

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический  
Направление подготовки Теплоэнергетика и теплотехника  
Кафедра Теоретической и промышленной теплотехники

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОТТАИВАНИЯ ГРУНТА В ЗОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ НА ИНТЕНСИФИКАЦИЮ ИХ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ</b>

УДК 621.311.22.002.5:621.642.3:551.345.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент/кафедра ТПТ	Половников В.Ю.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
доцент/кафедра МЕН	Попова С.Н.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
доцент/кафедра ЭБЖ	Василевский М.В.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д. ф.- м.н, профессор		

Запланированные результаты обучения по программе

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
ПК1	способность и готовность использовать углубленные знания в области естественнонаучных и гуманитарных дисциплин в профессиональной деятельности
ПК2	способность использовать углубленные теоретические и практические знания, которые находятся на передовом рубеже науки и техники в области профессиональной деятельности
ПК3	способность демонстрировать навыки работы в коллективе, готовностью генерировать (креативность) и использовать новые идеи
ПК4	способность находить творческие решения профессиональных задач, готовностью принимать нестандартные решения
ПК5	способность анализировать естественнонаучную сущность проблем, возникающих в ходе профессиональной деятельности
ПК6	способность и готовность применять современные методы исследования, проводить технические испытания и (или) научные эксперименты, оценивать результаты выполненной работы
ПК7	способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов (в соответствии с целями магистерской программы)
ПК8	способность оформлять, представлять и докладывать результаты выполненной работы
ПК9	готовность использовать современные и перспективные компьютерные и информационные технологии
ПК10	способность формулировать задания на разработку проектных решений, связанных с модернизацией технологического оборудования, мероприятиями по улучшению эксплуатационных характеристик, повышению экологической безопасности, улучшению условий труда, экономии ресурсов
ПК11	способность к определению показателей технического уровня проектируемых объектов или технологических схем
ПК12	готовность к участию в разработке эскизных, технических и рабочих проектов объектов и систем теплоэнергетики, теплотехники и теплотехнологии с использованием средств автоматизации проектирования, передового опыта их разработки
ПК13	готовность к проведению технических расчетов по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектных решений
ПК14	готовность использовать прикладное программное обеспечение для расчета параметров и выбора теплоэнергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования
ПК22	готовность использовать современные достижения науки и передовой технологии в научно-исследовательских работах
ПК23	способность планировать и ставить задачи исследования, выбирать методы экспериментальной работы, интерпретировать и представлять результаты научных исследований, давать практические рекомендации по их внедрению в производство
П24	готовностью представлять результаты исследования в виде отчетов, рефератов, научных публикаций и на публичных обсуждениях

<i><b>Общекультурные компетенции</b></i>	
К1	способность совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности
К2	способность к самостоятельному обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности в процессе изменения социокультурных и социальных условий деятельности
К3	способность свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности
К4	способность использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и научно-производственных работ, в управлении коллективом, влиять на формирование целей команды, воздействовать на ее социально-психологический климат в нужном для достижения целей направлении, оценивать качество результатов деятельности
К5	способность проявлять инициативу, в том числе в ситуациях риска, брать на себя всю полноту ответственности за свои решения в рамках профессиональной компетенции, способностью разрешать проблемные ситуации
К6	способность самостоятельно приобретать и использовать в практической деятельности новые знания и умения, в том числе в новых областях знаний, непосредственно не связанных со сферой деятельности, расширять и углублять свое научное мировоззрение, в том числе с помощью информационных технологий
К7	способность использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности, при разработке и осуществлении социально значимых проектов
К8	способность использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки
К9	готовность вести библиографическую работу с привлечением современных информационных технологий, способностью анализировать, синтезировать и критически резюмировать информацию



<b>Перечень графического материала</b>	16 слайдов
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова С.Н.
Социальная ответственность	Василевский М.В.
Английская часть	Крайнов А.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение;</li> <li>2. Общая физическая постановка задачи;</li> <li>3. Математическая модель;</li> <li>4. Метод решения;</li> <li>5. Исходные данные;</li> <li>6. Результаты численного анализа тепловых потерь;</li> <li>7. Заключение.</li> </ol>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.10.2015 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент/кафедра ТПТ	Половников В.Ю.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна

<b>Институт</b>	<b>ЭНИН</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТПТ</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определение и анализ трудовых и денежных затрат, направленных на реализацию научного исследования</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам – 30% от ФОТ</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Технико-экономическое обоснование НИР</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Не разрабатывается</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Определение этапов работы, трудоемкости работы, составление план-графика, сметы затрат, оценка научно – технической результативности НИР.</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Определение экономической эффективности.</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. <i>График проведения и бюджет НИР</i>	
2. <i>Оценка научно – технической результативности НИР</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент/кафедра МЕН	Попова С.Н.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна

Институт	Кафедра	Направление	Теплоэнергетика и теплотехника
Уровень образования	Магистратура		

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

#### 1. Характеристика объекта и области его применения

*Рассматривается воздействие резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных на окружающую среду. Рассматриваемая область задачи состоит из резервуаров подземного, полуподземного и наземного исполнения, из топлива – мазут марки М100, инженерного сооружения.*

*Рассматриваемая рабочая зона представляет собой компьютерную аудиторию № 48 четвёртого корпуса НИТПУ, в которой проводилась работа по выполнению магистерской диссертации. В помещении, оборудованном компьютерами и прочей цифровой техникой, существует опасность поражения электрическим током и возникновения возгорания. Помимо этого на находящихся в таком помещении людей могут оказывать влияние вредные факторы, такие как некачественное освещение, шум, электромагнитное излучение, запылённость и ненадлежащее состояние микроклимата.*

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

#### 1. Производственная безопасность

- 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения
- 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

*1.1. Факторы воздействия резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с окружающей средой:*

- тепловое воздействие;
- пожарная безопасность;
- риск утечки мазута;

*Условия труда работающих характеризуются возможностью воздействия на них следующих вредных производственных факторов:*

- повышенный уровень шума;
- радиационное излучение;
- недостаточное освещенность на рабочем месте;
- запыленность и интенсивность излучения;
- неблагоприятные условия микроклимата.

*Необходимо определить нормативные значения данных факторов для данного помещения. Предложить мероприятия по уменьшению воздействия вредных факторов и привести возможные средства защиты.*

*1.2. Основными опасными факторами для помещения с электрооборудованием являются возможность поражения электрическим током и возникновение пожара. Источниками возникновения данных факторов являются работающее электрооборудование и неправильное обращение с ним. Необходимо рассмотреть средства и мероприятия по организации безопасной работы с оборудованием, а также средства защиты (например, месторасположение и порядок использования средств пожаротушения).*

#### 2. Экологическая безопасность:

*Основными опасными факторами для помещения с электрооборудованием являются возможность поражения электрическим током и возникновение пожара. Источниками возникновения данных факторов являются работающее электрооборудование и неправильное обращение с ним. Необходимо рассмотреть средства и мероприятия по организации*

	<p>безопасной работы с оборудованием, а также средства защиты (например, месторасположение и порядок использования средств пожаротушения).</p> <p>Рассматриваемая рабочая зона не оказывает существенного воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу. Срок эксплуатации пластика (картриджи, клавиатуры, манипуляторы) составляет примерно 5 лет. По истечении срока службы часть передается на восстановление, а часть поступает в отходы.</p>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС на объекте: короткое замыкание электропроводки, приводящее к возгоранию и к взрыву. Рассмотреть средства, определяющие действия при возникновении ЧС и ликвидации их последствий (например, план эвакуации и средства пожаротушения).</p>
<b>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>Эффективный и безопасный труд возможен только в том случае, если производственные условия на рабочем месте отвечают всем требованиям международных стандартов в области охраны труда. Определить порядок и организацию работы в рассматриваемом помещении, обеспечивающие безопасные и комфортные условия труда, с соблюдением санитарных и технологических норм.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.03.2016г
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент/кафедра ЭБЖ	Васильевский М.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 134 с., 61 рис., 24 табл., 66 источников, 1 прил.

Ключевые слова: резервуары для хранения топлив, оттаивание грунта, тепловые потери, теплоперенос, математическое моделирование.

Целью данной работы является анализ влияния сезонного оттаивания грунта в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных на их тепловые потери.

Объектом исследования является широко распространенный вертикальный цилиндрический стальной резервуар марки РВС-100.

В процессе исследования проведен численный анализ тепловых потерь надземного, подземного и полуподземного резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных, с учетом оттаивания грунта в зоне их размещения. Выявлены масштабы тепловых потерь резервуаров в условиях оттаивания грунта на базе решения стационарной задачи теплопереноса.

Установлено, что оттаивание грунта в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных приводит к изменению их тепловых потерь на величину до 7,3 %.

### Список обозначений:

$T$  – температура, К;

$x, y$  – координаты;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);

$c$  – теплоемкость, Дж/(кг К);

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К).

$t_m$  – температура мазута, °С;

$t_{oc}$  – температура окружающей среды, °С;

$t_{г1}$  – температура грунта на поверхности, °С;

$t_{г2}$  – температура грунта в глубине, °С;

$\delta_{ст}$  – толщина стенки резервуара, м;

$\delta_{из1}$  – толщина изоляции на стенке, м;

$\delta_{из2}$  – толщина изоляции на крыше, м;

$\delta_d$  – толщина днища резервуара, м;

$\lambda_{ст}$  – теплопроводность стали, Вт/(м·К);

$\lambda_{из}$  – теплопроводность изоляции, Вт/(м·К);

$\lambda_v$  – теплопроводность воздуха, Вт/(м·К);

$\lambda_r$  – теплопроводность грунта, Вт/(м·К);

$d$  – наружный диаметр резервуара, м;

$\nu_v$  – кинематическая вязкость воздуха, м<sup>2</sup>/с;

$l$  – высота крыши резервуара, м;

$Pr$  – число Прандтля;

$h_1$  – глубина погружения полуподземного резервуара, м;

$h_2$  – глубина погружения подземного резервуара, м.

## Индексы:

р – стенка резервуара;

г – грунт;

м – мазут;

гт – талый грунт;

гм – мерзлый грунт;

ос – окружающая среда;

1 – внутренняя поверхность изоляций резервуара;

2 – граница раздела «корпус резервуара- грунт талый»;

3 – граница раздела «грунт талый – грунт мерзлый»;

4 - граница раздела «корпус резервуара- грунт мерзлый»;

5 – граница раздела «грунт – окружающая среда»;

6 – граница раздела «резервуар – окружающая среда».

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ.....	18
1.1 Типичные конструкции резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.....	18
1.1.1 Назначение и классификация мазутных хозяйств.....	18
1.1.2 Классификация и основные характеристики резервуаров для хранения мазута.....	21
1.2 Энергосбережение в мазутном хозяйстве.....	32
1.2.1 Проблемы энергосбережения в мазутном хозяйстве.....	32
1.2.2 Способы и задачи энергосбережения в мазутном хозяйстве.....	36
1.2.3 Новые предложения по энергосбережению в мазутном хозяйстве.....	39
1.3 Нормативная методика теплового расчета резервуаров для хранения резервных топлив ТЭС и котельных.....	41
2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ТЕПЛОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ «РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВА – ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА» И МЕТОД ЕЕ РЕШЕНИЯ.....	45
2.1 Физическая постановка задачи .....	45
2.2 Математическая модель .....	48
2.3 Метод решения.....	49
3 ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ В УСЛОВИЯХ ОТТАИВАНИЯ ГРУНТА В ЗОНЕ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ.....	52
3.1 Исходные данные .....	52

3.2 Результаты численного анализа тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне их размещения.....	53
3.3 Анализ результатов численного моделирования.....	85
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	87
4.1 Организация и планирование работ.....	88
4.2 Расчет сметы затрат.....	94
4.3 Оценка научно-технической результативности НИР.....	101
4.4 Выводы по разделу.....	104
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	105
5.1 Социальная ответственность научно-исследовательской работы...	107
5.2 Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды.....	110
5.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	117
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	121
5.5 Выводы по разделу.....	123
Заключение.....	126
Список публикаций.....	127
Литература.....	129
Приложение.....	135

## ВВЕДЕНИЕ

Институт энергетики Российской Академии наук устанавливает вероятный уровень годового потребления мазута в количестве 30 миллионов тонн условного топлива. Согласно энергетической стратегии даже в случае самых жестких ограничений добыча нефти к 2030 году будет на уровне 245 миллионов тонн. Несмотря на эти прогнозы, в стране практически мало публикаций посвященных разработкам методов и расчета мазутных хозяйств [1].

Действующая на сегодняшний день отраслевая методика [1] проектирования и расчета резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных не в полной мере отражает все протекающие процессы и особенности теплопереноса в конструкциях и зонах размещения резервуаров.

Одним из методов, позволяющих решить эту задачу является использование разнообразных коммерческих или открытых пакетов прикладных программ, которые позволяют учитывать различные эффекты и процессы реализующиеся в рассматриваемых системах.

Проблема моделирования тепловых режимов работы резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом реальных физических процессов, протекающих в объеме резервуаров, зонах их размещения и механизмов взаимодействия рассматриваемых объектов с окружающей средой, является одной из актуальнейших задач в настоящее время при создании энергетического оборудования ТЭС и котельных.

Одним из направлений повышения энергоэффективности мазутных хозяйств ТЭС и котельных является снижение затрат энергии на собственные нужды за счет организации оптимальных режимов функционирования резервуаров для хранения топлив. Решение этой задачи возможно только путем детализированного моделирования процессов теплопереноса в объеме и зонах размещения резервуаров с учетом всех основных значимых факторов и процессов, влияющих на интенсификацию процессов переноса при

эксплуатации резервуаров для хранения топлив. В настоящее время проектирование и анализ работы резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных основаны на упрощенных аналитических соотношениях, не учитывающих многих особенностей теплопереноса реализующихся в рассматриваемых системах. К этим особенностям относятся наличие теплообмена между резервуаром и грунтом в зоне размещения, сезонное промерзание и оттаивание грунта, снижение теплозащитных характеристик тепловой изоляции при длительной эксплуатации, движение воздуха в зазоре между топливом и крышкой резервуара и другие. Следует также отметить, что в имеющихся публикациях по рассматриваемой проблеме обсуждаются только вопросы разработки энергоэффективных технологических схем подготовки и подогрева топлива, а также возможность и опыт применения различных присадок [2].

**Целью данной работы является** математическое моделирование тепловых режимов и численный анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне его размещения.

**Объектом исследования является** - надземные, подземные и полуподземные резервуары для хранения топлив ТЭС и котельных марки РВС 100, изолированные минеральной ватой.

**Предмет исследования** – анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне его размещения.

**Задачей исследовательской работы является** - разработка элементов теории прогнозирования тепловых режимов резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зонах размещения резервуаров и механизмов взаимодействия резервуаров с окружающей средой; разработка методики численного анализа тепловых потерь резервуаров; численное моделирование тепловых режимов резервуаров с учетом оттаивания; анализ

результатов численного моделирования тепловых режимов и тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.

Создание энергоэффективных систем хранения основных и резервных топлив ТЭС и котельных представляет собой самостоятельную научную проблему, частью которой является проблема моделирования тепловых режимов резервуаров для хранения топлив с учетом полного комплекса физических процессов, протекающих в объеме и зонах размещения резервуаров, а также различных механизмов взаимодействия резервуаров с окружающей средой. Задачи, связанные с прогностическим моделированием тепловых режимов резервуаров для хранения топлив, возникают не только при создании и проектировании ТЭС и котельных, но и при анализе процессов, протекающих в элементах энергетического оборудования, вызванных изменением условий эксплуатации и термических сопротивлений конструкций и грунта, взаимодействием резервуаров с окружающей и др.

**Актуальность исследования** тепловых режимов резервуаров с учетом оттаивания грунта в зоне ее размещения определяется следующими факторами:

- требуется более детальная оценка потенциала энергосбережения мазутных хозяйств электрических станций и котельных [1];
- методика расчетов и проектирования мазутных хозяйств не полностью отражает все особенности тепловых процессов, происходящих на всех стадиях подготовки мазута к сжиганию;
- необходимость снижения затрат энергии на подогрев мазута при хранении и подготовке его к сжиганию [2].

**Практическая значимость:**

Проведенные исследования вносят вклад в развитие представлений о режимах работы резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне его размещения.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке и усовершенствовании конструкций, строительстве мазутохранилищ и выборе теплоизоляционных материалов для резервуаров.

#### **Апробация работы:**

В результате исследования выявлены масштабы тепловых потерь резервуаров в условиях влияния оттаивания грунта в зоне их размещения.

1. Основные результаты диссертации докладывались и обсуждались на следующих конференциях: VI Всероссийская научная конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий» (Томск, 13-15 октябрь 2015 г.); III российская молодежная научная школа-конференция «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» (Томск, 21-23 октября 2015 г.); V Международная молодежная научная конференция «Актуальные проблемы современной механики сплошных сред и небесной механики» (25-27 ноябрь 2015 г.); XI международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов, и молодых ученых «Энергия - 2016» (Иваново, 5-7 апрель 2016 г.); VI Всероссийская научная конференция с международным участием «Состояние и пути развития российской энергетики» (Томск, 21-23 октябрь 2015 г.) ; Международная молодежная научная конференция «Тепломассоперенос в системах обеспечения тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования» (Томск, 19-21 апрель 2016 г.); VII Всероссийская конференция студентов Элитного технического образования «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых» (Томск, 27-29 апрель 2016 г.);

# 1 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

## 1.1. Типичные конструкции резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных

### 1.1.1 Назначение и классификация мазутных хозяйств

Мазут относится к основным видам жидкого топлива, которые нашли применения на электростанциях и в котельных. Это горючая жидкость с температурой самовоспламенения 350 °С, пределами воспламенения 91 – 155°С, температурой вспышки 90 °С. Взрывоопасная концентрация паров мазута в смеси с воздухом составляет 1,4 – 8% [3]. Мазут является малоопасным по степени влияния на человеческий организм, которая относится к 4-му классу опасности. Мазут получают на нефтеперерабатывающих заводах в результате поверхностной переработки сырой нефти (называемой возгонкой) и высокотемпературного крекинг-процесса. При возгонке нефть разделяют по температуре кипения без разрушения молекулярной структуры углеводородов по фракциям. При крекинге нефти идет процесс образования новых соединений, как правило, расщепления на новые легкие фракции. Однако могут образовываться и тяжелые углеводороды – гудрон и полугудрон, а также твердые вещества. В зависимости от способа переработки нефти различают прямогонный мазут и крекинг-мазут [3].

Прямогонный мазут – это смесь тяжелых нефтяных остатков прямой перегонки нефти с ее маловязкими фракциями. Для того чтобы поддержать вязкость в пределах допустимых по требованиям стандарта, подмешивают тяжелые остатки с дистиллятом полученным в результате разгонки нефти [2].

Крекинг-мазут состоит из тяжелых остатков крекинг-процесса. В случае несоответствия характеристик крекинг-мазута требованиям стандарта его смешивают в необходимых пропорциях с прямогонным мазутом.

Топочные мазуты характеризуются в основном теми же показателями, что и нефти, из которых их получают. Мазуты – это сложные коллоидные системы, образующие в области температуры застывания псевдокристаллическую структуру, характеризующуюся пониженной текучестью (повышенной вязкостью) или высокой плотностью [2].

Элементный состав горючей части мазута близок к элементному составу нефти, а для малосернистого мазута он практически не отличается от состава исходной нефти.

Преобладающими элементами являются углерод (85 – 87%) и водород (10 – 12%), остальная доля приходится на серу, кислород, азот и ванадий [6].

В составе высокосернистого крекинг-мазута содержание ванадия и азота выше, а углерода и водорода ниже, чем в нефти. Следствием этого является пониженная теплота сгорания крекинг-мазута. Однако колебание по теплоте сгорания безводных мазутов различных марок невелико и находится в пределах 40000 – 42000 кДж/кг, что практически не сказывается на эффективности работы котлов. Средний элементный состав для различных марок мазута приведен в таблице. 1.1.

Таблица 1.1. Средний элементный состав мазутов, %

Элемент	Топочный					
	Малосернистый		Сернистый		Высокосернистый	
	M40	M100	M40	M100	M40	M100
$S^c_{об}$	0,5	0,5	2,0	2,0	3,5	3,5
$C^c$	84,65	84,65	83,8	83,8	83	83
$H^c$	11,7	11,7	11,2	11,2	10,4	10,4
$O^c+N^c$	0,6	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0

Углеводородные соединения в составе прямогонных мазутов составляют наиболее значительную долю. К ним относятся углеводороды ароматического и нефтяного ряда, циклические и полициклические (многокольчатые) соединения. В некоторых случаях значительную долю в составе углеводородов занимают ациклические соединения предельного ряда

(олефины). Крекинг мазуты состоит в основном из полициклических углеводородов, углеводородов непредельного ряда (олефины), из продуктов их полимеризации или конденсации. При хранении мазута они выпадают в осадок [9].

Содержание серы в мазуте находится в прямой связи с сернистостью исходной нефти. Нефти содержат серу в количестве от долей процента до 7%. Общее содержание сернистых соединений в нефти в ряде случаев в десятки раз превышает содержание самой серы и составляет более половины состава нефти. Большая часть сернистых соединений (70 – 90%) концентрируется в высококипящих фракциях нефти, являющихся основной частью мазута.

Для определения содержания серы в нефтепродуктах применяют методы, изложенные в [4, 5].

В мазуте содержание ванадия невелико и обычно оно не превышает 0,03%. В консистенций мазута с увеличением его сернистости наблюдается рост содержания концентраций ванадия. Методика определения содержания ванадия в нефтепродуктах приведена в [6].

Наличие влаги в мазутах нежелательно, поскольку она дополнительно отнимает теплоту на свое испарение, вызывает вспенивание топлива в открытых баках и пульсацию факела форсунки. У обводненных мазутов понижается низшая теплота сгорания, увеличивается коррозионная активность по отношению к мазутопроводам. При этом осложняется эксплуатация котлов и всего мазутного хозяйства. Методика определения влажности мазутов приведена в [7].

Также, в мазутах содержится минеральные примеси, к которым относятся в основном продукты коррозии резервуаров, а также соли щелочных металлов, растворенные в воде, извлеченной из пластов вместе с нефтью.

К механическим примесям в мазуте обычно принадлежат в основном инертные включения, которые попали в нефть во время ее добычи. Содержание их изменяется от сотых долей до целых процентов. Сущность метода экспериментального определения механических примесей в

нефтепродуктах изложена в [8, 9]. Коксуемость мазута характеризуется количеством твердого остатка, образующегося при коксовании навески мазута в строго определенных условиях, представляет собой массовую долю, выраженную в процентах.

Коксуемость жидкого топлива является косвенным показателем содержания в нем высокомолекулярных смолистых и нестабильных соединений при термическом разложении которых образуется основная масса кокса.

### **1.1.2 Классификация и основные характеристики резервуаров для хранения мазута**

На ТЭС и в котельных мазут хранится в резервуарах, в которых также осуществляются его прием, подогрев, выдача и обезвоживание. Существуют следующие резервуары: подземные, стационарные и передвижные [9].

В зависимости от способа строительства и глубины заложения подземные резервуары подразделяются на шахтные, бесшахтные и траншейные.

Стационарные резервуары делятся на две основные группы: металлические (стальные) и железобетонные.

Металлические резервуары могут быть горизонтальными цилиндрическими и вертикальными цилиндрическими. Горизонтальные цилиндрические резервуары бывают с коническими, плоскими, цилиндрическими и сферическими крышами [9].

Вертикальные цилиндрические резервуары могут быть сконусными, щитовыми и сферическими кровлями. В зависимости от способа сборки различают полистовые и рулонные вертикальные резервуары [9].

Согласно ГОСТ 1510 – 84 [8] вертикальные цилиндрические резервуары для мазута монтируются без понтонов и газовой обвязки, которые обычно используются для светлых нефтепродуктов.

По типу конструкции железобетонные резервуары подразделяются на прямоугольные и цилиндрические [8].

Для хранения мазута на станциях во многом применяют сборные железобетонные резервуары. Когда потребитель на значительном расстоянии, то используется монолитные железобетонные резервуары [9].

Из-за утечек мазута через неплотности в стыках панелей надежность таких резервуаров меньше, чем стальных. Стоит отметить, что железобетон имеет слабое сопротивление растяжению, вследствие чего появляются многочисленные трещины. В настоящее время этот недостаток железобетона устранен путем применения предварительно напряженных конструкций или обжатия стен кольцевой арматурой, а также за счет использования плотных бетонов. К недостаткам можно отнести то, что площадь застройки мазутохранилища с железобетонными резервуарами на 25% больше, чем площадь застройки мазутохранилища со стальными резервуарами, при их одинаковой вместимости.

Резервуары для хранения мазута могут быть также наземными, полуподземными и подземными.

Наземным [9] называется резервуар, у которого днище находится на уровне или выше уровня планировочной отметки прилегающей территории или заглублено не более чем на половину высоты резервуара. Как правило, для резервных, основных и растопочных мазутных хозяйств ТЭС выполняют резервуары наземной конструкции с обвалованием или обсыпкой грунтом.

Полуподземными [9] называются такие резервуары, которые заглублены более чем на половину своей высоты. Вместе с тем наивысший уровень мазута находится на высоте не более 2 м над прилегающей территорией.

У подземного [9] резервуара наивысший возможный уровень мазута в резервуаре находится на 0,2 м ниже отметки прилегающей территории. Во избежание неконтролируемой утечки мазута в почву, которая может привести к загрязнению подземных грунтовых вод, такие резервуары должны быть полностью герметичны. Но тем не менее подземные резервуары более безопасны

по сравнению с наземными, так как авария на одном из них не угрожает соседним резервуарам. К преимуществам подземных резервуаров также можно отнести: стабильность температурного режима хранения мазута, быстроту его перекачивания в другие резервуары в случае протечек мазута.

Учитывая возможность разлива мазута в случае аварий, наземные и полуподземные резервуары ограждаются сплошным земляным валом или огнестойкой стеной высотой не менее 1 м. Ширина земляного вала в верхней части принимается не менее 0,5 м [8].

Вместимость мазутохранилищ для ТЭС и котельных принимается в зависимости от назначения мазутного хозяйства и способа доставки мазута.

Для хранения мазута в основных, резервных и растопочных хозяйствах проектируется не менее двух резервуаров. Аварийное топливо допускается хранить в одном резервуаре [9].

Для подогрева и перемешивания мазута основные резервуары оборудуются секционными подогревателями, которые устанавливаются в непосредственной близости от заборных патрубков основных насосов и насосов рециркуляции. Во многих случаях для дополнительного подогрева мазута резервуары подключены к линиям рециркуляции. На перекрытиях устанавливаются дыхательные и предохранительные клапаны, огнепреградители, а также смотровые люки [14].

При проектировании мазутохранилищ необходимо руководствоваться эксплуатационными и конструктивными качествами резервуаров, а также технико-экономическими показателями при их строительстве [13].

Обычно на территории мазутного хозяйств вблизи склада мазута предусматривается сооружение склада масла (турбинного и изоляционного) с маслоаппаратной [13].

Подземные резервуары предназначены для длительного (измеряемого месяцами и годами) хранения мазута. На электростанциях и в котельных, где необходимо хранить мазут постоянно в подогретом состоянии, такие способы хранения и конструкции не применяются. Тем не менее такой способ хранения

жидкого органического топлива имеет место в отдельных случаях. В связи с этим целесообразно дать обзор основных конструкций резервуаров для подземного хранения мазута [10].

Подземные бесшахтные резервуары сооружаются геотехнологическим способом в каменной соли или вечномерзлых горных породах. При этом глубину заложения их [10] следует принимать в зависимости от глубины залегания и мощности толщин покрывающих пород, но, как правило, не менее 10 м. Вечномерзлые горные породы должны находиться в естественном твердомерзлом состоянии и быть химически нейтральными и по отношению к мазуту. При сооружении бесшахтных резервуаров максимальная естественная температура горных пород должна быть ниже на 2 °С температуры их оттаивания. Дно резервуара следует проектировать коническим [13].

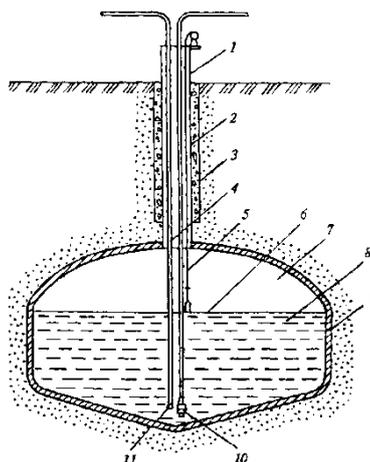


Рисунок 1.1.2.1. Принципиальная схема бесшахтного резервуара в вечномерзлых породах:

1 – оголовок обсадной колонны; 2 – обсадная колонна; 3 – цементное кольцо; 4 – трубопровод для залива нефтепродукта; 5 – уровнемер; 6 – уровень нефтепродукта; 7 – парогазовое пространство; 8 – нефтепродукт; 9 – ледяная облицовка; 10 – насос для отбора нефтепродукта; 11 – струеотбойное устройство.

В состав подземных бесшахтных резервуаров (рисунок 1.1.2.1) [10] входят технологическая скважина, подземная полость, технологическое



сливными устройствами 2, обеспечивающие рассредоточенный слив мазута через распределительное устройство 11. Продольный уклон кровли в сторону эксплуатационного колодца принимается равным не менее 0,002. На дне резервуара предусматривается зумпф, где установлен насос 10 для сбора и удаления воды из резервуара.

Для предотвращения затекания талых вод оголовков колодца 5, покрытый теплоизоляцией 3, приподнимают над рельефом местности. Для обеспечения герметичности резервуара, пропуска технологических труб и сохранения качества мазута, предусматриваются перемычки 8. Внутренняя поверхность, как правило, имеет ледяную облицовку 12.

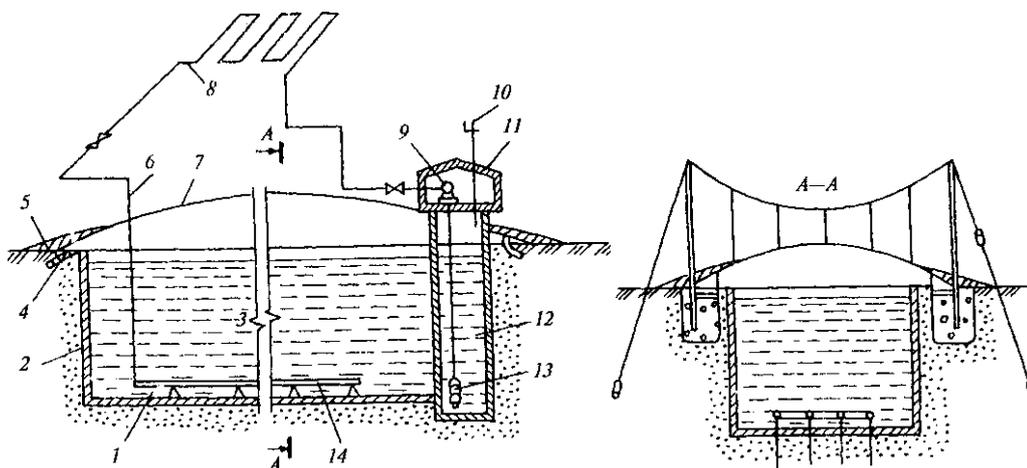


Рисунок 1.1.2.3. Подземный ледопородный резервуар траншейного типа:

1 – вечномерзлая порода; 2 – ледяная облицовка; 3 – резервуар с нефтепродуктом; 4 – узел сопряжения перекрытия резервуара с мерзлой породой; 5 – теплоизоляция; 6 – трубопровод для залива; 7 – перекрытие; 8 – воздушный теплообменник; 9- электродвигатель; 10 – дыхательный клапан; 11 – помещение насосной; 12 – эксплуатационный колодец; 13– насос; 14– распределительное устройство для слива нефтепродукта.

Подземные траншейные резервуары (рисунок. 1.1.2.3) [10] проектируют в виде протяженной выработки, разработанной открытым буровзрывным способом. Стенки промораживают до образования льда 2 толщиной не менее 5

см. Траншейные резервуары (длиной не более 200 м, шириной 20 м) следует располагать обычно протяженной стороной. Глубина залегания резервуаров не должна превышать 15 м. Почва должна иметь уклон в сторону эксплуатационного колодца не менее 0,002. Для полной герметичности резервуара предусматривается перекрытие 7, выполненное из негорючих строительных материалов (в основном из металла и железобетона). Снаружи, а также в местах сопряжения перекрытия с грунтом оно покрывается слоем негорючей изоляции 5.

Для обеспечения равномерного распределения мазута в конструкции предусматривается эксплуатационный колодец 12 и сливное устройство, состоящей из трубопровода для залива 6 и распределительного устройства для слива 14. Вода, попавшая в резервуар, скапливается в зумпфе, откуда откачивается насосом 13.

В рассмотренных выше подземных резервуарах не предусматриваются подогрев и очистка нефтепродуктов. Поэтому они, как уже говорилось, предназначаются в основном для длительного хранения топлива [10].

Металлические (стальные) резервуары, имея цилиндрическую форму, подразделяются на вертикальные и горизонтальные [9].

На ТЭС такие резервуары не получили распространения из-за их малых объемов. Их устанавливают в основном на распределительных нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах, объектах сельского хозяйства и, самое главное в мазутных хозяйствах котельных.

Конструктивно горизонтальные резервуары (рисунок 1.1.2.4) [9] подразделяются на резервуары с плоскими, коническими, цилиндрическими и сферическими днищами.

Для хранения нефтепродуктов под избыточным давлением наиболее выгодны следующие резервуары: при давлении до 40 кПа – вместимостью 3, 5 и 10 м<sup>3</sup>, диаметром менее 2,8 м, с плоскими мембранными днищами; при давлении до 50 кПа – вместимостью 25, 50 и 75 м<sup>3</sup>, диаметром 2,8 – 3,25 м, с коническими днищами; при давлении до 70 кПа- вместимостью 75, 100 и 150

м<sup>3</sup>, диаметром 3,25 м, с цилиндрическими днищами конструкции Е.Н. Лессинга; при давлении более 70 кПа – со сферическими днищами [9].

