5 съезда АВОК. – М.: ГП «Информрекламиздат», 1996. – С. 105–110.
114. Курицын, Б. Н. Резервуарные установки сжиженного газа с шахтными грунтовыми теплообменниками [Текст] / Б. Н. Курицын, А.Н. Юшин, М.В. Павлутин // Перспективы использования сжиженных углеводородных газов: сб. научн. тр. – Саратов: Изд-во СГТУ, 2003 г. – С.85–93.
115. 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.
116. Кутателадзе, С.С. Справочник по теплопередаче [Текст] / С.С. Кутателадзе, В.М. Боришанский. – Л.: Госэнергоиздат, 1957. – 414 с.
117. Кэрролл, Дж. Гидраты природного газа [Текст] / Дж. Кэрролл. – М., 2007. – 290 с
118. Лариков, Н. Н. Теплотехника [Текст]: учеб. для вузов / Н. Н. Лариков. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1985. – 432 с.

119. Лобов, О. И. Взгляд на энергосбережение сквозь стены. Теплозащитные качества и долговечность наружных стен зданий. Их роль в энергосбережении [Текст] / О.И. Лобов, А.И. Ананьев, Ю.Я. Кувшинов и др. // сб. докл. 9-й конф. РНТОС, 2004. – С. 12–21.
120. Логинов, В.С. Сооружения и объекты снабжения сжиженным газом [Текст] / В.С. Логинов – М.: Стройиздат, 1979. – 157 с.
121. Лукин, А. В. Выработка СУГ из нефтяного попутного газа непосредственно на объектах нефтедобычи, как альтернатива газосборным сетям и крупным узловым ГПЗ [Текст] А. В. Лукин // рынок СУГ России: перспективы развития: материалы междунар. конф. – М.:Глоботек, 2010.
122. Ляшков, В.И. Теоретические основы теплотехники: учебное пособие [Текст] / В.И. Ляшков. – М.: Изд-во «Машиностроение», 2002. – 260 с.
123. Макаров, А.А. Долгосрочный прогноз развития энергетики мира и России [Текст] / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, В.А. Кулагин // Экономический журнал Высшей школы экономики, 2012. – Том 16. – № 2. – С. 172–204.
124. Макогон, Ю.Ф. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа [Текст] / Ю.Ф. Макогон, Г.А. Саркисянц. – М.: Недра, 1966. – 186 с.
125. 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.
126. Маркетинговые исследования, аналитика и прогнозы рынков углеводородного сырья, нефтепродуктов, нефтехимии и продукции газопереработки [Текст]: аналит. обзор. – М.: ИнфоТэкКонсалт, 2010.
127. Миронов, Д. СУГ как ключевая компетенция [Текст] / Д. Миронов // Газ России. – 2010. – №3. – С. 14–16.
128. Михеев, М.А. Основы теплопередачи [Текст] / М.А. Михеев, Н.М. Михеева. – М.: Энергия, 1973. – 319 с.
129. Медведева, О.Н. Обоснование рациональных систем газоснабжения [Текст]

- / О.Н. Медведева // Вестник ВолгГАСУ. – Волгоград: ВГАСУ, 2011. – № 22 (41). – С.121-125.
130. Медведева, О.Н. Повышение эффективности функционирования распределительных систем газоснабжения [Текст] / О. Н. Медведева // Научно-технический вестник Поволжья. – Саратов, 2011. – №2. – С. 135-138.
131. Мелентьев, Л. А. Научные основы системных исследований в энергетике [Текст] / Л.А. Мелентьев // Энергетика и транспорт: Известия АН СССР, 1980. – № 3. – С. 3–9.
132. Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике [Текст] / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука, 1983. – 362 с.
133. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) [Текст]: утв. М-вом экономики Рос. Федерации 21.06.1999. – М.: Экономика, 2000. – 83 с.
134. Морозова, Н.Н. Оптимизация систем газоснабжения сжиженными углеводородными газами [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук: 23.05.03 / Морозова Наталья Николаевна. – Ленинград, 1983. – 16 с.
135. Нгуен, К.Т. Развитие региональных сетей баз снабжения сжиженным нефтяным газом [Текст]: дис..... канд. техн. наук: 25.00.19 / Нгуен Кань Тхуан. – М., 2008. – 17 с.
136. Никитин, Н.И. Снабжение сжиженным газом объектов жилищно-коммунального и сельского хозяйства [Текст] / Н.И. Никитин. – М.: – Стройиздат, 1976. – 105 с.
137. 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.
138. Никитин, Н.И. Производительность резервуаров сжиженного газа [Текст] / Н.И.Никитин, В.А. Иванов, Б.Н. Курицын // Газовая промышленность. - Саратов: Гипрониигаз. – 1966. – № 10.
139. Никитин, Н.И. Тепловые потоки от грунта к работающему резервуару сжи-

- женного 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.
140. 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.
141. 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.
142. 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.
143. 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.
144. 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.
145. 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.

146. Никитин, Н.И. Техничко-экономическая оценка испарительных установок сжиженного газа [Текст] / Н.И. Никитин, С.В. Рубинштейн, Н.Н. Морозова // Газовая промышленность. – 1981. – №4. – С.62–64.
147. 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. науч. ст. – Саратов. Из-во Саратов. ин-та, 1977. – Вып. 13 – С. 53–61.
148. 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: Изд-во "Коммунист", 1974. – Вып.11. – С.331–337.
149. 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.
150. 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", 1966. – Вып.6. – С.343 – 352.
151. Николаев, Ю.Е. Взаимозависимость тепловых потерь в системах тепло-снабжения и влияние их на топливную экономичность [Текст] / Ю.Е. Николаев, А.И. Андрющенко. – Саратов: Вестник СГТУ, 2004. – №3. – С.80–85.
152. Новый контракт Трансстроя / Модернизация России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.moderniz.ru>
153. Новый улучшенный AF Armaflex: устойчивая изоляция [Текст] / Энергосбережение. – М.: «АВОК-ПРЕСС», 2008. – №7. – С.68–69.
154. Об утверждении предельных максимальных розничных цен на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд: приказ региональной энергетической комиссии–департамента цен и тарифов Краснодарского края

- [Текст], 2012.
155. Об утверждении предельных розничных цен на природный и сжиженный газ, реализуемый населению Свердловской области: приказ региональной энергетической комиссии–департамента цен и тарифов Свердловской области [Текст], 2012.
 156. Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям и размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям газа, на территории Саратовской области [Текст], 2012.
 157. О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы с изменениями на 10 декабря 2010 года [Текст]: утв. Правительством РФ 1 января 2002 года. – М.: Правительство РФ, 2002. – 150 с.
 158. О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках [Текст]: пост. Правит. Российской Федерации: утв. 8.01.2009. – М.: Правительство РФ, 2009.
 159. Осипова, Н.Н. Выбор схемно-параметрических решений поселковых систем газоснабжения [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник Волгогр. Гос. Архит.-строит.ун-та: серия «Строительство и архитектура». – Волгоград: ВолгГАСУ, 2011. – Вып.24(43). – С. 97–103.
 160. 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.
 161. Осипова, Н.Н. Исследование процесса гидратообразования при редуцировании влажного газа [Текст] / Н.Н. Осипова // Приволжский научный журнал. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2012. – №3 (23). – С.112–117.
 162. Осипова, Н.Н. К выбору оптимальной централизации резервуарных систем снабжения на базе огневых испарителей сжиженного углеводородного газа

- [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – СПбГАСУ, 2011. – 1(26) с. – 124–128.
163. 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.
164. 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. – №7. – 2011. – С.520–525.
165. 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 газоэнерго-снабжения: межвуз. науч. сб. – Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2010. – С.158–163.
166. Осипова, Н. Н. Оптимизация параметров групповых подземных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник гражданских инженеров. – Санкт-Петербург: СПбГАСУ, 2012. – С. 190–197.
167. Осипова, Н.Н. Оптимизация тепловой защиты зданий в условиях динамики стоимости энергоресурсов [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник Волгогр. Гос. Архит.-строит.ун-та: серия «Строительство и архитектура». – Волгоград: ВолгГАСУ, 2010. – Вып.18(37). – С. 98–104.
168. Осипова, Н. Н. Оптимизация энергопотребления индивидуальных жилых зданий [Текст] / Н.Н. Осипова, Н.С. Рогова // Вестник Саратов. гос. техн. ун-та. – 2010. – Вып.3. – №4 (51). – С. 133 – 140.
169. Осипова, Н.Н. Системы автономного газоснабжения населенных пунктов

- [Текст] / Н.Н. Осипова // Вестник Волгогр. Гос. Архит.-строит.ун-та: серия «Строительство и архитектура». – Волгоград: ВолгГАСУ, 2011. – Вып. 22(41). – С. 115–121.
170. 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.
171. Осипова, Н. Н. Экономическая целесообразность реконструкции региональных систем снабжения сжиженным газом [Текст] / Н.Н. Осипова, Е.Г. Кашина // АГЗК+АТ. – М.: ООО "Издательство Машиностроение", 2009. – №1(43). – С.17–19.
172. Павлюк, Ф.А. Некоторые вопросы оптимизации систем газоснабжения на базе сжиженного газа [Текст]: дис. ... канд. техн. наук 23.05.03 / Ф. А. Павлюк. – М., 1972. - 207 с.
173. Павлюк, Ф.А. Методика выбора оптимальных схем снабжения потребителей сжиженным газом [Текст] / Ф.А. Павлюк // Использование газа в народном хозяйстве: сб. научн. статей. – Саратов. Из-во Сарат. ин-та, 1973. – Вып. 10 – С. 112–121.
174. Паспорт проекта высокоэффективного использования ПНГ [Текст] / Нефтегазовый журнал. – М.: Инфотек-консалт, 2010. – №8
175. Пат. 2505738 Российская Федерация, МПК ⁷ F17D1/18 Система регазификации сжиженного углеводородного газа [Текст] / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический университет.
176. Пат.2476759 Российская Федерация, МПК ⁷ F17D1/18 Система снабжения сжиженным углеводородным газом [Текст] / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.; заявитель и патентообладатель Саратовский государственный технический

- университет.
177. 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.
 178. Пат. 280385. Российская Федерация, МПК ⁶ F16L53/00, 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
 179. Пат. 2091682 Российская Федерация, МПК ⁶ F25J3/06 Способ работы узла редуцирования и узел редуцирования газа [Текст] / Арефьев С.Ф., Изаксон Г.С., Михайлов В.Г. и др.; заявитель и патентообладатель ГазНИИпроект.
 180. Пат. 2246701 Российская Федерация, МПК ⁷ G01F15/12, G01L19/06. Устройство предотвращения гидратообразования [Текст] / Котов Ю.И., Данилов А.Н.; заявитель и патентообладатель "Саратовгазприборавтоматика"
 181. Пелипенко, В.Н. Горелки бытовых газовых плит [Текст]: учеб пособие / В.Н. Пелипенко. – Тольятти: ТГТУ, 2004. – 137 с.
 182. Переустройство сельских населенных пунктов [Текст]: справочник. – Под ред. Г. П. Казанцева, В. С. Рязанова. – М: Стройиздат, 1985. – 247 с.
 183. Пешехонов, Н.И. Проектирование газоснабжения [Текст] / Н.И. Пешехонов. – Киев, 1970. – 123с.
 184. 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.
 185. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [Текст]: ПБ 03-576-03: утв. Ростехнадзором России 11.06.2003. – Москва: ПИО ОБТ, 2003.
 186. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления

- [Текст]: ПБ 12-529-036: утв. Госгортехнадзором РФ 18. 03. 2003 г. – Москва: НТЦ «Промышленная безопасность», 2009. – 200 с.
187. Предложения о стимулировании использования газа в качестве моторного топлива [Текст]. – М.: Минэнерго России, 2011.
188. Предложения по районированию территории РСФСР на климатические зоны по поставкам сжиженного газа различного компонентного состава [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1976. – 15 с.
189. Преображенский, Н. И. Сжиженные газы [Текст] / Н. И. Преображенский. – Л.: Недра, 1975. – 279 с.
190. Проблемы и перспективы развития рынка серийного выпуска газобаллонных автотранспортных средств на территории Российской Федерации [Текст]: матер. заседания комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК. – М, 2010. – 15 с.
191. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года [Текст]: аналит. отчет ин-та энергетических исследований РАН. – Москва, 2013 – 82 с.
192. 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.
193. Промышленное газовое оборудование [Текст]: справочник. – 8-е изд. перераб. и доп. – Саратов: Изд-во НИЦ промышленного газового оборудования «Газовик», 2013. – 623 с.
194. Пронин, Е. Перспективы развития рынка газомоторного топлива Европы и России: мировой рынок СУГ [Текст] / Е. Пронин. – М: Газпром экспорт, 2014 – 15 с.
195. Прохоров А.Д. Системы оптимального хранения и распределения нефтепродуктов [Текст]: автореф. дисс..... докт. техн. наук: 05.15.13 / Прохоров Александр Дмитриевич. - М., 1999.- 17 с.
196. Рагозин, А.С. Бытовая аппаратура на газовом, жидком и твердом топливе [Текст] / А.С. Рагозин. – Л.:Недра, 1982. – 303 с.