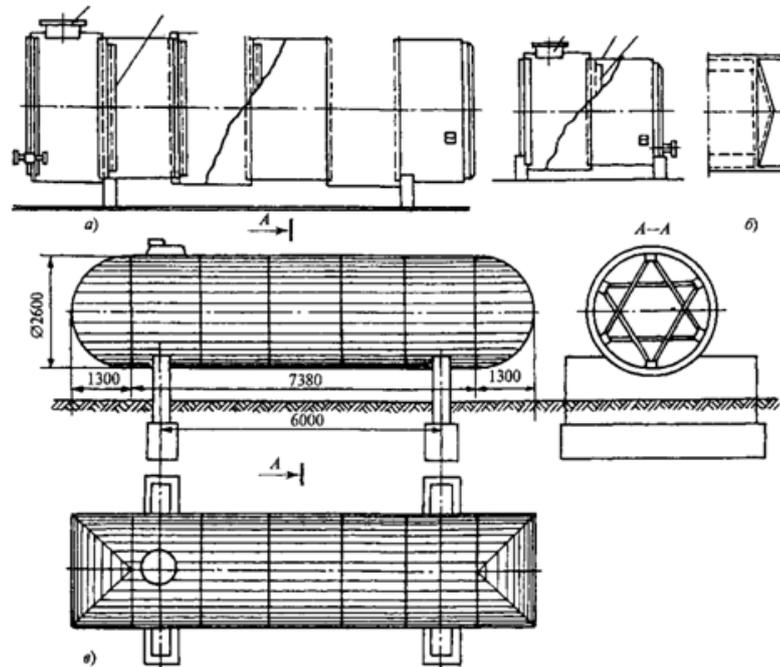


Рисунок 1.1.2.4. Горизонтальные стальные резервуары: а – с плоскими днищами (типовые); б – с коническими днищами; в – с цилиндрическими днищами.

Обечайки 1 горизонтальных резервуаров имеют ступенчатое расположение или выполняются встык, так же выполняются и продольные швы корпуса. Для придания корпусу резервуара большей жесткости монтируются специальные кольца 3, выполненные из угловой стали. Для более крупных резервуаров (50 и 70 м<sup>3</sup>) кольца жесткости усиливаются связями в форме треугольника. Для осмотра резервуара в верхней части установлен люк с крышкой 2.

Резервуары с плоскими днищами устанавливаются наземным или заглубленным способом.

Резервуары с коническими днищами могут устанавливаться только наземным способом, при этом они опираются на седловидные опоры. При изготовлении горизонтальных резервуаров необходимо придерживаться

следующих конструктивных и технологических решений, предусмотренных типовыми проектами [11]:

а) сборка корпуса производится царгами с подвариантами соединения отдельных царг между собой (по длинной стороне) как внахлестку, так и встык;

б) образование корпуса производится методом «сворачивания» с соединением отдельных листов между собой по длинной стороне внахлестку, а по короткой – встык;

в) прикрепление плоского или конического днища к корпусу резервуара производится с применением отбортовки, а также плоское днище крепится к корпусу без отбортовки на окаймляющих уголках;

г) указанные варианты конструкции применяются для корпусов резервуаров шириной 1000, 1400, 1500, 2000 мм. Для подземного расположения (с заглублением до 1200 мм) используются резервуары с такой же конструкцией корпуса, как и для подземного расположения с плоскими днищами, вместимостью 10, 25, 50, 75 и 100 м<sup>3</sup>, но обязательно усиленные дополнительными диафрагмами [11]. Кроме того, применяются также резервуары для подземного расположения вместимостью 25, 50, 75 и 100 м<sup>3</sup>, в которых сохранена конструкция корпуса и днища по предыдущему варианту, но кольца жесткости и диафрагмы выполнены из гнутых профилей [11].

Резервуары с коническими днищами или для подземного хранения имеют дополнительные буквенные обозначения: соответственно КД или П.

К горизонтальным резервуарам предъявляются следующие основные требования и ограничения [11, 12]:

- они предназначены для хранения нефти и нефтепродуктов с плотностью до 900 кг/м<sup>3</sup>;

- внутреннее избыточное давление паров в воздушном пространстве не должно превышать 4000 мм вод.ст. (0,4 МПа). При условии применения повышенных методов контроля сварных швов по требованию потребителей допускается повышение избыточного давления до 0,7 МПа. Подземные

резервуары рассчитаны на то же внутреннее давление и установку в грунт на глубину 1200 мм от поверхности земли до верха корпуса. Допускается давление не выше 100 мм вод.ст. (0,01 МПа);

- резервуары для наземного хранения нефтепродуктов должны опираться на две седловидные опоры. Ширина каждой из этих опор (вдоль резервуара) должна быть не менее 300 мм, центральный угол охвата резервуара седлом на опоре около 90°. Конструкцию опор разрабатывают с учетом местных условий расположения резервуара и особенностей грунта;

- резервуары для подземного хранения нефти и нефтепродуктов укладываются на песчаную подушку, отсыпаемую по профилированной грунтовой подготовке. При заглублении в землю конструкция должна быть защищена стойким антикоррозийным покрытием. Над заглубленным резервуаром на поверхности земли, помимо собственного веса грунта, не допускаются иные постоянные или подвижные (временные) нагрузки;

- горловина резервуара по отношению к поверхности корпуса принята выступающей с плоской крышкой на болтах;

- для всех наземных резервуаров предусмотрены навесные съемные лестницы легкого типа из прокатных профилей стали;

- для конструкций резервуаров приняты следующие марки стали:

- а) для оболочки резервуаров толщиной 4 мм и более, а также для кольцевых ребер жесткости и диафрагм – марتنеновская сталь группы В (СтЗкп с дополнительными требованиями на изгиб в холодном состоянии согласно ГОСТ 380-60) [15];

- б) для оболочек толщиной менее 4 мм – та же сталь или мартененовская сталь группы Б с дополнительными требованиями на изгиб в холодном состоянии согласно ГОСТ 380–60 [15].

Институтом «Промстальконструкция» разработано семь типоразмеров резервуаров с номинальной вместимостью 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м<sup>3</sup>. Всего существует 104 варианта конструкций, в том числе 64 варианта с плоскими

днищами, 36 вариантов с коническими днищами и 4 варианта с плоскими днищами для подземного хранения с облегченными диафрагмами [11].

Вертикальный цилиндрический резервуар состоит из следующих основных элементов: днища, стенки и покрытия. Покрытие опирается только на стенку резервуара или на стойку, устанавливаемую в центре. Для восприятия ветровой нагрузки стенку резервуара усиливают одним или несколькими кольцами жесткости [21].

Кроме того, на резервуаре устанавливают эксплуатационное и защитное оборудование, лестницу, устройство для грозовой защиты и ограждение кровли. Вертикальные резервуары сооружаются на поверхности земли. Как правило, основанием для них служит песчаная подушка. Вся поверхность днища опирается на основание [21].

Стальные вертикальные резервуары различаются также по способу сборки. Применяются резервуары листовой сборки с внутренним давлением в газовом пространстве до 2 кПа, а также резервуары с тем же внутренним давлением, но с корпусом, выполненным методом рулонирования. Резервуары вместимостью 100 – 5000 м<sup>3</sup> изготавливаются из рулонных заготовок.

На рисунке 1.1.2.5 [12] представлен сварной вертикальный резервуар с конусной кровлей вместимостью 5000 м<sup>3</sup>, изготовленный из рулонов (конструкция Промстройпроекта).

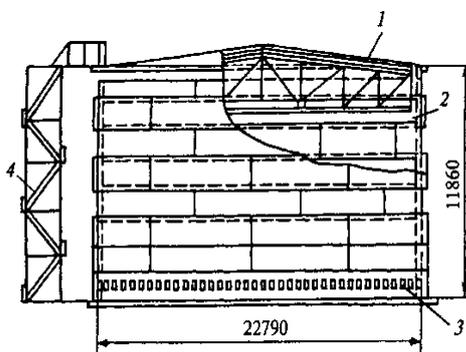


Рисунок 1.1.2.5. Вертикальный стальной резервуар с конусной кровлей вместимостью 5000 м<sup>3</sup>:

1 – перекрытие; 2 – кожух; 3 – железобетонные плиты-противовесы; 4 – шахтная лестница.

Резервуары вместимостью 100 – 2000 м<sup>3</sup> изготавливаются методом полистовой сборки [9].

Полная вместимость обычного резервуара определяется по внутреннему диаметру первого пояса и высоте стенки [9].

Для одинаковых типов резервуаров по мере увеличения их вместимости уменьшается относительный расход металла на 1 м<sup>3</sup> [9].

Рулонный способ сооружения резервуаров заключается в том, что они на месте монтажа собираются из готовых полотнищ (рулонов), которые доставляются по железной дороге. При сборке рулоны наворачиваются на решетчатую центральную стойку (резервуары с конусной кровлей) или на центральную стойку в виде трубы (резервуары со щитовой кровлей). Рулонный метод изготовления резервуаров получил широкое распространение из-за многих достоинств. Прежде всего повышается качество сварки и надежность корпуса и днища, сокращаются объем сварочных работ и продолжительность монтажа. Таким методом собираются резервуары со щитовой кровлей и со сферическим покрытием.

Для районов со скоростным напором ветра 0,55 и 1,0 кПа стенки резервуаров вместимостью 2000, 3000 и 5000 м<sup>3</sup> усиливаются горизонтальным кольцом жесткости, а стенки резервуара емкостью 1000 м<sup>3</sup> укрепляются кольцом жесткости при напоре ветра 9,81 МПа.

В резервуарах вместимостью 10000 м<sup>3</sup> кольцо жесткости устанавливается на верхнем поясе стенки с внутренней ее стороны; оно воспринимает ветровой напор (0,3 кПа) и распор от сферической кровли. Верхняя часть стенки резервуаров со щитовой кровлей иногда усиливается приваркой вертикальных уголковых стоек. Это делается в случае, если толщина поясов не удовлетворяет условиям устойчивости [13].

## 1.2 Энергосбережение в мазутном хозяйстве

### 1.2.1 Проблемы энергосбережения в мазутном хозяйстве

Исследование объектов мазутных хозяйств ТЭС [2, 8, 14–23] убеждает в том, что для разогрева мазута необходимы чрезвычайно большие энергозатраты. Нормативный расход пара на мазутных хозяйствах ГРЭС мощностью 2400 МВт в холодный период года составляет 218 т/ч, причем на разогрев и слив мазута – 126 т/ч [24]. Снижение расхода пара на 1 % равнозначно экономии 1000 т мазута в год [19].

В частности, значительные потери энергии вызваны предварительным подогревом и непрерывным поддержанием нормативного диапазона температур мазута – 60 – 70 °С – в процессе его хранения (и при отборе на котел) в основных резервуарах мазутохранилища ТЭС, резервуарах промышленных и отопительных котельных [16].

По нормам технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей [25] запас топлива должен обеспечить 15-суточную работу электростанции при номинальной нагрузке, поэтому на мощных газомазутных ГРЭС и ТЭЦ емкости мазутных складов достигают 250 тысяч тонн и более, а длительность хранения мазута, когда он является резервным топливом, иногда составляет 6 месяцев. Возможное в перспективе сооружение базовых мазутохранилищ с аварийным запасом топлива для ряда электростанций может привести к увеличению как запасов мазута, так и продолжительности его хранения, что неизбежно будет сопровождаться резко возрастающими потерями тепла от основных резервуаров мазута.

Экспериментальные данные [21] показывают, что при хранении мазута в обвалованных железобетонных резервуарах при температуре 60 – 70 °С годовые потери тепла составляют 630 – 880 МДж. Суточные потери тепла стального теплоизолированного резервуара вместимостью 10000 м<sup>3</sup> достигают 16,7 ГДж (при температуре атмосферного воздуха – 9°С), или в среднем 60

Вт/м<sup>2</sup>. Таким образом, потери тепла от одного резервуара эквивалентны работе 3100 шт. осветительных ламп накаливания мощностью 60 Вт каждая. При охлаждении основных резервуаров вместимостью 2000м<sup>3</sup> при – 20,4 °С потери составляют 97 Вт/м<sup>2</sup>. Значительны также потери тепла через кровлю основных резервуаров: зимой они составляют 60 % общих потерь тепла резервуара.

Циркуляционный подогрев мазута в основных резервуарах ТЭС, широко применяемый в мазутном хозяйстве, имеет существенные недостатки с точки зрения затрат энергии. Результаты испытаний [26] показали, что этот вид подогрева создает однородное температурное поле в объеме мазута. Следовательно, вблизи стенки резервуара поддерживается значительный температурный напор мазут – воздух, приводящий к более значительным потерям тепла в окружающую среду по сравнению, например, с потерями при подогреве мазута с помощью внутрирезервуарных подогревателей.

При циркуляционном подогреве затраты мощности на перекачивание мазута по циркуляционному контуру также довольно существенны. Если использовать данные по подогреву мазута в цистернах [16], тогда согласно приближенной оценке, можно отметить, что расход пара при циркуляционном подогреве мазута в резервуаре в 2 раза больше, чем при его разогреве посредством внутрирезервуарных подогревателей.

Местные подогреватели мазута (в зоне отбора) в основных резервуарах ТЭС и котельных наиболее экономичны (по сравнению с общерезервуарными и внешними), так как уменьшают потери тепла с поверхности резервуара. Однако при использовании внутрирезервуарных подогревателей необходима интенсификация теплоотдачи со стороны мазута [17].

Пока остается нерешенной проблема расширенного внедрения электроподогрева при эксплуатации мазутных хозяйств ТЭС и котельных [18].

Промышленные испытания [19] показали, что для газомазутных ТЭС наиболее эффективен электроподогрев резервуаров и мазутопроводов. Коэффициент полезного действия использования располагаемой энергии при электроподогреве в 3 раза выше, чем при подогреве паром. Этот процесс легко

автоматизировать, он прост в регулировании и обеспечивает мгновенный переход ТЭС от одного вида топлива к другому. Электроподогрев полностью исключает обводнение мазута, которое существенно снижает коэффициент полезного действия котлов.

Также, актуальна проблема недогрева мазута в подогревателях мазута перед котлом [8]. Для обеспечения номинальной работы основных мазутоподогревателей очень важно выдерживать нормативные параметры пара, используемого для подогрева мазута. Нередко на ТЭС допускается подача на подогреватели пара с пониженными параметрами. Так, снижение температуры пара приводит к недогреву мазута. Для необходимого подогрева последнего приходится устанавливать дополнительные подогреватели, т.е. увеличивать поверхность нагрева и соответственно повышать расход пара. Если исключить рост капитальных затрат, связанных с установкой дополнительных подогревателей мазута, то, необходимая температура мазута перед котлом достигается вынужденным перегревом мазута (по сравнению с нормативом) в основных резервуарах до уровня предельно допустимых температур (90 °С). Очевидно, что при этом резко увеличиваются (по сравнению с проектными) потери тепла от резервуаров. Например, при температуре атмосферного воздуха 0 °С они повышаются в 1,5 раза [2].

При неудовлетворительной работе конденсационных горшков из подогревателей мазута выходит не конденсат, а пароводяная смесь. В результате скрытая теплота парообразования не используется полностью, что также вызывает значительные потери тепла. Для удержания заданной температуры подогрева мазута и в этом случае приходится увеличивать расход пара [26].

Высокий уровень нормативных температур в основных резервуарах мазутного хозяйства ТЭС и котельных приводит к существенным потерям мазута (до 0,3–9,6% объема резервуара в год) и к сильной загазованности атмосферного воздуха из-за испарения мазута со свободной поверхности топлива в резервуаре [27].

На основе анализа проблем, связанных с использованием нормативной технологии эксплуатации мазутного хозяйства ТЭС (и котельных) и соответствующих этой технологии потерь тепла, необходимо сделать следующие замечания [26]:

нормативные документы, регламентирующие режимы эксплуатации мазутного хозяйства ТЭС в настоящее время, разработаны десятки лет тому назад; как выполнение этих документов, так и создание основного парка действующего энергооборудования относятся к эпохе относительно дешевого топлива;

низкая экономичность оборудования и энергорасточительность существующей технологии хранения и подготовки мазута к сжиганию в котлах в определенной мере объясняются именно этим обстоятельством;

иррациональность существующего способа хранения мазута в основных резервуарах не вызывает сомнений специалистов-энергетиков с позиции современных оценок – огромные потери тепла в рассматриваемом случае не могут быть оправданы при нынешних общепринятых взглядах на экономию энергоресурсов и защиту окружающей среды (фактические потери тепла от основных резервуаров приведены в) [20–23].

В настоящее время, когда во всех странах энергосбережение возведено в ранг государственной политики, необходимы всемерное совершенствование технологии хранения мазута на ТЭС и в котельных и модернизация существующего оборудования.

### **1.2.2 Способы и задачи энергосбережения в мазутном хозяйстве**

Примерно с 1960 г. проблеме потерь тепла от основных резервуаров мазутохранилищ стало уделяться большое внимание [28].

Для экономии энергии при хранении мазута в основных резервуарах ТЭС в случае отсутствия отбора мазута на котел предложен и промышленно испытан метод холодного хранения мазута (при полностью отключенном

подогреве резервуара) [19–23]. Доказаны экономическая целесообразность применения и необходимость широкого внедрения этого метода в практику работы ТЭС. При этом следует ожидать уменьшения потерь при испарении мазута. Использование указанного метода будет способствовать также улучшению экологической обстановки в районе ТЭС [21].

Однако метод холодного хранения обладает некоторыми недостатками. Так, разогрев резервуара после длительного холодного хранения мазута до нормативного уровня температур 60 – 70 °С перед подачей его в котел осуществляется довольно долго: 30 – 80 часов и более. При обычной (нормативной) технологии подачи мазута на котел газомазутной ТЭС рассматриваемое обстоятельство не обеспечивает мгновенный переход ТЭС на сжигание мазута при внезапном (внеплановом) прекращении подачи газа. В современных условиях работы ТЭС (возможна техногенная авария или теракт на газопроводе) этот недостаток следует признать весьма существенным. Тем не менее для резервуаров мазута, находящихся в относительно глубоком резерве, метод холодного хранения следует использовать повсеместно [22].

Для исключения затрат тепла на подогрев мазута в резервуаре как при хранении, так и при его отборе на котел специалистами Уралтехэнерго было предложено полностью отказаться от подогрева мазута в основных резервуарах [21]. Промышленные испытания на ряде ТЭЦ показали возможность отбора застывшего мазута на котел посредством эжекции с помощью высокотемпературных струй мазута, подаваемых в резервуар от некоторого внешнего источника [22].

Снижение температуры мазута в резервуарах существенно уменьшает скорость осаждения кокса, а также потери тепла и топлива путем испарения [23].

Теплоизоляция энергооборудования – один из главных резервов энергосбережения. Однако с течением времени она «стареет», загрязняется, усаживается, изменяет структуру. Эти факторы в совокупности с недоброкачественным монтажом теплоизоляции, отсутствием должного

контроля за ее состоянием, несвоевременными ремонт и модернизацией, применением устаревающих видов изоляции приводят к значительному увеличению потерь тепла по сравнению с обоснованным уровнем.

В зарубежной энергетике как минимум 25 лет назад отказались от выбора параметров изоляции (толщины, вида) по универсальным таблицам. Рост стоимости энергии значительно повысил требования к ее параметрам. В США и в других странах для каждого конкретного объекта с помощью специальных программных продуктов, учитывающих множество факторов, определяется экономически выгодная толщина тепловой изоляции. В начале 80-х годов ее расчетная экономически оптимальная толщина оказалась примерно на 60 % больше используемой в США прежде [32]. В этот период времени в практику в качестве теплоизоляции активно внедрялся пенополиуретан, применение которого в резервуарах отечественного мазутного хранилища довольно перспективно. Выяснилось, что он реально способен в 2,5 раза уменьшить потери тепла трубопроводов теплосетей по сравнению с минераловатной изоляцией [30]. Аналогичный эффект следует ожидать от применения пенополиуретана и для изоляции резервуаров мазутных хранилищ.

В зарубежной практике [33, 34] свободная поверхность горячих жидких промышленных продуктов теплоизолируется. Проработка способов теплоизоляции свободной поверхности мазута в резервуарах также необходима в отечественной энергетике, учитывая, что потери тепла и топлива с этой поверхности вызваны свободной конвекцией и испарением [32].

Следовательно, для энергосбережения актуальна задача всестороннего и радикального совершенствования изоляции резервуаров мазутного хозяйства ТЭС и котельных с обязательной оценкой ее рентабельности [35].

О нормативной технологии подогрева и хранения мазута в резервуарах мазутных хранилищ, а также об известных предложениях по ее улучшению необходимо знать, что [16]:

в настоящее время отсутствует рациональный, экономически и математически обоснованный, соответствующий современным требованиям технологический метод хранения мазута в основных резервуарах ТЭС (и котельных) в период, когда отбор мазута на котел не производится, и обеспечивающий мгновенный переход ТЭС на сжигание мазута при внезапном, внеплановом прекращении поступления газа;

отсутствует также экономичный технологический метод подогрева мазута в основном резервуаре ТЭС (и котельных) во время его отбора из резервуара в котел.

### **1.2.3 Новые предложения по энергосбережению в мазутном хозяйстве**

Для снижения финансовых затрат на подогрев мазута в основных резервуарах ТЭС и котельных (и для повышения КПД ТЭС) предлагается применять периодический подогрев мазута электрогрелками (или паром) с использованием электроэнергии по льготному тарифу в период ночных провалов нагрузки ТЭС. Как уже отмечалось, применение электроподогрева мазута внутри резервуара снимает недостатки, возникающие при использовании внешнего подогревателя и контура циркуляции [38].

Подогрев мазута только в период ночных (воскресных) провалов графика нагрузки позволит повысить экономичность ТЭС в это время суток путем увеличения ее нагрузки. Отсутствие расхода энергии на подогрев мазута при дневном пике нагрузки обеспечит заметное увеличение выработки электроэнергии на ТЭС для внешних потребителей [35].

Использование внешними котельными для электроподогрева мазута льготного ночного тарифа на электроэнергию гарантирует котельным многократное снижение финансовых расходов на подогрев мазута в основных резервуарах [33].

Возможность применения периодического (циклического) только ночного подогрева обусловлена медленным остыванием основных

резервуаров мазута (приблизительно по закону регулярного теплового режима)  $0,45 - 2,1$  °C в сутки [19–23].

Следовательно, основные резервуары мазутного хозяйства в качестве электротеплоаккумулирующих установок могут и должны участвовать в регулировании пиковых и полупиковых нагрузок суточного графика работы ТЭС (благодаря возможности «заряда» их энергией в часы ночного провала графика нагрузки ТЭС).

Для реализации изложенных соображений в [2] предлагается:

- разработать и математически обосновать энергосберегающий способ (технология) хранения мазута в основных резервуарах ТЭС и котельных с периодическим подогревом электрогрелками (или паром) в период эксплуатации резервуара, когда отбор мазута из последнего на котел не производится, при этом должен обеспечиваться мгновенный переход ТЭС (или котельной) на сжигание мазута при внезапном, внеплановом прекращении подачи газа;

- выполнить и аргументировать энергосберегающую технологию циклического подогрева мазута электрогрелками (или паром) в основном резервуаре ТЭС (или котельной) в период отбора мазута из резервуара на котел.

Следует подчеркнуть, что указанные задачи являются новыми как в теории проектирования, так и в практике эксплуатации мазутного хозяйства ТЭС и котельных.

Производственные технологические карты режимов работы реальных резервуаров мазутных хозяйств необходимо получить с помощью достаточно строгих математических моделей процессов периодического подогрева и охлаждения резервуаров с мазутом, построенных на основе современных численных методов нестационарной теплопроводности и конвекции с подробным учетом особенностей краевых условий объектов и применением рациональных представлений о квазистационарных процессах.

Основываясь на изучении интенсификации теплообмена в условиях свободной [44] и вынужденной [45] конвекции в каналах и около пластины, можно предложить новую конструкцию внутри резервуарного электроподогревателя мазута и методику его теплового расчета. Интенсивность теплоотдачи этого подогревателя, вероятно, в 4 – 5 раз превысит теплоотдачу серийных образцов [46].

Для исключения недогрева мазута в основных подогревателях мазута перед котлом (из-за пониженной температуры мазута в резервуаре или по другим причинам), а также для повышения их теплогидравлического качества (т.е. для экономии энергии) и обеспечения форсированного подогрева мазута при использовании оценок [47] предложен рациональный способ увеличения теплопроизводительности подогревателей мазута путем модернизации трубных пучков серийных подогревателей (без изменения их конструкции) в результате использования интенсификаторов теплообмена со стороны мазута (в трубах). Для увеличения теплоотдачи параметры интенсификаторов теплообмена изменяются по отдельным ходам последнего в трубах по мере изменения режимов течения мазута в зависимости от уровня его подогрева. Модернизация пучков труб может быть проведена в производственных мастерских любой ТЭС [46].

### **1.3 Нормативная методика теплового расчета резервуаров для хранения резервных топлив ТЭС и котельных**

Расчет тепловых потерь в соответствии с нормативной методикой [2] заключается в следующем:

Вычисляем потери в окружающую среду через стенку резервуара, Вт:

$$q_{\text{ст}} = F_{\text{ст}} \cdot k_{\text{ст}} \cdot (t_{\text{м}} - t_{\text{oc}}). \quad (1.3.1)$$

Площадь боковой поверхности стенки резервуара, м<sup>2</sup>:

$$F_{\text{ст}} = \pi \cdot d \cdot h. \quad (1.3.2)$$

Коэффициент теплопередачи через стенку в воздух, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k_{\text{ст}} = \frac{1}{\frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{\delta_{\text{из1}}}{\lambda_{\text{из}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{ст}}}}. \quad (1.3.3)$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к воздуху, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha_{\text{ст}} = 0,023 \cdot \frac{\lambda_{\text{в}}}{d} \cdot \text{Re}_{\text{в}}^{0,8}. \quad (1.3.4)$$

Число Рейнольдса воздуха при обдувании резервуара ветром:

$$\text{Re}_{\text{в}} = \frac{w \cdot d}{\nu_{\text{в}}}. \quad (1.3.5)$$

Вычисляем потери в окружающую среду через крышу резервуара, Вт:

$$q_{\text{кр}} = F_{\text{кр}} \cdot k_{\text{кр}} \cdot (t_{\text{м}} - t_{\text{ос}}). \quad (1.3.6)$$

Площадь боковой поверхности крыши резервуара, м<sup>2</sup>:

$$F_{\text{кр}} = \pi \cdot \frac{d}{2} \cdot l. \quad (1.3.7)$$

Коэффициент теплопередачи через крышу в воздух, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k_{\text{кр}} = \frac{1}{\frac{\delta_{\text{кр}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{\delta_{\text{из2}}}{\lambda_{\text{из}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{кр}}}}. \quad (1.3.8)$$

Коэффициент теплоотдачи от крыши к воздуху [48], Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$\alpha_{\text{кр}} = 0,036 \cdot \frac{\lambda_{\text{в}}}{d} \cdot \text{Re}_{\text{в}}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,4}. \quad (1.3.9)$$

Вычисляем потери в грунт через днище наземного резервуара, Вт:

$$q_{r1} = F_{д1} \cdot k_{r1} \cdot (t_m - t_{r1}). \quad (1.3.10)$$

Площадь днища наземного резервуара, м<sup>2</sup>:

$$F_{д1} = \pi \cdot \frac{d^2}{4}. \quad (1.3.11)$$

Коэффициент теплопередачи через днище наземного резервуара в грунт, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k_{r1} = \frac{1}{\frac{\delta_{д}}{\lambda_{ст}} + \frac{\pi \cdot d}{8 \cdot \lambda_r}}. \quad (1.3.12)$$

Вычисляем потери в грунт через днище полуподземного резервуара, Вт:

$$q_{r2} = F_{д2} \cdot k_{r2} \cdot (t_m - t_{r2}). \quad (1.3.13)$$

Площадь днища полуподземного резервуара, м<sup>2</sup>:

$$F_{д2} = \left( \pi \cdot \frac{d^2}{4} + \pi \cdot d \cdot h_1 \right). \quad (1.3.14)$$

Коэффициент теплопередачи через днище полуподземного резервуара в грунт, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k_{r2} = \frac{1}{\frac{\delta_{д}}{\lambda_{ст}} + \frac{h_1}{\lambda_r}}. \quad (1.3.15)$$

Вычисляем потери в грунт через днище подземного резервуара, Вт:

$$q_{r3} = F_{д3} \cdot k_{r2} \cdot (t_m - t_{r2}). \quad (1.3.16)$$

Площадь дна подземного резервуара, м<sup>2</sup>:

$$F_{д3} = \left( \pi \cdot \frac{d^2}{4} + \pi \cdot d \cdot h_2 \right). \quad (1.3.17)$$

Коэффициент теплопередачи через дно полуподземного резервуара в грунт, Вт/(м<sup>2</sup>·К):

$$k_{r3} = \frac{1}{\frac{\delta_{д}}{\lambda_{ст}} + \frac{h_2}{\lambda_{г}}}. \quad (1.3.18)$$

## 2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ТЕПЛОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ «РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВА – ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА» И МЕТОД ЕЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Физическая постановка задачи

Рассматриваются типичные вертикальные цилиндрические стальные резервуары марки РВС–100 в наземном, полуподземном и подземном исполнениях. На рисунках 2.1.1 – 2.1.3 показаны схематические изображения рассматриваемых объектов.

Для рассматриваемых случаев решаются двумерные стационарные задачи теплопроводности в системе «резервуар для хранения топлива – окружающая среда».

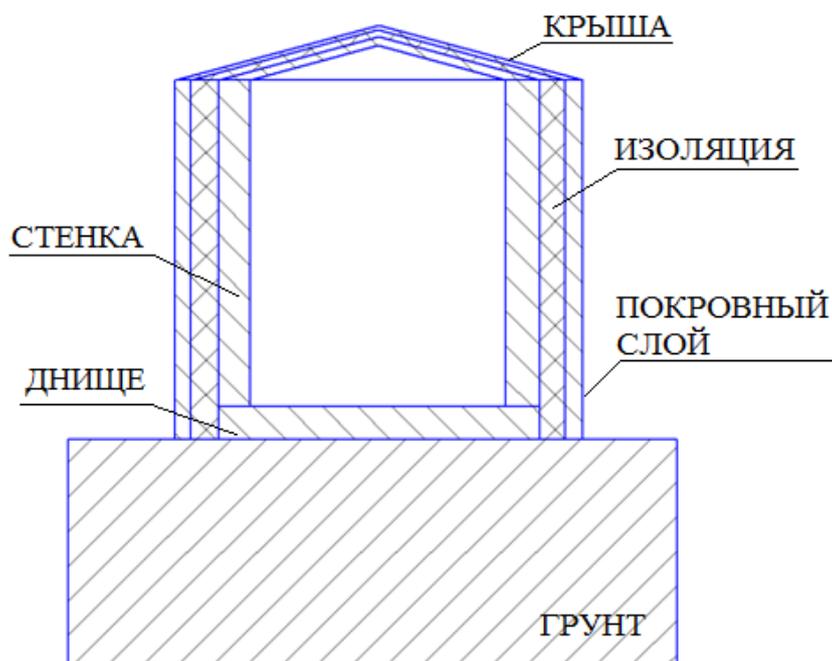


Рисунок 2.1.1. Схематическое изображение наземного вертикального стального цилиндрического резервуара для хранения резервного топлива.

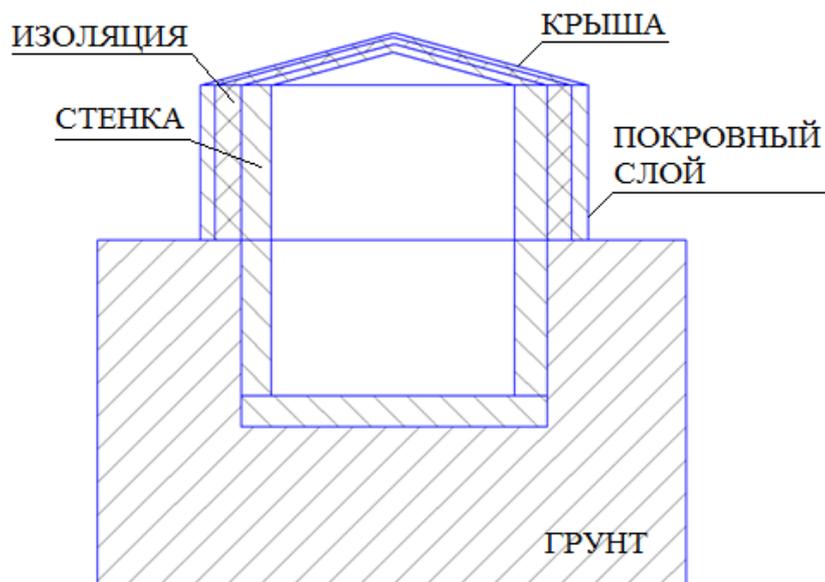


Рисунок 2.1.2. Схематическое изображение полуподземного вертикального стального цилиндрического резервуара для хранения резервного топлива.

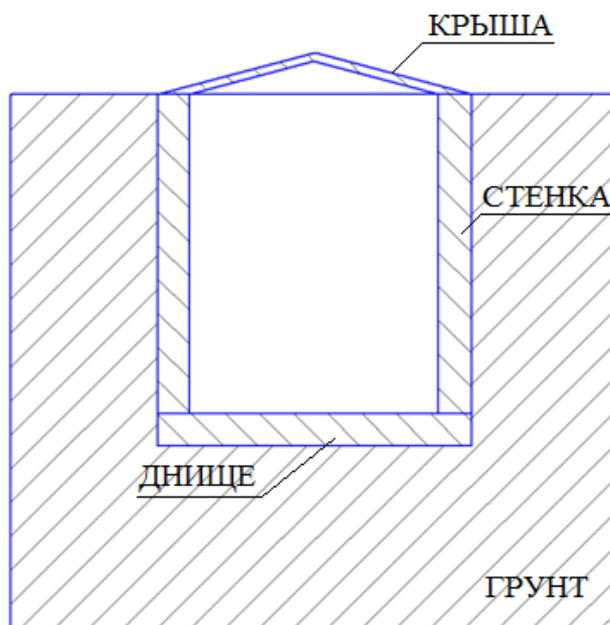


Рисунок 2.1.3. Схематическое изображение подземного вертикального стального цилиндрического резервуара для хранения резервного топлива.

Геометрические характеристики резервуара представлены в таблице 2.1.1 [3].

Таблица 2.1.1 Геометрические параметры резервуара марки РВС–100

Наименование параметра	Величина параметра
Номинальный объем, м <sup>3</sup>	100
Внутренний диаметр стенки, мм	4790
Высота резервуара, мм	6000
Толщина стенки, мм	5
Толщина изоляции, мм	50

При постановке задачи были приняты следующие основные допущения:

1. Теплофизические характеристики материалов являются постоянными и известными величинами.
2. Не рассматривается теплоперенос в объеме резервуара.
3. Предполагается, что на внутренней поверхности резервуара поддерживается постоянная температура, равная температуре хранения топлива.
4. Не учитывается наличие фазовых переходов.
5. На границах между слоями выполняются условия идеального теплового контакта.
6. Не учитывается термическое сопротивление металлических стенок резервуара.
7. Граница раздела между талым и мерзлым грунтом имеет постоянную температуру, равную 273 К.