197. Рачевский, Б.С. Новая эффективная технология распределения сжиженных углеводородных газов [Текст] / Б.С. Рачевский // АГЗК+АТ. – М.: ООО "Издательство Машиностроение", 2004. – №6 (18). – С.12–14.
198. Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы [Текст] / Б.С. Рачевский. – М., 2009. – 640 с.
199. Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы – альтернатива нефти и нефтепродуктам [Текст] / Б.С. Рачевский // Транспорт на альтернативном топливе. – 2009. – № 4 (10). – С.7–9.
200. Рачевский, Б.С. Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов [Текст] / Б.С. Рачевский, С.М. Рачевский, И.И. Радчик. – М.: Недра, 1974. – 256 с.
201. Резервуарные установки сжиженного газа для централизованного газоснабжения [Текст] / Распределение и сжижение газа: межвуз науч. сб. – Саратов: СПИ, 1980. – С. 68–77.
202. Рекомендации по выбору испарительных установок сжиженного газа в зависимости от климатических условий эксплуатации, проектной нагрузки газифицируемого объекта и вида используемого теплоносителя [Текст]: РДР 204.РСФСР3.15-80. – Саратов: Гипрониигаз, 1980. – 54 с.
203. Рекомендации по определению оптимальных размеров централизации систем снабжения сжиженным газом от резервуарных установок [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1984. –60 с.
204. Рекомендации по оптимизации систем снабжения сжиженным газом [Текст]. – Саратов: Оргмашучет, 1972 – 33 с.
205. Рекомендации по применению для газоснабжения резервуаров, установленных в отапливаемых камерах [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1971. – 39 с.
206. Рекомендации по проектированию и строительству систем газоснабжения малых и средних городов и населенных пунктов сельской местности [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1985. – 144 с.

207. Рид, Р. Свойства газов и жидкостей [Текст] / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982.
208. Российский рынок СУГ (сжиженных углеводородных газов): аналитический отчет, итоги 2012, прогноз 2013-2014г.г [Текст]. – М.:NeoAnalytics, 2013. – 132 с.
209. Россия в цифрах [Текст]: крат. стат. сб. – М.:Росстат, 2010. – 558 с.
210. 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 .
211. Рубинштейн, С.В. Газонаполнительные станции сжиженных углеводородных газов [Текст] / С.В. Рубинштейн – Л.:Недра, 1989. – 232 с.
212. 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.
213. Рубинштейн, С.В. Газовые сети и оборудование для сжиженных газов [Текст] / С.В. Рубинштейн, Е.П. Щуркин. – Л.: Недра, 1991. – 252 с.
214. Рулев, А.В. Системные исследования комплексной защиты резервуаров и трубопроводов сжиженного углеводородного газа [Текст]: монография / А.В. Рулев, А.Л. Шурайц, А.П. Усачев. – Саратов: СГТУ, 2009. – 208 с.
215. 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.
216. Рынок сжиженных углеводородных газов. Текущая ситуация и прогноз 2014-2018 [Текст]: маркетинговое исследование. – ALTO CONSULTING GROUP, 2014 – 167 с.

217. Рябцев, Н.И. Газовое оборудование, приборы и арматура: справочное пособие [Текст] / Н.И. Рябцев. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 527 с.
218. Рябцев, Н. И. Сжиженные углеводородные газы [Текст] / Н. И. Рябцев. – М.: Недра, 1979. – 315 с.
219. Савинов, А. Е. Ситуация с утилизацией попутного нефтяного газа и предлагаемые меры по переработке ПНГ [Текст] / А. Е. Савинов. – М.: Министерство промышленности и энергетики РФ, 2010.
220. Самарин, О.Д. Теплофизические и технико-экономические основы теплотехнической безопасности и энергосбережения в здании: монография [Текст] / О.Д. Самарин. – М.: МГСУ, 2007. – 158 с.
221. Самарин, О.Д. Техничко-экономическая оптимизация теплоизоляции трубопроводов систем теплоснабжения [Текст] / О.Д. Самарин // Новости теплоснабжения. – М.: Новости теплоснабжения, 2011. – №5. – С.42–44.
222. Сапунов, Н.Е. Устройство и эксплуатация складов сжиженных газов [Текст] / Н.Е. Сапунов. – М.: Недра, 1979. – 288 с.
223. Свидетельство № 2015613129 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Определение толщины тепловой изоляции трубопроводной обвязки узла редуцирования резервуарной установки» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, 05. 03.2015 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.
224. Свидетельство № 2009612726 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Оптимизация параметров систем газоснабжения на базе газонаполнительных пунктов» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, 28.05.2009 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н.
225. Свидетельство № 2014462234 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет тепло-масообмена подземной резервуарной установки сжиженного газа» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, 26. 11.2014 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Кузнецов С.С.

226. Свидетельство № 2013614093 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет теплообмена в трубчатом грунтовом пароперегревателе сжиженного газа» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, 23.04.2013 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Максимов С.А., Максимова Н.Н.
227. Свидетельство № 2013614167 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет теплообмена между грунтом и подземным вертикальным резервуаром сжиженного газа» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 25.04.2013 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Максимов С.А., Максимова Н.Н.
228. Свидетельство № 2013614095 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Расчет теплообмена между грунтом и подземным горизонтальным резервуаром сжиженного газа» [Текст]: зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 23.04.2013 / Курицын Б.Н., Осипова Н.Н., Максимов С.А., Максимова Н.Н.
229. Свод правил «Дома жилые многоквартирные. Актуализированная редакция СНиП 31-02-2001» [Текст]: СП 55.13330.2011. – Введ 2011-05-20. – М.: Минрегион России, 2011. – 17 с.
230. 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.
231. Свод правил «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» [Текст]: СП 42-101-2004. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 108 с.
232. 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.
233. Свод правил «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003» [Текст]: СП 60.13330.2012. – Введ 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 71 с.

234. Свод правил «Проектирование тепловой защиты зданий» [Текст]: СП 23-101-2004. – Введ. 2004-06-01. – М.: Минрегион России, 2004. – 144 с.
235. Свод правил «Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99*» [Текст]: СП 131.13330.2012. – Введ. 2004-06-01. – М.: Минрегион России, 2004. – 144 с.
236. Свод правил «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23.02-2003» [Текст]: СП 50.13330.2012. – Введ 2012-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 96 с.
237. Семенов, С. А. Инфраструктура транспортировки СУГ и СПГ [Текст] / С.А. Семенов // Транспортировка, хранение и перевалка нефти, сжиженных газов и нефтепродуктов: V междунар. конг. – Санкт-Петербург, 2010. – 25 с.
238. Семенов, С. А. Экспортная логистика СУГ и СПГ. Тенденции, вопросы, перспективы [Текст] / С.А. Семенов // Oil terminal. – Санкт-Петербург, 2013. – 20 с.
239. Сжиженные углеводородные газы [Текст]: сб. науч. тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – М: Недра. – Вып. 64. – 148 с.
240. Сметные нормы и расценки на новые технологии в строительстве: справочник инженера-сметчика [Текст] / П.В. Горячкин, А.И. Штоколов; под общ. ред. П.В. Горячкина. – Москва, 2010. – Часть IV. – 573 с.
241. Смирнов, В. А. Техничко-экономическое обоснование схем газоснабжения [Текст] / В.А. Смирнов. – М., Стройиздат, 1964. – 220 с.
242. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для ВУЗов [Текст] / Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
243. Социальное развитие села до 2013 года (с изменениями и дополнениями) [Текст]: утв. Правительством РФ 3 декабря 2002 г. №858 "О федеральной целевой программе". – М: Правительство РФ, 2011.
244. Справочник по бутану и пропану [Текст] / под. ред. А. Ромена, Д. Каппе. – М: Гостоптехиздат, 1949. – 231 с.
245. Стандарт организации «Выбор параметров систем газоснабжения сельских

- населенных пунктов на базе природного и сжиженного углеводородного газов» [Текст]: СТО 03321549-005 / Н.Н. Осипова и др. – Саратов: ОАО Гипрониигаз, 2010. – 17 с.
246. Стандарт организации «Обоснование ресурсо-энергосбережения систем снабжения сжиженным углеводородным газом» [Текст]: СТО 03321549-032-2014 / Н.Н.Осипова и др. – Саратов: ОАО Гипрониигаз, 2014. – 15 с.
247. Стандарт организации «Оптимизация параметров межпоселковых систем газоснабжения на базе природного и сжиженного углеводородного газов» [Текст]: СТО 03321549-014-2011 / Н.Н.Осипова и др. – Саратов: ОАО Гипрониигаз, 2011. – 19 с.
248. 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 Гипрониигаз, 2012. – 20 с.
249. Стандарт организации «Рекомендации по использованию сжиженного углеводородного газа для коммунально-бытового потребления» [Текст]: СТО 03321549-030-2014 / Н.Н. Осипова и др. – Саратов: ОАО Гипрониигаз, 2014. – 27 с.
250. Стандарт организации «Газораспределение. Термины и определения» [Текст]: СТО Газпром 1.6-2006. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2006. – 120 с.
251. Стаскевич, Н.Л. Газоснабжение городов [Текст] / Н.Л. Стаскевич. – Том 1. – Л.: Недра, 1984. – 623 с.
252. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа [Текст] / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.
253. Стаскевич, Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам [Текст] / Н.Л. Стаскевич, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1986. – 543 с.
254. СУГ: парад проектов экспортных терминалов [Текст] / Топливный рынок. – М.: Издательский Дом «Топ-пресс», 2010. – №14. – С. 20–25.

255. Табунщиков, Ю. А. Аэродинамика высотных зданий [Текст] / Ю. А. Табунщиков, Н. В. Шилкин // Вентиляция. Отопление. Кондиционирование. – М.: АВОК, 2004. – №8. – С. 14–22.
256. Табунщиков, Ю.А. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий [Текст] / Ю.А. Табунщиков, М.М. Бородач. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2002. – 194 с.
257. Тарифы на электрическую энергию для населения и потребителей, приравненных к категории население, по Свердловской области [Текст]: утв. РЭК Свердловской обл. 23.12.2010 – 2 с.
258. Технический паспорт бутановой испарительной системы / «Deltagaz spol. S r. O.» [Текст]. – Чехия: «Deltagaz spol. S r. O.», 2007. – 11 с.
259. Технический паспорт газового хозяйства Российской Федерации по состоянию на 01.01.2007 [Текст]. –М.: ОАО «Газпром», ОАО «Промгаз». – 2007. – 543 с.
260. Тиличев, М.Д. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов [Текст] / М.Д. Тиличев. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1947. – Вып. 2–4.
261. Трушин, В.М. Устройство и эксплуатация установок сжиженного углеводородного газа [Текст] / В.М. Трушин. – Л. Недра, 1991. – С.92.
262. Трушковский, А. Термоизоляция [Текст] / А. Трушковский, Л. Щербинин // АВОК. – 1997. – № 6. – С.42–43.
263. Тугунов, П.И. Определение количества тепла, аккумулированного грунтом вокруг трубопровода [Текст] / П.И. Тугунов, В.С. Яблонский // Нефть и газ. – М.: Недра. – 1963. – № 6. – 45 с.
264. Уильямс, А.Ф. Сжиженные нефтяные газы [Текст]: пер. с англ / А.Ф. Уильямс, У.А. Лом. – М.: Недра, 1985. – 399 с.
265. Указания и технические решения по газоснабжению потребителей от баллонных установок [Текст]. – Саратов: Гипрониигаз, 1977. – 27 с.
266. Усачев, А.П. Подземные резервуарные установки сжиженного газа для районов с неблагоприятными климатическими и геологическими условия-

- ми [Текст] / А.П. Усачев // Совершенствование систем теплогазоснабжения и вентиляции: межвуз. научн. сб. – Саратов: Изд-во Сарат. гос. технич. ун-та. 1994. – С. 72–74.
267. Усачев, А.П. Техничко-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 газоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов: СГТУ, 2006. – С. 150-161.
268. 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 газоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов: СГТУ, 2007. – С.90–107.
269. Усачев, А.П. Алгоритм разработки конструкции промышленного регазификатора сжиженного углеводородного газа с минимальной металлоемкостью [Текст] / А.П. Усачев, А.Л. Шурайц, А.В. Рулев, Т.А. Усачева // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения: сб. науч. тр. – Саратов: СГТУ, 2009. – С.64–69.
270. 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 газоснабжения. – Саратов: Изд-во СГТУ, 2008. – С. 108–120.
271. 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.
272. Условия и перспективы развития нефтегазохимии в Российской Федерации

- [Текст]: аналит. доклад. – М.: Институт Современного развития, 2010. – 76 с.
273. Установка двух резервуаров подземных вертикальных РПВ [Текст]: технические решения ТР-4-94; утв. ОАО “Росгазификация” 08.09.94. – Саратов, 1994. – 86 с.
274. Установка двух подземных резервуаров с испарителем-приставкой ИП [Текст]: типовой проект 905-1-15. – АПП ЦИТП, Мосгазниипроект, ОАО “Гипрониигаз”, 1981. – 39 с.
275. Установка двух подземных резервуаров с двумя испарителями-приставками ИП [Текст]: типовой проект 905-1-40.88. – АПП ЦИТП, АО “Росгазификация”, АО “Гипрониигаз”, 1991. – 52 с.
276. Установка двух подземных резервуаров с электрическим регазификатором РЭП [Текст]: типовой проект 905-1-37.87. – АПП ЦИТП, АО “Росгазификация”, ОАО “Гипрониигаз”, 1987. – 29 с.
277. Ушкалов, В.П. Исследование работы протаивающих оснований и их расчет по предельным деформациям сооружений [Текст] / В.П. Ушкалов. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 248 с.
278. Файст, В. Основные положения по проектированию пассивных домов [Текст] / В. Файст. – М.: АСВ, 2011. – 144 с.
279. Фокин, В.М. Основы технической теплофизики [Текст] / В.М. Фокин, Г.П. Бойков, Ю.В. Видин. – М.: Машиностроение, 2004. – 172 с.
280. Федоров, А.Л. Сжиженные углеводородные газы: актуальность использования и особенности учета [Текст] / А.Л. Федоров, Ю.Н. Вольнов, Р.П. Гордеева // Транспорт на альтернативном топливе. – 2010. – № 3 (15). – С.48–54.
281. Феоктистов, А.А. Состояние промышленной безопасности на газонаполнительных станциях [Текст] / А.А. Феоктистов, Н.Д. Березкин // Безопасность труда в промышленности. – М.; 2007. – №5. – С. – 15-16.
282. Фролов, А. Модернизация транспортной системы России (2002-2010 годы):

- аналит. доклад [Текст] / А. Фролов. – М.: Институт национальной энергетики, 2010. – 20 с.
283. Хачатуров, В.Р. Аппроксимационно-комбинаторный метод декомпозиции и композиции систем и конечные топологические пространства, решетки, оптимизация [Текст] / В.Р. Хачатуров. – ЖВМ-РВ, 1985. – Т. 25. – №2. – С. 1777-1794.
284. Хижняков, С.В. Практические расчеты тепловой изоляции для промышленного оборудования и трубопроводов [Текст] / С.В. Хижняков. – 3-е изд. перераб. – М.: Энергия, 1976. – 200 с.
285. Чечеткин, А.В. Теплотехника [Текст]: учебник / А.В. Чечеткин. – М.: Высшая школа, 1986. – 344 с.
286. Чудновский, А.Ф. Теплофизика почв [Текст] / А.Ф. Чудновский. – М.: Недра, 1976. – 362 с.
287. Шамин, О.Б. Автономное энергоснабжение малых объектов АПК и поселков [Текст]: дис.... канд. техн. наук: 23.05.03 / Шамин Олег Борисович. – Саратов: СГТУ, 1997. – С.64–71.
288. 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.
289. Шевченко, А.А. Обоснование комплексных мероприятий по обеспечению теплового режима зданий массовой застройки [Текст]: автореф. дисс. ... канд. техн. наук: 23.05.03 / Шевченко А.А. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2004. – 16 с.
290. 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.
291. Шойхет, Б.М. Тепловая изоляция промышленных трубопроводов [Текст] /

- Б.М. Шойхет, Л.В. Ставрицкая, В. М. Липовских, Кашинский В.И. – М.: Энергосбережение, 2000. – №5. – С. 59–65.
292. Шубин, И. Л. Новый подход к повышению энергоэффективности зданий [Текст] / И. Л. Шубин, А. В. Спиридонов, Т. А. Ахмяров. – М. : Энергосбережение, 2014 – №5.
293. Шурайц, А. Л. Основные теоретические положения метода электротепловой аналогии применительно к задаче теплообмена в подземном вертикальном резервуаре [Текст] / А. Л. Шурайц, А. В. Рулев, М. А. Усачев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы междунар. науч.-практ. конф. в рамках XIX междунар. спец. выст. "Газ. Нефть. Технологии - 2011". - Уфа, 2011. - С. 306-309.
294. Щуркин, Е.П. Грунтовый испаритель технического бутана. [Текст] / Е.П. Щуркин, Б.Н. Курицын, В.П. Богданов // Саратов: сарат. информ. листок, 1982. – № 54. – 4 с.
295. Щуркин, Е.П. Электрический испаритель сжиженного газа с промежуточным теплоносителем [Текст] / Е.П. Щуркин, Б.Н. Курицын, А.П. Усачев // Использование газа в народном хозяйстве. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1976. – Вып.12. – С. 245–254.
296. Щуркин, Е.П. Использование термоэлектронагревателей с развитой поверхностью нагрева в испарителях сжиженного газа [Текст] / Е.П. Щуркин, В.В. Мешков, Л.С. Михайлова / Использование газа в народном хозяйстве: сб. науч. тр. – Саратов: Изд-во Саратов.ун-та, 1976. – Вып.12. – С.245–254.
297. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Текст]: утв. расп. Правительства Российской Федерации 13.11.2009. – М., 2009. – 145с.
298. Air heater [Text] / American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning, 1986. – Vol.18. – №1. – P.10–19.
299. BP Statistical Review of World Energy [Text]: statistical Review, June 2011. – London: Beyond petroleum, 2011. – 49 p.

300. Clear View LP Gas Tanks [Text]: technical specification. – Ragasco USA. – USA:Sarasota, Florida, 2009. – 2 p.
301. Composite Scandinavia. Catalog products: passion for LPG [Electronic resource]. – <http://www.compositescandinavia.se/products/flt>
302. Conditions in Systems Containing Methane, Ethane, Propane, Carbon Dioxide or Hydrogen Sulfide in the Presence of Fluid Phase Equilib [Text], 1985. – №21. – P.145–155.
303. Kanni Raj, A. Cryofuel systems - M.E.(Cryogenic engineering) - PSNCET (autonomous) tirunelveli [Text]. – ANNA University Chennai, 2014. – P 2–16.
304. Dele, G.F. A new look at LNG vaporization methods [Text] / G.F Dele. – Pipe Line industry, 1981. – Vol.108. – №4. – P123–130.
305. Dendy, E. Sloan Introductory overview: Hydrate knowledge development: center for Hydrate research [Text] / E. Dendy. – American Mineralogist, 2004. – Vol. 89. – P1155-1161.
306. Dietrichson, W. Warmeutvinning up mark, vatten och luft [Text] / W Dietrichson // Miljovanling om den gors ratt. – 1994. – №4. – S. 13–20.
307. Direct Fired the power of innovation [Text] /Algas -SDI // 1Form DF-0304. – USA: Seattle, Washington, 2010 – 4 p.
308. Edvards, R.M. Efficient new heat exchanger suited to LPG vaporization [Text] / R.M. Edvards // Oil and Gas Journal. – 1967. – Vol.65. – №40. – P.96–98.
309. Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and strategies to 2050 [Text]. – Paris: International Energy Agency, 2008. – 469 p.
310. Faghri, A. Heat pipe science and technology [Text] / A. Faghri. – Washington: Taylor & Francis, 1995.
311. Flat plat collector. Solar collector: american Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning [Text]. – 1976. – Vol.18. – №11. – P.10–12.
312. Forklift Truck Cylinders: Hexagon Ragasco AS [Text]. – Norway, 2014. – 2 p.
313. Gasflasche: tank und Rohrleitung/ Linde AG Germany. – Munich [Electronic resource]. – [/http://www.linde-gas.de](http://www.linde-gas.de)

- /International/Web/LG/DE/like35lgde.nsf/docbyalias/nav_liefer
314. Gas-Propane, dealers: Industry IQ: key statistics, market trends and business practices [Text]. – Profile America, Inc. – 2006. – 4 c.
 315. Gas-Tanks & Behälter: cat G.A.M. Holding GmbH. [Electronic resource]. <http://www.gam.de/produktionsbereiche/lpg-tanks-behaelter.html>, 2012.
 316. Geothermal Heat pumps-Ground source Heat pumps [Text] // EGEC - European Geothermal Energy Council a.s.b.l. – Brussels, 2009. – 16 c.
 317. Geothermal installation training scheduled [Text] / Air Cond., Heat and Refrig. News, 1991. – № 4. – P. 128–133.
 318. Ground heat energy is growing market [Text]. – Plant Manag and Eng, 1984. – № 8. – P. 39–43.
 319. Gruppo Antonio merloni: Above ground LPG tanks [Text], 2014.
 320. Gryglewicz, W. Analyse das thermischen Verhaltens erdreicheingebetter Warmespeicher fur zuftungsanlage [Text] / W. Gryglewicz. – Stadtund Gebaude-techink, 1988. – № 4. – S. 106–107.
 321. Hanson Tank /ASME pressure vessel manufacturer [Electronic resource]. – <http://tankspecs.net/horizontal-propanetanks-1-50000gall.html>
 322. Hicks, R.L. New Gas-Water-TEG Equilibria [Text] / R.L. Hicks, E.A. Senules // Hydrocarbon Process, 1991. – P. 55–58.
 323. Hubbart, R.A. Resept Developments in Gas Dehydration and Hydrate Inhibition: SPE Gas Technol. Symp. [Text] / R.A. Hubbart. 1991. – P. 263–276.
 324. Hunter, B Numerical smearing, ray effect, and angular false scattering in radiation transfer computation [Text] / B. Hunter, G. Zhixiong // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2015. – Vol. 81. – P. 63–74.
 325. Hydrates in LPG Cargoes [Text] / A Technological Review, 2008. – 50 p.
 326. Giavarini, C. Hydrates Seen as a Problem for the Oil and Gas Industry [Text] / C. Giavarini, K. Hester. – Green Energy and Technology, 2011. – P. 97–116.
 327. Hydrexindirect heated vaporized: Algas -SDI [Text] /1Form DF-0304. – USA: Seattle, Washington, 2012 – 4 p.

328. Istruzioni d'uso e manutenzione: Serbatoi GPL per installazioni fuori terra. Walter tosto Serbatoi SPA [Text]. – Belgium, 2013. – 90 p.
329. Jonnson, H. Smith Gas Hydrate Exploration and Production: dispelling the myths [Text] / H. Jonnson, A. Michael. – Gas TIPS. – Vol. 12. – № 2. – 2006. – p.4–6.
330. Key world energy statistics [Text]. – Paris: OECD/IEA, 2008. – 82 p.
331. Larass, A. Elussigerdgas fur den Spitzenbedarf in Belgien [Text] / A Larass / Das gas und Wasserflache, Gas, Erdgas. – 1975. – Vol.117. – №7. – S. 266–269.
332. Levy, M.M. LNG terminal will easy gas shortage [Text] / M.M. Levy / Oil and Gas Journal, 1976. – Vol.74. – №25. – P.131–136.
333. Liquid petroleum gas tanks: tank and accessories [Text]: Catalog. – France: Flamco Flexcon s.a.r.l., 2010. – 7 p.
334. Liquefied petroleum gas code: NFPA 58. American national standard [Text]. – USA: NFPA, edition, 2004. – 116 p.
335. LPG Cylinders [Text]: Catalog Antonio merloni, 2014. – 8 p.
336. LPG Processing [Text]. – The Water Connection. – U.S.A.: AMETEK, 2010. – 2 p.
337. Mason, E. A. Heat conductivity of polyatomic and polar gases and gas mixtures [Text] / E. A. Mason, L. Monchick., A. N. Pereira. – IMP: NASA, 1964. – 61 p.
338. Muller, G. Aktuelle Richtlinien für die wärmepumpenanlagen [Text] / G. Muller // OZE. – 1992. – № 4. – P. 119–123.
339. Murray, J.G. Using the good earth [Text] / J.G Murray // 6 th Miami Int. Conf., 1983. – P. 649–650.
340. Needham, J. Sales of blue bird vision propane-fueled school bus ticking upward [Text] / J. Needham. – BUTANE-PROPANE NEWS, June 2008.
341. Okologishe Auswirkungen beim Betrieb von Warmepumpen [Text] // OZE. – 1992. – № 5. – P. 145–150.
342. Pazooki, N. Heat Transfer in a Rarefied Polyatomic [Text] / N. Pazooki. – Columbia: Gas University of Missouri, 1986. – 214 p.
343. Pat 2516218 USA Hydrocarbon Vaporizer [Text] /Kerr A.N. (USA)

344. Pat 1344749 GBR Improvements in or relating to vaporization of liquefied petroleum gas [Text] / Taylor A (GBR)
345. Pat 2400570 USA Liquefied petroleum gas dispensing system [Text] / Horway H.L. cl. 62-1, 21.05.1946. (USA)
346. Pat 1202604 GBR Method and apparatus for vaporizing liquefied petroleum gas and mixing it with air prior to its supply to the interval combustion engine of a motor vehicle [Text] / Kamico S, Kubo F. (GBR)
347. Pat 2761286 USA Vaporizer for Liquid petroleum supply tanks [Text] / Billue G.H., Grochett M.W. (USA)
348. Pat 2499355 USA Vaporizer unit [Text] / Butner W.G. (USA)
349. Propane Agriculture ROADMAP 2010 [Text]: report. Propane Education & Research Council. – Washington, 2010. – 48 p.
350. Propane Market Outlook: Assessment of Key Market Trends, Threats, and Opportunities Facing the Propane Industry Through 2020 [Text] / Propane Education & Research Council. – US, 2013. – 28 p.
351. Rey, A. Study Confirms Propane's Lower Greenhouse Gas Emissions [Text] / A. Rey. – BUTANE-PROPANE NEWS, February 2008.
352. Robinson, D.B. Hydrate Formation Conditions in Systems Containing Methane, Ethane, Propane, Carbon Dioxide or Hydrogen Sulfide in the Presence of Methanol [Text] / D.B. Robinson // Fluid Phase Equilib, 1985. – № 21. – P.145–155.
353. Robinson, D.B. The influence of Methanol on Hydrate Formation at Low Temperatures: gas Processors Association, Research Report [Text] / D.B. Robinson. – RR-74. – Tulsa, 1984.
354. Roussel, L. Les pompes a draleur a travers l'exploitation de L'installation E.L. de Challonswisanne [Text] / L. Roussel // La Revue General du Eriod, 1962. – №9.
355. Spinnler, M. Studies on high-temperature multilayer thermal insulations [Text] / M. Spinnler, E.Winter, R. Viscanta // Int. J. Heat and Mass Transfer, 2004. – Vol. 47. – P. 1305–1312.