Принятые допущения не накладывают принципиальных ограничений на общность постановки задачи и отражают достаточно реальные режимы работы резервуаров для хранения резервных топлив ТЭС и котельных.

## 2.2 Математическая модель

Процессы переноса тепла для рассматриваемых объектов (рисунки 2.1.1 – 2.1.3) будут описываться следующими уравнениями теплопроводности:

$$\nabla^2 T_p = 0, \quad (2.2.1)$$

$$\nabla^2 T_{\Gamma\Gamma} = 0, \quad (2.2.2)$$

$$\nabla^2 T_{\Gamma\Gamma\Gamma} = 0, \quad (2.2.3)$$

На внутренней поверхности корпуса резервуара поддерживается постоянная температура:

$$T_{p,1} = T_M = \text{const}. \quad (2.2.4)$$

В местах соприкосновения слоев выполняются условия идеального теплового контакта:

$$\lambda_p \text{grad}(T_{p,2}) = \lambda_{\Gamma\Gamma} \text{grad}(T_{\Gamma\Gamma,2}); \quad T_{p,2} = T_{\Gamma\Gamma,2}; \quad (2.2.5)$$

$$\lambda_{\Gamma\Gamma} \text{grad}(T_{\Gamma\Gamma,3}) = \lambda_{\Gamma\Gamma\Gamma} \text{grad}(T_{\Gamma\Gamma\Gamma,3}); \quad T_{\Gamma\Gamma,3} = T_{\Gamma\Gamma\Gamma,3} = T_{\Gamma}; \quad (2.2.6)$$

$$\lambda_p \text{grad}(T_{p,4}) = \lambda_{\Gamma\Gamma\Gamma} \text{grad}(T_{\Gamma\Gamma\Gamma,4}); \quad T_{p,4} = T_{\Gamma\Gamma\Gamma,4}. \quad (2.2.5)$$

На границах взаимодействия рассматриваемых объектов с окружающей воздушной средой выставляются граничные условия III рода:

$$-\lambda_{\Gamma} \text{grad}(T_{\Gamma,5}) = \alpha(T_{\Gamma,5} - T_{\text{oc}}), \quad (2.2.7)$$

$$-\lambda_p \text{grad}(T_{p,6}) = \alpha(T_{p,6} - T_{\text{oc}}). \quad (2.2.8)$$

На достаточно большом расстоянии от резервуара в грунте градиенты температур равны нулю:

$$\text{grad}(T_{\Gamma\Gamma\Gamma}) = 0, \quad x \rightarrow \pm\infty, \quad y \rightarrow -\infty. \quad (2.2.9)$$

### 2.3 Метод решения

Рассматриваемая задача (2.2.1) – (2.2.9) решена при помощи программного комплекса с применением средств и функций пакета мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics [49] с использованием модуля General Heat Transfer [49].

Исследования проводились на неравномерной конечно-элементной сетке. Количество элементов выбиралось из условий сходимости решения, сгущение сетки проводилось с использованием подпрограммы Mesh COMSOL Multiphysics, основанной на методе Делоне [50]. На рисунках 2.3.1 – 2.3.3 приведены примеры сеточных областей для рассматриваемых вариантов размещения резервуаров.

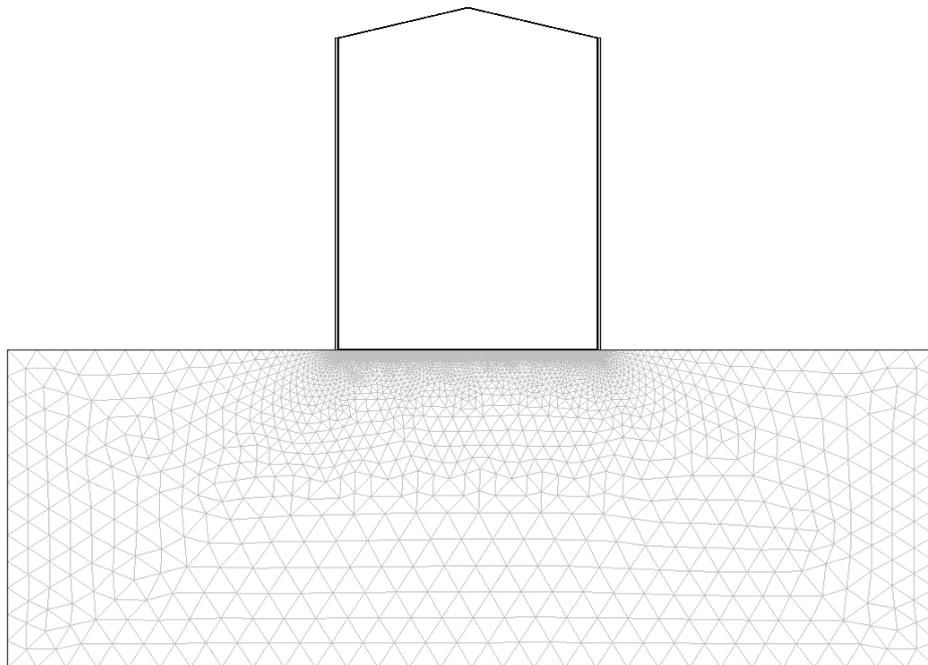


Рисунок 2.3.1. Расчетная сетка для наземного вертикального стального цилиндрического резервуара.

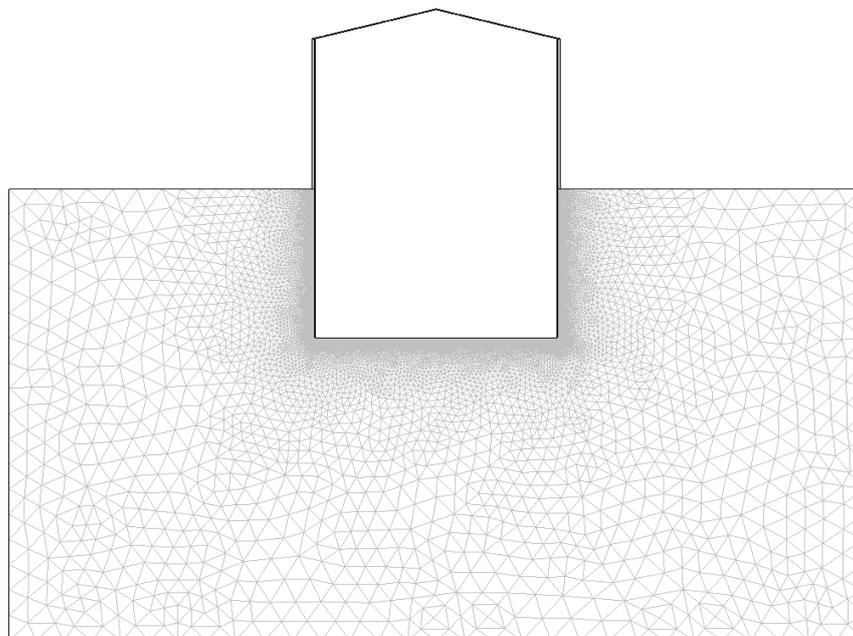


Рисунок 2.3.2. Расчетная сетка для полуподземного вертикального стального цилиндрического резервуара.

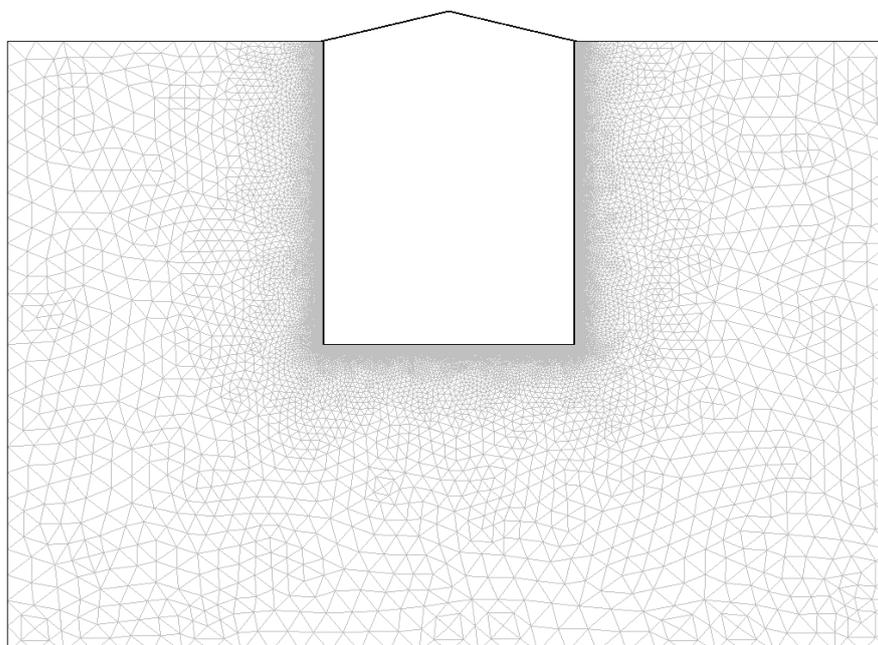


Рисунок 2.3.3. Расчетная сетка для подземного вертикального стального цилиндрического резервуара.

Модуль General Heat Transfer (GHT) предназначен для моделирования процессов теплопереноса в произвольной комбинацией механизмов передачи тепла (теплопроводность, конвекция и излучение). Теплопередачу излучением можно рассматривать как излучение с поверхности на поверхность или с поверхности к окружающей среде. Модуль GHT содержит в себе краевые условия для слоев с высокой теплопередачей или наоборот задачи теплоизоляционных слоев [49].

К основным достоинствам GHT COMSOL Multiphysics можно отнести моделирование практически всех физических процессов теплопередачи, которые описываются дифференциальными уравнениями в частных производных (УРЧП). Задачи в COMSOL Multiphysics решаются методом конечных элементов. Программа содержит библиотеку УРЧП и различные средства для моделирования и симуляции. К ним относятся средства для геометрических построений, генераторы сетки, различные решатели для линейных и нелинейных задач и инструменты постобработки. COMSOL Multiphysics позволяет решать мультифизические задачи, где комбинируется произвольное число УРЧП и благодаря этому производится комплексный анализ физической модели [49].

Следует отметить, что предварительно, с использованием GHT COMSOL Multiphysics, была проведена серия тестовых расчетов процессов теплопередачи для тел классической формы при различных комбинациях граничных условий. Сопоставление результатов расчетов с известными литературными данными [51] показало отличное согласование между ними, что подтверждает адекватность результатов, получаемых с помощью GHT COMSOL Multiphysics.

Вследствие малой информативности результаты этого сопоставления в рукописи диссертации не приводятся.

### **3 ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ТОПЛИВ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ В УСЛОВИЯХ ОТТАИВАНИЯ ГРУНТА В ЗОНЕ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ**

#### **3.1 Исходные данные**

Исследования проводились для резервуара марки РВС–100. Геометрические характеристики рассматриваемого резервуара приведены в таблице 2.1.1.

При проведении численного моделирования предполагалось, что температура внутренней поверхности резервуара имеет постоянное значение, равное температуре хранящегося топлива  $T_m = 60$  °С. Температура окружающей среды принималась равной среднемесячным температурам наружного воздуха для города Томск (таблица 3.1.2) [29]. Коэффициенты теплоотдачи принимались равными  $\alpha = 5; 20; 35$  Вт/(м<sup>2</sup> К), согласно СНиП [53].

Несмотря на то, что при постановке задачи предполагалось использование расчетной области для грунта неограниченных размеров, при проведении численного моделирования использовалась расчетная область размерами 25 метров в глубину и 45 м в стороны от симметрии для наземного, полуподземного и подземного резервуаров. Размеры расчетной области выбирались на основании серии предварительных численных экспериментов, таким образом, что бы изменение градиентов температур на границах области не превышало 0.5 %.

В таблицах 3.1.1 и 3.1. приведены теплофизические характеристики материалов, использовавшиеся при проведении исследований [54] и значения среднемесячных температур наружного воздуха за отопительный период для города Томск [29].

Таблица 3.1.1 Теплофизические характеристики материалов.

Материал	Тепловая изоляция	Грунт			
		Глинистый		Песчаный	
		Талый	Мерзлый	Талый	Мерзлый
$\lambda$ , Вт/(м·К)	0,046	1,1	1,3	2,3	3,7
$c$ , Дж/(кг·К)	840	1231	959	1486	1005
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	150	1700	1700	2000	2000

Таблица 3.1.2. Среднемесячная температура наружного воздуха г.Томск

Месяцы	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель
Температура наружного воздуха, °С	-10,4	-17,5	-19,2	-16,7	-10,1	-0,1

### 3.2 Результаты численного анализа тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне их размещения

Основные результаты исследования тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при оттаивании грунта в зоне их размещения в зависимости от значений коэффициентов теплоотдачи приведены в таблицах 3.2.1 - 3.2.9.

В таблицах 3.2.4 - 3.2.9. приведены величины тепловых потерь  $Q_1$  без учета оттаивания грунта и  $Q_2$  с учетом оттаивания грунта в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.

Результаты расчета тепловых потерь резервуаров по нормативной методике [1] представлены в таблицах 3.2.1 – 3.2.3. В таблицах 3.2.1 – 3.2.3 приведены значения тепловых потерь через крышу, днище и стенку резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных при значении коэффициента теплоотдачи равном 5 Вт/(м<sup>2</sup>К).

Таблица 3.2.1 Нормативные тепловые потери надземного резервуара

Месяц	$Q_{ГР}^{НОРМ}$ , Вт	$Q_{СТ}^{НОРМ}$ , Вт	$Q_{КР}^{НОРМ}$ , Вт	$\Sigma Q^{НОРМ}$ , Вт
Ноябрь	27,632	1850,798	162,143	2040,574
Декабрь	29,849	1999,321	175,155	2204,326
Январь	30,429	2038,164	178,558	2247,151
Февраль	29,576	1981,042	173,554	2184,172
Март	27,325	18302,,35	160,342	2017,902
Апрель	23,913	1601,739	140,324	1765,977

Таблица 3.2.2 Нормативные тепловые потери полуподземного резервуара

Месяц	$Q_{ГР}^{НОРМ}$ , Вт	$Q_{СТ}^{НОРМ}$ , Вт	$Q_{КР}^{НОРМ}$ , Вт	$\Sigma Q^{НОРМ}$ , Вт
Ноябрь	139,38	1446,939	139,87	1726,19
Декабрь	150,56	1539,091	146,282	1835,93
Январь	153,49	1563,012	154,31	1870,81
Февраль	149,19	1527,269	161,74	1838,2
Март	137,83	1433,367	166,88	1738,08
Апрель	120,62	1291,254	168,15	1580,02

Таблица 3.2.3 Нормативные тепловые потери подземного резервуара

Месяц	$Q_{ГР}^{НОРМ}$ , Вт	$Q_{КР}^{НОРМ}$ , Вт	$\Sigma Q^{НОРМ}$ , Вт
Ноябрь	1328,36	241,395	1569,755
Декабрь	1321,17	300,892	1622,062
Январь	1321,35	316,448	1637,798
Февраль	1327,01	297,230	1624,24
Март	1336,45	233,154	1569,604
Апрель	1344,98	341,626	1686,606

Таблица 3.2.4. Тепловые потери надземного резервуара в глинистом грунте.

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	Глинистый грунт		
			$Q_1$ , Вт	$Q_2$ , Вт	$\delta = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1733,08	1723,42	0,56
	Декабрь	-17,5	1907,88	1899,21	0,45
	Январь	-19,2	1949,72	1942,12	0,39
	Февраль	-16,7	1888,18	1878,92	0,49
	Март	-10,1	1726,01	1715,98	0,58
	Апрель	-0,1	1480,02	1469,05	0,74
20	Ноябрь	-10,4	2170,56	2162,78	0,36
	Декабрь	-17,5	2389,46	2381,36	0,34
	Январь	-19,2	2441,87	2433,62	0,34
	Февраль	-16,7	2364,79	2356,83	0,34
	Март	-10,1	2161,3	2153,67	0,35
	Апрель	-0,1	1852,98	1841,78	0,60
35	Ноябрь	-10,4	2260,07	2252,47	0,4
	Декабрь	-17,5	2488	2479,82	0,33
	Январь	-19,2	2542,58	2535,5	0,29
	Февраль	-16,7	2462,32	2455,84	0,26
	Март	-10,1	2250,44	2243,12	0,33
	Апрель	-0,1	1929,41	1918,13	0,58

Таблица 3.2.5. Тепловые потери надземного резервуара в песчаном грунте.

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{o.c.}, ^\circ\text{C}$	Песчаный грунт		
			$Q_1, \text{Вт}$	$Q_2, \text{Вт}$	$\delta = \frac{q_2 - q_1}{q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1812,22	1787,4	1,37
	Декабрь	-17,5	1994,99	1974,95	1,01
	Январь	-19,2	2038,75	2020,04	0,92
	Февраль	-16,7	1974,40	1953,99	1,03
	Март	-10,1	1804,49	1778,13	1,46
	Апрель	-0,1	1547,08	1536,12	0,71
20	Ноябрь	-10,4	2253,94	2231,68	0,99
	Декабрь	-17,5	2481,25	2464,79	0,66
	Январь	-19,2	2535,68	2521,56	0,56
	Февраль	-16,7	2455,64	2438,97	0,68
	Март	-10,1	2244,33	2221,60	1,01
	Апрель	-0,1	1924,18	1892,35	1,65
35	Ноябрь	-10,4	2344,51	2322,42	0,94
	Декабрь	-17,5	2580,97	2567,84	0,51
	Январь	-19,2	2637,58	2624,26	0,51
	Февраль	-16,7	2554,32	2540,2	0,55
	Март	-10,1	2334,52	2312,24	0,95
	Апрель	-0,1	2001,5	1969,44	1,6

Таблица 3.2.6. Тепловые потери полуподземного резервуара в глинистом грунте

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{0,c}$ , °С	Глинистый грунт		
			$Q_1$ , Вт	$Q_2$ , Вт	$\delta = \frac{q_2 - q_1}{q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1393,50	1369,48	1,72
	Декабрь	-17,5	1534,04	1512,32	1,41
	Январь	-19,2	1567,68	1548,72	1,21
	Февраль	-16,7	1517,71	1493,61	1,59
	Март	-10,1	1387,55	1363,71	1,72
	Апрель	-0,1	1189,62	1188,37	0,10
20	Ноябрь	-10,4	1774,16	1750,67	1,32
	Декабрь	-17,5	1953,10	1938,46	0,74
	Январь	-19,2	1995,94	1979,96	0,80
	Февраль	-16,7	1932,93	1917,19	0,81
	Март	-10,1	1766,61	1742,96	1,34
	Апрель	-0,1	1514,60	1488,49	1,72
35	Ноябрь	-10,4	1854,62	1831,2	1,26
	Декабрь	-17,5	2041,66	2027,05	0,72
	Январь	-19,2	2086,44	2070,41	0,77
	Февраль	-16,7	2020,58	2005,1	0,77
	Март	-10,1	1846,71	1823,1	1,28
	Апрель	-0,1	1583,28	1556,86	1,67

Таблица 3.2.7. Тепловые потери полуподземного резервуара в песчаном грунте

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{0,c}$ , °С	Песчаный грунт		
			$Q_1$ , Вт	$Q_2$ , Вт	$\delta = \frac{q_2 - q_1}{q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1593,02	1522,94	4,40
	Декабрь	-17,5	1753,69	1692,76	3,47
	Январь	-19,2	1792,16	1732,02	3,6
	Февраль	-16,7	1735,58	1672,04	3,7
	Март	-10,1	1586,24	1509,62	4,83
	Апрель	-0,1	1359,96	1337,43	1,66
20	Ноябрь	-10,4	1989,66	1938,04	2,59
	Декабрь	-17,5	2190,33	2151,94	1,75
	Январь	-19,2	2238,37	2191,25	2,11
	Февраль	-16,7	2167,72	2118,16	2,29
	Март	-10,1	1981,15	1935,86	2,29
	Апрель	-0,1	1698,56	1625,05	4,33
35	Ноябрь	-10,4	2073,14	2033,85	1,9
	Декабрь	-17,5	2282,22	2231,46	2,22
	Январь	-19,2	2332,29	2283,08	2,11
	Февраль	-16,7	2258,66	2206,94	2,29
	Март	-10,1	2064,31	2008,86	2,69
	Апрель	-0,1	1769,83	1682,55	4,93

Таблица 3.2.8. Тепловые потери подземного резервуара в глинистом грунте

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{o.c.}$ , °С	Глинистый грунт		
			$Q_1$ , Вт	$Q_2$ , Вт	$\delta = \frac{q_2 - q_1}{q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1179,91	1149,72	2,56
	Декабрь	-17,5	1298,92	1266,09	2,56
	Январь	-19,2	1327,40	1294,07	2,51
	Февраль	-16,7	1285,50	1257,1	2,21
	Март	-10,1	1174,88	1148,35	2,56
	Апрель	-0,1	1007,29	1004,91	0,24
20	Ноябрь	-10,4	1528,78	1499,22	1,93
	Декабрь	-17,5	1682,97	1663,68	1,15
	Январь	-19,2	1719,88	1703,41	0,96
	Февраль	-16,7	1665,59	1637,05	1,71
	Март	-10,1	1522,27	1495,99	1,73
	Апрель	-0,1	1305,11	1273,94	2,34
35	Ноябрь	-10,4	1603,62	1573,23	1,9
	Декабрь	-17,5	1765,68	1746,94	1,06
	Январь	-19,2	1804,42	1786,78	0,98
	Февраль	-16,7	1747,47	1719,09	1,62
	Март	-10,1	1597,1	1566,32	1,93
	Апрель	-0,1	1369,27	1337,73	2,3

Таблица 3.2.9. Тепловые потери подземного резервуара в песчаном грунте

$\alpha$ , Вт/ (м <sup>2</sup> К)	Месяцы	$t_{o,c}$ , °С	Песчаный грунт		
			$Q_1$ , Вт	$Q_2$ , Вт	$\delta = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_2} 100\%$
5	Ноябрь	-10,4	1432,18	1328,45	7,24
	Декабрь	-17,5	1576,62	1485,89	5,75
	Январь	-19,2	1611,21	1524,31	5,39
	Февраль	-16,7	1560,34	1469,06	5,85
	Март	-10,1	1426,08	1321,99	7,30
	Апрель	-0,1	1222,65	1208,54	1,15
20	Ноябрь	-10,4	1802	1701,48	5,58
	Декабрь	-17,5	1983,74	1924,08	3,01
	Январь	-19,2	2027,26	1966,97	2,97
	Февраль	-16,7	1963,26	1897,43	3,35
	Март	-10,1	1794,3	1732,15	3,46
	Апрель	-0,1	1538,36	1437,3	6,57
35	Ноябрь	-10,4	1880,97	1781,4	5,29
	Декабрь	-17,5	2070,67	2013,29	2,77
	Январь	-19,2	2116,09	2060,48	2,63
	Февраль	-16,7	2049,29	1985,88	3,09
	Март	-10,1	1872,95	1813,16	3,19
	Апрель	-0,1	1605,77	1505,07	6,27

На рисунках 3.2.1 – 3.2.48 приведены типичные температурные поля в зонах размещения надземного и подземного резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта при значении коэффициента теплоотдачи 35 Вт/(м<sup>2</sup>К).

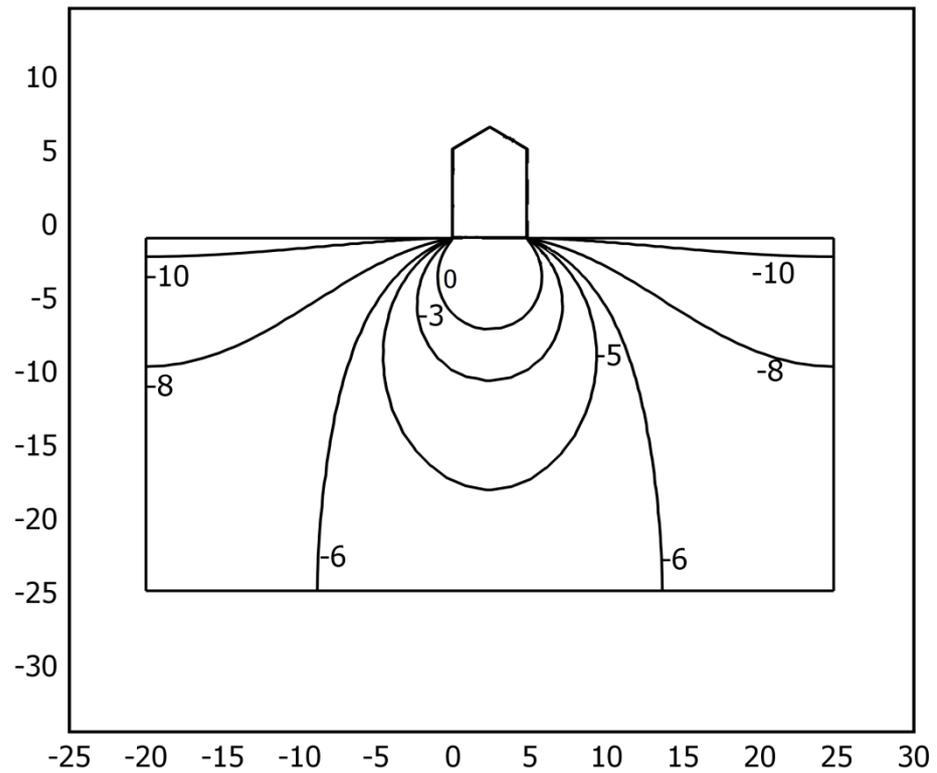


Рисунок 3.2.1 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в ноябре  $t = -10,4^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

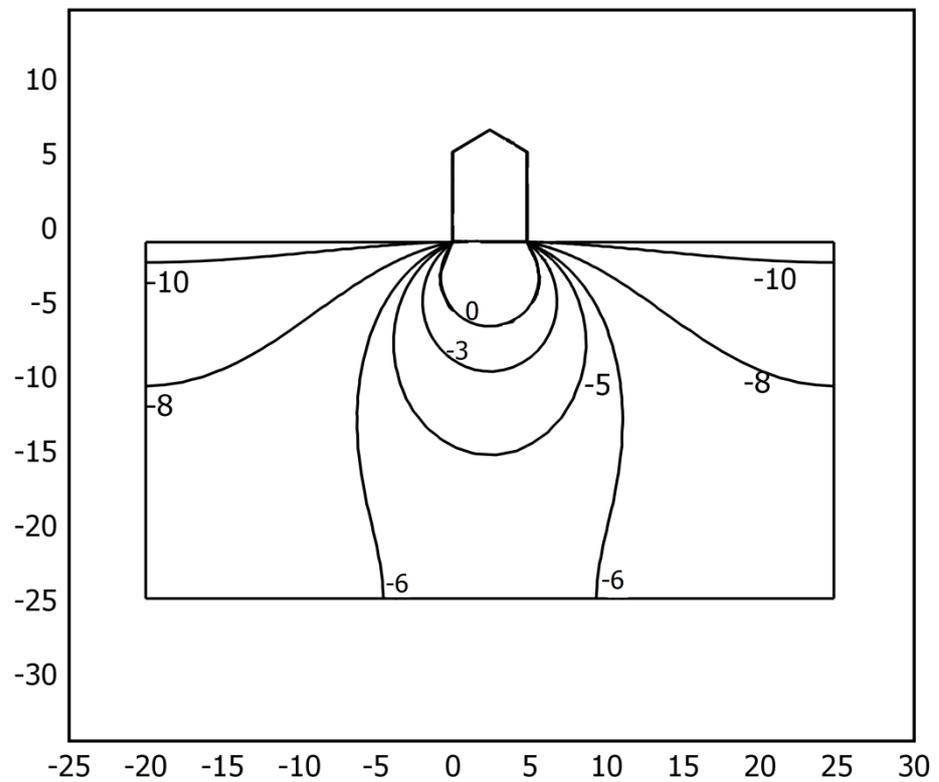


Рисунок 3.2.2 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в ноябре  $t = -10,4^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