356. Strapasson, José L. Ab initio simulation of heat transfer through a mixture of rarefied gases [Text] / José L. Strapasson, Felix Sharipov // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2014. – Vol. 71. – P. 91–97.
357. Study on Central Asia Energy Efficiency Potential [Text]: UNESCAP (UN Economic and Social Commission for Asia and the Pacific). – United Nations: New York, Geneva. – 2008.
358. Sun, sand, water, and propane-the perfect mix for a dream home [Text]. – BUTANE-PROPANE NEWS, January 2008.
359. Technology and the global energy economy to 2050: table of contents [Text]. – Paris: OECD/IEA, 2010. – 677 p.
360. Torrex the power of innovation: Algas -SDI [Text] /1Form DF-0304. – USA: Seattle, Washington, 2012. – 4 p.
361. Thompson, G.W. The Antoine equation for vapor-pressure data [Text] / G.W Thompson // Chemical Reviews, 1946. – Vol. 38. – №1.
362. Walter J. Karplus Electronic Analogue Solution of Free Surface Boundary Value Problems: Water Coning [Text] / Karplus W. J. // University of California, Los Angeles, 1954. – 200 p.
363. Zbiorniki naziemne LPG [Text] / Above and underground LPG tanks: Catalog. – CHEMET, 2013. – 8 p.
364. Zbiorniki podziemne LPG: catalog. – CHEMET, 2013. – 12 p.
365. Zimmer LPG Vaporiesd: algas -SDI [Text] /1 Form DF-0304. – USA: Seattle, Washington, 2012. – 4 p.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

n – количество, шт; R – радиус, м; l – длина, м; q – плотность газопотребления, т/(год км²); N – мощность, т./год; K – капитальные вложения, руб.; I – эксплуатационные расходы, руб./год; Z – приведенные затраты, руб./год; x, y – координаты, м; F – площадь, м²; V – объем, м³; Q – энергопотребление, (МВт·ч)/год; g – расход газа, кг/час; t – температура, °С; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); G – паропроизводительность, кг/ч; c – теплоемкость, кДж/(кг·°С); k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К); r – скрытая теплота испарения, Вт·ч/кг; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); τ – время, ч; φ – уровень заполнения, %; ρ – плотность, кг/м³; P – давление, Па; Q_p^H – низшая теплотворная способность, кДж/кг.; Ψ – молярное содержание компонента в смеси.

p – резервуар;

$б$ – баллон;

$ат$ – автомобильный транспорт;

$ру$ – резервуарные установки;

$бу$ – баллонные установки;

$рг$ – распределительные газопроводы;

$вг$ – внутридомовые газопроводы;

$расч$ – расчетное значение параметра;

$ср$ – среднее значение параметра;

$кр$ – критическое значение параметра;

opt – оптимальное значение параметра;

min – минимальное значение параметра;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

ГНС – газонаполнительная станция;

ГНП – газонаполнительный пункт;

ГРУ – групповая резервуарная установка;

СГСГ – система снабжения сжиженным газом;

СГФУ – системы газоснабжения федерального уровня;

СГРУ – системы газоснабжения регионального уровня;

ПСГ – поселковые системы газоснабжения;

СДГС – система децентрализованного газоснабжения

СПРАВКА

об использовании результатов научных исследований докторанта
ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический
университет имени Гагарина Ю.А.»
Осиповой Наталии Николаевны

Результаты научных исследований к.т.н, доцента Осиповой Н.Н. использованы при выполнении:

1. Научно-исследовательской работы «Моделирование и оптимизация энергосберегающих систем газо-, теплоснабжения и строительной климатотехники» СГТУ – 344, проводимой по заданию Министерства образования Российской Федерации и финансируемой из средств федерального бюджета (приказ СГТУ № 32-11 от 21.01.2011).
2. Мероприятия 2.3.2 Программы стратегического развития СГТУ имени Гагарина Ю.А. на 2012-1016 годы. В рамках данного мероприятия создан научно-исследовательский образовательный центр «Энергоэффективность газораспределения и газопотребления» (приказ СГТУ № 447-П от 19.05.2014).
3. Внутривузовской научно-исследовательской работы по направлению 11В «Разработка современных технологий и материалов для обеспечения энергоресурсосбережения, надежности и безопасности объектов архитектурно-строительного комплекса».

Первый проректор СГТУ
имени Гагарина Ю.А.



(Signature)
А.А. Сытник

Начальник Управления исследованиями
в области образования и науки СГТУ
имени Гагарина Ю.А.

(Signature)
22.09.14

С.В. Папшев



АКТ ВНЕДРЕНИЯ
 результатов докторской диссертационной работы
«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
 выполненной Осиповой Наталией Николаевной

Открытое акционерное общество «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипронигаз» является разработчиком национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 54982-2012 «Системы газораспределительные. Объекты сжиженных углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация» М, Стандартинформ, 2013, 126 с.

При разработке ГОСТ Р 54982-2012 были использованы результаты научных диссертационных исследований доцента кафедры «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» СГТУ имени Гагарина Ю.А. Осиповой Н. Н., а именно:

- раздел 5 (пункт 5.39) в части определения основного перечня технологических операций, выполняемых на газонаполнительных станциях и газонаполнительных пунктах;

- раздел 9 (подпункты 9.1.1.16 и 9.1.4.5) в части мероприятий по предупреждению конденсато- и гидратообразования в системах резервуарного снабжения сжиженным углеводородным газом.

Заместитель генерального директора
 по технической политике и стратегическому развитию
 ОАО «Гипронигаз», к.э.н.


М.С. Недлин



УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 ОАО «Гипронигаз», д.т.н.

А.Л. Шурайц

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
 результатов докторской диссертационной работы
«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
 выполненной Осиповой Наталией Николаевной

Открытое акционерное общество «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипронигаз» является соразработчиком Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013 г. № 542. М., 2013. 30с.).

Доцент кафедры «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» СГТУ имени Гагарина Ю.А. Осипова Н.Н. участвовала в разработке разделов IV и V вышеуказанных Федеральных норм и правил.

Заместитель генерального директора
 по технической политике и стратегическому развитию
 ОАО «Гипронигаз», к.э.н.


 М.С. Недлин



УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 ОАО «Гипроннигаз», д.т.н.

А.Л. Шурайтц

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов докторской диссертационной работы
«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
выполненной Осиповой Наталией Николаевной

Открытое акционерное общество «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипроннигаз» ввело в действие следующие стандарты организации, разработанные при участии кафедры «Теплогасоснабжение и вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А.:

- СТО 03321549-005. Выбор параметров систем газоснабжения сельских населенных пунктов на базе природного и сжиженного углеводородного газов (приказ №342 от 30.09.2010);
- СТО 03321549-014-2011. Оптимизация параметров межпоселковых систем газоснабжения на базе природного и сжиженного углеводородного газов (приказ №278 от 24.06.2011);
- СТО 03321549-020-2012. Техничко-экономическое обоснование параметров систем газоснабжения (приказ №318 от 06.09.2012);
- СТО 03321549-021-2012. Предупреждение образования ледяных и гидратных пробок в системах резервуарного снабжения сжиженным газом (приказ №413а от 01.11.2012);
- СТО 03321549-032-2014. Обоснование ресурсо-энергосбережения систем снабжения сжиженным углеводородным газом (приказ №250 от 30.06.2014);
- СТО 03321549-030-2014. Рекомендации по использованию сжиженного углеводородного газа для коммунально-бытового потребления (приказ №220 от 16.06.2014).

К.т.н, доцент кафедры «Теплогасоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» СГТУ имени Гагарина Ю.А. Осипова Н.Н. являлась одним из исполнителей вышеуказанных документов в части, касающейся научных разработок и методических рекомендаций по определению оптимальных схемно-параметрических решений резервуарных систем и эффективного функционирования систем газоснабжения на базе сжиженного углеводородного газа.

Заместитель генерального директора
 по технической политике и стратегическому развитию
 ОАО «Гипроннигаз», к.э.н.

М.С. Недлин



Открытое акционерное общество
«Газпром газораспределение»

общество с ограниченной ответственностью

«ГазРегионЗащита»

410000, Россия, г. Саратов, пр. Кирова, 54
т/ф: (8452) 33-83-73

E-mail: gzg@korenzika.net www.korenzika.net

ОКПО 96951444 ОГРН 1076455001292

ИНН 6455045574 КПП 645501001

28.01.2019 № 2-Д

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов докторской диссертационной работы
«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
выполненной Осиповой Натальей Николаевной

Для разработки технико-эксплуатационной документации и изготовления резервуаров вертикальных (РПВ) использованы технические предложения кафедры «Теплогасоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» СГТУ имени Гагарина Ю.А. и нормативный документ СТО 03321549-032-2014 «Обоснование ресурсо-энергосбережения систем снабжения сжиженным углеводородным газом». К.т.н, доцент кафедры ТГВ СГТУ имени Гагарина Ю.А. Осипова Н.Н. являлась одним из разработчиков вышеуказанных технических предложений, в части определения оптимальных типоразмеров резервуарного ряда РПВ.

Для повышения надежности систем газоснабжения с естественной регазификацией при проектировании было предусмотрено схемное решение, обеспечивающее безгидратное редуцирование влажосодержащего сжиженного углеводородного газа в регуляторах давления.

Снижение энергоемкости групповых резервуарных установок обеспечивалось применением комбинированной схемы регазификация СУГ с установкой клапана-отсекателя на линии естественного редуцирования СУГ.

Объем внедрения вертикальных резервуаров в практику эксплуатации – 14 шт, в том числе 7 резервуаров оснащены системой предупреждения гидратообразования и 7 резервуаров оборудованы клапаном-отсекателем. Общий экономический эффект от внедрения составил 1240,794 тыс. рублей.

Генеральный директор
ООО «ГазРегионЗащита»



М.В. Павлутин



Открытое акционерное общество
«Газпром газораспределение»

общество с ограниченной ответственностью

«ГазРегионЗащита»

410000, Россия, г. Саратов, пр. Кирова, 54
т/ф: (8452) 33-83-73

E-mail: info@kzr.ru www.kzr.ru

ОКПО 96951464 ОГРН 1076459001292

ИНН 6455045574 КПП 645501001

16.11.2011 № 28-А

Акт

о внедрении результатов диссертационных исследований
Осиповой Наталии Николаевны

Результаты диссертационных исследований использовались ООО «ГазРегионЗащита» при проведении проектных работ по устройству систем противокоррозионной защиты газораспределительных сетей и оптимизации существующих средств защиты от коррозии в условиях населенных пунктов при автономной газификации потребителей на базе групповых и индивидуальных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа с учетом оптимального количества квартир, подключаемых к источнику газоснабжения.

Разработка проектной документации выполнялась по основным положениям Стандарта организации ОАО Гипронигаз СТО 03321549-005 – 2010 «Выбор параметров систем газоснабжения сельских населенных пунктов на базе природного и сжиженного углеводородного газов».

Генеральный директор
ООО «ГазРегионЗащита»



М.В. Павлутян

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
«УРАЛЬСКАЯ МОНТАЖНАЯ ФИРМА-
ИМСТАЛЬКОН» ЖАУАПҚЕРШІЛІГІ
ШЕКТЕУЛІ СЕРІКТЕСТІГІ



РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
ТОВАРИЩЕСТВО с ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «УРАЛЬСКАЯ
МОНТАЖНАЯ ФИРМА-ИМСТАЛЬКОН»

090005 Орал қаласы
Сакен Гумаров Қәшесі 14



тел.282280
факс 282280

17.03.2014 № 16
на № _____ от _____

090005 город Уральск
ул.С.Гумарова 14
РНН271800032236
БИН100440014321
ИИК KZ04319W010003185602
ЭКФ АО «БТА Банк» г.Уральск
БИК АВ КЗ КЗ КХ
КВЕ17

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов докторской диссертационной работы
«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
выполненной Осиповой Наталией Николаевной

1. ТОО «Уральской монтажной фирмой - Имсталькон» для проведения комплекса проектных и монтажных работ по обустройству вахтовых поселков для строителей и нефтяников Тенгизского месторождения в Атырауской области и Карачаганакского месторождения в Западно-Казахстанской области были использованы результаты научных разработок Осиповой Наталии Николаевны в части определения оптимальной централизации систем автономного газоснабжения на базе подземных вертикальных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа и последующего монтажа подземных резервуаров СУГ с применением перемещаемой опалубки (объем внедрения 4 шт. объемом 4,7 м³).

2. При технико-экономическом обосновании предлагаемых проектов газоснабжения использовались документы, разработанные при участии к.т.н, доц. кафедры «Теплогасоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» СГТУ имени Гагарина Ю.А. Осиповой Н.Н.:

- нормативный документ, СТО 03321549-005-2010 «Выбор параметров систем газоснабжения сельских населенных пунктов на базе природного и сжиженного углеводородного газов»;

- патент на изобретение RU №2495196 «Способ монтажа подземных вертикальных резервуаров».

3. Экономический эффект от внедрения результатов диссертационных исследований составил в размере 5362 у.е (долл.).

Главный инженер
ТОО «УМФ-ИМСТАЛЬКОН»



Скок В.Г.



"Еврогас"

Общество с ограниченной ответственностью

Адрес для писем: 410012,
г. Саратов, ул. Дзержинского, 8, оф. 3
Тел./Факс: (845-2) 72-17-40, 72-16-80, 27-10-49

Р/сч № 40702810300000001496 в НВК банк г. Саратов
Кор/сч 3010181010000000751 в ГУЦБ
БИК 0463 11751, ИНН 6459017739



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов докторской диссертационной работы
**«Разработка научных основ совершенствования
региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,**
выполненной Осиповой Наталией Николаевной

1. При разработке проектной документации по «Реконструкции газонаполнительной станции сжиженных углеводородных газов по адресу: Липецкая область, Усманский район, с/п Сторожевской сельсовет, на юг от села Никольское» были использованы результаты научных разработок Осиповой Н.Н., в части определения необходимой мощности газонаполнительной станции, с учетом последующей реализации СУГ потребителям различного назначения (АГЗС, резервуарные установки и т.п.).

2. При технико-экономическом обосновании проекта реконструкции ГНС использовался нормативный документ, разработанный при участии соискателя СТО 03321549-014-2011 «Оптимизация параметров межпоселковых систем газоснабжения на базе природного и сжиженных углеводородных газов».

3. Внедрение предлагаемых рекомендаций по определению необходимой мощности и радиуса действия газонаполнительной станции в практику эксплуатации обеспечивает снижение интегральных затрат на 30% по сравнению с типовыми проектами ГНС. Экономический эффект от внедрения мероприятий по реконструкции составил 91,656 млн./руб в год.

Технический директор
ООО «Еврогас»

Р.П.Гордеева



ООО «ЭкоСтрой»
 Адрес: пр. Химиков, д.1, город Энгельс,
 Саратовская область, 413116
 ИНН 6449055207 КПП 644901001
 р/с 40702810400000026682
 в Ф ЗАО АКБ «Экспресс-Волга» г. Саратов
 к/с 30101810600000000808
 БИК 046311808
 Тел./факс: (8453) 767-238

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
 ООО «ЭКОСТРОЙ»

Пентко К.Ю.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов докторской диссертационной работы
 «Разработка научных основ совершенствования
 региональных и поселковых систем снабжения сжиженным газом»,
 выполненной Осиповой Натальей Николаевной

При разработке проектной документации для возведения объектов индивидуального жилищного строительства (коттеджей) в дачном поселке «Кварц» с. Усовка, Саратовской области, были использованы результаты научных исследований к.т.н., доцента кафедры «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» Осиповой Н.Н., включающие рекомендации о необходимости применения повышенного уровня тепловой защиты зданий при автономном газоснабжении индивидуальных жилых зданий.

Внедрение указанных рекомендаций планируется при строительстве коттеджного поселка на 30 домовладений с площадями строений от 128 м² до 400 м² и приусадебными территориями от 10 до 20 соток.

Главный бухгалтер
 ООО «ЭКОСТРОЙ»

Рогачева Т.П.
 27.04.2012

Рогачева Т.П.

Приложение 10

Оценка погрешности экспериментальных исследований по определению коэффициента тепловой интерференции

Оценка случайной и общей ошибок определения величины удельного электрического тока одиночного электрода

№	Объем резервуара, $V_p, \text{м}^3$	Квадраты абсолютных отклонений, $(\Delta\mu_{0x})^2 \cdot 10^{-3}$						Средне-квадратическая погрешность, ΔS_{μ_0}	Систематическая ошибка, $\Delta\mu_0$	$\frac{\Delta\mu_0}{\Delta S_{\mu_0}}$	Коэффициент Стьюдента, $t_\alpha(n)$	Погрешность		
		1	2	3	4	5	6					абсолютная, $\Delta\mu_{\text{случ}}$	общая, Δ	относительная, $\varepsilon_{\mu_0}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0,96	17,4	4,15	31,54	0,49	5,66	6,18	0,0467	0,078	1,67	2,57	0,12	0,143	3,97
1	4,7	2,21	0,63	2,21	1,60	8,46	0,225	0,0226	0,055	2,43	2,57	0,058	0,0801	3,14

Оценка случайной и общей ошибок определения величины удельного электрического тока для группы электродов

Резервуары			Квадраты абсолютных отклонений $(\Delta\mu_{\text{грх}})^2 \cdot 10^{-3}$						Средняя квадратическая погрешность $\Delta S_{\mu_{\text{гр}}}$	Систематическая ошибка $\Delta\mu_{\text{гр}}$	$\frac{\Delta\mu_{\text{гр}}}{\Delta S_{\mu_{\text{гр}}}}$	Коэф. Стьюдента $t_\alpha(n)$	погрешность		
расстояние S/d	объем $V_p, \text{м}^3$	кол-во в группе n	1	2	3	4	5	6					Абсолютная $\Delta\mu_{\text{грслуч}}$	Общая Δ	Относительная $\varepsilon_{\mu_{\text{гр}}}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1,25	0,96	2	0,1232	4,238	1,756	7,90	11,385	6,10	0,0324	0,1284	3,96	2,57	0,0833	0,1531	2,6
1,5			5,630	0,784	1,656	0,011	0,064	4,489	0,0275	0,1308	4,76	2,57	0,0706	0,1486	2,47
2			15,675	50,72	13,18	20,11	1,552	17,74	0,063	0,1362	2,16	2,57	0,1618	0,216	3,37
3			47,610	34,30	23,96	13,18	20,25	76,23	0,0848	0,1454	1,72	2,57	0,2178	0,2618	3,9
4			32,400	21,61	12,77	23,41	0,29	6,084	0,0567	0,1548	2,73	2,57	0,1456	0,2125	2,97

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1,25	0,96	5	36,33	64,20	27,36	62,10	89,52	31,72	0,1069	0,241	2,25	2,57	0,275	0,366	3,25
1,5			38,93	14,54	26,50	23,32	36,90	2,172	0,068	0,258	3,79	2,57	0,177	0,3136	2,6
2			32,30	0,735	35,16	14,40	37,10	77,79	0,081	0,283	3,49	2,57	0,2085	0,3514	2,65
3			19,24	23,00	9,178	118,54	38,49	85,79	0,101	0,319	3,16	2,57	0,260	0,412	2,8
4			28,724	39,08	20,22	8,03	12,95	93,70	0,082	0,380	4,60	2,57	0,210	0,431	2,4
1,25	4,7	2	52,30	14,57	7,80	11,30	14,30	1,063	0,0582	0,091	1,56	2,57	0,1494	0,1749	4,16
1,5			59,05	0,81	1,156	5,93	11,66	1,156	0,052	0,0923	1,78	2,57	0,1325	0,1614	3,75
2			73,93	11,45	12,10	7,92	4,06	0,025	0,061	0,0966	1,58	2,57	0,1552	0,182	40,6
3			5,93	11,88	4,23	13,23	7,23	6,73	0,0405	0,1025	2,53	2,57	0,1041	0,1461	3,1
4			91,81	32,98	3,60	38,81	1,764	9,10	0,077	0,109	1,40	2,57	0,198	0,226	4,44
1,25	4,7	2	31,06	71,38	26,95	48,3	21,56	12,4	0,084	0,175	2,08	2,57	0,2159	0,2786	3,4
1,5			97,97	79,24	94,13	0,57	0,15	94,00	0,1105	0,1838	1,66	2,57	0,2838	0,338	4,0
2			32,00	58,85	49,19	22,38	65,5	42,85	0,0985	0,2068	2,18	2,57	0,244	0,32	3,3
3			40,20	71,61	34,45	82,20	88,10	11,60	0,1046	0,2264	2,164	2,57	0,269	0,3517	3,3
4			167,2	43,64	145,9	56,50	83,05	11,66	0,13	0,2704	2,08	2,57	0,334	0,4298	4,5

Оценка абсолютной и относительной погрешностей определения коэффициента тепловой интерференции

езервуары			Погрешность		Резервуары		Погрешность	
Расстояние, S/d	Количество резервуаров в группе n, шт	Объем, V _p , м ³	Абсолютная Δα	Относительная ε _α , %	Объем, V _p , м ³	Абсолютная Δα	Относительная ε _α , %	
1,25	2	1,3	0,0387	4,75	4,7	0,043	5,21	
1,5			0,0389	4,67		0,0413	4,89	
2			0,0452	5,20		0,0455	5,14	
3			0,0521	5,60		0,0412	4,38	
4			0,0492	4,96		0,0544	5,44	
1,25	5	1,3	0,03375	5,40	4,7	0,0296	4,65	
1,5			0,0318	4,75		0,0343	5,10	
2			0,0353	4,80		0,03487	4,60	
3			0,043	4,85		0,03777	4,55	
4			0,0459	4,65		0,04466	4,50	

Листинг программы «Определение коэффициента тепловой интерференции
подземных вертикальных резервуаров»

Использованы операционные системы: Windows, Messages, SysUtils, Classes, Graphics, Controls, Forms, Dialogs, StdCtrls, Grids, OleCtrls, vcfi, graphsv3.

```

unit splain;
interface
uses
  Windows, Messages, SysUtils, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs,
  StdCtrls, Grids, OleCtrls, vcfi, graphsv3;
type
  TForm1 = class(TForm)
    StringGrid1: TStringGrid;
    Button1: TButton;
    X0: TLabel;
    Y0: TLabel;
    H_x: TLabel;
    N_x: TLabel;
    h_y: TLabel;
    n_y: TLabel;
    Ex0: TEdit;
    Ehx: TEdit;
    Exn: TEdit;
    Ey0: TEdit;
    Ehy: TEdit;
    Eyn: TEdit;
    procedure Button1Click(Sender: TObject);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
var
  Form1: TForm1;
implementation
{$R *.DFM}
const
  m = 5;
  nn = 4;
type
  ar_x = array[1..m] of single;
  ar_y = array[1..nn] of ar_x;
  ar_xy = array[0..m-1,0..nn-1] of single;
const
  x_old      : ar_x = (1.25, 1.5, 2, 3, 4);
  h_x = 0.6875;  x0  = 1.25;  n_x = 5;  xn = 4.0;
  h_y = 1.0;    y0  = 2;    n_y = 4;  yn = 5;
  y_old : ar_y = ( (0.821, 0.84, 0.88, 0.94, 0.996),
                  (0.73, 0.763, 0.822, 0.897, 0.994),
                  (0.66, 0.704, 0.784, 0.89, 0.988),
                  (0.63, 0.67, 0.747, 0.856, 0.99)
                )

```

```

);
function splain1(x1 : ar_x; y1 : ar_x; x : single) : single;
const n = m;
var i, j, k : integer;
    d, e, h, p, f : single;
    l, m, r, s : ar_x;
begin
    d:=x1[2] - x1[1];    e:=(y1[2] - y1[1])/d;
    for k:=2 to n-1 do begin
        h:=d;
        d:=x1[k+1] - x1[k];
        f:=e;
        e:=(y1[k+1] - y1[k])/d;
        l[k]:=d/(d+h);
        r[k]:=1-l[k];
        s[k]:=6*(e-f)/(h+d);
    end;
    for k:=2 to nn-1 do begin
        p:=1/(r[k]*l[k-1]+2);
        l[k]:=-l[k]*p;
        s[k]:=(s[k]-r[k]*s[k-1])*p;
    end;
    m[n]:=0;
    l[n-1]:=s[n-1];
    m[n-1]:=l[n-1];
    k:=n-2;
    repeat
        l[k]:=l[k]*l[k+1] + s[k];
        m[k]:=l[k];
        dec(k);
    until k=0;
    if x > x1[nn] then begin
        d:=x1[n] - x1[n-1];
        splain1:=(d*m[n-1]/6 + (y1[n] - y1[n-1])/d) * (x - x1[n]) + y1[n];
    end
    else
        if x <= x1[1] then begin
            d:=x1[2] - x1[1];
            splain1:=(-d*m[2]/6 + (y1[2] - y1[1])/d) * (x - x1[1]) + y1[1];
        end
        else begin
            i:=1; while x > x1[i] do inc(i);
            j:=i-1;
            d:=x1[i] - x1[j];
            h:=x - x1[j];
            e:=x1[i] - x;
            f:=d*d/6;
            splain1:=(m[j]*e*e*e + m[i]*h*h*h)/6/d + ((y1[j]-m[j])*f)*e +
                (y1[i] - m[i]*f)*h)/d;
        end;
    end;
end;
function fxy(i,j : integer) : single;
var k : integer;