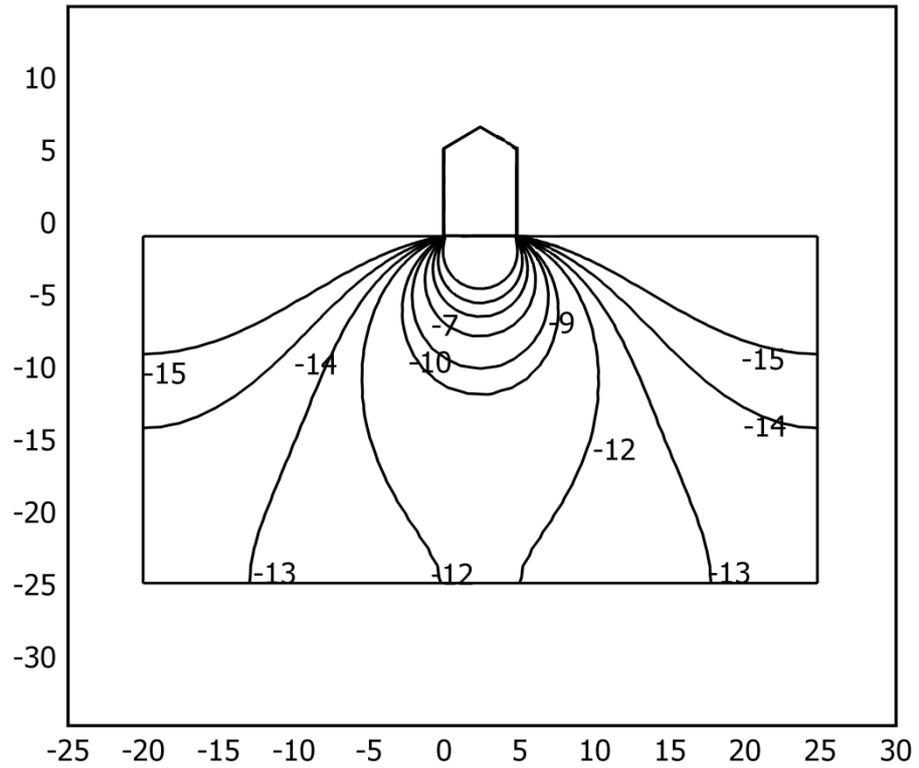


Рисунок 3.2.3 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

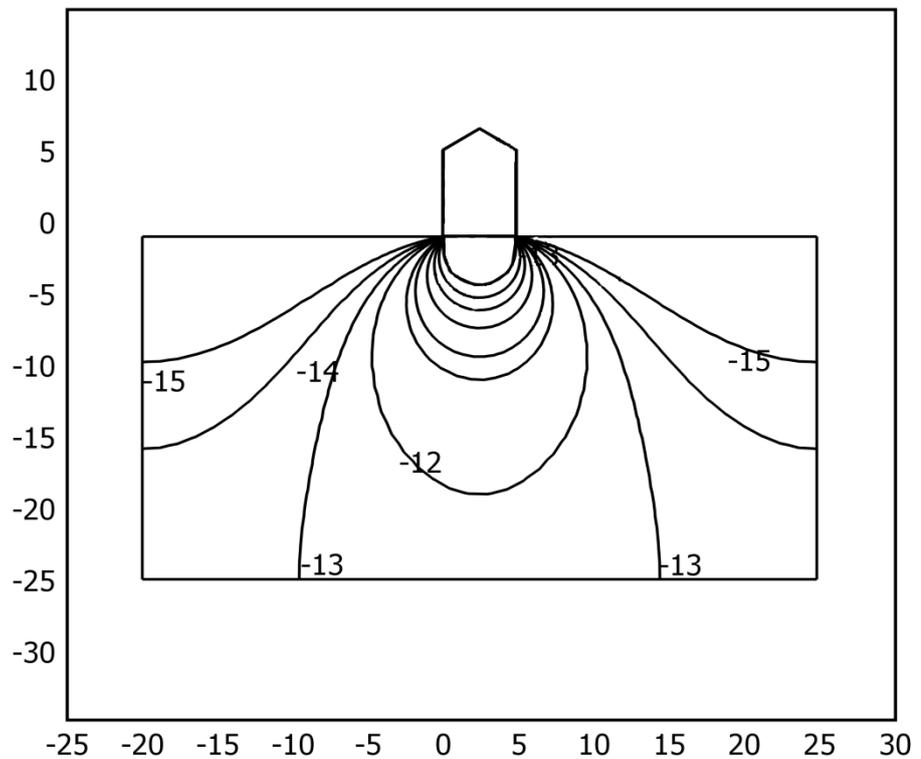


Рисунок 3.2.4 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

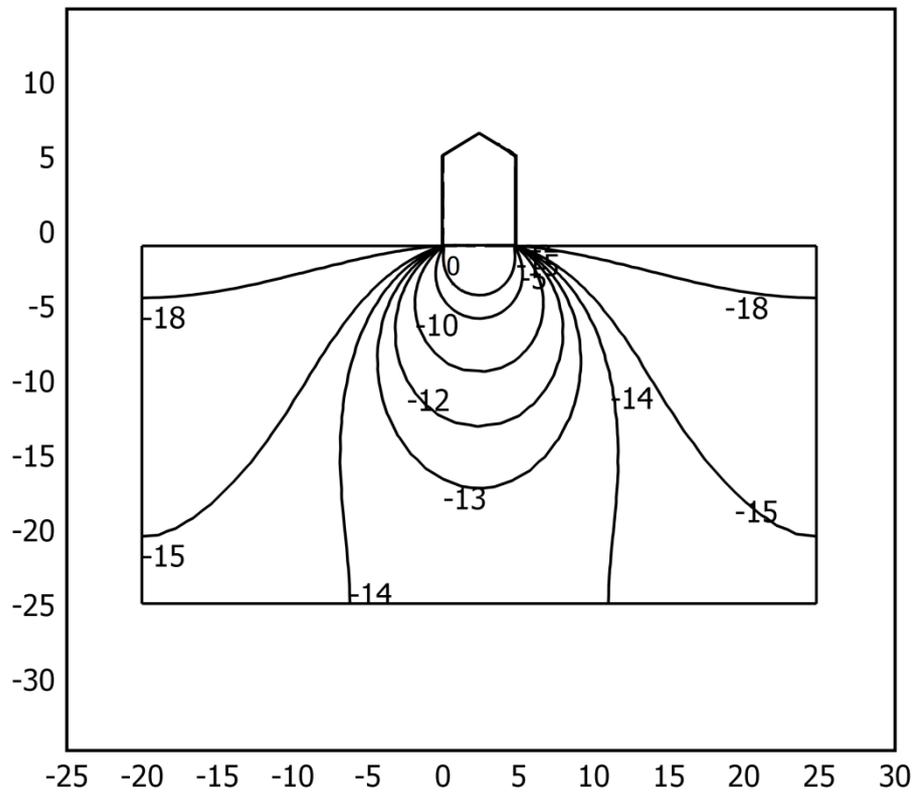


Рисунок 3.2.5 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

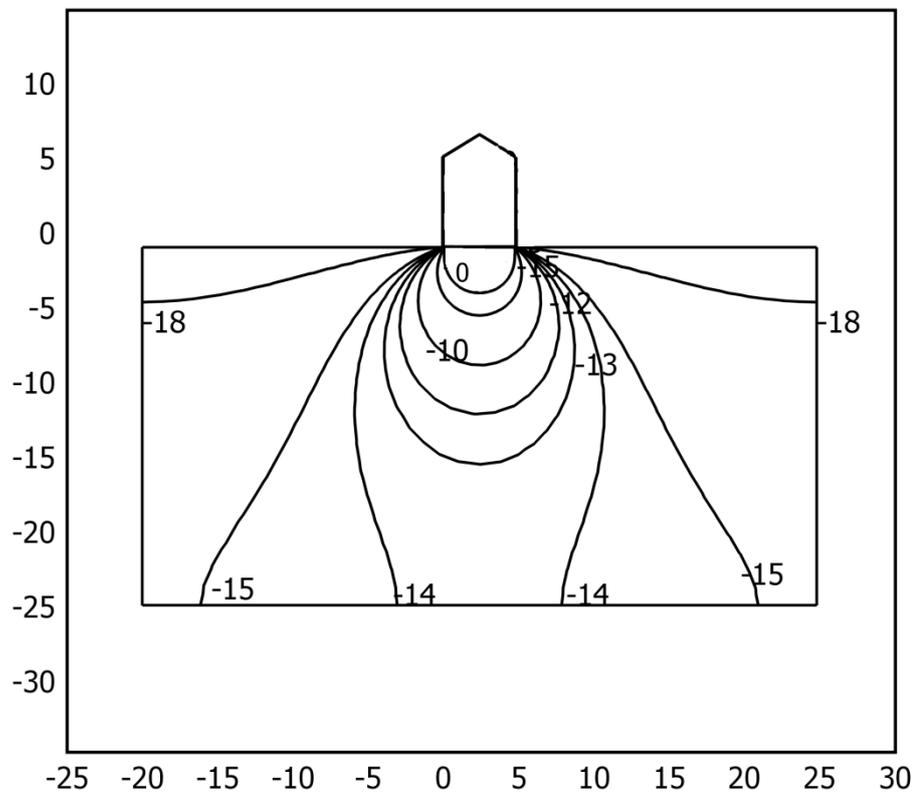


Рисунок 3.2.6 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

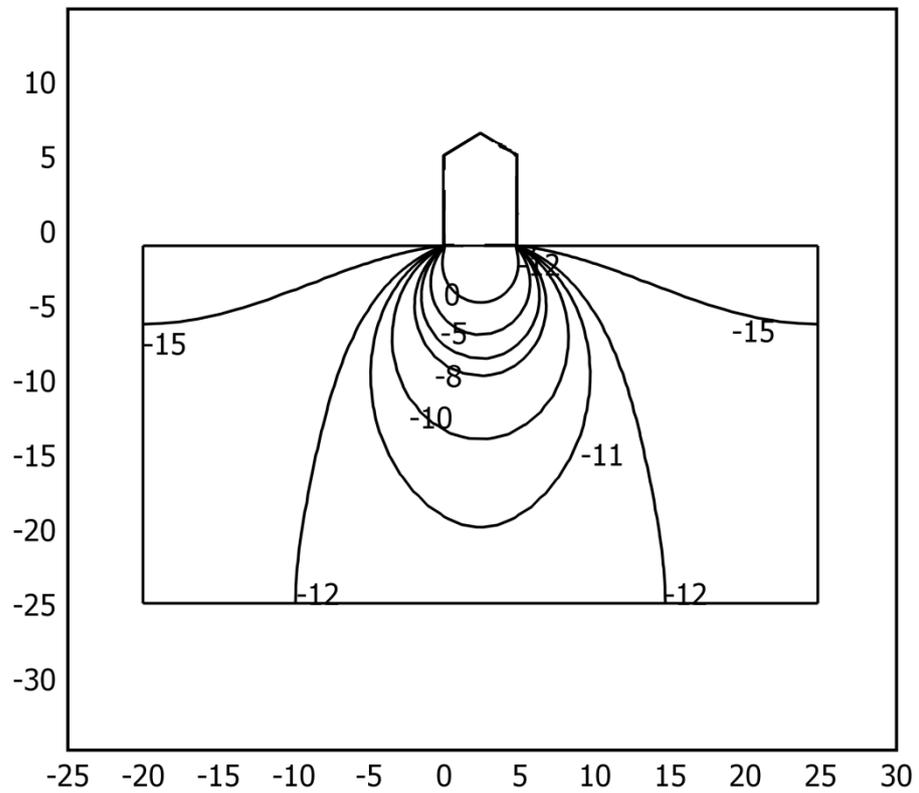


Рисунок 3.2.7 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в феврале  $t = - 16,7 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

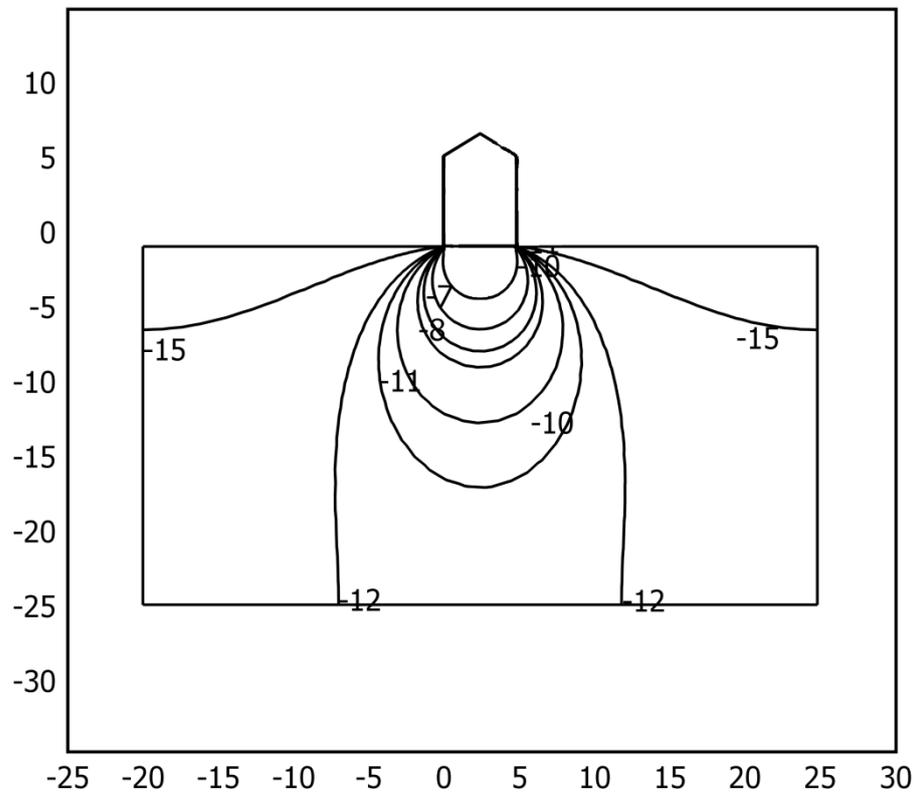


Рисунок 3.2.8 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в феврале  $t = - 16,7 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

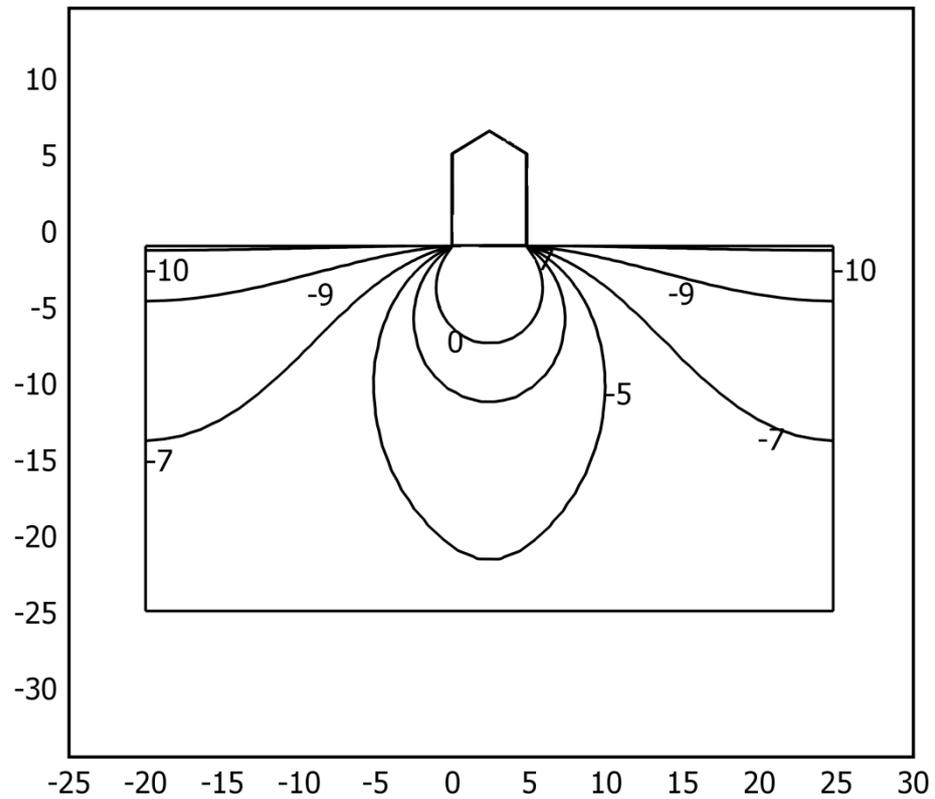


Рисунок 3.2.9 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

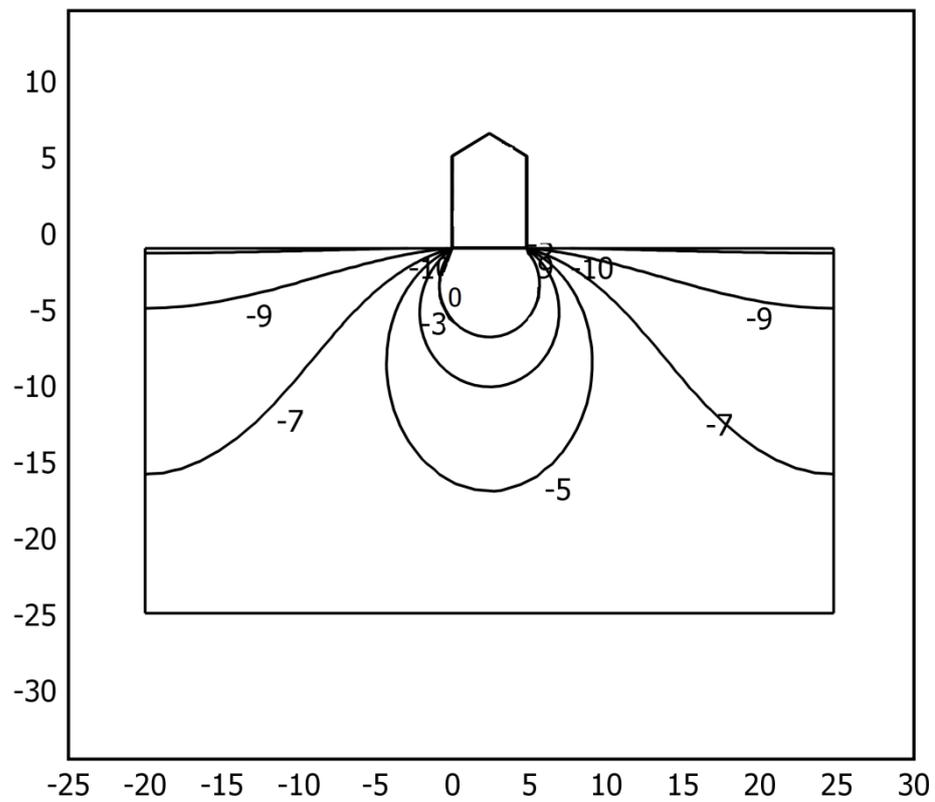


Рисунок 3.2.10 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

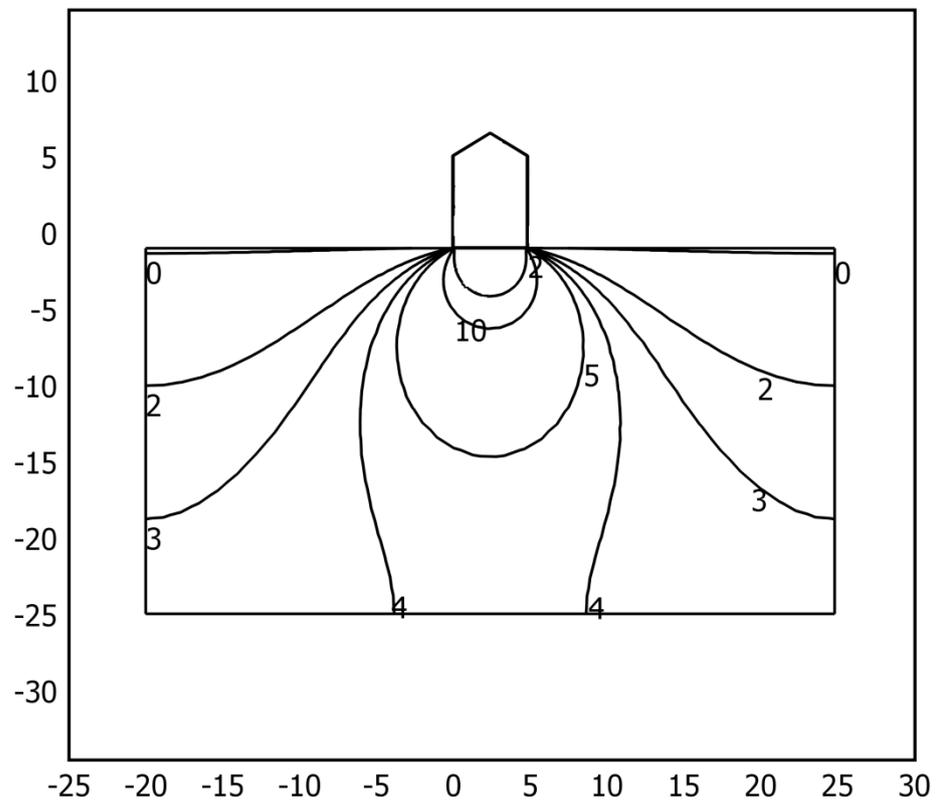


Рисунок 3.2.11 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в апреле  $t = -0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

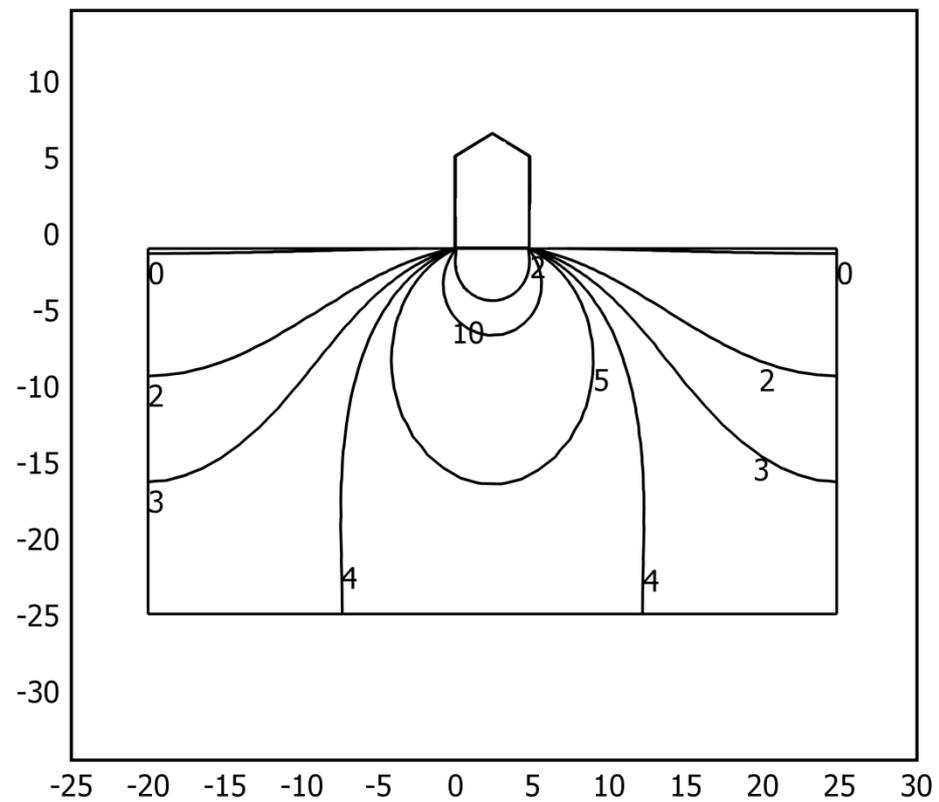


Рисунок 3.2.12 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в апреле  $t = -0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

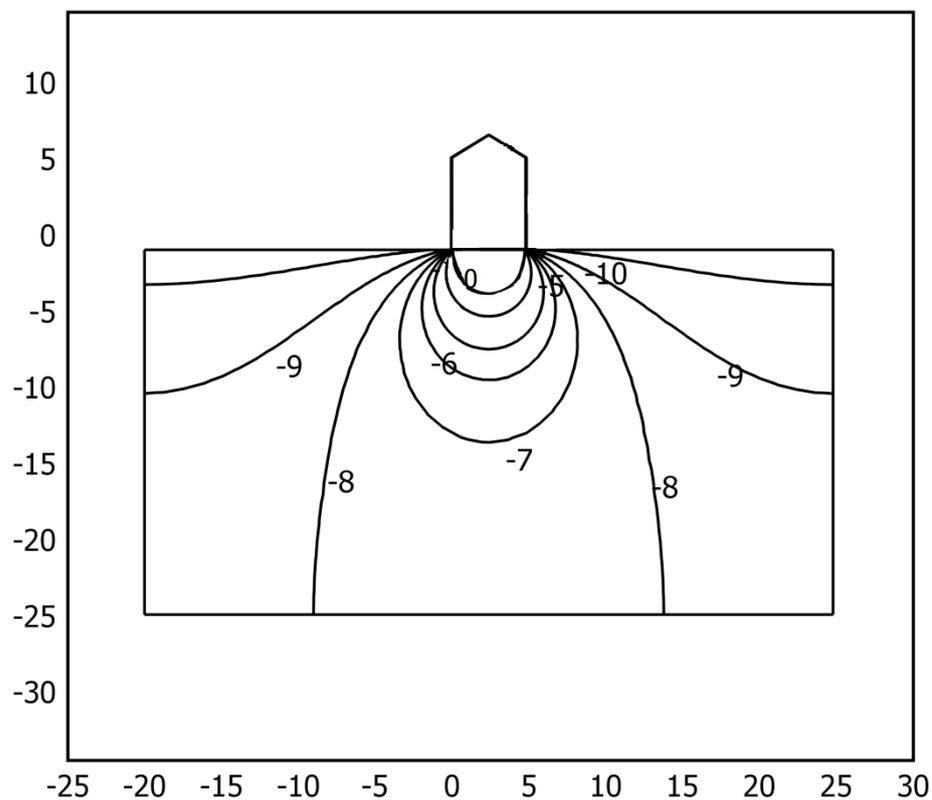


Рисунок 3.2.13 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в ноябре  $t = -10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

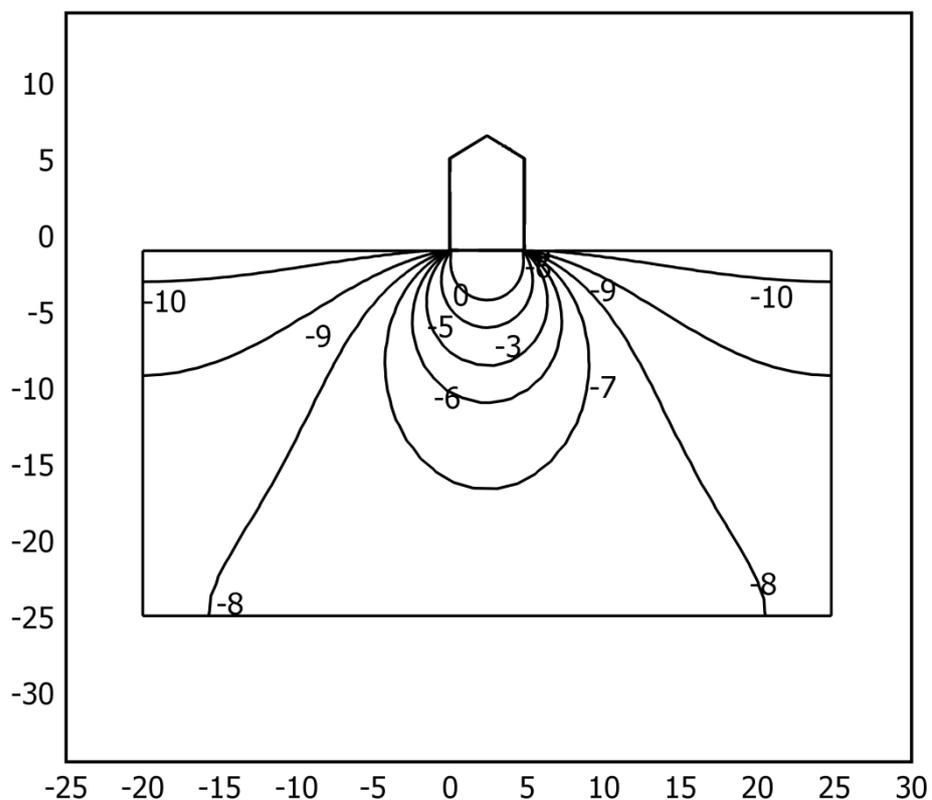


Рисунок 3.2.14 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в ноябре  $t = -10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

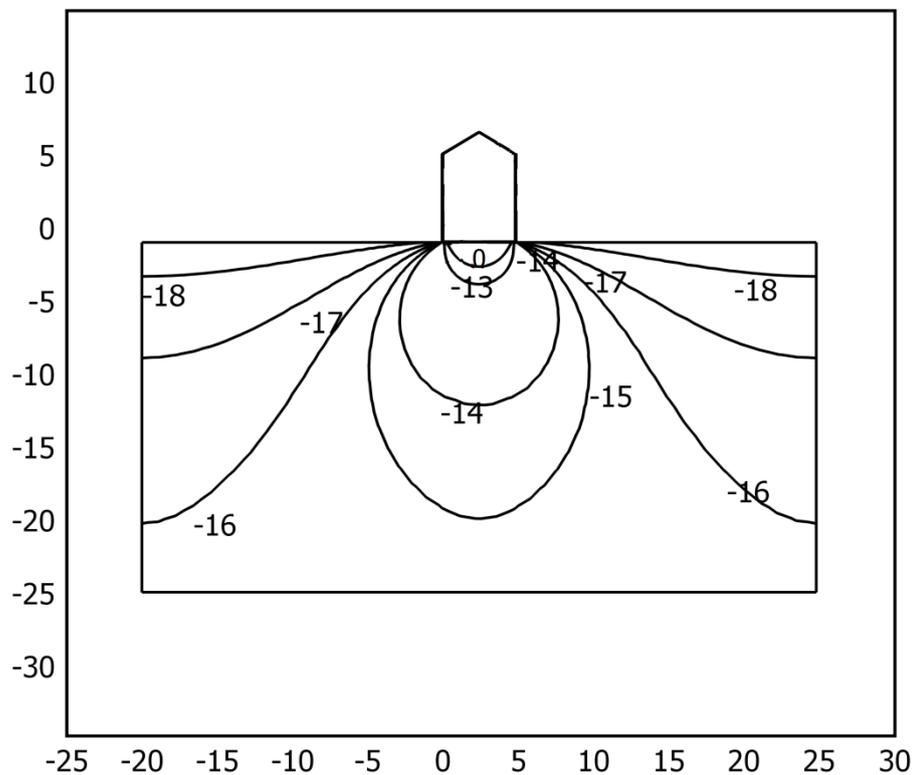


Рисунок 3.2.15 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

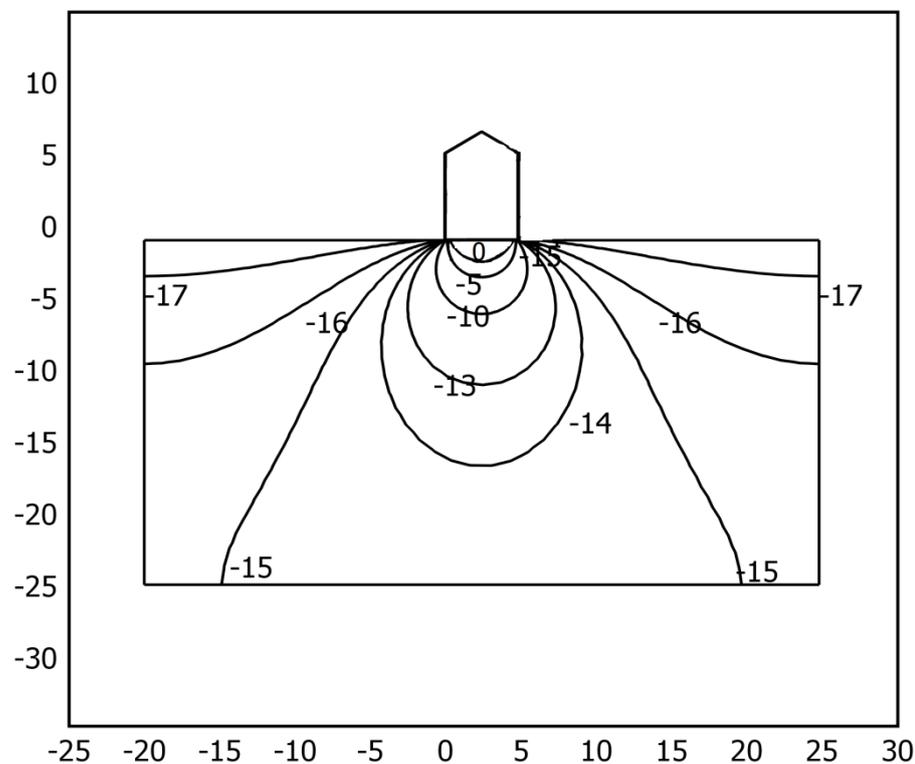


Рисунок 3.2.16 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

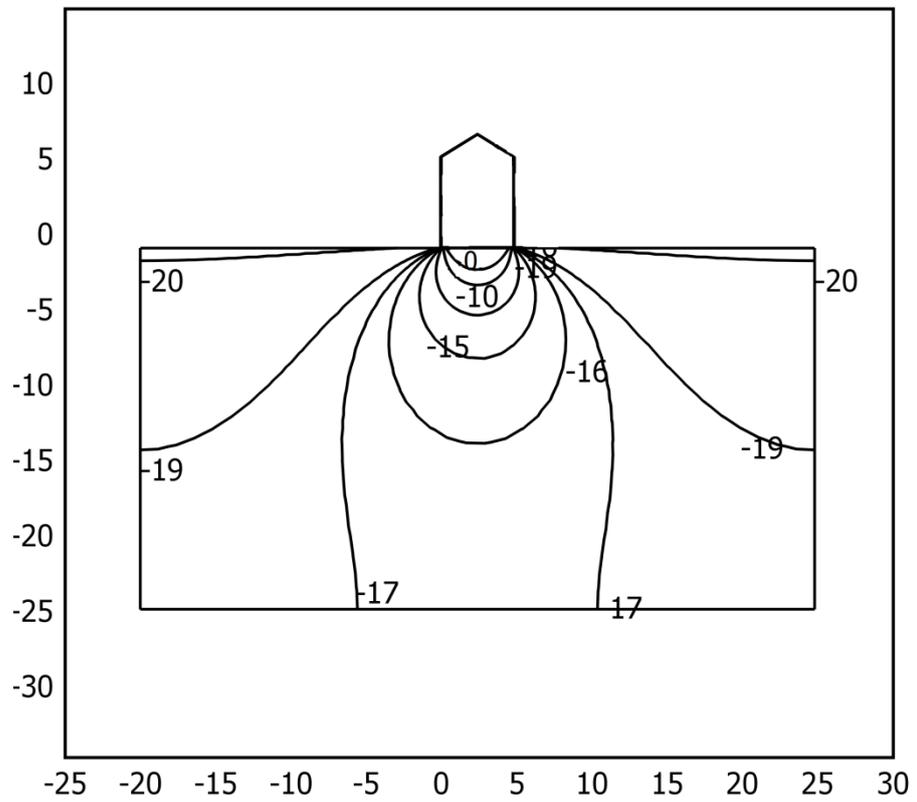


Рисунок 3.2.17 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

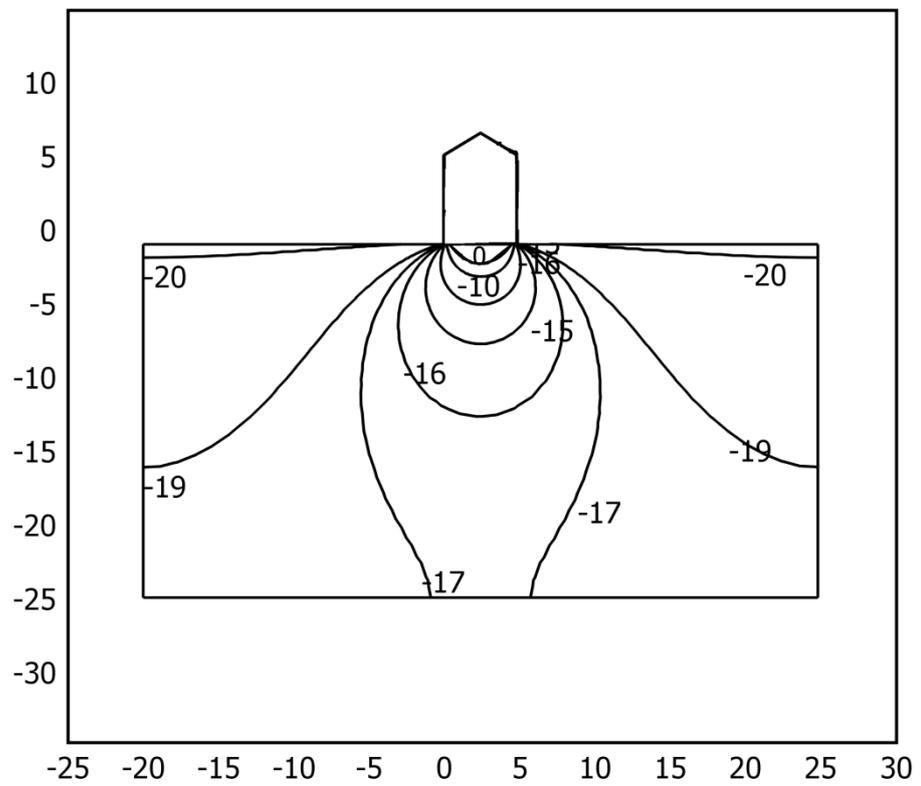


Рисунок 3.2.18 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

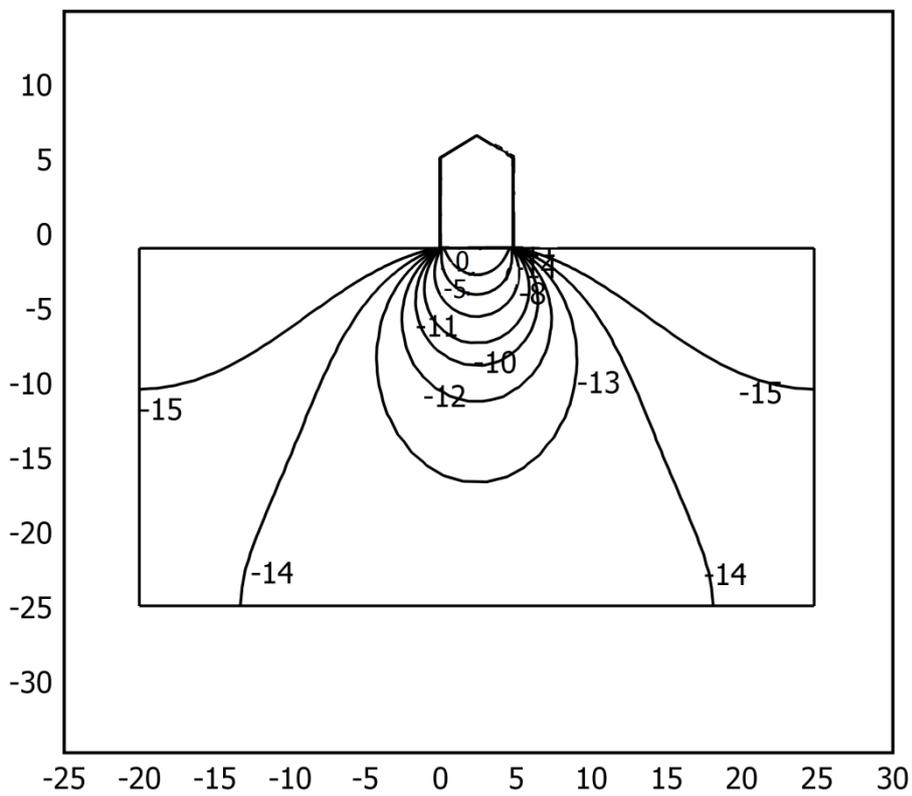


Рисунок 3.2.19 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в феврале  $t = - 16,7 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