```

```

begin
  fxy:=splain1(x_old, y_old[i+1], x0 + j*h_x);
end;
function splain2(x , y : single) : single;
var j, i : integer;
    c, z, p, q, d, e : single;
begin
  if (x >= x0) and (x <= xn) and (y >= y0) and (y <= yn) then begin
    j:=round(int((x - x0)/h_x)); if j = 0 then j:=1;
    i:=round(int((y - y0)/h_y)); if i = 0 then i:=1;
    p:=(x - x0 - j*h_x)/h_x;
    q:=(y - y0 - i*h_y)/h_y;
    i:=i-1;
    c:=p*(p-1)*fxy(i,j-1)/2 + (1-p*p)*fxy(i,j) +
p*(p+1)*fxy(i,j+1)/2;
    i:=i+2;
    e:=p*(p-1)*fxy(i,j-1)/2 + (1-p*p)*fxy(i,j) +
p*(p+1)*fxy(i,j+1)/2;
    i:=i-1;
    d:=p*(p-1)*fxy(i,j-1)/2 + (1-p*p)*fxy(i,j) +
p*(p+1)*fxy(i,j+1)/2;
    splain2:=q*(q-1)*c/2 + (1-q*q)*d + q*(q+1)*e/2;
    exit;
  end;
  if (x < x0) then begin
    splain2:=splain2(x0,y) +
(x - x0)*(4*splain2(x0+h_x,y) - splain2(x0+2*h_x,y) -
3*splain2(x0,y))/2/h_x;
    exit;
  end;
  if (x > xn) then begin
    splain2:=splain2(xn, y) + (x - xn)*(3*splain2(xn,y) +
splain2(xn-2*h_x,y) - 4*splain2(xn-h_x,y))/2/h_x;
    exit;
  end;
  if (y < y0) then begin
    splain2:=splain2(x,y0) +
(y - y0)*(4*splain2(x,y0+h_y) - splain2(x,y0+h_y+h_y) -
3*splain2(x,y0))/2/h_y;
    exit;
  end;
  if (y > yn) then begin
    splain2:=splain2(x,yn) + (y - yn)*(3*splain2(x,yn) +
splain2(x,yn-2*h_y) - 4*splain2(x,yn-h_y))/2/h_y;
    exit;
  end;
end;
end;
procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
var i, j : integer;
    _nx_, _ny_ : integer;
    _x0_, _y0_, _hx_, _hy_, _xn_, _yn_, _st_ : single;
begin
  if Trim(Ex0.Text) <> '' then _x0_:=StrToFloat(Ex0.Text)

```

```

else _x0_:=1.25;
if Trim(Ehx.Text) <> '' then _hx_:=StrToFloat(Ehx.Text)
else _hx_:=0.6875;
if Trim(Exn.Text) <> '' then _xn_:=StrToFloat(Exn.Text)
else _xn_:=4;
if Trim(Ey0.Text) <> '' then _y0_:=StrToFloat(Ey0.Text)
else _y0_:=2;
if Trim(Ehy.Text) <> '' then _hy_:=StrToFloat(Ehy.Text)
else _hy_:=1;
if Trim(Eyn.Text) <> '' then _yn_:=StrToFloat(Eyn.Text)
else _yn_:=5;
_nx_:=round((_xn_ - _x0_)/_hx_)+1;
_ny_:=round((_yn_ - _y0_)/_hy_)+1;
StringGrid1.ColCount:=_nx_+1;
StringGrid1.RowCount:=_ny_+1;
for i:=1 to _nx_ do StringGrid1.Cells[i,0]:=FloatToStrF(_x0_+(i-
1)*_hx_,ffGeneral,4,8);
for j:=1 to _ny_ do StringGrid1.Cells[0,j]:=FloatToStrF(_y0_+(j-
1)*_hy_,ffGeneral,4,8);
for i:=1 to _nx_ do
  for j:=1 to _ny_ do begin
    _st_:=Splain2(_x0_+(i-1)*_hx_,_y0_+(j-1)*_hy_);
    StringGrid1.Cells[i,j]:=FloatToStrF(_st_,ffGeneral,4,8);
  end;
end;
procedure TForm1.FormCreate(Sender: TObject);
var i, j : integer;
    _nx_, _ny_ : integer;
    _x0_, _y0_, _hx_, _hy_, _xn_, _yn_, _st_ : single;
begin
  Ex0.Text:=FloatToStrF(1.25,ffGeneral,4,7);
  Ehx.Text:=FloatToStrF(0.6875,ffGeneral,4,7);
  Exn.Text:=FloatToStrF(4,ffGeneral,2,5);
  Ey0.Text:=FloatToStrF(2,ffGeneral,2,5);
  Ehy.Text:=FloatToStrF(1,ffGeneral,2,5);
  Eyn.Text:=FloatToStrF(5,ffGeneral,2,5);
  _x0_:=1.25; _hx_:=0.6875; _xn_:=4;
  _y0_:=2; _hy_:=1; _yn_:=5;
  _nx_:=round((_xn_ - _x0_)/_hx_)+1;
  _ny_:=round((_yn_ - _y0_)/_hy_)+1;
  StringGrid1.ColCount:=_nx_+1;
  StringGrid1.RowCount:=_ny_+1;
  for i:=1 to _nx_ do StringGrid1.Cells[i,0]:=FloatToStrF(_x0_+(i-
1)*_hx_,ffGeneral,4,8);
  for j:=1 to _ny_ do StringGrid1.Cells[0,j]:=FloatToStrF(_y0_+(j-
1)*_hy_,ffGeneral,4,8);
  for i:=1 to _nx_ do
    for j:=1 to _ny_ do begin
      _st_:=Splain2(_x0_+(i-1)*_hx_,_y0_+(j-1)*_hy_);
      StringGrid1.Cells[i,j]:=FloatToStrF(_st_,ffGeneral,4,8);
    end;
  end;
end;
end.

```

Листинг программы «Расчет тепломассообмена подземных резервуаров сжиженного газа с комбинированной регазификацией»

(свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2014662234)

```

program Project1;
{$APPTYPE CONSOLE}
{$R *.res}
uses
  System.SysUtils, Math;
const
  Vp=3;           //Тип резервуара
  Cm=0.5;         //Массовая теплоемкость металлического корпуса
  Cj=2.35;        //Массовая теплоемкость сжиженного газа
  Psii=0.5;       //Исходное содержание пропана в жидкой фазе СУГ
  Ap=15.726;      //Коэффициенты Антуана для пропана
  Bp=1872.46;
  Cp=-25.16;
  Ab=15.6782;     //Коэффициенты Антуана для бутана
  Bb=2154.9;
  Cb=-34.42;
var
  K:array [1..100000] of double; //Коэффициент теплопередачи резервуара
  Fsm:array [1..100000] of double; //Смоченная поверхность резервуара
  Mj:array [1..100000] of double; //Масса сжиженного газа в резервуаре
  Mm:array [1..100000] of double; //Металлоемкость резервуара
  dM:double; //Уменьшение массы сжиженного газа за интервал времени
  tgr:double; //Температура грунта
  r:double; //Теплота парообразования, Втч/кг
  G:double; //Расход газа из резервуара, кг/ч
  dtau:double; //Временной интервал, ч
  fi_n:array [1..100000] of double; //Уровень заполнения резервуара на начало временного интервала
  fi_k:array [1..100000] of double; //Уровень заполнения резер-
```



```

вуара в конце временного интервала
tj_n:array [1..100000] of double;      //Температура газа на начало
временного интервала
tj_k:array [1..100000] of double;      //Температура газа на конец
временного интервала
Pr:array [1..100000] of double;        //Давление пропана при соот-
ветствующей температуре газа
Pb:array [1..100000] of double;        //Давление бутана при соот-
ветствующей температуре газа
m:array [1..100000] of double;         //Отношение давлений пропана
и бутана при соответствующей температуре газа
Pg:array [1..100000] of double;        //Давление газа в резервуаре
при соответствующей температуре
Ksi:array [1..100000] of double;       //Относительное количество
испаренного газа за интервал времени
Psi:array [1..100000] of double;       //Молярная концентрация про-
пана в пропан-бутановой смеси за интервал времени
//Вспомогательные переменные для отладки
  p1,p2,p3,p4,p5,p6:double;            //Коэффициенты трансцендент-
ного уравнения 2.2
h:integer;    //Для выхода из цикла решения трансцендентного уравне-
ния
  eps:double;    //Точность решения трансцендентного уравнения
  znach:double;  //Для решения уравнения
  i:integer;     //Счетчик временных интервалов
//Аппроксимирующие зависимости
//Коэффициент теплопередачи резервуара
function Rashet_K(f:double):double;
  begin
    Rashet_K:=-40.008*f*f*f*f+32.338*f*f*f+
              43.574*f*f-57.53*f+25.261;
  end;
//Масса сжиженного газа в резервуаре
function Rashet_Mj(f:double):double;
  begin

```

```

        Rashet_Mj:=1800*f;
    end;
//Смоченная поверхность резервуара
    function Rashet_Fsm(f:double):double;
    begin
        Rashet_Fsm:=18.357*f*f*f-28.642*f*f+21.38*f+0.0958;
    end;
//Металлоемкость резервуара
    function Rashet_Mm(f:double):double;
    begin
        Rashet_Mm:=-1468.56*f*f*f-2291.36*f*f+1710.4*f+7.664;;
    end;
begin
    try
        { TODO -oUser -cConsole Main : Insert code here }
    except
        on E: Exception do
            Writeln(E.ClassName, ': ', E.Message);
        end;
    write ('Временной интервал = '); readln(dttau);
    write('Температура грунта = '); readln(tgr);
    write('Теплота парообразования = '); readln(r);
    write('Расход газа = '); readln(G);
    writeln(' ');
    fi_n[1]:=0.85; //Для первого временного интервала
(0.85)
//Температура газа для первого временного интервала
    tj_n[1]:=tgr;
// tj_k[1]:=tj_n[1]; //для решения уравнения численным методом
    h:=1; //Для численного решения трансцендентного уравнения
//Подсчет уменьшения массы сжиженного газа за интервал времени
dM:=G*dttau;
i:=1;
while (i>0) do begin
    //Исходные данные

```

```

K[i]:=Rashet_K(fi_n[i]);
Fsm[i]:=Rashet_Fsm(fi_n[i]);
Mj[i]:=Rashet_Mj(fi_n[i]);
Mm[i]:=Rashet_Mm(fi_n[i]);
if (Mj[i]>dM) then begin
  //Получение конечного выражения для tj_k
p1:=r*g*dtau;
p2:=K[i]*Fsm[i]*tgr*dtau;
p3:=K[i]*Fsm[i]*tj_n[i]*dtau/2;
p4:=K[i]*Fsm[i]*dtau/2;
p5:=Cm*Mm[i]+Cj*Mj[i];
p6:=tj_n[i]-p1/p5+p2/p5-p3/p5;
tj_k[i]:=p6/(1+p4/p5);
//tj_k[i]:=tj_n[i];      //Для начала отсчета
//Численное решение трансцендентного уравнения
{while h=1 do
  begin
    znach:=tj_k[i]-(tj_n[i]-(r*G*dtau-K[i]*Fsm[i]*(tgr-
(tj_n[i]+tj_k[i])/2)*dtau)/(Cm*Mm[i]+Cj*Mj[i]));
    if abs(znach)<=eps then
      begin
        h:=0;
      end;
    tj_k[i]:=tj_k[i]-eps;
  end; }
writeln(i,'-й ИНТЕРВАЛ ВРЕМЕНИ');
writeln('Температура в конце интервала ',FloatToStr(tj_k[i]));
//Уровень заполнения резервуара в конце временного интервала
fi_k[i]:=(Mj[i]-dM)/Rashet_Mj(1);
writeln('Уровень заполнения резервуара ',FloatToStr(fi_k[i]));
Pp[i]:=10*(Ap-Bp)/(Cp-tj_k[i]);
Pb[i]:=10*(Ab-Bb)/(Cb-tj_k[i]);
writeln('Давление пропана ',FloatToStr(Pp[i]/1000000),' МПа');
writeln('Давление бутана ',FloatToStr(Pb[i]/1000000),' МПа');
m[i]:=Pp[i]/Pb[i];

```

```

writeln('Отношение m ',FloatToStr(m[i]));
Ksi[i]:=(fi_n[i]-fi_k[i])/fi_n[i];
writeln('Относительное кол-во испаренного газа
',FloatToStr(Ksi[i]));
Psi[i]:=Psii*Math.Power((1-Ksi[i]),(m[i]-1));
writeln('Молярная концентрация пропана в пропан-бутановой
',FloatToStr(Psi[i]));
Pg[i]:=(Pp[i]*Psi[i]+Pb[i]*(1-Psi[i]))/1000000;
writeln('Давление газа в резервуаре ',FloatToStr(Pg[i]),' МПа');
writeln('*****');
writeln(' ');
    inc(i);
    fi_n[i]:=fi_k[i-1];
    tj_n[i]:=tj_k[i-1];
end {Mj[i]>dM}
    else i:=0; //Иначе отрицательное значение уровня заполнения ре-
зервуара
    end; {while}
readln;
end.