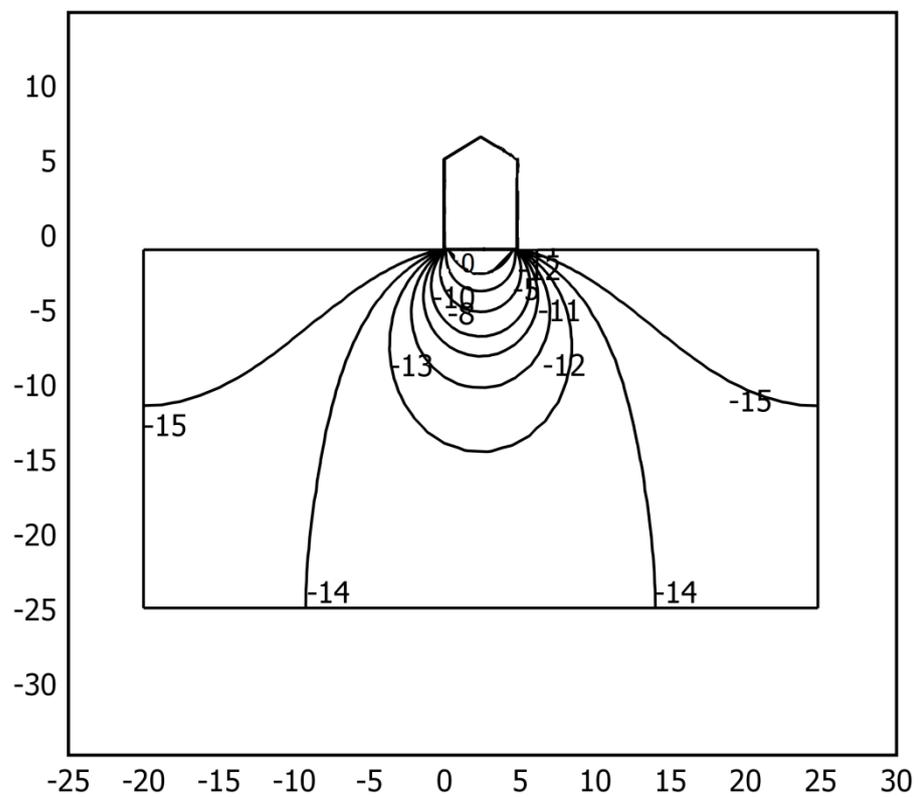


Рисунок 3.2.20 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в феврале  $t = - 16,7 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

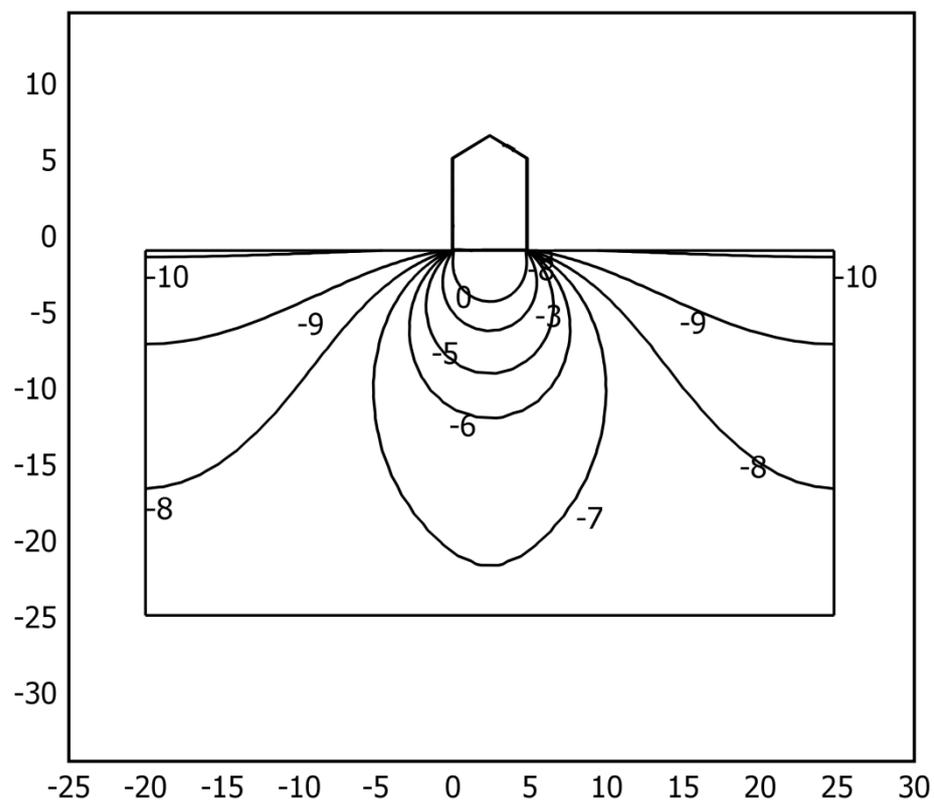


Рисунок 3.2.21 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

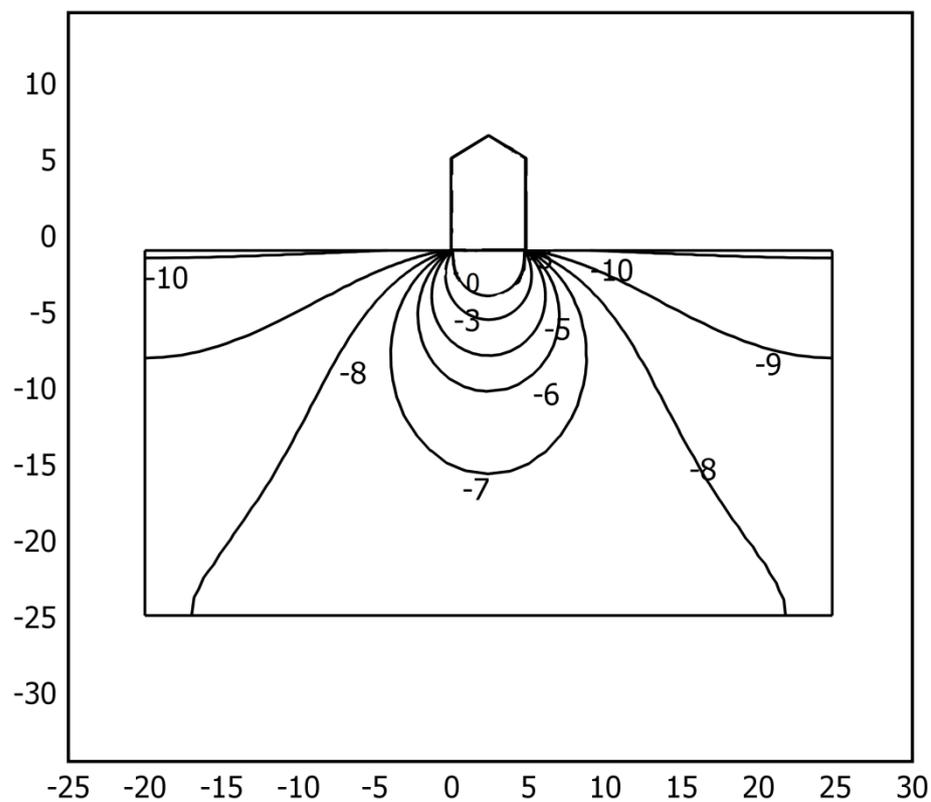


Рисунок 3.2.22 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

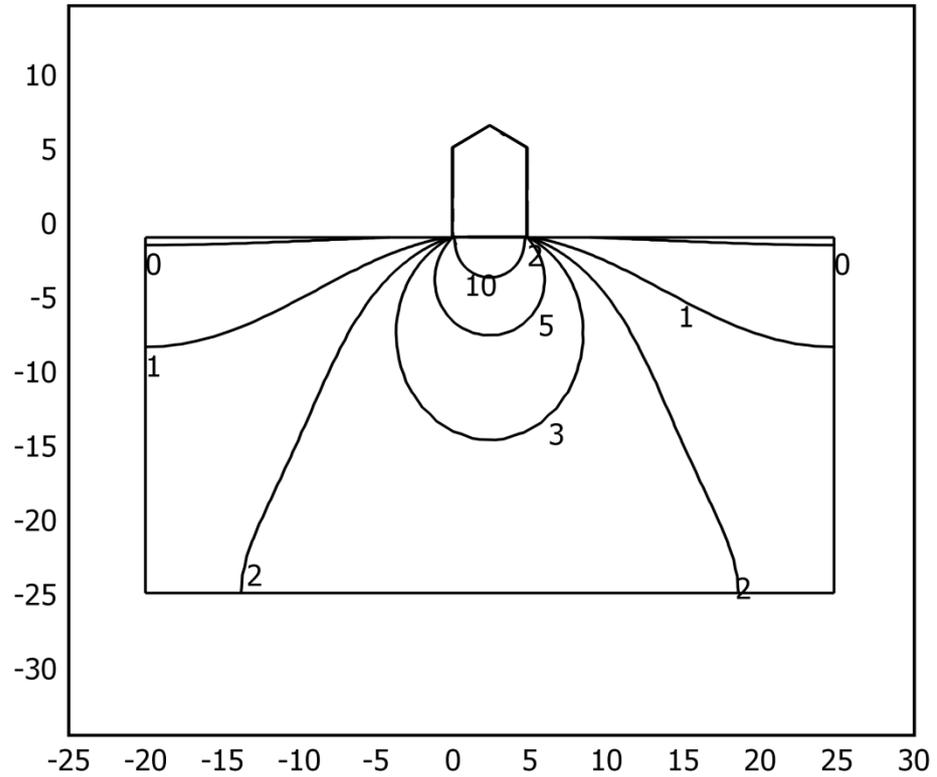


Рисунок 3.2.23 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в апреле  $t = -0,1 \text{ } ^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

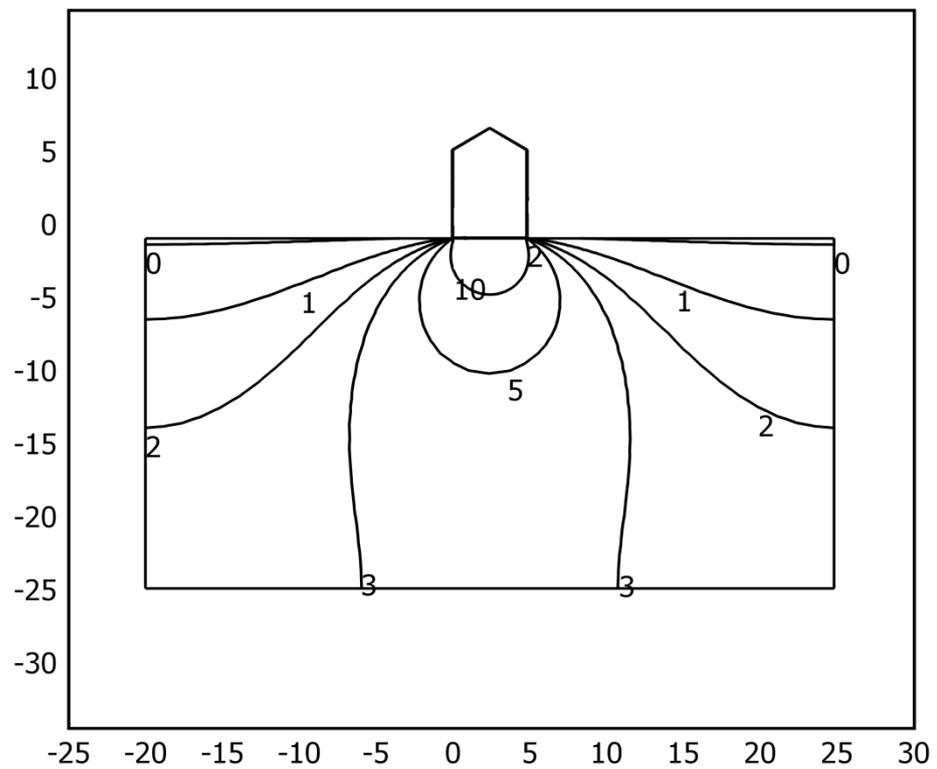


Рисунок 3.2.24 Температурное поле в зоне размещения надземного резервуара в апреле  $t = -0,1 \text{ } ^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

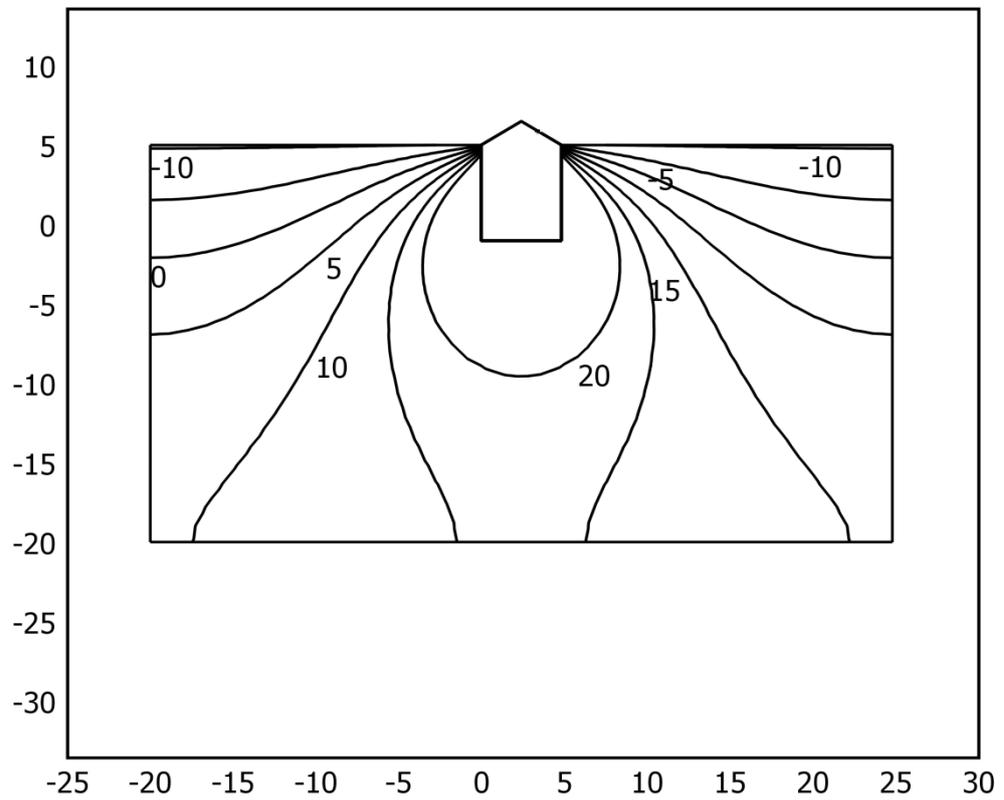


Рисунок 3.2.25 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в ноябре  $t = -10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

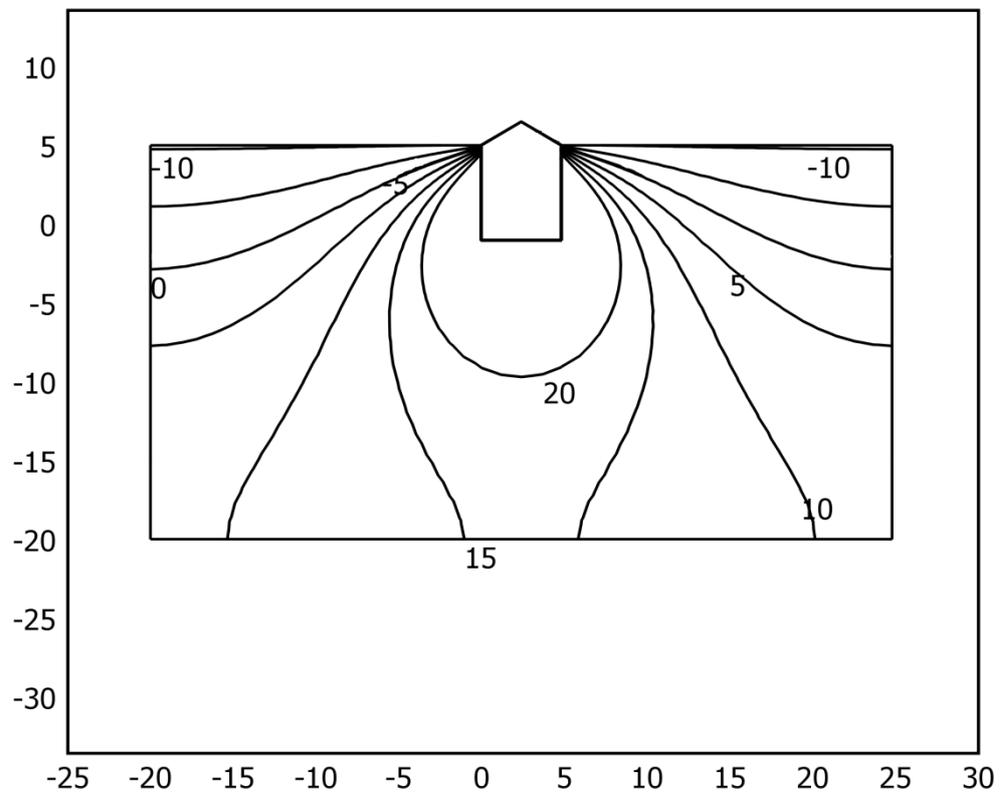


Рисунок 3.2.26 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в ноябре  $t = -10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

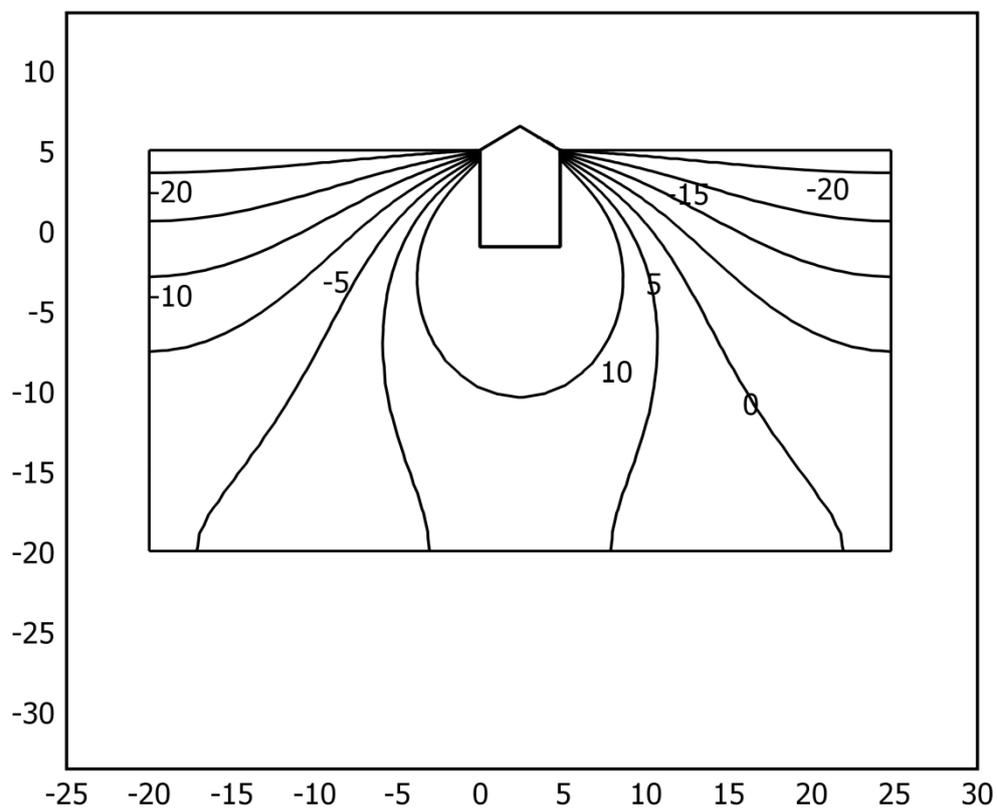


Рисунок 3.2.27 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

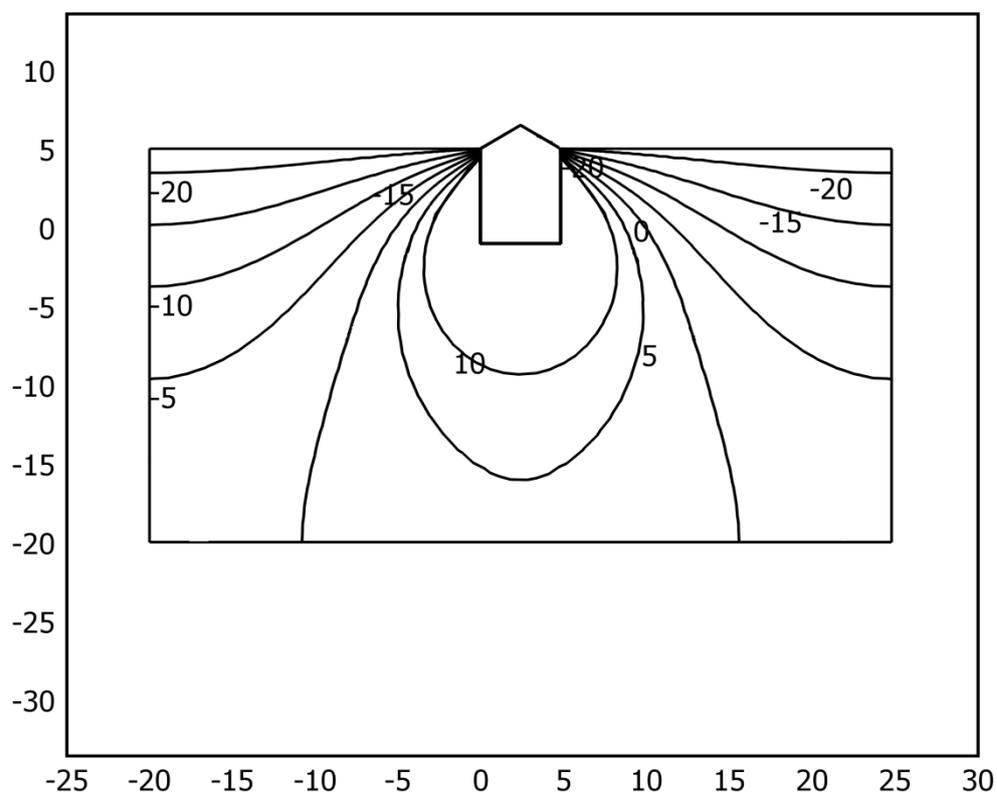


Рисунок 3.2.28 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

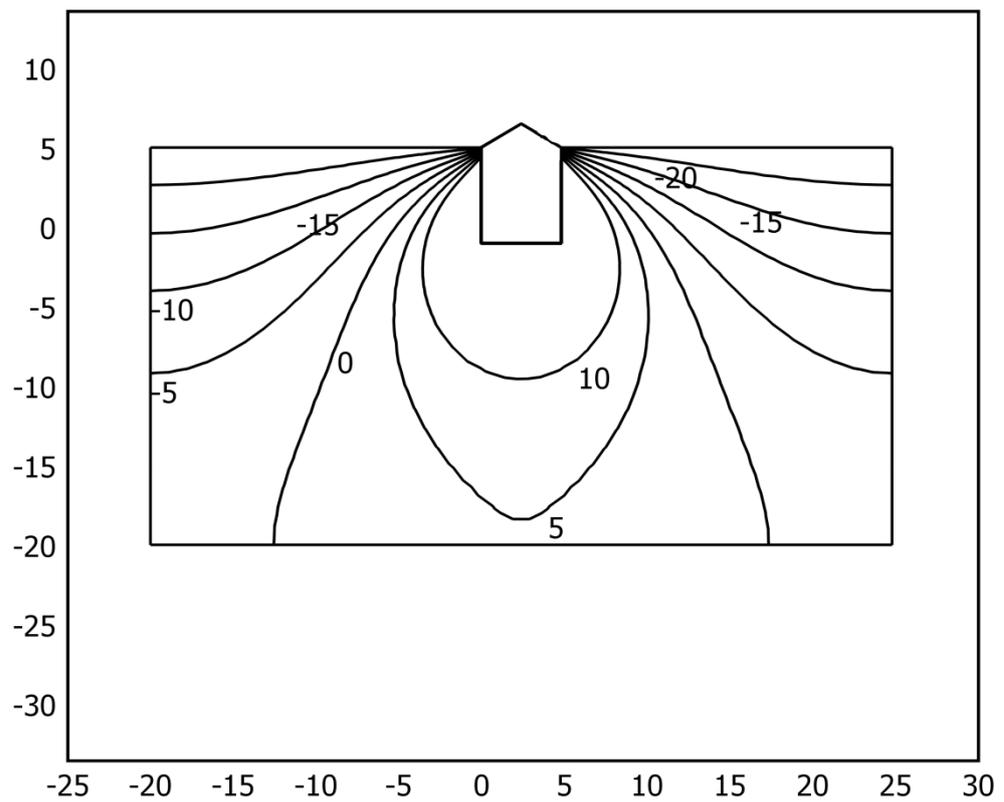


Рисунок 3.2.29 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в январе  $t = - 19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

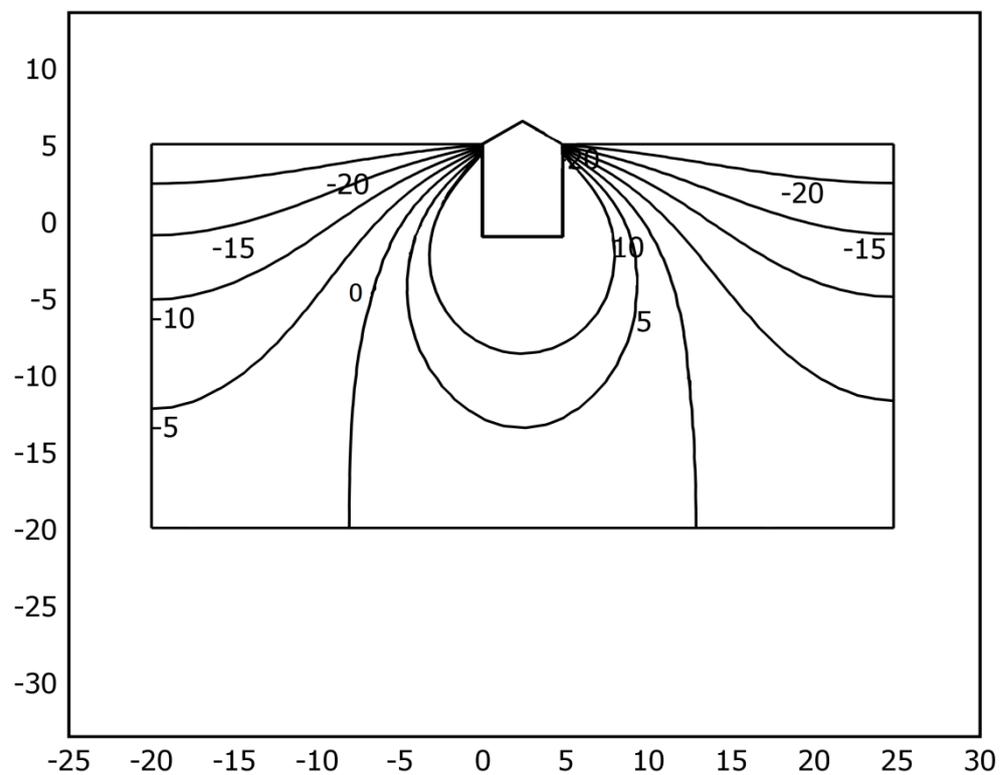


Рисунок 3.2.30 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в январе  $t = - 19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

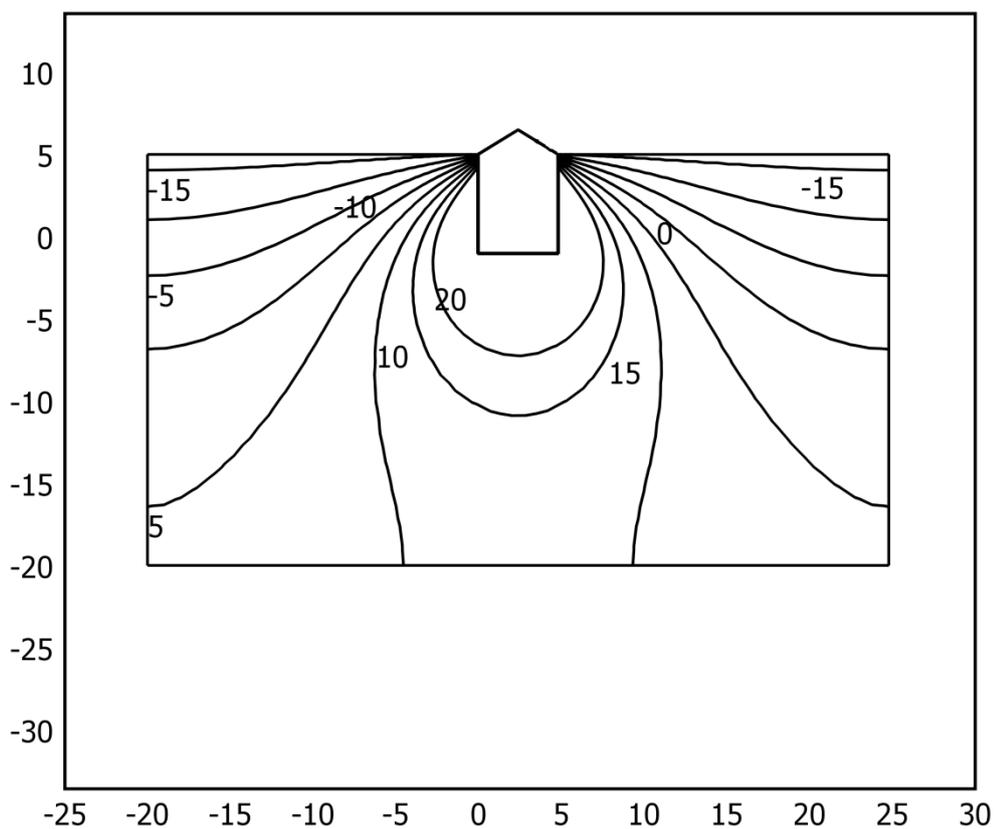


Рисунок 3.2.31 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в феврале  $t = -16,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

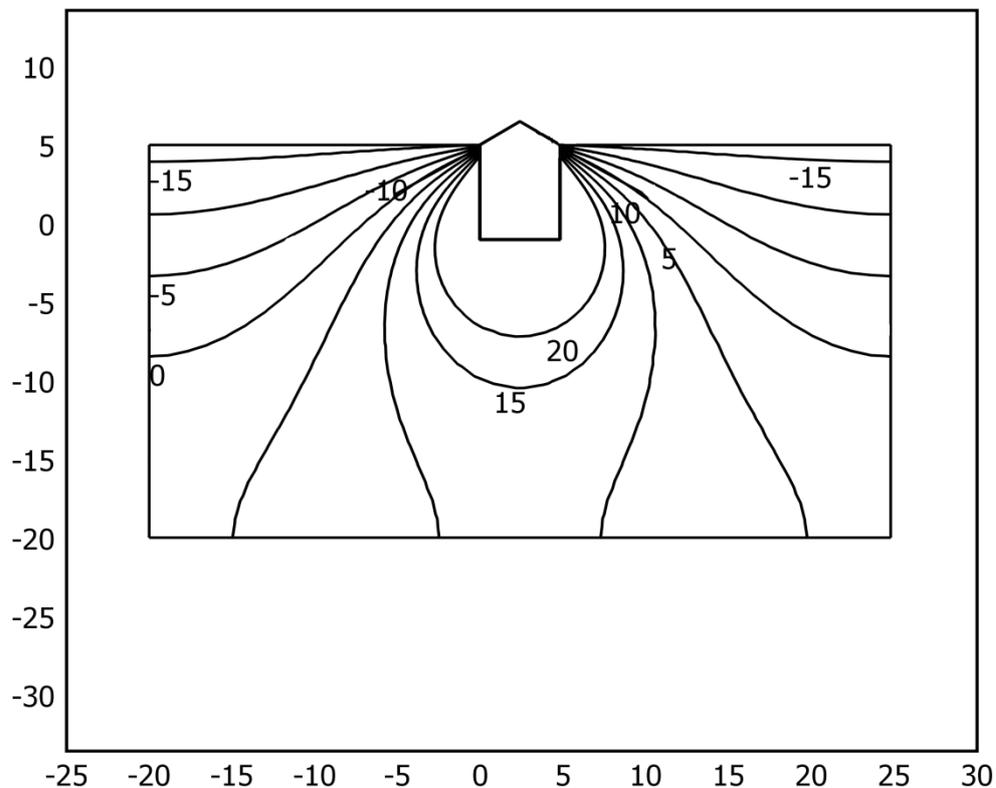


Рисунок 3.2.32 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в феврале  $t = -16,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

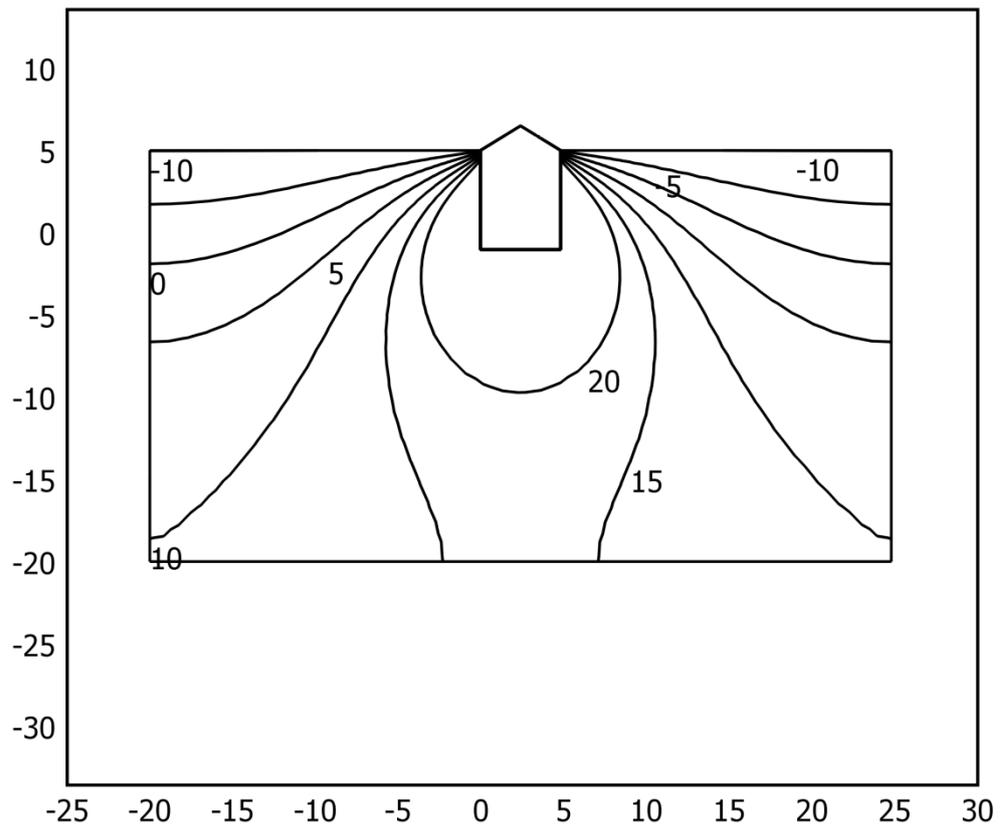


Рисунок 3.2.33 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

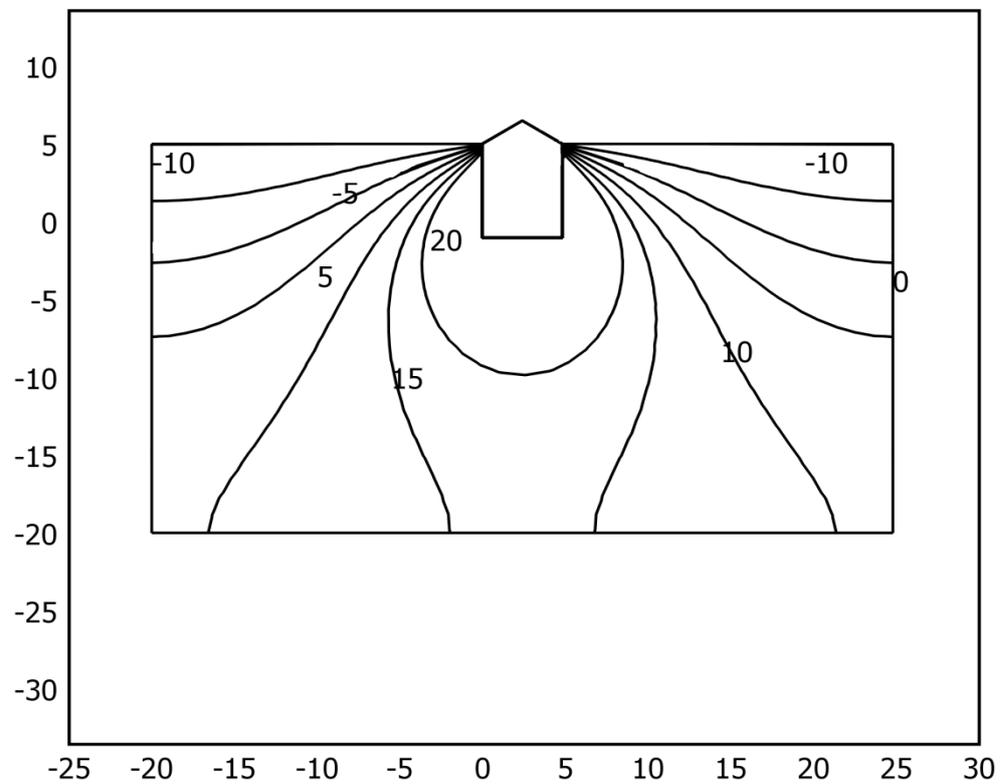


Рисунок 3.2.34 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в марте  $t = - 10,1 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

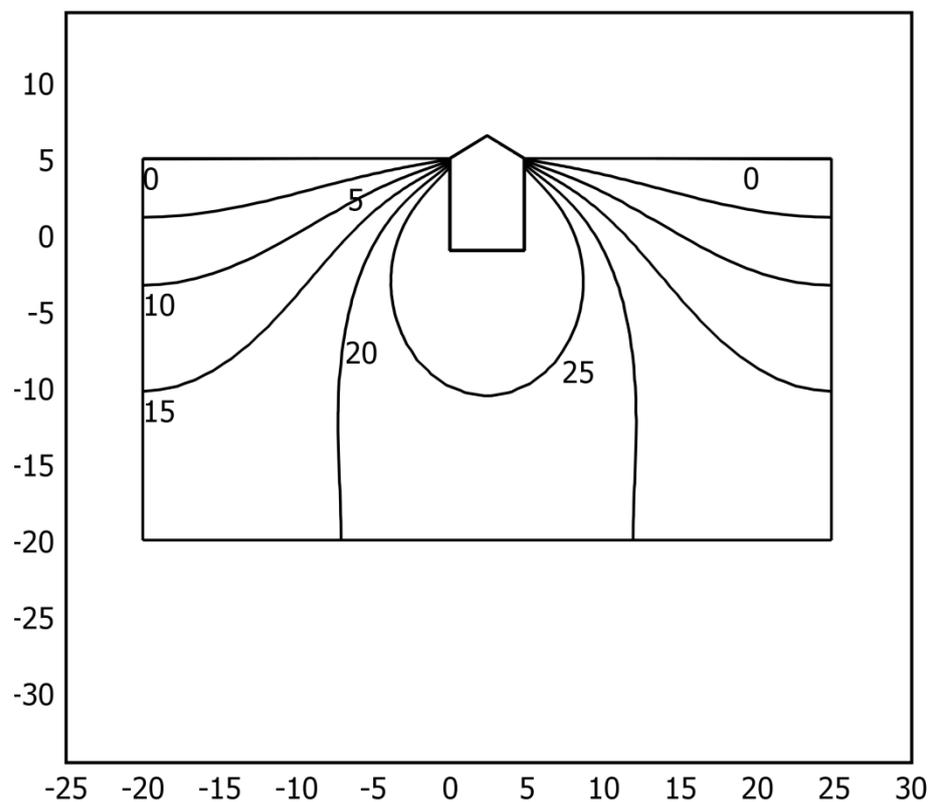


Рисунок 3.2.35 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в апреле  $t = - 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (глинистый грунт).

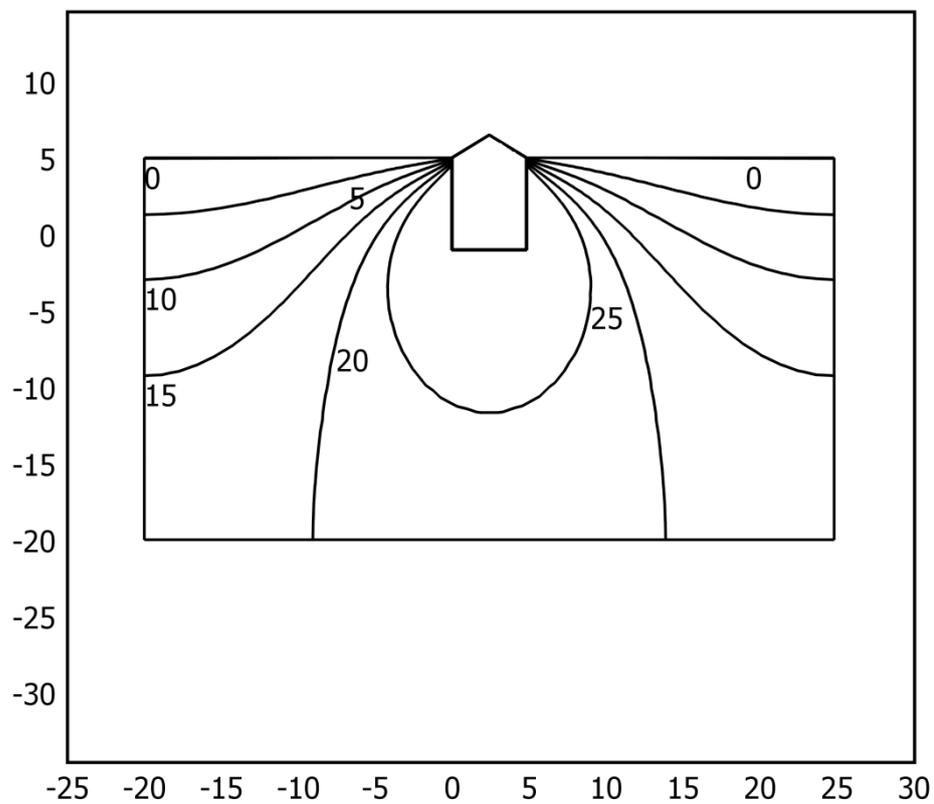


Рисунок 3.2.36 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в апреле  $t = - 0,1 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (глинистый грунт).

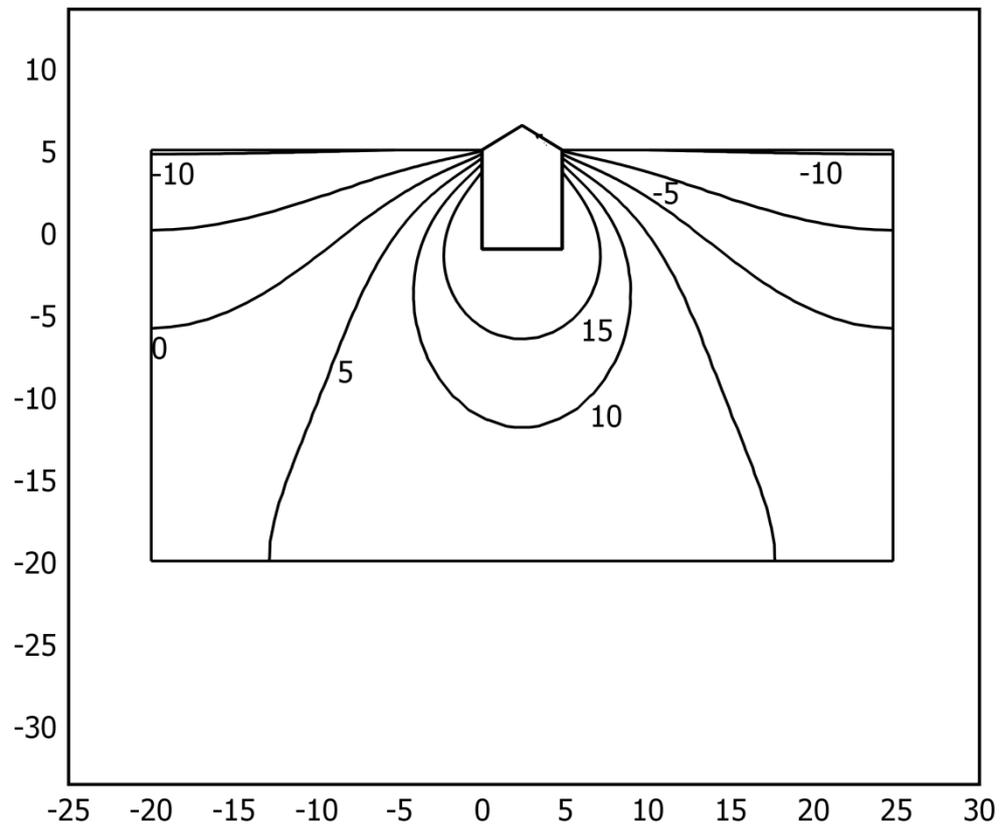


Рисунок 3.2.37 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в ноябре  $t = - 10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

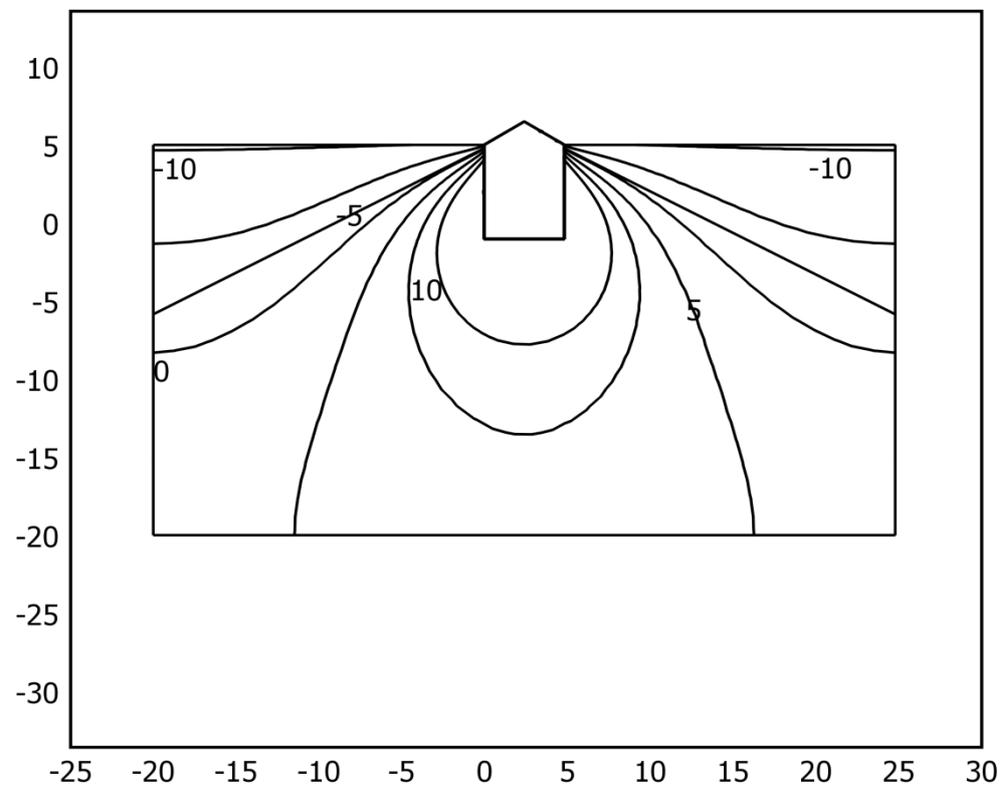


Рисунок 3.2.38 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в ноябре  $t = - 10,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

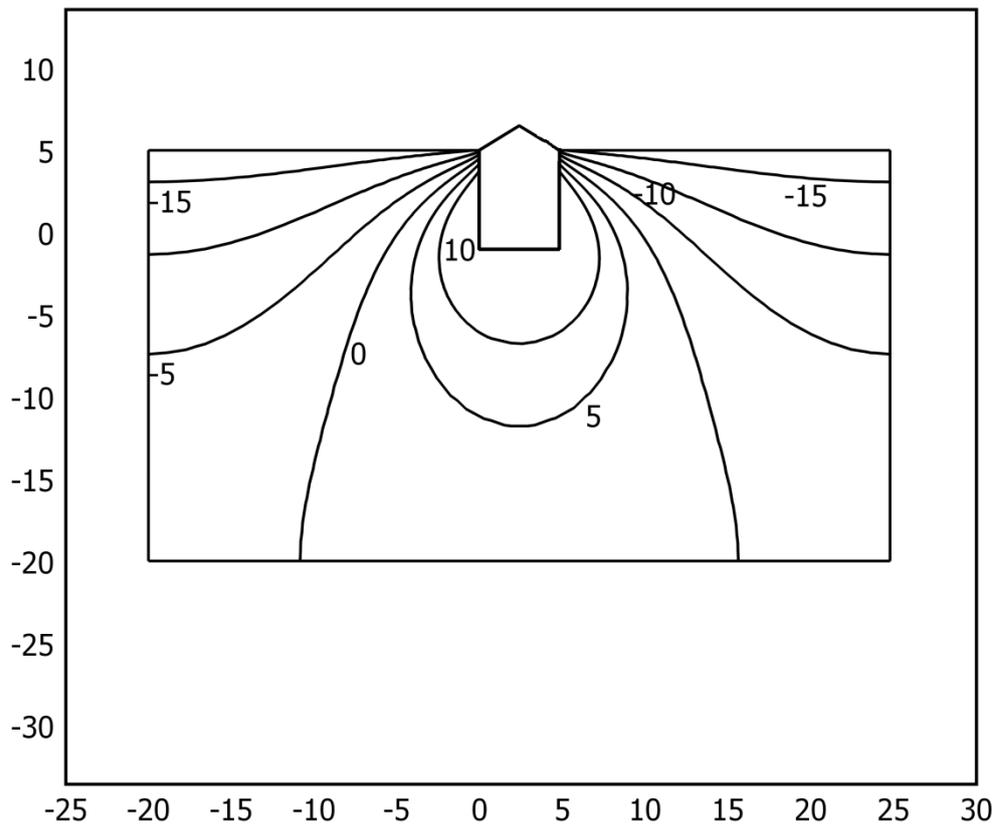


Рисунок 3.2.39 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

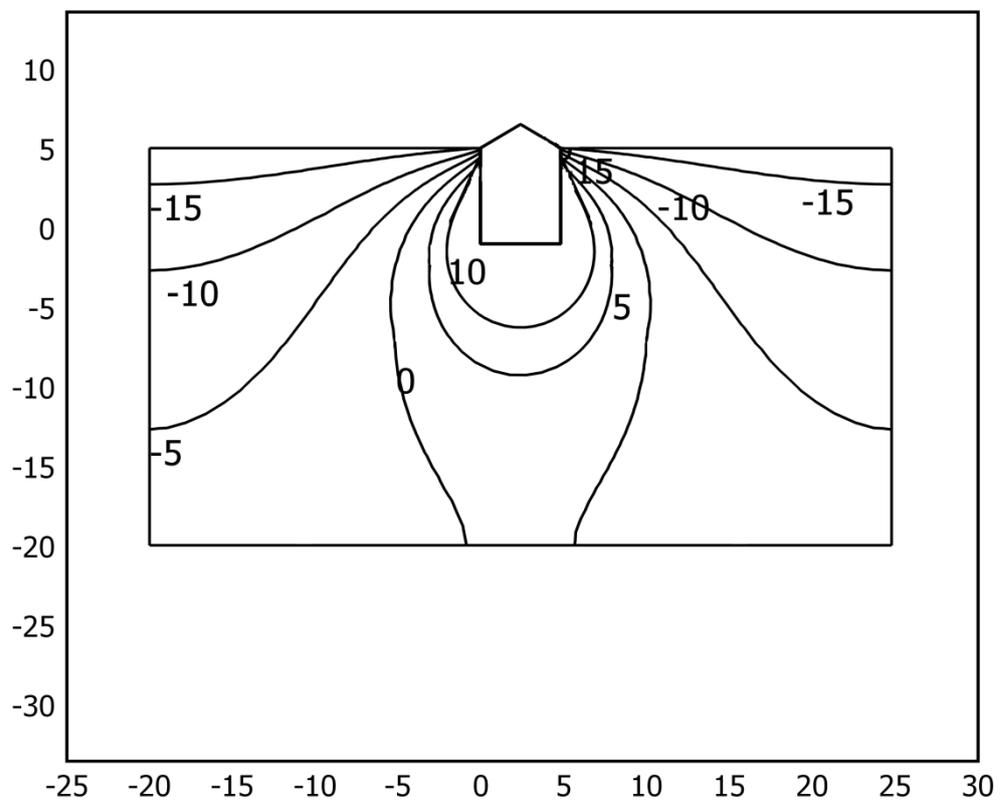


Рисунок 3.2.40 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в декабре  $t = -17,5^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

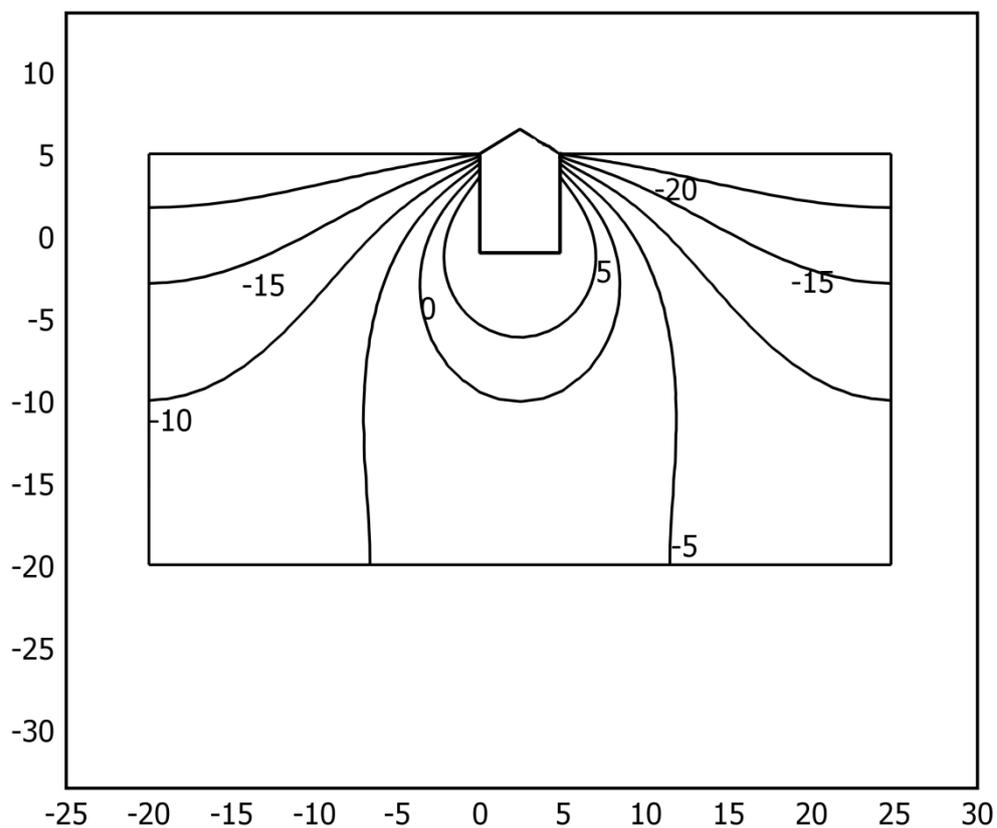


Рисунок 3.2.41 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

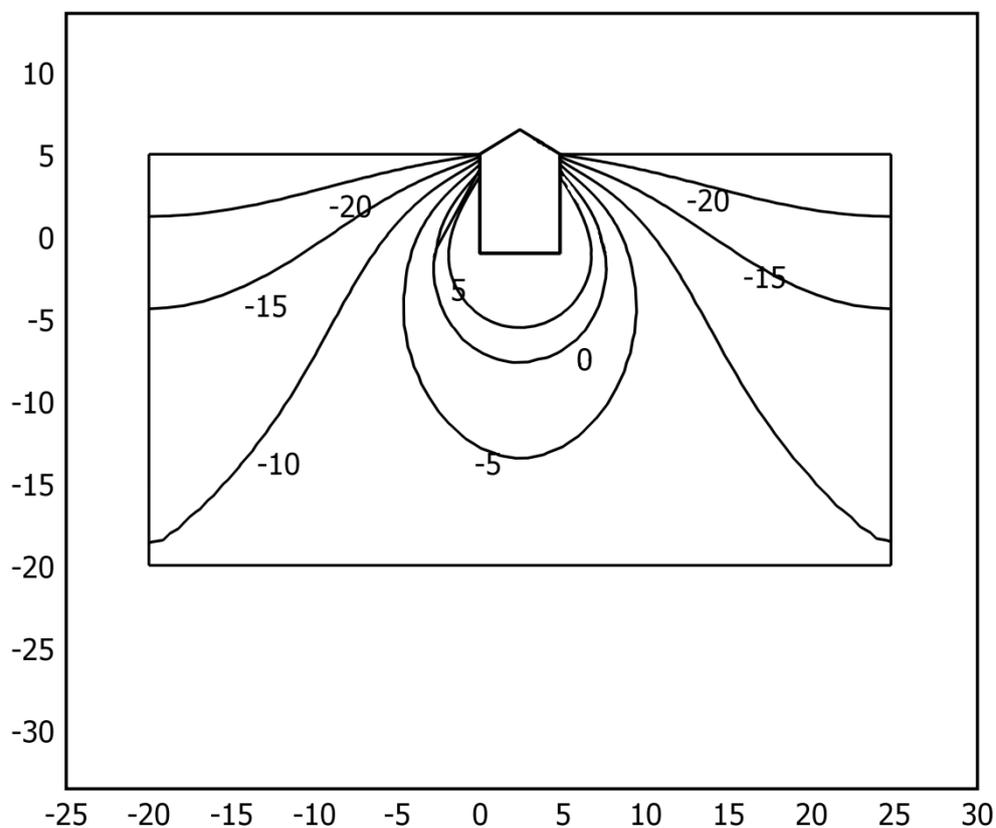


Рисунок 3.2.42 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в январе  $t = -19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

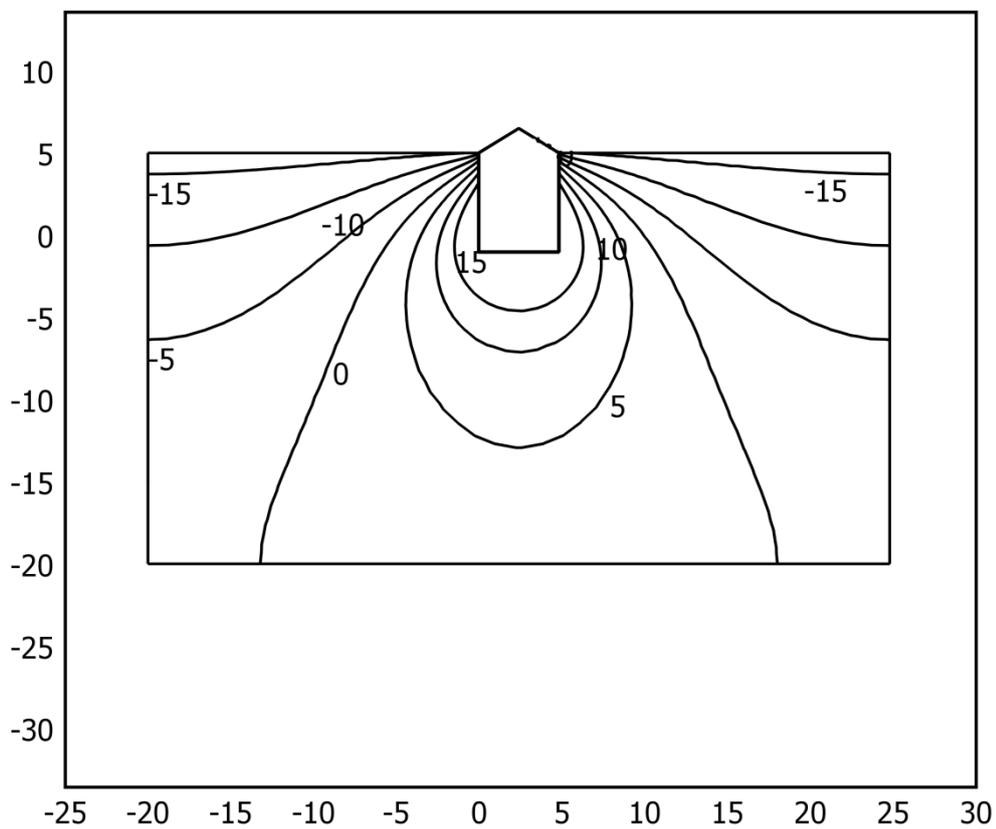


Рисунок 3.2.43 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в феврале  $t = -16,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

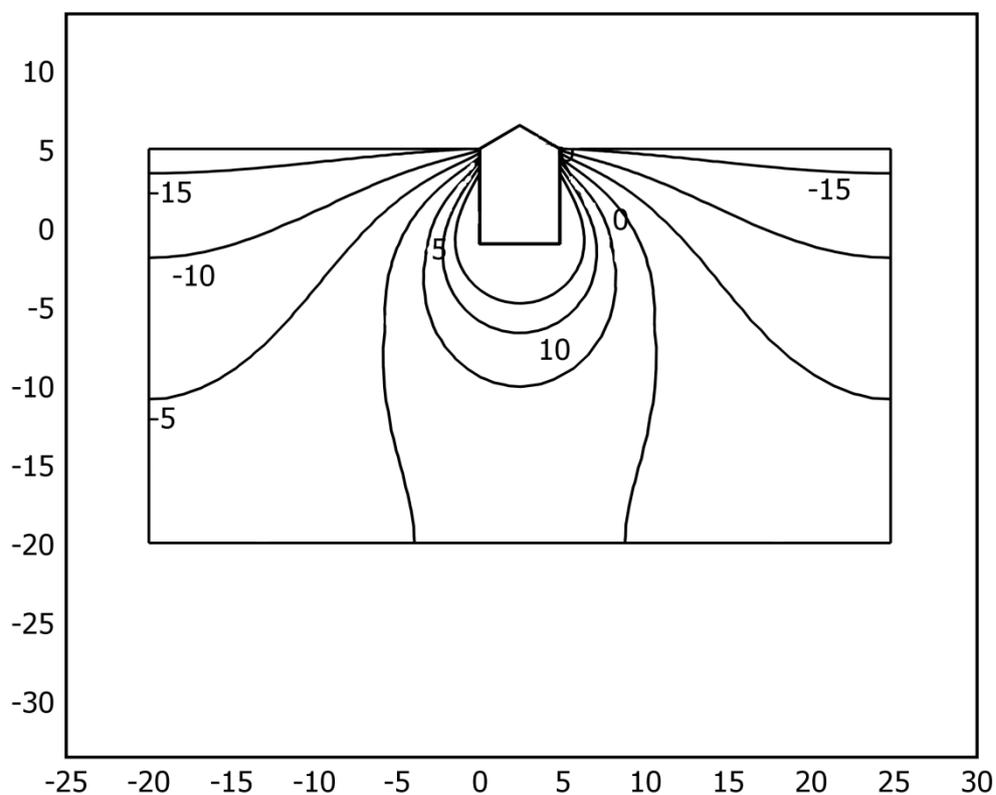


Рисунок 3.2.44 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в феврале  $t = -16,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

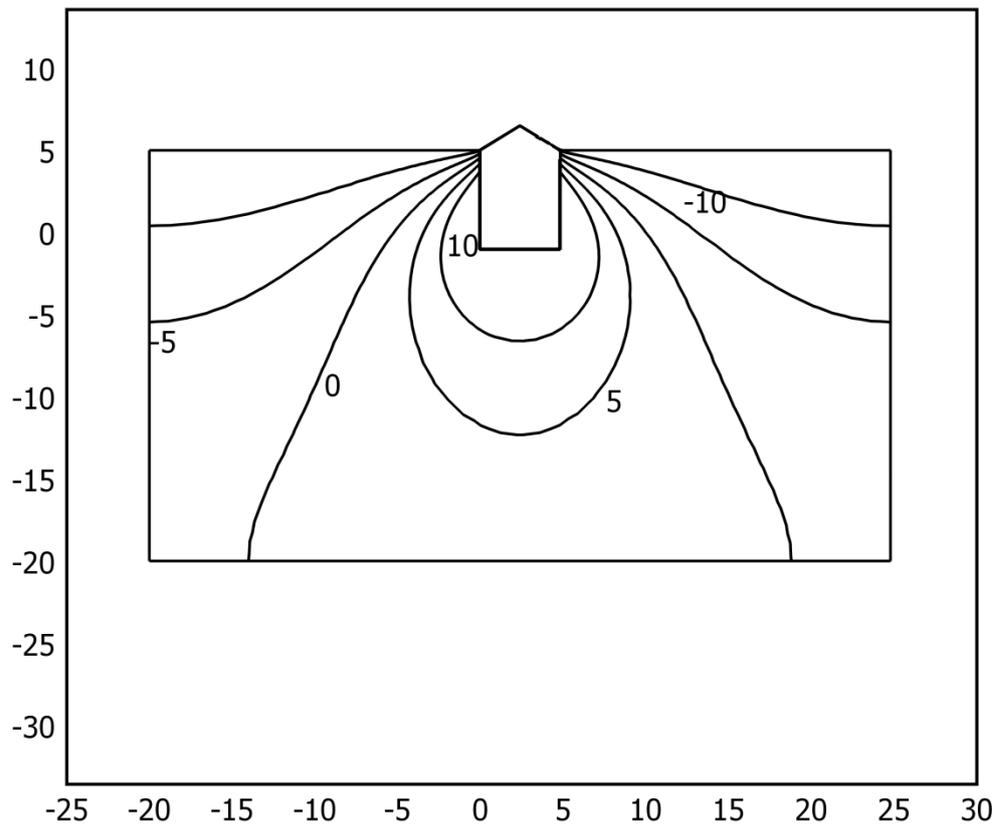


Рисунок 3.2.45 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в марте  $t = -10,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

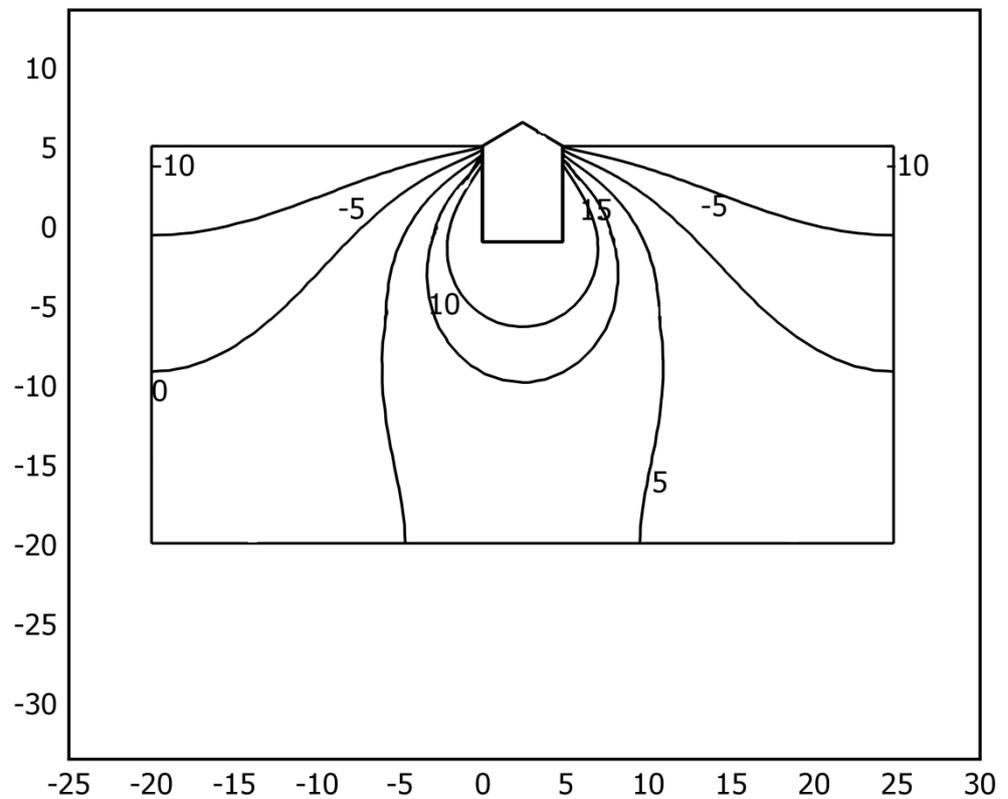


Рисунок 3.2.46 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в марте  $t = -10,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

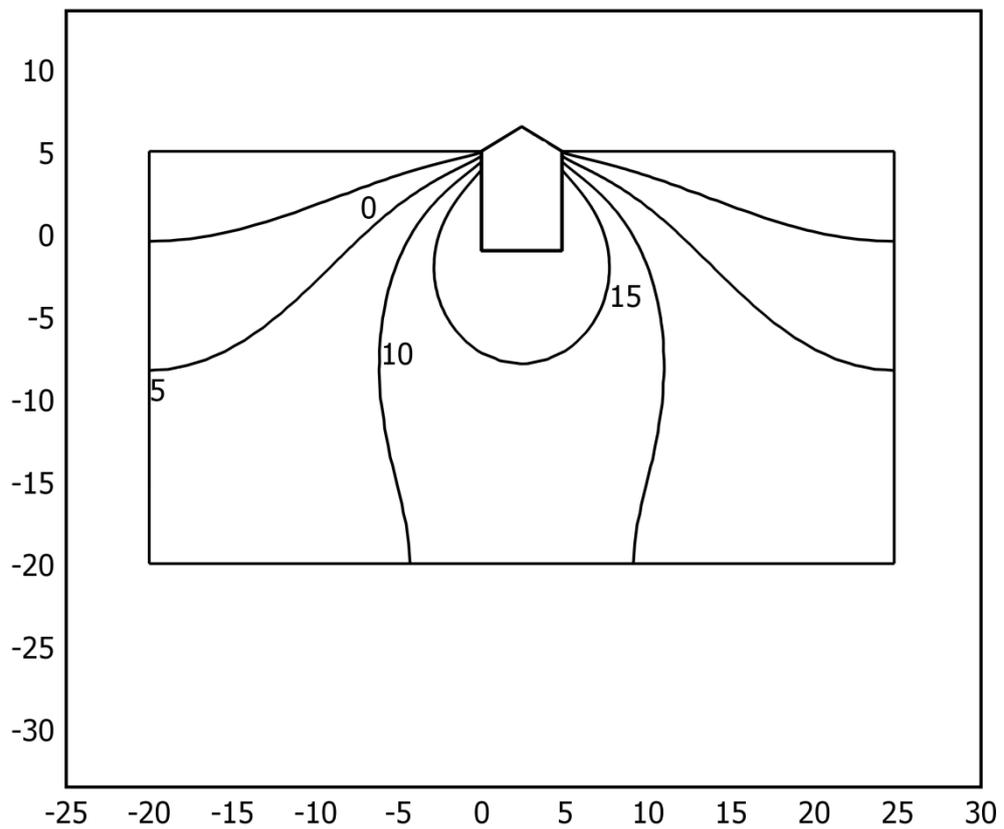


Рисунок 3.2.47 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в апреле  $t = -0,1 \text{ }^\circ\text{C}$  без учета оттаивания (песчаный грунт).