```

Определение погрешности экспериментальных исследований параметров
подземного резервуара СУГ

Определение погрешности измерения температуры

Номер опыта (длительность эксперимента)	Средняя темпе- ратура $\bar{t}_{zp}, ^\circ\text{C}$	Погрешность измерений			
		средне- квадра- тичная $\Delta S_{\bar{t}_{zp}}, ^\circ\text{C}$	абсолютная, с до- верительной ве- роятностью 0,95 $\Delta t_{zp,случ.}, ^\circ\text{C}$	общая абсо- лютная $\Delta t_{zp}, ^\circ\text{C}$	относи- тельная $E_{t_{zp}}, \%$
№1(0 часов)	13,40	0,10	0,28	0,28	2,0
№2 (24 часа)	13,60	0,05	0,14	0,14	1,0
№3 (48 часов)	13,40	0,14	0,39	0,39	2,9
№4 (72 часа)	13,40	0,07	0,19	0,19	1,4
№5 (96 часов)	13,20	0,10	0,28	0,28	2,1
№6 (120 часов)	13,10	0,12	0,33	0,33	2,5
№7 (144 часа)	13,20	0,07	0,19	0,19	1,4
№8 (168 часов)	13,30	0,10	0,28	0,28	2,1

Определение погрешности измерений температуры сжиженного газа

Номер опыта (длительность эксперимента)	Средняя темпе- ратура $\bar{t}_ж, ^\circ\text{C}$	Погрешность измерений			
		средне- квадра- тичная Δ $S_{\bar{t}_ж}, ^\circ\text{C}$	абсолютная, с до- верительной вероятностью 0,95 $\Delta t_{ж,случ.}, ^\circ\text{C}$	общая абсолют- ная $\Delta t_{ж},$ $^\circ\text{C}$	относи- тельная $E_{t_{ж}}, \%$
№1(0 часов)	14,00	0,10	0,28	0,28	2,0
№2 (24 часа)	-1,16	0,06	0,18	0,18	15,5
№3 (48 часов)	-6,00	0,10	0,28	0,28	4,6
№4 (72 часа)	-16,92	0,09	0,25	0,25	1,4
№5 (96 часов)	-20,58	0,32	0,89	0,89	4,3
№6 (120 часов)	-16,60	0,22	0,61	0,61	3,6
№7 (144 часа)	-16,44	0,08	0,22	0,22	1,3
№8 (168 часов)	-13,84	0,11	0,30	0,30	2,1

Расчет погрешности определения компонентного состава сжиженного газа

Номер опыта (длительность эксперимента)	Среднее значение $\bar{\Psi}$, мол. доли	Погрешность измерений			
		среднеквад- ратичная $\Delta S_{\bar{\Psi}}$, мол. дол.	абсолютная, с доверитель- ной вероят- ностью 0.95 $\Delta \Psi_{случ}$, мол. доли	общая абсо- лютная $\Delta \Psi$, мол. до- ли	относи- тельная E_{Ψ} , %
№1 (0 часов)	0,652	0,007	0,019	0,050	7,6
№2 (31 час)	0,560	0,007	0,019	0,019	3,3
№3 (57 часов)	0,534	0,010	0,028	0,032	5,9
№4 (88 часов)	0,448	0,008	0,022	0,039	8,7
№5 (127 часов)	0,368	0,008	0,022	0,039	10,5
№6 (163 часа)	0,332	0,006	0,016	0,035	10,5

Определение погрешности измерения давления сжиженного газа

Номер опыта и длительность эксперимента	Среднее значение давления $\bar{P}_{ж}$, ати	Погрешность измерений			
		средне- квадра- тичная Δ $S_{P_{ж}}$, ати	абсолютная, с довери- тельной ве- роятностью 0,95	общая абсолют- ная $P_{ж}$, ати	относи- тельная $E_{P_{ж}}$, %
№1(0 часов)	4,092	0,004	0.01	0.32	8,0
№2 (24 часа)	2,34	0,045	0,126	0,126	5,3
№3 (48 часов)	1,71	0,055	0,154	0,154	9,0
№4 (72 часа)	0,85	0,013	0,036	0,036	4,2
№5 (96 часов)	0,21	0,007	0,019	0,019	9,0
№6 (120 часов)	0,28	0,009	0,025	0,025	8,9
№7 (144 часа)	0,36	0,011	0,03	0,03	8,3
№8 (168 часов)	0,47	0,009	0,025	0,025	5,3

Сравнительный анализ теоретических и экспериментальных результатов исследований теплообмена в подземном резервуаре СУГ при комбинированном отборе жидкой и паровой фаз

Сравнительный анализ значений температуры сжиженного газа

Номер опыта (длительность эксперимента)	Температура СУГ °С		Расхождение результатов		
	теория $t_{ж}^m$	эксперимент $t_{ж}^{эксп}$	средне- квадратичное $\Delta S_{t_{ж}} \text{ } ^\circ\text{C}$	абсолютное, с доверительной вероятностью $0,95 \Delta t_{ж} \text{ } ^\circ\text{C}$	Относительное, % $E_{t_{ж}} = \frac{\Delta t_{ж}}{t_{ж}^T}$
№1(0 часов)	14,00	14,00	1.01	2.42	16.4
№2 (24 часа)	-2,38	-1,16			
№3 (48 часов)	-12,36	-6,00			
№4 (72 часа)	-18,02	-16,92			
№5 (96 часов)	-19,33	-20,58			
№6 (120 часов)	-17,51	-16,60			
№7 (144 часа)	-14,28	-16,44			
№8 (168 часов)	-10,98	-13,84			

Сравнительный анализ значений давления сжиженного газа

Номер опыта (длительность эксперимента)	Давление СУГ, МПа		Расхождение результатов		
	теория $P_{ж}^m$	эксперимент $P_{ж}^{эксп}$	средне- квадратичное Δ $S_{P_{ж}} \text{ МПа}$	абсолютное, с доверительной вероятностью 0,95 $\Delta P_{ж} \text{ МПа}$	относительное $E_{P_{ж}} = \frac{\Delta P_{ж}}{P_{ж}^T}$, %
№1(0 часов)	0,50	0,50	0,008	0,0192	9,6
№2 (24 часа)	0,29	0,33			
№3 (48 часов)	0,22	0,27			
№4 (72 часа)	0,16	0,18			
№5 (96 часов)	0,14	0,12			
№6 (120 часов)	0,13	0,12			
№7 (144 часа)	0,13	0,13			
№8 (168 часов)	0,14	0,14			

Сравнительный анализ значений компонентного состава сжиженного газа

Номер опыта (длительность эксперимента)	Состав СУГ, мол. доли		Расхождение результатов		
	тео- рия $\Psi_{ж}^т$	экспери- мент $\Psi_{ж}^{эксп}$	средне- квадратич- ное $\Delta S_{\Psi_{ж}}$, мол. доли	абсолютное с доверительной вероятностью 0,95 $\Delta \Psi_{ж}$, мол. доли	относитель- ное $E_{\Psi_{ж}} = \frac{\Delta \Psi_{ж}}{\bar{\Psi}_{ж}^т}$, %
№1 (0 часов)	0,65	0,65	0,016	0,042	9,1
№2 (31 час)	0,52	0,56			
№3 (57 часов)	0,45	0,53			
№4 (88 часов)	0,49	0,44			
№5 (127 часов)	0,35	0,36			
№6 (163 часа)	0,31	0,33			

Листинг программы «Определению толщины тепловой изоляции трубопроводной
обвязки узла редуцирования резервуарной установки»

(свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015613129)

```

program nb;
uses crt;
    { Инициализация начальных значений }

const d_1 = 0.02;  d_2 = 0.02;  d_3 = 0.04;
const n = 4;
const k_iz = 7.8;
const l_1 = 0.8;  const l_2 = 0.2;  l_3 = 0.5;
const f_ar = 0.063;
const alf = 0.05;
const dtp = 2.83;           { tп - tж }
    tt = 25.61;             { tп - tв }
    qp = 3.98;              { Q пер }

(*
const dtp = 2.74;  tt = 18.61;  qp = 3.91;
const dtp = 2.63;  tt = 11.61;  qp = 4.16;
const dtp = 2.78;  tt = 6.61;   qp = 3.99;
*)

const m = 10;
    e = 1.0E-2;

type  mas = array[1..4] of double;

var i, j, k, numb, r : integer;
    a : array[1..4, 1..4] of double;
    b : array[1..4] of double;
    x : mas;
    f : array[1..4] of double;
    s : array[1..5] of double;
    y, h : double;

    { функция вычисляющая степень числа }

function power(j, x : double) : double;
begin
    if j=0 then begin power:=0; exit; end;
    if j=1 then begin power:=1; exit; end;
    power:=exp(x*ln(j));
end;

function f_1( Y : mas ) : double;
begin
    f_1:=2 * k_iz * Pi * l_1 * ( (d_1/2) + y[1] ) +
        y[4] * ( 2 * pi * alf * dtp * l_1 * (d_1/2) * (d_1/2) / 2 /
        ((d_1/2) + 2 * y[1]) );

```

```

end;
function f_2( Y : mas ) : double;
begin
  f_2:=2 * k_iz * Pi * l_2 * ( (d_2/2) + y[2]) +
    y[4] * ( 2 * pi * alf * tt * l_2 * (d_2/2) * (d_2/2) / 2 /
    ((d_2/2) + 2 * y[2]) );
end;

function f_3( Y : mas ) : double;
var i, j : integer;
    f : double;
begin
  f_3:=2 * k_iz * Pi * l_3 * ( (d_3/2) + y[3]) +
    y[4] * ( 2 * pi * alf * tt * l_3 * (d_3/2) * (d_3/2) / 2 /
    ((d_3/2) + 2 * y[3]) );
end;

function f_4( Y : mas ) : double;
begin
  if ( d_1 + 2 * y[1] ) <= 0 then y[1]:=0.001;
  if ( d_2 + 2 * y[2] ) <= 0 then y[2]:=0.001;
  if ( d_3 + 2 * y[3] ) <= 0 then y[3]:=0.001;

  f_4:= 2 * pi * alf * dtp * l_1 / ln( ( d_1 + 2 * y[1]) / d_1) +
    2 * pi * alf * tt * l_2 / ln( ( d_2 + 2 * y[2]) / d_2) +
    2 * pi * alf * tt * l_3 / ln( ( d_3 + 2 * y[3]) / d_3) -
  qp;
end;

procedure get_f(y : mas);
begin
  f[1]:=f_1(y);  f[2]:=f_2(y);  f[3]:=f_3(y);  f[4]:=f_4(y);
end;

procedure wr_result(y : mas; numb : integer; s : string);
var i : integer;
begin
  writeln('=====');
  writeln(' Найдено решение нашей системы ');
  writeln(' Значения толщин изоляций достигли минимальных значений
  ');
  writeln('=====');
  for i:=1 to n do writeln('x[' , i , ']=' , y[i]:8:4);
  readln;
  halt;
end;

begin
  clrscr;
  { начальные приближения параметров оптимизации }
  x[1]:=0.05;      x[2]:=0.0625;      x[3]:=0.0575;      x[4]:=1;
  numb:=0;
  { процесс минимизации начальных приближений }

```

```

repeat
  get_f(X);
  for i:=1 to n do b[i]:=-f[i];
  for j:=1 to n do begin
    y:=x[j]; h:=e*abs(y);
    x[j]:=y+h;
    get_f(X);
    for i:=1 to n do if h<>0 then a[i,j]:=(f[i]+b[i])/h
                      else wr_result(x, numb, 'h = 0
!!!!');
    x[j]:=y;
  end;
  inc(numb);
  if numb=(m+1) then
    wr_result(x, numb, 'Число итераций достигло предельного
значения !!!!');
  for i:=1 to n-1 do
    for j:=i+1 to n do begin
      if a[i,i] <> 0 then a[j,i]:=-a[j,i]/a[i,i]
        else wr_result(x, numb, 'a[i,i] = 0 !!!!');
      for k:=i+1 to n do a[j,k]:=a[j,k] + a[j,i]*a[i,k];
      b[j]:=b[j]+a[j,i]*b[i];
    end;
  if a[n,n] <> 0 then f[n]:=b[n]/a[n,n]
    else wr_result(x, numb, 'a[n,n] = 0 !!!!');
  for i:=n-1 downto 1 do begin
    h:=b[i];
    for j:=i+1 to n do h:=h-f[j]*a[i,j];
    if a[i,i] <> 0 then f[i]:=h/a[i,i]
      else wr_result(x, numb, 'a[i,i] = 0 !!!!');
  end;
  r:=0;
  for i:=1 to n do begin
    x[i]:=x[i] +f[i];
    { if abs(f[i]) > abs(e*x[i]) then r:=1;}
    if abs(f[i]) > abs(e) then r:=1;
  end;
until r=0;
wr_result(x, numb, 'Решение найдено !!');

end.