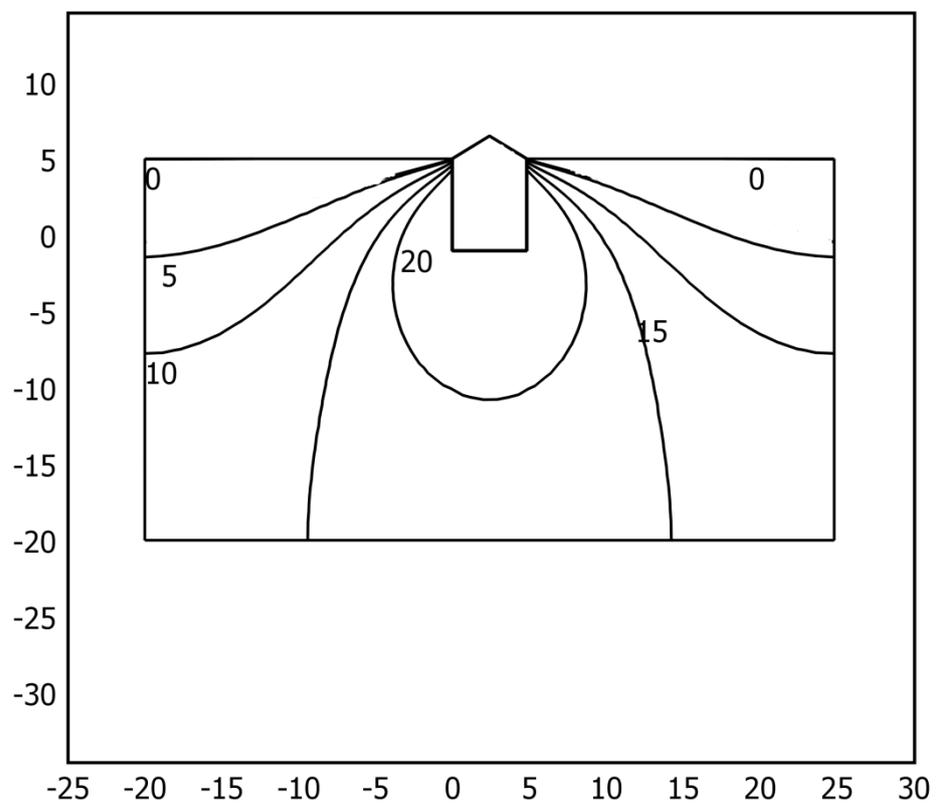


Рисунок 3.2.48 Температурное поле в зоне размещения подземного резервуара в апреле  $t = -0,1 \text{ }^\circ\text{C}$  с учетом оттаивания (песчаный грунт).

### 3.3 Анализ результатов численного моделирования

Результаты численного моделирования тепловых режимов резервуаров для хранения резервных топлив ТЭС и котельных, приведенные на рисунках 3.2.1 – 3.2.48, свидетельствуют о заметном теплоотводе в грунт, а, следовательно, и о необходимости учета этого фактора при исследовании тепловых режимов рассматриваемых объектов.

Относительное изменение результатов численного моделирования тепловых потерь резервуаров с учетом оттаивания грунта и без учета составляет в предельных случаях 7,30 % для подземного, 1,37 % для наземного, 4,83 % для полуподземного резервуаров. Такие расхождения в результатах моделирования объясняются тем, что наземные резервуары имеют наименьшую площадь соприкосновения с грунтом, а, следовательно, и интенсификация теплоотвода в грунт будет минимальной.

Анализ влияния интенсификации теплоотдачи на границе раздела «окружающая среда – корпус резервуара» позволяет утверждать, что при увеличении коэффициента теплоотдачи в 7 раз (от 5 до 35 Вт/(м<sup>2</sup> К)) тепловые потери резервуаров увеличиваются на 30,1 % при наземном, 27,3% при полуподземном и на 17,2 % в подземном вариантах размещения.

Анализ влияния характеристик грунта в зоне размещения резервуаров на их тепловые потери свидетельствует о том, что при размещении резервуаров в зонах с грунтами, имеющими относительно высокую теплопроводность, тепловые потери возрастают от 3,58 % до 16,5 % в зависимости от варианта размещения резервуара и значений коэффициентов теплоотдачи.

Сопоставление результатов численного моделирования (таблицы 3.2.4 – 3.2.9) с величиной тепловых потерь, рассчитанных с использованием нормативной методики (таблицы 3.2.1 – 3.2.3), позволяет говорить о том, что отклонение между ними составляет от 7 % для наземного резервуара и до 15 % для резервуара в подземном исполнении. Это обстоятельство

свидетельствует о необходимости учета теплоотвода в грунт и его оттаивания при моделировании тепловых режимов резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных.

Распределения температур в рассматриваемых областях решения свидетельствуют о том, что изотермические линии (рисунки 3.2.1 – 3.2.48) сгущаются непосредственно в зоне контакта резервуаров с грунтом и более разрежены при удалении от нее, что соответствует представлениям о процессах теплопроводности в твердых телах [48, 49].

#### **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью данного раздела является экономическое обоснование технического решения научно-исследовательской работы (НИР), которое состоит в соотношении затрат на осуществление технического решения и получаемого эффекта. В экономической части разрабатывают основные вопросы организации производства, его важнейшие технико-экономические показатели, выполняют расчеты по определению себестоимости продукции, экономической эффективности производства.

В данной работе рассматривается численный анализ влияния промерзания и оттаивания грунта в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных на интенсификацию их тепловых потерь. При проведении исследования строилась геометрическая постановка задачи, разрабатывалась математическая модель, рассматриваемой задачи, в системе «резервуар – окружающая среда». Моделирование тепловых режимов резервуаров было проведено при помощи программного комплекса COMSOL Multiphysics с использованием модуля General Heat Transfer. Все графические результаты обрабатывались в пакете программы OriginPro 8.5. Результаты НИР представлены в виде статей и диссертационной работы с применением пакета программ Microsoft Office.

Для достижения поставленной цели сформулировали задачи:

- Определение этапов работы;
- Определение продолжительности этапов работы;
- Расчет затрат необходимых для НИР;
- Расчет рентабельности проекта;
- Оценка научно-технической результативности НИР;
- Анализ итогов расчета.

#### 4.1 Организация и планирование работ

Планирование представляет собой процесс формирования целей, определения приоритетов, средств и методов их достижения. Оно часто рассматривается как завершающий этап прогнозирования, в процессе которого принимаются решения на основе выбора тех или иных альтернатив развития. С точки зрения математики, планирование – это функция, одним из аргументов которой является время.

В целях планирования необходимо составить перечень этапов работ, указать участников и продолжительность этих этапов. Результат планирования представляется в виде линейного или сетевого графика проекта.

Этапы проекта и их продолжительность представлена в табл. 4.1.1. Основными исполнителями проекта являются студент (С) и научный руководитель (НР).

Таблица 4.1.1 – Перечень работ и оценка времени их выполнения

№ п/п	Этапы работы	Загрузка исполнителей, %		Продолжительность, дни
		С	НР	
1	Формулирование задания и темы работы	0	100	1
2	Аналитический обзор отечественной и зарубежной литературы по теме работы	100	0	35
3	Выбор направления исследований и обоснование актуальности работы	50	50	6
4	Формулировка физической и геометрической модели подземного, полуподземного и наземного резервуара для хранения топлив ТЭС и котельных	90	10	5
5	Формулировка математической модели процессов теплопереноса в рассматриваемой задаче	100	0	10

Продолжение таблицы 4.1.1

6	Численное исследование тепловых режимов резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных	90	10	185
7	Вычислительные эксперименты по моделированию тепловых режимов надземных, полуподземных и подземных резервуаров	80	20	60
8	Анализ результатов математического моделирования	90	10	10
9	Написание статей, составление докладов по материалам работы, участие в конференциях	60	40	65
10	Сравнительный анализ с результатами экспериментов других авторов	100	0	5
11	Формулировка выводов по результатам численного исследования	70	30	5
12	Работа над разделами «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	100	0	14
13	Оформление заключительной части работы	100	0	7
14	Перевод части диссертации на английский язык	100	0	7
15	Подготовка рукописи диссертации	90	10	15
	<b>Итого:</b>			430

Важным моментом какой-либо разработки является определение трудоемкости работ каждого из участников, т.к. зачастую трудовые затраты составляют основную часть стоимости научного исследования.

Трудоемкость является вероятностной характеристикой, которая оценивается экспертным путем в человеко-днях и зависит от множества

трудно учитываемых факторов. Расчет продолжительности этапов работ осуществляется опытно-статистическим методом, который реализуется вероятностным способом. Расчет ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  осуществляется по формуле [55]:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{мин} + 2 \cdot t_{маx}}{5}, \quad (4.1.1)$$

где  $t_{мин}$  – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;

$t_{маx}$  – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях произведем по формуле:

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K_{д}, \quad (4.1.2)$$

где  $T_{рд}$  – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{вн}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{вн} = 1$ );

$K_{д}$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ( $K_{д} = 1, 2$ ).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях:

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot T_{к}, \quad (4.1.3)$$

где  $T_{к}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется:

$$T_{к} = T_{кал} / (T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}) = 365 / (365 - 52 - 12) = 1,213, \quad (4.1.4)$$

где  $T_{кал}$  – календарные дни ( $T_{кал} = 365$ );

$T_{вд}$  – выходные дни ( $T_{вд} = 52$ );

$T_{пд}$  – праздничные дни ( $T_{пд} = 12$ ).

Формулы (4.1.2) – (4.1.4) приведены из источника [53].

Таблица 4.1.2 – Трудозатраты на выполнение проекта

№ п/п	Этапы работы	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность работ $T_{рд}$ , чел./дн.		Длительность работ $T_{кд}$ , чел./дн.	
			$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	С	НР	С	НР
1	Получение задания и темы работы	НР	1	1	1	0	1,2	0	1,46
2	Аналитический обзор отечественной и зарубежной литературы по теме работы	С	25	35	29	34,8	0	42,21	0
3	Выбор направления исследований и обоснование актуальности работы	НР, С	4	6	4,8	2,88	2,88	3,49	3,49
4	Формулировка физической модели теплового воздействия на ствол хвойного дерева	НР, С	3	5	3,8	4,1	0,456	4,98	0,55
5	Формулировка математической модели теплового воздействия на человека	С	7	10	8,2	9,84	0	11,94	0
6	Численное исследование тепловых режимов воздействия на ствол хвойного дерева	НР, С	165	185	173	186,84	20,76	226,6	25,2
7	Вычислительные эксперименты по моделированию тепловых режимов воздействия фронта лесного пожара на древостой	НР, С	50	60	54	51,84	12,96	62,88	15,7
8	Анализ результатов математического моделирования	НР, С	7	10	8,2	10,74	0,984	10,74	1,19
9	Написание статей, составление докладов по материалам работы, участие в конференциях	НР, С	50	65	56	40,32	26,88	48,91	32,6

Продолжение табл. 4.1.2

10	Сравнительный анализ с результатами экспериментов других авторов	С	3	5	3,8	4,56	0	5,53	0
11	Формулировка выводов по результатам численного исследования	НР, С	3	5	3,8	3,19	1,368	3,87	1,66
12	Работа над разделами «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С	12	14	12,8	15,36	0	18,63	0
13	Оформление заключительной части работы	С	5	7	5,8	6,96	0	8,44	0
14	Перевод части диссертации на английский язык	С	5	7	5,8	6,96	0	8,44	0
15	Подготовка рукописи диссертации	НР, С	12	15	13,2	14,26	1,58	17,29	1,92
	<b>Итого:</b>		352	430	383,2	392,65	69,07	474	83,8

На основании табл. 4.1.2 строим линейный график работ (рис. 4.1.1).

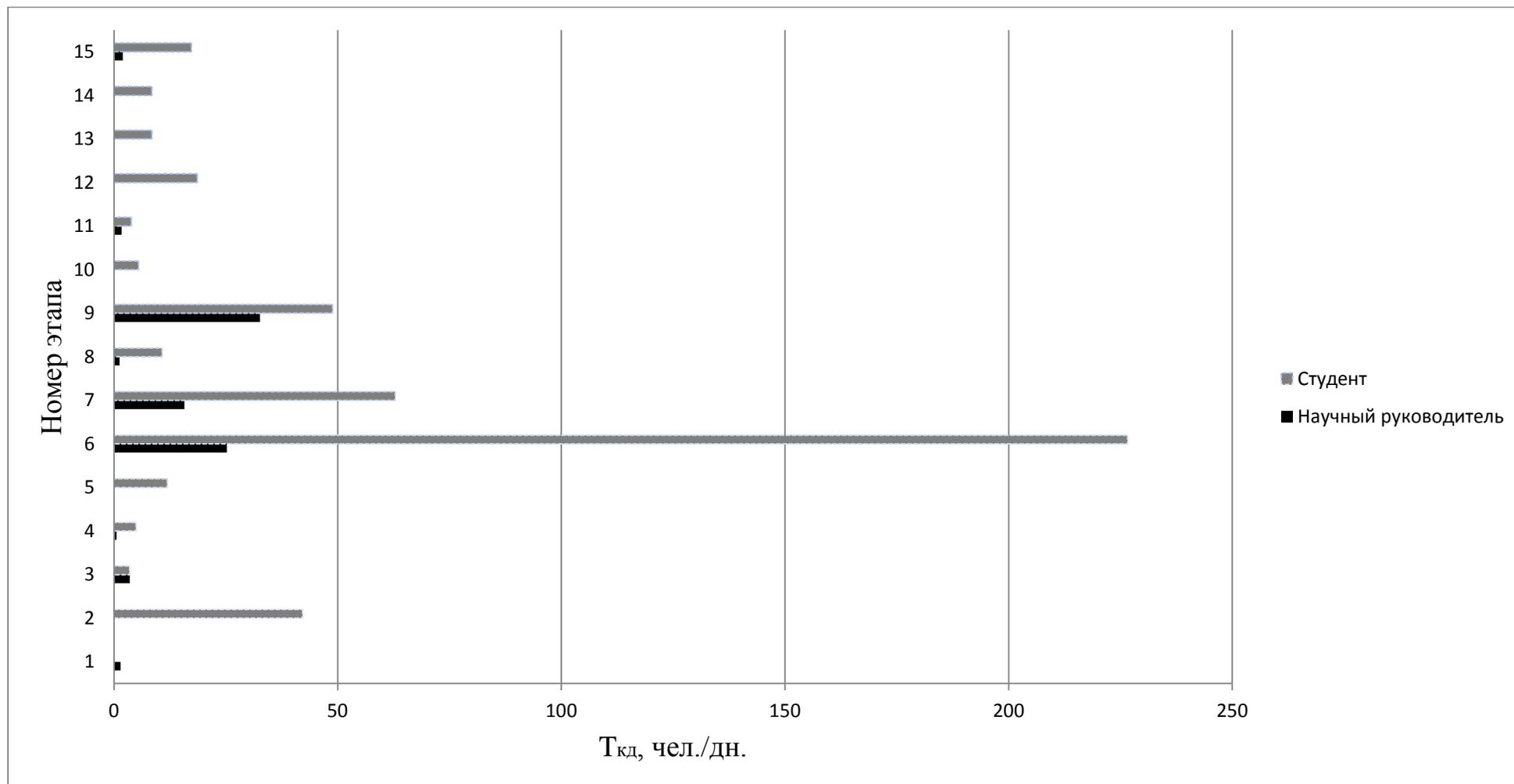


Рисунок 4.1.1 – Линейный график работ на основе рассчитанного для студента и научного руководителя времени

$T_{кд}$

## 4.2 Расчет сметы затрат

*Смета затрат* представляет собой сводный план всех расходов, стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Затраты на реализацию проекта представляют собой сумму основных расходов и складываются из следующих элементов [55]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{мат}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{з.п}} + Z_{\text{с.о}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{эл}}, \quad (4.2.1)$$

где  $Z_{\text{мат}}$  – материальные затраты;

$Z_{\text{з.п}}$  – заработная плата (основная и дополнительная);

$Z_{\text{ам}}$  – амортизационные расходы;

$Z_{\text{с.о}}$  – социальные отчисления;

$Z_{\text{эл}}$  – затраты на электроэнергию;

$Z_{\text{пр}}$  – прочие затраты.

Материальные затраты представляют собой элемент себестоимости, в котором отражается стоимость покупных материалов, используемых в процессе работы для обеспечения нормального рабочего процесса. К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ [55]. Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2016 год (табл. 4.2.1).

Материальные затраты на данный проект представлены в табл.4.2.1. Стоимость оборудования, канцелярские товары, офисная мебель, программное обеспечение принималось согласно [55].

Таблица 4.2.1 – Материальные затраты на проект

№	Наименование	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
Канцелярские товары				
1	Бумага для принтера А4	2	250	500

Продолжение табл. 4.2.1

2	Картридж для принтера	1	866	866
3	Ручка шариковая	2	59,8	119,6
4	Карандаш механический	1	49	49
5	Грифели для карандаша	1	38,9	38,9
6	Резинка стирательная	1	12	12
Офисная техника				
7	Ноутбук	1	25000	25000
8	Мышка	1	710	710
Офисная мебель				
9	Стол	1	3500	3500
1	Стул	1	1800	1800
Программное обеспечение				
1	Comsol Multiphysics 2010	1	56500	56500
1	Microsoft Office 2007	1	16700	16700
<b>Итого:</b>			105795,5	

Расходы на материалы составили  $Z_{\text{мат}} = 105795,5$  руб.

Следующей статьёй расходов НИР для оценки затрат является заработная плата исполнителей. Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и студента, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Среднедневная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{м}} / F_{\text{д}}, \quad (4.2.2)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Затраты на основную заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	$k_{рк}$	Фонд з/платы, руб.
НР	23300	925,7	352	1,3	423600,3
С	1900	75,49	429	1,3	42100,8
<b>Итого:</b>					465701,1

При расчете учитывалось, что в году 302 рабочих дня и, следовательно, в месяце 25,17 рабочих дня. Также был принят во внимание районный коэффициент  $k_{рк}=1,3$ .

Как видно из табл. 4.2.2 затраты на основную заработную плату составили  $Z_{осн.} = 465701,07$  руб.

Дополнительная заработная плата как статья затрат включает сумму выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы) [55].

Дополнительная заработная плата рассчитывается в процентном соотношении от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнение проекта (10-15%):

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп} = 465701,1 \cdot 0,1 = 46570,1 \text{ руб.}, \quad (4.2.3)$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

Фонд заработной платы составляет:

$$Z_{з.п.} = Z_{доп} + Z_{осн} = 46570,1 + 465701,1 = 512271,2 \text{ руб.} \quad (4.2.4)$$

Отчисления на социальные нужды по действующему нормативу единого социального налога (ЕСН) и страхового тарифа предусматриваются от суммы основной и дополнительной заработной платы порядка 27 %:

$$Z_{c.o} = k_{внеб} \cdot Z_{з.п.} = 0,27 \cdot 512271,2 = 138313,2 \text{ руб.} \quad (4.2.5)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Формулы (4.2.2) –(4.2.5) приведены из источника [55].

Статья расходов на электроэнергию включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей  $\mathcal{E}_{об}$ [53]:

$$\mathcal{E}_{об} = P_{об} \cdot C_э \cdot t_{об}, \quad (4.2.6)$$

где  $P_{об}$  – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$C_э$  – тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем  $C_э = 1,89$  руб./кВт·час [55];

$t_{об}$  – время работы оборудования, час.

Время работы оборудования вычисляется на основе данных табл.4.1.2 ( $T_{рд}$ ) для студента из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов:

$$t_{об} = T_{рд} \cdot 8 = 393 \cdot 8 = 3144 \text{ ч} \quad (4.2.7)$$

Мощность, потребляемая оборудованием  $P_{об}$  принимаем равную мощности ноутбука  $P_{об} = 0,09$  кВт [53].

Затраты на электроэнергию при работе оборудования:

$$\mathcal{E}_{об} = 0,09 \cdot 1,89 \cdot 3144 = 534,8 \text{ руб.} \quad (4.2.8)$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта  $\mathcal{E}_{ос}$ :

$$\mathcal{E}_{\text{ос}} = P_{\text{ос}} \cdot \mathcal{C}_3 \cdot t_{\text{ос}}, \quad (4.2.9)$$

где  $P_{\text{ос}}$  – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

$t_{\text{ос}}$  – время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая освещением  $P_{\text{ос}}$  :

$$P_{\text{ос}} = P_{\text{уст.ос}} \cdot K_c = 0,48 \cdot 0,9 = 0,432 \text{ кВт}, \quad (4.2.10)$$

где  $P_{\text{уст.ос}}$  – установленная мощность осветительных приборов, принимаем  $P_{\text{уст.ос}} = 0,48$  кВт [55].

$K_c = 0,9$  – коэффициент спроса для внутреннего освещения.

Время работы освещения  $t_{\text{ос}}$  :

$$t_{\text{ос}} = T_{\text{рд}} \cdot t_{\text{сут}} = 393 \cdot 5 = 1965 \quad (4.2.11)$$

где  $t_{\text{сут}}$  – длительность работы освещения за смену, ч.

$$\mathcal{E}_{\text{ос}} = 0,432 \cdot 1,89 \cdot 1965 = 1604,4 \text{ руб.} \quad (4.2.12)$$

Общие затраты на электроэнергию:

$$\mathcal{Z}_{\text{эл}} = \mathcal{E}_{\text{об}} + \mathcal{E}_{\text{ос}} = 534,8 + 1604,4 = 2139,2 \text{ руб.} \quad (4.2.13)$$

Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта и определяются о формуле:

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат.}} + C_{\text{осн.}} + C_{\text{соп.}} + \mathcal{E} + C_{\text{ам.}}) \cdot 0,16 = (105795,5 + 465701,07 + 153681,4 + 2139,2 + 8899) \cdot 0,16 = 117794,6 \text{ руб.} \quad (4.2.14)$$

Формулы (4.2.7) – (4.2.14) приведены из источника [55].

Общая себестоимость НИР представлена в табл.4.2.3 путем сведения рассчитанных статей затрат в смету.

Таблица 4.2.3 – Смета затрат на НИР

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	2	3
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат.}}$	105795,5
Фонд оплаты труда	$C_{\text{осн.}}$	465701,07

Продолжение табл. 4.2.3

Отчисления из ФОТ	$C_{\text{соц.}}$	138313,2
Расходы на электроэнергию	Э	2139,2
Прочие расходы	$C_{\text{проч.}}$	117794,6
<b>Итого:</b>		829745,57

Таким образом основные затраты на реализацию проекта составили  $Z_0=829745,57$  руб.

Для экономической оценки проекта необходимо провести расчет основных показателей работ. К основным показателям работ относятся: продолжительность и объем работ, численность персонала, производительность и средняя заработная плата на 1 работника, себестоимость, прибыль и рентабельность.

Сводный сметный расчет представляет собой сумму основных и накладных расходов, компенсационных затрат с учетом сметной прибыли.

Сметная стоимость (С) определяется по формуле [53]:

$$C = Z_0 + Z_n + P_c + K_3, \quad (4.2.15)$$

где  $Z_0$  - сумма основных расходов;

$Z_n$  - накладные расходы;

$P_c$  - сметная прибыль;

$K_3$  - компенсационные затраты, принимается равными нулю.

Накладные расходы принимаются в размере 20% от основных расходов:

$$Z_n = 0,2 \cdot Z_0 = 0,2 \cdot 829745,57 = 165949,114 \text{ руб.} \quad (4.2.16)$$

Плановые накопления ( $P_n$ ) представляют собой сметную прибыль ( $P_c$ ) и определяются умножением утвержденного норматива прибыли в процентах к сумме основных и накладных расходов по формуле:

$$П_n = (З_n + З_o) \cdot N_{пн} = (165949,114 + 829745,57) \cdot 0,14 = 139397,3 \text{ руб.}, \quad (4.2.17)$$

где  $N_{пн}$  - норматив плановых накоплений, %.

Тогда сметная стоимость составит:

$$C = 829745,6 + 165949,1 + 139397,3 = 1135092 \text{ руб.} \quad (4.2.18)$$

Объем работ ( $Q$ ) в денежном выражении представляет собой сметную стоимость работ ( $C$ ). Производительность труда одного работника находится по формуле:

$$П_r = \frac{Q}{Ч} = \frac{1135092}{2} = 567546 \text{ руб.} \quad (4.2.19)$$

$Q$  - объем работ, руб.

$Ч$  - численность работников, человек.

Рентабельность проекта определяется по формуле:

$$P = \frac{П}{C_p} = \frac{139397,3}{995694,684} = 0,14 \text{ руб.} \quad (4.2.20)$$

Где  $П$  – прибыль (прибыль от тематических работ, то же, что и плановые накопления);

$C_p$  – себестоимость работ, которая находится по формуле:

$$C_p = 829745,57 + 165949,114 = 995694,684 \quad (4.2.21)$$

Формулы (4.2.17) – (4.2.21) приведены из источника [55]

### 4.3 Оценка научно-технической результативности НИР

Одним из главных показателей качества результатов научной деятельности является показатель научно-технического уровня (НТУ), как обобщающая характеристика перспективности и прогрессивности научно-технических решений, заложенных в разработку, по сравнению с уже существующими и ранее созданными, которые относятся к одной научной отрасли.

В отечественной практике разработана методика количественно-качественной оценки НТУ результатов с целью повышения уровня объективности оценки НТУ, с использованием таблиц-матриц и шкал, построенных на основе содержательных нормативных критериев, отражающих степень воздействия определенных показателей на уровень научной значимости результата. Комплекс нормативных критериев-показателей включает: уровень новизны научного результата; степень и широту воздействия результатов НИР на науку; глубину проникновения в сущность объекта или явления (уровень научного познания рассматриваемого объекта - теоретический или эмпирический).

В результат научной деятельности определяется как степень достижения научного, научно-технического, экономического и социального эффектов, которые характеризуются следующим образом:

- *научный эффект*, как прирост информации, предназначенной для "внутри научного" потребления;

- *научно-технический эффект*, как возможность использования результатов научных исследований в других НИОКР и получения информации, необходимой для создания новой продукции;

- *экономический эффект*, как величина прибыли за счёт использования результатов научной деятельности;

- *социальный эффект*, как степень влияния результатов научной деятельности на различные сферы деятельности современного общества.

Для фундаментальных НИР рассчитывается интегральный коэффициент научной результативности, а для поисковых работ — коэффициент научно-технической результативности. Оценка научно-технической результативности прикладных НИР производится на основе сопоставления технических параметров, достигнутых в результате выполнения НИР, с соответствующими базовыми значениями [55].

Таблица 4.3.1 – Характеристики факторов и признаков научной результативности НИР [55]

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Новизна полученных результатов	0,5	Высокая	Некоторые общие закономерности, методы, способы, позволяющие создать принципиально новое программное обеспечение	0,7
Глубина научной проработки	0,35	Средняя	Невысокая сложность расчетов, невозможность проведения эксперимента	0,6
Степень вероятности успеха	0,15	Большая		1

Характеристики факторов и признаков научно-технической результативности НИР представлены в таблице 4.3.2.

В этом случае коэффициент научно-технической результативности [53]:

$$K_{\text{нр(нтр)}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{вли}i} \cdot K_{\text{п}i}, \quad (4.3.1)$$

где  $K_{\text{вли}i}$  – коэффициент влияния  $i$ -го параметра на научно-техническую результативность;

$K_{\text{п}i}$  – коэффициент относительного повышения  $i$ -го параметра по сравнению с базовым значением.

Таблица 4.3.2 – Характеристики факторов и признаков научно-технической результативности НИР [55]

Фактор научной результативности	Коэф. значимости фактора	Качество фактора	Характеристика фактора	Коэф. достигнутого уровня
Перспективность использования результатов	0,5	Важная	Результаты будут использованы при разработке новых программных комплексов технического обеспечения	0,8
Масштаб реализации результатов	0,3	Отрасль	Время реализации: до 3 лет	0,7
Завершенность результатов	0,2	Средняя	Рекомендации, развернутый анализ, предложения	0,6

Результаты расчета коэффициента научно-технической результативности представлены в виде табл. 4.3.3.

Таблица 4.3.3 – Оценка научно-технической результативности НИР

Параметр	$K_{влі}$	$K_{пі}$	$K_{влі} \cdot K_{пі}$
<b>Коэффициент научной результативности</b>			
Новизна полученных результатов	0,5	0,7	0,35
Глубина научной проработки	0,35	0,6	0,21
Степень вероятности успеха	0,15	1	0,15
<b>Коэффициент научно-технической результативности</b>			
Перспективность использования результатов	0,5	0,8	0,4
Масштаб реализации результатов	0,3	0,7	0,21
Завершенность результатов	0,2	0,6	0,12

Коэффициент научной результативности:

$$K_{нр} = 0,35 + 0,21 + 0,15 = 0,71. \quad (4.3.2)$$

Коэффициент научно-технической результативности:

$$K_{нтр} = 0,4 + 0,21 + 0,12 = 0,73. \quad (4.3.3)$$

#### 4.4 Выводы по разделу

В данной главе был произведен расчет продолжительности этапов работы, определена трудоемкость работ каждого из участников и построен линейный график работ. По данному графику можно судить о времени, затраченном на каждый из этапов проекта, вкладе каждого из участников и максимальном по длительности исполнении работ в рамках научно-исследовательского проекта. В целях экономической оценки проекта составлен сводный сметный расчет, который представляет собой сумму основных и накладных расходов с учетом сметной прибыли. Согласно, сметы затрат расходы на НИР составляют 829745,57 руб. Рентабельность проекта составила 14%. Технико-экономическое обоснование НИР свидетельствует о том, что в случае внедрения программного комплекса происходит снижение времени и стоимости на получение объективной информации о влиянии сезонного промерзания и оттаивания грунта в зоне размещения резервуаров ТЭС и котельных. Эффект от экономии времени за счет оперативного получения объективной информации, приводит к определенной экономии на численности лиц, задействованных в монтажных работах при аварийных ситуациях, следовательно должен привести к экономии затрат на оплату труда служащих.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимается комплекс мероприятий, который направлен на обеспечение безопасности человека, сохранение его здоровья, а также разработку методов и средств защиты за счет снижения до допустимых значений влияния вредных и опасных факторов, выработку мер, ограничивающих ущерб при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций мирного и военного времени [58].

Экологическая безопасность современного производства становится глобальной проблемой, затрагивающей интересы каждого жителя Земли. Экологические проблемы крайне важны для предприятий нефтегазового комплекса. Нефть и продукты ее переработки принадлежат к наиболее распространенному классу загрязняющих веществ почвенных и водных сред [56]. Это связано с огромными объемами добычи и переработки нефти, сопряженных с большими экологическими рисками из-за ее поступления в объекты окружающей среды.

В настоящее время идет рост населения на нашей планете, а с ним идет и увеличение потребления электроэнергии, добычи нефти то есть, увеличение количества добываемой нефти. Значит возрастает и потребность в нефтехранилищах. Основными сооружениями для хранения нефти и нефтепродуктов являются резервуарные парки.



Рисунок 5.1 – Резервуары для хранения топлива

Целью выпускной квалификационной работы (ВКР) является математическое моделирование тепловых режимов и численный анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне их размещения.

Целью данного раздела является экологическое обоснование технического решения научно-исследовательской работы (НИР), которое состоит в анализе технического решения и получаемого эффекта с экологической точки зрения и социальной ответственности.

Основная часть исследования состоит в проведении расчетов, составление таблиц и построение характерных графиков, иллюстрирующих распределение температурных полей исследуемой области. По результатам исследования проводится анализ и обработка результатов. Все вышеперечисленные работы проводятся с использованием ПЭВМ, в четвертом корпусе НИТПУ, в компьютерном классе с помощью программного обеспечения с применением средств и функций пакета программ мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics с использованием модуля General Heat Transfer [49].

При выполнении ВКР большую часть времени приходилось проводить в компьютерном классе 48-ой аудитории 4-го корпуса за выполнением расчетов и набором магистерской диссертации на компьютере. В данном разделе рассмотрены вопросы, связанные с охраной труда и техникой безопасности людей работающих в компьютерной лаборатории. По степени воздействия на организм человека отрицательные внешние факторы можно разделить на опасные и вредные. При работе в помещениях, в которых находятся вычислительная техника могут встречаться следующие опасные факторы: поражение электрическим током и возникновение пожара.