```

Листинг программы «Оптимизация параметров систем газоснабжения на базе газонаполнительных пунктов»

(свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2009612726)

Модуль uTask

uTask.h

```
//-----
#ifndef uTaskH
#define uTaskH
//-----
#include <Classes.hpp>
//-----
struct TParam
{
    double Q, x, y;
};
typedef TParam* PParam;
struct TDPoint
{
    double x, y;
};
//-----
class TTask
{
public:
    TList *Params;
    double b;
    TTask();
    void AddParam(double Q, double x, double y);
    void Clear();
    PParam Param(int index);
    bool f1(double x, double y, double &res);
    bool f2(double x, double y, double &res);
    bool f(double x, double y, double &res);
    double GetMaxF();
};
extern PACKAGE TTask *task;
#endif
```

uTask.cpp

```
//-----
#pragma hdrstop
#include "uTask.h"
#include "Math.hpp"
//-----
#pragma package(smart_init)
TTask *task;
//-----
TTask::TTask()
{
    Params = new TList();
```

```

}
//-----
void TTask::AddParam(double Q, double x, double y)
{
    PParam p = new TParam();
    p->Q = Q;
    p->x = x;
    p->y = y;
    Params->Add(p);
}
//-----
void TTask::Clear()
{
    Params->Clear();
}
//-----
PParam TTask::Param(int index)
{
    return (PParam)Params->Items[index];
}
//-----
bool TTask::f1(double x, double y, double &res)
{
    if (Params->Count < 2) return false;
    res = 0;
    double xi, yi, Qi;
    try
    {
        for (int i = 0; i<Params->Count; i++)
        {
            xi = Param(i)->x;
            yi = Param(i)->y;
            Qi = Param(i)->Q;
            res += 1.2 * b * Qi * (x-xi) / Power(Power(x-xi,2) +
            Power(y-yi,2), 0.5);
        }
    }
    catch(...) { return false; }
    return !IsNan(res);
}
//-----
bool TTask::f2(double x, double y, double &res)
{
    if (Params->Count < 2) return false;
    double xi, yi, Qi;
    res = 0;
    try
    {
        for (int i = 0; i<Params->Count; i++)
        {
            xi = Param(i)->x;
            yi = Param(i)->y;
            Qi = Param(i)->Q;

```

```

        res += 1.2 * b * Qi * (y-yi) / Power(Power(x-xi,2) +
Power(y-yi,2), 0.5);
    }
}
catch(...) { return false; }
return !IsNan(res);
}
//-----
bool TTask::f(double x, double y, double &res)
{
    double F1, F2;
    if (!(f1(x,y, F1)&&f2(x,y, F2))) return false;
    res = Power(F1*F1 + F2*F2, 0.5);
    return !IsNan(res);
}
//-----
double TTask::GetMaxF()
{
    double minx, miny, maxx, maxy;
    minx = maxx = Param(0)->x;
    miny = maxy = Param(0)->y;
    for (int i=1; i<Params->Count; i++)
    {
        if (minx > Param(i)->x) minx = Param(i)->x;
        if (miny > Param(i)->y) miny = Param(i)->y;
        if (maxx < Param(i)->x) maxx = Param(i)->x;
        if (maxy < Param(i)->y) maxy = Param(i)->y;
    }
    double maxf = -999999;
    double x = minx;
    double y = miny;
    double F;
    do
    {
        if (f(x,y,F))
            if (F > maxf)
            {
                maxf = F;
            }
        if (x < maxx)
            x += (maxx - minx)/33;
        else
        {
            x = minx;
            y += (maxy - miny)/33;
        }
    } while (y < maxy);
    return maxf;
}

```

Модуль fMain

fMain.cpp

```

//-----
#include <vcl.h>

```

```

#pragma hdrstop
#include "fMain.h"
#include "uTask.h"
#include "uCalc.h"
#include "Math.hpp"
#include "IniFiles.hpp"
//-----
#pragma package(smart_init)
#pragma link "CSPIN"
#pragma link "PERFGRAP"
#pragma resource "*.dfm"
TfrmMain *frmMain;
//-----
__fastcall TfrmMain::TfrmMain(TComponent* Owner)
    : TForm(Owner)
{
}
//-----
void TfrmMain::FormatValues()
{
    for (int i=1; i<sg->RowCount; i++)
    {
        sg->Cells[0][i] = i;
        for (int j=1; j<sg->ColCount; j++)
        {
            try
            {
                sg->Cells[j][i].ToDouble();
            }
            catch(...)
            {
                sg->Cells[j][i] = "0";
            }
        }
    }

    try {tbB->Text.ToDouble();}
    catch(...) {tbB->Text = FloatToStr(0.58);}
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::FormCreate(TObject *Sender)
{
    sg->RowHeights[0] = 20;
    sg->ColWidths[1] = 50;
    sg->ColWidths[2] = 50;
    sg->ColWidths[3] = 50;
    sg->Cells[0][0] = "i";
    sg->Cells[1][0] = "Qi";
    sg->Cells[2][0] = "Xi";
    sg->Cells[3][0] = "Yi";
    FormatValues();
}
//-----

```

```

void __fastcall TfrmMain::N5Click(TObject *Sender)
{
    Close();
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::tbNChange(TObject *Sender)
{
    try
    {
        int n = tbN->Text.ToInt();
        if (n > udN->Max) n = udN->Max;
        if (n < udN->Min) n = udN->Min;
        sg->RowCount = n + 1;
        FormatValues();
    }
    catch(...)
    {
    }
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::sgExit(TObject *Sender)
{
    FormatValues();
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::N8Click(TObject *Sender)
{
    if (MessageDlg("Несохраненные данные текущей задачи будут
потеряны.\nСоздать новую задачу?", mtConfirmation, TMsgDlgButtons()
<< mbYes << mbNo, 0) != mrYes) return;
    for (int i=1; i<sg->RowCount; i++)
        for (int j=1; j<sg->ColCount; j++)
        {
            sg->Cells[j][i] = "0";
        }
    tbB->Text = FloatToStr(0.58);
    tbN->Text = "2";
    chrtGraph->RemoveAllSeries();
    chrtGraph->Foot->Text->Strings[0] = "";
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::N2Click(TObject *Sender)
{
    if (!sd->Execute()) return;
    try
    {
        TIniFile *ini = new TIniFile(sd->FileName);
        ini->WriteString("General", "N", tbN->Text);
        ini->WriteString("General", "B", tbB->Text);
        ini->WriteString("General", "KX", tbKx->Text);
        ini->WriteString("General", "KY", tbKy->Text);
        for (int i=1; i<sg->RowCount; i++)
        {

```



```

        ini->WriteString("Parameters", "Q" + IntToStr(i), sg-
>Cells[1][i]);
        ini->WriteString("Parameters", "X" + IntToStr(i), sg-
>Cells[2][i]);
        ini->WriteString("Parameters", "Y" + IntToStr(i), sg-
>Cells[3][i]);
    }
    delete ini;
}
catch(...)
{
    MessageDlg("Ошибка сохранения задачи!", mtError, TMsgDlgBut-
tons() << mbOK, 0);
}
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::N3Click(TObject *Sender)
{
    if (!od->Execute()) return;
    try
    {
        TIniFile *ini = new TIniFile(od->FileName);
        tbN->Text = ini->ReadString("General", "N", "2");
        tbB->Text = ini->ReadString("General", "B", "0.58");
        tbKx->Text = ini->ReadString("General", "KX", "50");
        tbKy->Text = ini->ReadString("General", "KY", "50");
        for (int i=1; i<sg->RowCount; i++)
        {
            sg->Cells[1][i] = ini->ReadString("Parameters", "Q" +
IntToStr(i), "0");
            sg->Cells[2][i] = ini->ReadString("Parameters", "X" +
IntToStr(i), "0");
            sg->Cells[3][i] = ini->ReadString("Parameters", "Y" +
IntToStr(i), "0");
        }
        delete ini;
        chrtGraph->RemoveAllSeries();
        chrtGraph->Foot->Text->Strings[0] = "";
    }
    catch(...)
    {
        MessageDlg("Ошибка загрузки задачи!", mtError, TMsgDlgBut-
tons() << mbOK, 0);
    }
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::btnCalcClick(TObject *Sender)
{
    FormatValues();
    //Fill task calss
    if (task == NULL)
        task = new TTask();
    else

```

```

    task->Clear();
    for (int i=1; i<sg->RowCount; i++)
        task->AddParam(sg->Cells[1][i].ToDouble(), sg-
>Cells[2][i].ToDouble(), sg->Cells[3][i].ToDouble());
    task->b = tbB->Text.ToDouble();
    int kx = udKx->Position;
    int ky = udKy->Position;
    chrtGraph->RemoveAllSeries();
    double minx, miny, maxx, maxy;
    minx = maxx = task->Param(0)->x;
    miny = maxy = task->Param(0)->y;
    for (int i=1; i<task->Params->Count; i++)
    {
        if (minx > task->Param(i)->x) minx = task->Param(i)->x;
        if (miny > task->Param(i)->y) miny = task->Param(i)->y;
        if (maxx < task->Param(i)->x) maxx = task->Param(i)->x;
        if (maxy < task->Param(i)->y) maxy = task->Param(i)->y;
    }
    TPointSeries * ps = new TPointSeries(this);
    ps->Pointer->Style = psCircle;
    ps->Pointer->Pen->Visible = false;
    ps->Pointer->InflateMargins = false;
    ps->Pointer->HorizSize = 4;
    ps->Pointer->VertSize = 4;
    double minf = 999999;
    double mx = task->Param(0)->x;
    double my = task->Param(0)->y;
    double x = minx;
    double y = miny;
    double f;
    double limit = task->GetMaxF();
    double color;
    int red, green;
    do
    {
        if (task->f(x,y,f))
        {
            color = (f>limit)?limit:f;
            red = 2 * color / limit * 255;
            green = 2 * (limit - color) / limit * 255;
            if (red > 255) red = 255;
            if (green > 255) green = 255;
            ps->AddXY(x,y,"",green * 256 + red);
            if (f < minf)
            {
                minf = f;
                mx = x;
                my = y;
            }
        }
        if (x < maxx)
            x += (maxx - minx)/kx;
        else

```

```

    {
        x = minx;
        y += (maxy - miny)/ky;
    }
} while (y < maxy);
chrtGraph->AddSeries(ps);

for (int i=0; i<task->Params->Count; i++)
{
    TPointSeries *ser = new TPointSeries(this);
    ser->Marks->Visible = true;
    ser->Marks->Arrow->Visible = false;
    ser->Marks->ArrowLength = 6;
    ser->Pointer->InflateMargins = false;
    ser->Pointer->Style = psCircle;
    ser->AddXY(task->Param(i)->x, task->Param(i)->y, IntToStr(i
+ 1), clBlue);
    chrtGraph->AddSeries(ser);
}
TPointSeries * ser = new TPointSeries(this);
ser->Pointer->Style = psDiamond;
ser->Pointer->HorizSize = 5;
ser->Pointer->InflateMargins = false;
ser->Pointer->VertSize = 5;
ser->AddXY(mx,my,"", clWhite);
chrtGraph->AddSeries(ser);
bool ok = task->f(mx,my, minf);
chrtGraph->Foot->Text->Strings[0] = "Оптимальная точка: x = " +
FloatToStr(RoundTo(mx,-4)) + "; y = " + FloatToStr(RoundTo(my,-4)) +
"; f = " + ((ok)?(String)FloatToStr(RoundTo(minf,-4)):(String)"He
определено");
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::chrtGraphMouseMove(TObject *Sender,
    TShiftState Shift, int X, int Y)
{
    if (chrtGraph->SeriesList->Count == 0) return;
    double x,y,f;
    x = chrtGraph->Series[0]->XScreenToValue(X);
    y = chrtGraph->Series[0]->YScreenToValue(Y);
    sb->Panels->Items[0]->Text = "x = " + FloatToStr(RoundTo(x,-4));
    sb->Panels->Items[1]->Text = "y = " + FloatToStr(RoundTo(y,-4));
    bool ok;
    ok = task->f1(x,y,f);
    if (ok)
        sb->Panels->Items[2]->Text = "f1 = " + FloatTo-
Str(RoundTo(f,-4));
    else
        sb->Panels->Items[2]->Text = "f1 = -";
    ok = task->f2(x,y,f);
    if (ok)
        sb->Panels->Items[3]->Text = "f2 = " + FloatTo-
Str(RoundTo(f,-4));
}

```

```

else
    sb->Panels->Items[3]->Text = "f2 = -";
ok = task->f(x,y,f);
if (ok)
    sb->Panels->Items[4]->Text = "f = " + FloatToStr(RoundTo(f,-
4));
else
    sb->Panels->Items[4]->Text = "f = -";
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::imageMouseMove(TObject *Sender,
    TShiftState Shift, int X, int Y)
{
    for (int i=0; i<5; i++)
        sb->Panels->Items[i]->Text = "";
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::N7Click(TObject *Sender)
{
    if (sid->Execute())
        chrtGraph->SaveToBitmapFile(sid->FileName);
}
//-----
void __fastcall TfrmMain::N9Click(TObject *Sender)
{
    frmCalc->Show();
}
//-----

```

Модуль fCalc

fCalc.cpp

```

//-----
#include <vcl.h>
#pragma hdrstop
#include "fCalc.h"
#include "uTask.h"
//-----
#pragma package(smart_init)
#pragma resource "*.dfm"
TfrmCalc *frmCalc;
//-----
__fastcall TfrmCalc::TfrmCalc(TComponent* Owner)
    : TForm(Owner)
{
}
//-----
void TfrmCalc::Calc()
{
    double x, y, f;
    try
    {
        x = tbX->Text.ToDouble();
        y = tbY->Text.ToDouble();
    }
}

```

```

catch(...)
{
    tbF1->Text = "-";
    tbF2->Text = "-";
    tbF->Text = "-";
    return;
}
bool ok;
try
{
    ok = task->f1(x,y,f);
    if (ok)
        tbF1->Text = FloatToStr(f);
    else
        tbF1->Text = "НЕ ОПРЕДЕЛЕНО";
    ok = task->f2(x,y,f);
    if (ok)
        tbF2->Text = FloatToStr(f);
    else
        tbF2->Text = "НЕ ОПРЕДЕЛЕНО";
    ok = task->f(x,y,f);
    if (ok)
        tbF->Text = FloatToStr(f);
    else
        tbF->Text = "НЕ ОПРЕДЕЛЕНО";
}
catch(...)
{
    tbF1->Text = "";
    tbF2->Text = "";
    tbF->Text = "";
    return;
}
}
//-----
void __fastcall TfrmCalc::tbXChange(TObject *Sender)
{
    Calc();
}
//-----
void __fastcall TfrmCalc::FormShow(TObject *Sender)
{
    Calc();
}
//-----

```