Вредные факторы, окружающие человека в данной лаборатории: повышенная запылённость, повышенный уровень шума, повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенная или пониженная влажность воздуха, повышенная или пониженная подвижность воздуха, повышенная или

пониженная температура воздуха рабочей зоны, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная яркость света, пониженная контрастность, согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [57].

## **5.1 Социальная ответственность научно-исследовательской работы**

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом.

Развитие научно-технического процесса вывело на первый план обеспечение безопасности трудового персонала при исполнении своих обязанностей. Для этого создана и широко развита наука о безопасности труда и жизнедеятельности человека.

К основным целям социальной ответственности относятся:

- обнаружить и изучить факторы окружающей среды, влияние которых на организм человека отрицательно;
- по возможности ослабить до безопасных пределов действие таковых факторов, либо исключить их вовсе;
- ликвидировать последствия после стихийных бедствий и катастроф.

Круг практических задач основывается в большинстве случаев выбором принципа защиты; защитой человека и природы от влияния техногенных источников, стихийных явлений с помощью специальных средств, которые разрабатываются, должны быть рационально использованы, а также обеспечивающих комфорт среды жизнедеятельности.

Главная забота социума - это охранять здоровье трудящихся, обеспечить безопасность условий труда, ликвидировать профессиональные заболевания и производственный травматизм. Стоит обратить внимание на такие факторы как увеличение применимости прогрессивных форм научной организации труда, сведение к минимальному значению малоквалифицированного, а также

ручного труда, способность создать обстановку, сводящую к минимуму профессиональные заболевания, производственный травматизм.

В современном мире, под влиянием всеобщей информатизации, математизации, компьютеризации и динамического развития науки, в качестве одного из важнейших вопросов встает вопрос о социальной ответственности ученого за свою деятельность, ее результаты и возможные последствия.

Данная проблема уже давно привлек к себе внимания. Каждый ученый должен быть ответственен за качество полученных своих научных результатов, которая требует высокой достоверности, корректность использования работ своих предшественников и коллег, точность анализа и доказательность полученных выводов.

Считается, что теоретические исследования далеки от реальной жизни, поэтому совершенные в этой области открытия далеко не во всех случаях воспринимаются с позиций возможности их внедрения в практику, тем не менее, ученый все же несет ответственность за последствия любых своих действий, даже если такие действия не предусматривались осознанно его волей. При этом ответственность ученого не ограничивается соображениями этики и профессиональной корректности.

В моей научно – исследовательской работе было сделано математическое моделирование тепловых режимов и численный анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния наличия инженерного сооружения и изменения температуры грунта по глубине. Данная работа была сделана на ПЭВМ с применением пакета программ мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics с использованием модуля General Heat Transfer [49].

Факторы влияния резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных на окружающую среду:

- Все резервуары, эксплуатируемые для переработки и хранения мазута (нефти и нефтепродуктов), со временем требуют зачистки. На дне и стенках

резервуаров накапливаются отложения - шлам, который уменьшает полезную площадь резервуара и мешает нормальному продвижению топлива.

- Пожарная опасность данных объектов обуславливается тем, что на сравнительно небольших площадях сосредотачивается значительное количество пожароопасных жидкостей, исчисляемое порой сотнями тысяч тонн. Несмотря на осуществление обширного комплекса мероприятий по обеспечению пожарной безопасности резервуарных парков в них происходят пожары как у нас в стране, так и за рубежом. Этот факт свидетельствует о том, что проблема пожарной защиты данных объектов требует дальнейшего усовершенствования.

- Наряду с проблемой снижения пожарной опасности резервуарных парков, не менее актуальна проблема защиты окружающей среды от испарения мазута.

- Тепловое воздействие, тепловое излучение на воздух и грунт, достаточно редкий случай паровое отравление. Уменьшение объема выбросов паров в атмосферу может быть достигнуто различными путями: улучшением герметизации емкостей; снижением абсолютных значений температуры ГП и хранимых продуктов, а также уменьшением амплитуды их колебаний; уменьшением объема ГП в резервуаре; улавливанием паров углеводородов, образующихся в резервуарах.

- Сложность обеспечения надежности стальных сварных резервуаров (ССР), предназначенных для эксплуатации в жестких условиях, состоит в необходимости минимизации возможности хрупкого разрушения даже локальных объемов металла ССР при самых низких температурах их эксплуатации.

- Основные же экологические проблемы при попадании мазута (нефти) на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, мазут (нефть) начинает образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод. Одним из наиболее крупных примеров такого рода является ситуация в

окрестностях Грозного в Чечне, под которым на глубине несколько метров образовалась огромная линза мазута (нефти и нефтепродуктов).

В данной научно-исследовательской работе учтены нормы энергосбережения, ресурсоэффективности, экологические, строительные нормы и стандарты. Резервуары находятся в безопасном расстоянии от населенных пунктов, зданий и т.д., для обеспечения безопасности жизнедеятельности населения.

В результате исследований можно сказать о том, что нормативная методика расчета резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных не в полной мере охватывает все факторы, влияющие на тепловые потери. Исходя из этого, нужно отметить тот факт, что при подогреве мазута из-за недостаточности методики, тепловые потери увеличиваются. Это в свою очередь, сказывается на окружающей среде и экономичность топливного хозяйства, а так же на общий КПД станции. При моделировании с программным комплексом COMSOL Multiphysics [49] можно учесть все влияющие факторы на тепловые режимы резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных, а это в свою очередь способствует к снижению тепловых потерь за счет уменьшения при подогреве.

Результаты исследования могут быть применены в дальнейшем при строительстве, модернизации и эксплуатации мазутных хозяйств, для полной оценки тепловых режимов, экономических затрат и экологических воздействий на окружающую среду, а так же для снижения тепловых потерь, которая в свою очередь способствует снижению теплового загрязнения окружающей среды, уменьшению объема выбросов паров, снижению экономических затрат на подогрев мазута.

## **5.2 Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды**

### **Воздействие электромагнитного поля на оператора ПЭВМ**

Электромагнитное поле (ЭМП) создается магнитными катушками отклоняющей системы, находящимися около цокольной части электроннолучевой трубки монитора. ЭМП обладает способностью биологического, специфического и теплового воздействия на организм человека.

Биологическое воздействие ЭМП зависит от длины волны, интенсивности, продолжительности режимов воздействия, размеров и анатомического строения органа, подвергающегося влиянию ЭМП. Механизм нарушений, происходящих в организме под влиянием ЭМП, обусловлен их специфическим и тепловым действием.

Специфическое воздействие ЭМП обусловлено биохимическими изменениями, происходящими в клетках и тканях. Наиболее чувствительными являются центральная и сердечнососудистая системы.

Тепловое воздействие ЭМП характеризуется повышением температуры тела, локальным избирательным нагревом тканей, органов, клеток вследствие перехода ЭМП в тепловую энергию. Интенсивность нагрева зависит от скорости оттока тепла от облучаемых участков тела.

Влияние электромагнитных излучений заключается не только в их тепловом воздействии. Микропроцессы, протекающие в организме под действием излучений, заключаются в поляризации макромолекул тканей и ориентации их параллельно электрическим силовым линиям, что может приводить к изменению свойств молекул; особенно для человеческого организма важна поляризация молекул воды.

Таким образом, степень воздействия ЭМП на организм человека зависит от интенсивности облучения, длительности воздействия и диапазона частот.

Длительное и систематическое воздействие на человека полей вызывает:

1. Повышенную утомляемость;
2. Головную боль;
3. Сонливость;
4. Гипертонию;

## 5. Боли в области сердца.

На территории Российской Федерации действуют СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [59], который устанавливает санитарно-эпидемиологические требования к персональным электронно-вычислительным машинам (ПЭВМ) и условиям труда.

Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ приведены в табл. 5.1.1.

В соответствии с этим используются такие меры организационного характера:

1. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600–700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

2. Работа на ЭВМ не более 6 часов в день с перерывами через 1 час.

Таблица 5.1.1 – Допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе с ПЭВМ устанавливается суммарное время регламентированных перерывов (таблица 5.1.2).

Таблица 5.1.2 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин.	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	При 8 часовой смене	При 12 часовой смене
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50	80
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70	110
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90	140

Виды трудовой деятельности разделяются на 3 группы: группа А – работа по считыванию информации с экрана ВДТ с предварительным запросом; группа Б – работа по вводу информации; группа В – творческая работа в режиме диалога с ПЭВМ. При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к разным видам трудовой деятельности, за основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50% времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Для видов трудовой деятельности устанавливается 3 категории тяжести и напряженности работы с ПЭВМ, которые определяются: для группы А – по суммарному числу считываемых знаков за рабочую смену, но не более 60 000 знаков за смену; для группы Б – по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену, но не более 40 000 знаков за смену; для группы В – по суммарному времени непосредственной работы с ПЭВМ за рабочую смену, но не более 6 ч за смену.

### **Освещение**

Одним из элементов, влияющих на комфортные условия работающих, является освещение. К нему предъявляются следующие требования:

1. Соответствие уровня освещенности рабочих мест характеру выполняемой работы;
2. Достаточно равномерное распределение яркости на рабочих поверхностях в окружающем пространстве;
3. Отсутствие резких теней, прямой и отраженной блескости;
4. Постоянство освещенности по времени;
5. Оптимальная направленность излучаемого осветительными приборами светового потока;
6. Долговечность, экономичность, электро- и пожаробезопасности, эстетичность, удобство и простота в эксплуатации.

В соответствии с задачами зрительной работы помещение относится к 1 группе, т. е. помещения, в которых производится различение объектов зрительной работы при фиксированном направлении линии зрения. Нормированное значение освещенности рабочей поверхности для данной группы составляет 300 лк, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [60]. Это значение достигается применением совместного освещения, т.е. недостаточное естественное (через оконные проёмы) дополняется искусственным (с помощью люминесцентных ламп).

Естественное освещение – обуславливается световым потоком прямых солнечных лучей и диффузионным светом неба, т. е. многократным отражением солнечных лучей от мельчайших взвешенных в атмосфере частиц пыли и воды. Величина такого освещения изменяется как в течение года, так и в течение суток. Изменения в течение суток зависят от географических координат, расположения других зданий, месторасположения объекта, времени суток, прозрачности воздуха, облачности и других характеристик окружающей среды.

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах, которые зависят от времени

года, суток, метеорологических условий. Поэтому естественное освещение нельзя задать количественно. В качестве нормированной величины для естественного освещения используют коэффициент естественной освещенности (КЕО), который представляет собой отношение освещенности в данной точке внутри помещения к значению наружной освещенности, полностью открытого небосвода. Нормирование этого коэффициента определяется по таблице с учетом характера зрительной работы, системы освещения, района расположения объекта. Кроме количественного показателя КЕО используют качественный показатель – неравномерность естественного освещения. Для естественного освещения с размером объекта 0,15 м естественное освещение находится в пределах 3-10 %.

В России нормируется еще один качественный показатель освещения – коэффициент пульсации освещенности. Нормирование этого показателя также потребовалось в связи с повсеместным внедрением газоразрядных источников света, так как у излучения ламп накаливания пульсации весьма незначительны и каких-либо неудобств от их существования люди не испытывали. Установлено, что глубина пульсации освещенности на рабочих местах не должна превышать 20 %, а для некоторых видов производства – 15 %.

### **Микроклимат помещения**

Микроклимат помещений для лёгкой категории работ включает определённую температуру и влажность. Нормы метеорологических условий учитывают время года и характер производственного помещения. В таблице 5.1.3. приведены нормы метеоусловий для категорий работ по тяжести Ia в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [61]

Таблица 5.1.3 – Нормы метеоусловий

Холодный период года $t_{нар}^{возд}$ ниже +10, °С						Тёплый период года $t_{нар}^{возд}$ +10, °С					
Оптимальны е			Допустимые			Оптимальные			Допустимые		
Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
22-24	40-60	0,1	19-26	15-75	0,1	23-25	40-60	0,1	20-29	15-75	0,1

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [62] и СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [61].

Рассматривая вопросы охраны труда людей, работающих в компьютерной лаборатории, нельзя обойтись без рассмотрения вопроса вентиляции помещения. Вентиляция предназначена для создания на рабочем месте нормальных метеорологических и гигиенических условий за счёт организации правильного воздухообмена.

Проанализировав имеющуюся в помещении вентиляцию можно сказать, что:

1. По способу перемещения воздуха она является естественной и неорганизованной.
2. По назначению она осуществляет удаление (вытяжку) воздуха из помещения.

3. По месту действия она является общеобменной.

Количество приточного воздуха при естественном проветривании должно быть не менее 30 м<sup>3</sup>/ч на одного человека, при объёме помещения приходящегося на него менее 20 м<sup>3</sup>, что не выполняется. Следовательно, следует либо применить другой тип вентиляции, например, принудительную, либо устанавливать кондиционеры.

Кроме того допустимые нормы по запылённости должны соответствовать санитарным нормам для ПДК веществ 4 – ого класса опасности, и поддерживаются созданием соответствующих устройств вентиляции и влажной ежедневной двухразовой уборкой пола в помещении определяется ГН 2.2.5.1313 – 03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [63].

#### **Источники шума**

По характеру спектра в помещении присутствуют широкополосные шумы. Источник шумов – электродвигатели в системе охлаждения и центральная система вентиляции ЭВМ. Допустимый уровень шумов для помещений компьютерных залов 50 дБ определяется СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки» [64] по шкале Ашумомера, согласно ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» .

Защитой от шумов является заключение вентиляторов в защитный кожух и установка внутрь корпуса ЭВМ.

### **5.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды**

#### **Электробезопасность при работе на ПЭВМ**

Электрические установки – это большая потенциальная опасность для человека.

Специфическая опасность электроустановок в следующем: токоведущие проводники, корпуса стоек ЭВМ и прочего оборудования оказавшегося под

напряжением в результате повреждения изоляции, не подают каких-либо сигналов, которые предупреждали бы об опасности. Реакция человека на электрический ток возникает лишь при протекании тока через тело.

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация обслуживания действующих установок.

Во время работ в электроустановках для предупреждения электротравматизма очень важно проводить соответствующие организационные и технические мероприятия.

Организационные мероприятия:

1. Оформление работ нарядом или устным распоряжением;
2. Допуск к работе;
3. Надзор во время работы;
4. Оформление перерыва в работе;
5. Переводов на другое рабочее место;
6. Окончания работы.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

1. Отключение оборудования на участке, выделенном для производства работ и принятием мер против ошибочного или самопроизвольного включения;
2. Ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей;
3. Вывешивание предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
4. Проверка отсутствия напряжения;
5. Наложение заземления.

Особые требования предъявляются к обеспечению электробезопасности пользователей, работающих на персональных компьютерах. К их числу относятся следующие:

1. Все узлы одного персонального компьютера и подключенное к нему периферийное оборудование должны питаться от одной фазы электросети;
2. Корпуса системного блока и внешних устройств должны быть заземлены радиально с одной общей точкой;
3. Для отключения компьютерного оборудования должен использоваться отдельный щит;
4. Все соединения ПЭВМ и внешнего оборудования должны производиться при отключенном электропитании.

По способу защиты человека от поражения током оборудование относится к I классу электрических изделий, т. е. к изделиям, имеющим, по крайней мере, рабочую изоляцию и заземление, т. е. всё оборудование, имеет защитную изоляцию, заземление, согласно ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [65].

### **Пожарная безопасность**

Пожар – это неконтролируемое горение во времени и пространстве; пожар наносит материальный ущерб и создает угрозу жизни и здоровью человека.

Причины возникновения пожара в компьютерной аудитории могут быть:

1. Халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов);
2. Неправильное устройство и неисправность вентиляционной системы;
3. Самовоспламенение и возгорание веществ;
4. Короткое замыкание;
5. Статическое электричество.

В современных ЭВМ очень высока плотность размещения электронных схем. В непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода, коммуникационные кабели. При протекании по ним

электрического тока выделяется значительное количество теплоты, что может привести к повышению температуры отдельных узлов до 80-100°C. При этом возможно оплавления изоляции соединительных проводов, их оголение и, как следствие, короткое замыкание, сопровождаемое искрением, которое ведет к недопустимой перегрузки элементов электронных схем. Они, перегреваясь, сгорают, разбрызгивая искры.

Следовательно, допускается работа только на исправных установках и приборах. К работе могут допускаться лица, прошедшие инструктаж, по технике безопасности.

Согласно нормам первичных средств пожаротушения ППБ 101-89 [66] с учётом наличия электроустановок напряжением до 1000 В, на 100 м<sup>2</sup> должны быть: один углекислотный огнетушитель типа ОУ-2, ОУ-5 или ОУ-8. Категория по пожарной опасности – В-4, так как имеются твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыль и волокна), способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом гореть.

Сотрудники лаборатории должны быть ознакомлены с планом эвакуации людей и материальных ценностей при пожаре. План эвакуации должен находиться в каждом помещении и на каждом этаже лестничной клетки (рисунок 5.2.1).

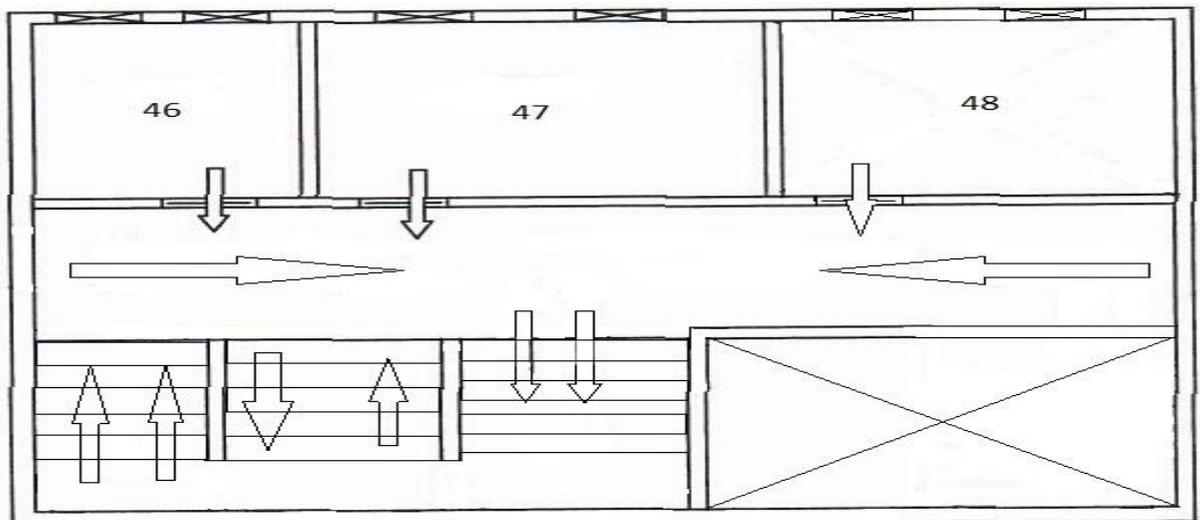


Рисунок 5.2.1 – Схема эвакуации при пожаре.

## **Региональная безопасность**

В помещении, в котором осуществляется процесс проектирования, используется офисная техника, в состав которой входят: компьютеры; принтеры; сканеры. Она относится к классу высокотехнологичных изделий.

При эксплуатации компьютерной техники к расходным материалам, не подлежащим восстановлению, относятся: манипулятор «мышь»; клавиатура.

Клавиатура и манипулятор более чем на 90 % состоят из пластика. Срок эксплуатации, по данным производителей, составляет примерно 5 лет.

При эксплуатации копировальной техники и принтеров остаются использованные картриджи, состоящие примерно на 90 % из пластика. Большинство моделей картриджей рассчитано на одноразовое использование и дополнительной заправке не подлежат. По окончании срока эксплуатации использованные картриджи должны передаваться на восстановление в специализированные предприятия, однако в реальной ситуации картриджи поступают в отходы.

В результате эксплуатации офиса образуются твердые бытовые отходы, в состав которых входит бумага, картон, пластик, люминесцентные лампы.

Разумным подходом к утилизации твердых бытовых отходов является организации вторичной переработки вместо вывоза аппаратуры на свалки.

Таким образом, удастся получить некоторое количество ценных материалов, пригодных для повторного использования в качестве сырья, исключая стадию их добычи или изготовления. Данный способ позволят сократить расходы производства и снизить нагрузку на окружающую среду за счет уменьшения технологического цикла. Утилизация офисной техники с помощью профессионалов, позволяет обеспечить стабильное функционирование процессов производства с использованием вторичных материалов.

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Специфика труда оператора заключается в больших зрительных нагрузках в сочетании с малой двигательной активностью, монотонностью выполняемых операций, вынужденной рабочей позой. Эти факторы отрицательно влияют на самочувствие работающего. Зрительные нагрузки связаны с воздействием на зрение дисплея. Чтобы условия труда оператора были благоприятными, снималась нагрузка на зрение, видеотерминал должен соответствовать следующим требованиям:

1. Экран должен иметь антибликовое покрытие;
2. Цвета знаков и фона должны быть согласованы между собой;
3. Для многоцветного отображения рекомендуется использовать одновременно 6 цветов – пурпурный, голубой, синий, зеленый, желтый, красный, а также черный и белый, так как вероятность ошибки тем меньше, чем меньше используется цветов и чем больше разница между ними, а для одноцветного отображения – черный, белый, серый, желтый, оранжевый и зеленый. Красный и голубой цвета на границе видимого спектра применять нельзя;
4. Необходимо тщательное регулярное обслуживание ПЭВМ специалистами.

В СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» даются общие требования к организации и оборудованию рабочих мест операторов ПЭВМ.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. Высота рабочей поверхности стола должна регулироваться в пределах 680 –

800 мм; при отсутствии такой возможности высота рабочей поверхности должна составлять 725 мм.

Рабочий стол должен иметь пространство для постановки ног, которое составляет: высоту не менее 600 мм, ширину не менее 500 мм, глубину – на уровне колен, не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм.

Конструкция рабочего стула должна поддерживать рациональную рабочую позу при работе с ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения утомления. Рабочий стул должен быть подъемно-поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула должна быть полумягкой с нескользящим, не электризующимися и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

#### **5.4 Выводы по главе**

В данной главе были рассмотрены вопросы направленные на обеспечение безопасности человека, сохранение его здоровья, а также разработку методов и средств защиты за счет снижения до допустимых значений влияния вредных и опасных факторов, выработку мер, ограничивающих ущерб при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций мирного и военного времени [58].

В результате исследований можно сказать о том, что нормативная методика расчета резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных не в полной мере охватывает все факторы, влияющие на тепловые потери. Исходя из этого, нужно отметить тот факт, что при подогреве мазута из-за недостаточности методики, тепловые потери увеличиваются. Это в свою очередь, сказывается на окружающей среде и экономичность топливного хозяйства, а так же на общий КПД станции. При моделировании с

программным комплексом COMSOL Multiphysics [49] можно учесть все влияющие факторы на тепловые режимы резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных, а это в свою очередь способствует к снижению тепловых потерь за счет уменьшения при подогреве.

Результаты исследования могут быть применены в дальнейшем при строительстве, модернизации и эксплуатации мазутных хозяйств, для полной оценки тепловых режимов, экономических затрат и экологических воздействий на окружающую среду, а так же для снижения тепловых потерь, которая в свою очередь способствует снижению теплового загрязнения окружающей среды, уменьшению объема выбросов паров, снижению экономических затрат на подогрев мазута.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрена воздействие резервуарных сооружений на окружающую среду и компьютерная лаборатория на предмет возникновения вредных (воздействие электромагнитного поля на оператора ПЭВМ, освещение, микроклимат помещения, источники шума) и опасных факторов (электробезопасность при работе на ПЭВМ, пожарная безопасность).

Нормированное значение освещённости рабочей поверхности для данной компьютерной лаборатории составляет 300 лк, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий» [60]. Это значение достигается применением совместного освещения, то есть недостаточное естественное (через оконные проёмы) дополняется искусственным (с помощью люминесцентных ламп).

При работе с персональными компьютерами в лаборатории выполняются все требования, установленные СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [59].

Также работниками соблюдаются правила безопасности. Сотрудники компьютерной лаборатории ознакомлены с планом эвакуации людей и материальных ценностей при пожаре.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен численный анализ тепловых режимов и тепловых потерь резервуаров резервных топлив ТЭС и котельных с учетом оттаивания грунта в зоне их размещения.

Установлено, что относительное изменение результатов численного моделирования тепловых потерь резервуаров с учетом оттаивания грунта и без учета составляет в предельных случаях 7,30 % для подземного, 1,37 % для наземного, 4,83 % для полуподземного резервуаров.

Показано, что интенсификация теплоотдачи на границе раздела «окружающая среда – корпус резервуара» приводит к росту тепловых потерь резервуаров на 30,1 % при наземном, 27,3% при полуподземном и на 17,2 % в подземном вариантах размещения.

Анализ влияния характеристик грунта в зоне размещения резервуаров на их тепловые потери показал, что при размещении резервуаров в зонах с грунтами, имеющими относительно высокую теплопроводность, тепловые потери возрастают от 3,58 % до 16,5 % в зависимости от варианта размещения резервуара и значений коэффициентов теплоотдачи.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что при проектировании и анализе тепловых режимов работы рассматриваемых систем необходимо учитывать интенсификацию теплоотдачи, интенсификацию теплоотвода в грунт и его оттаивание.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

Основные результаты диссертационной работы представлены в следующих сборниках:

1. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т., Половников В.Ю. Тепловые резервуары для хранения топлив ТЭС и котельных // Сборник докладов VI Всероссийская научная конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий». (Томск, 13-15 октября 2015 г.);

2. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т., Половников В.Ю. Тепловые резервуары для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений в зоне их размещения // Сборник докладов III российская молодежная научная школа-конференция «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи» – Томск, 2015. – С. 153-157. (21-23 октября)

3. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Математическое моделирование тепловых режимов резервуаров ТЭС и котельных с учетом промерзания и оттаивания грунта в зоне их размещения // Сборник докладов V Международная молодежная научная конференция «Актуальные проблемы современной механики сплошных сред и небесной механики» – Томск, 2015. – С. 217-220. (25-27 ноябрь)

4. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Численный анализ тепловых резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом влияния инженерных сооружений // Сборник докладов VI Всероссийская научная конференция с международным участием «Состояние и пути развития российской энергетики» – Томск, 2015. – С. 370-373.

5. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Численный анализ влияния промерзания грунта в зоне размещения наземного резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных // Сборник докладов Международная молодежная научная конференция «Тепломассоперенос в системах обеспечения

тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования» (Томск, 19-21 апрель 2016 г.)

6. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Численный анализ влияния инженерного сооружения в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных // Сборник докладов Международная молодежная научная конференция «Тепломассоперенос в системах обеспечения тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования» (Томск, 19-21 апрель 2016 г.)

7. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Математическое моделирование влияния промерзания грунта в зоне размещения резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных // Сборник докладов VII Всероссийская конференция студентов Элитного технического образования «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых» (Томск, 27-29 апрель 2016 г.);

8. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом изменения температуры грунта // Сборник докладов VII Всероссийская конференция студентов Элитного технического образования «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых» (Томск, 27-29 апрель 2016 г.);

9. Ожикенова Ж.Ф., Махсутбек Ф.Т. Половников В.Ю. Анализ тепловых потерь резервуаров для хранения топлив ТЭС и котельных с учетом изменения температуры грунта // Сборник докладов XI международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов, и молодых ученых «Энергия - 2016» (Иваново, 5-7 апрель 2016 г.);

10. Polovnikov V.Yu., Makhsutbek F.T., Ozhikenova Zh.F. Thermal mode of tanks for storage fuel of thermal power plants and boiler with the influence of engineering facilities in area of their placement // EPJ Web of Conferences. – 2016 – Vol.110, Article number 01049. – p. 1-5.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Олимпиев В.В. Экономия энергетических и финансовых затрат при эксплуатации основных резервуаров мазутных хозяйств ТЭС и котельных // Теплоэнергетика. 2003. № 9. С. 40 — 45.
2. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. - 612с.
3. ГОСТ 10585-75. Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1982. – 6с.
4. ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения серы сжиганием в лампе. М.: Изд-во стандартов, 1994. – 6 с.
5. ГОСТ 3877-88. Нефтепродукты. Метод определения серы сжиганием в калориметрической бомбе. М.: Изд-во стандартов, 1988. – 6с.
6. ГОСТ 10364-90. Нефть и нефтепродукты. Метод определения ванадия. М.: Изд-во стандартов, 1991. – 8с.
7. ГОСТ 14203-69 Нефть и нефтепродукты. Диэлькометрический метод определения влажности. М.: Изд-во стандартов, 1984. – 8с.
8. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – М.: Стандарт и нормы, 2006 – 35с.
9. Оленев Н.М. Хранение нефти и нефтепродуктов М.: Недра, 1964. - 428с.
10. СНиП 2.11.04-85. Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов / Минстрой России. М.: ГП ЦПП, 1996. – 141 с.
11. Берман С.С. теплообменные аппараты и конденсационные устройства турбоустановок. М.: Машгиз, 1959. 428с.
12. Бунчук В.А. Новые типы нефтяных резервуаров и их оборудование. М.: ВНИИОЭНГ, 1967. 98с.
13. Корниенко В.С., Поповский Б.В. Сооружение резервуаров. М.: Стройиздат, 1971. 224с.
14. Белосельский Б.С. Топочные мазуты. М.: Энергия, 1978. – 256 с.

15. ГОСТ 380-60. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки и общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 8с.
16. Белосельский Б.С., Глухов Б.Ф. Подготовка и сжигание высокоподогретых мазутов на ЭС и в промышленных котельных. – М.: МЭИ, 1993. – 72 с.
17. Белосельский Б.С., Соляков В.К. Энергетическое топливо. – М.: Энергия, 1980. – 168 с.
18. Сжигание высокосернистого мазута на ЭС / Н.И. Верховский, Г.К. Красноселов, Е.В. Машилов, Л.М. Цырульников. – М.: Энергия, 1970. – 448 с.
19. Ляховецкий М.С. Некоторые резервы экономии жидкого топлива в мазутном хозяйстве ТЭС // Электрические станции. – 1985. – № 7. – С. 55–58.
20. Дульцев В.И. Снижение расхода тепла на подготовку мазута к сжиганию // Энергетик. – 1985. – № 9. – С. 20–25.
21. Емелин Ж.А. Хранение мазута в резервуарах без подогрева // Энергетик. – 1985. – № 10. – С. 15–18.
22. Карпов В.В., Вязовой С.К., Емелин Ж.А. Опыт холодного хранения мазута // Энергетик. – 1975. – № 4. – С. 25–28.
23. Геллер З.И., Филановский З.Г., Пименов А.К. Исследование возможности длительного хранения мазута без подогрева в резервуарах большой емкости // Электрические станции. – 1972. – № 5. – С. 32–35.
24. Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства ТЭС. НР 34–70– 045–83. – М.: Союзтехэнерго, 1984. – 24 с.
25. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. ВНТП – 81. – М.: Теплоэлектропроект, 1981. – 76 с.
26. Геллер З.И., Ашихмин В.И., Шевченко Н.В., Высота К.П. Промышленные испытания системы циркуляционного подогрева мазута

- в металлических резервуарах емкостью 5000м<sup>3</sup>. // Теплоэнергетика. – 1969. – №1. – С. 73–74.
27. Посаднев Е.К. Использование и хранение нефтепродуктов. – М.: Россель-хозиздат, 1987. – 143 с.
28. Евтихин В.Ф. Новое в проектировании, строительстве и эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1980. – 57 с.
29. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: МЭИ, 2001. – 472 с.
30. Струков В.А., Костяков А.Д. Использование пенополиуретана в качестве тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей // Промышленная энергетика. – 2001. – № 11. – С. 26–27.
31. Современная теплоэнергетика. Часть I / под ред. А.Д. Трухний, А.А. Макаров, В.В. Клименко. – М.: МЭИ, 2002. – 368 с.
32. Козлов Ю.В. Тепловая изоляция энергооборудования // Энергетическое строительство за рубежом. – 1983. – № 4. – С. 25–30.
33. Рей Д. Экономия энергии в промышленности. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 203 с.
34. Горленко А. М. Новые энергосберегающие конструкции аппаратов, материалы и изоляция // Энергохозяйство за рубежом. – 1986. – № 1. – С. 45–49.
35. Гришкова А.В., Красовский В.М., Белоглазова Т.Н. Оценка рентабельности энергосберегающих мероприятий при совершенствовании теплоизоляции ограждающих конструкций // Промышленная энергетика. – 2001. – № 6. – С. 57–60.
36. Развитие теплоснабжения в России в соответствии с Энергетической стратегией до 2030г. // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 2. – С. 6–9.
37. Мадоян А.А., Калиновский В.И. Использование электроэнергии в период провала графика на ТАУ // Энергетика и электрификация. – 1988. – № 1. – С. 2–4.

38. Ершевич В.В., Сидоркин А.К. К расчету экономической эффективности аккумулирования энергии в энергосистемах // Электрические станции. – 1985. – № 4. – С. 37–40.
39. Кононов Д. Ю. Об эффективности снижения нагрузки и электропотребления // Энергетик. – 2000. – № 2. – С. 25–27.
40. Суднова В.В. О целесообразности введения дифференцированных тарифов для базовых потребителей энергосистемы // Промышленная энергетика. – 1997. – № 6. – С. 42–45.
41. Никитушкин С.П. К вопросу о расчете дифференцированных ~о зонам времени тарифов на электроэнергию // Промышленная энергетика. – 1998. – № 8. – С. 53–56.
42. Автономный однофазный многотарифный счетчик электроэнергии СЭТ 1 – 4А // Энергетик. – 2001. – № 11. – С.47.
43. Паули В.К., Сидоров С.Б. Основные положения организации внутреннего аудита деятельности энергопредприятий // Энергетик. – 2000. – №5. – С. 37–40.
44. Гортышов Ю.Ф., Попов И.А., Олимпиев В.В., Костылев Б.Б. Теплообмен в вертикальных открытых каналах при наличии интенсификаторов в условиях свободноконвективного течения газа. – Минск: ИТМО, 2000. – С. 452–455.
45. Олимпиев В.В. Модель течения для расчета теплоотдачи и сопротивления каналов с выступами при  $Re < 10^4$  // Изв. вузов. Авиационная техника. – 2001. – № 2. – С. 48–52.
46. Назмеев Ю.Г., Будилкин В.В., Лопухов В.В. Алгоритм и методика расчетов процессов подогрева мазута в резервуарах и резервуарных парках // Проблемы энергетике. – 2000. – № 11. – С. 22–31.
47. Якимов Н.Д., Олимпиев В.В. Анализ эффективности маслоохладителя с интенсификацией теплообмена // Изв. вузов. Авиационная техника. – 2001. – № 1. – С. 78–80.

48. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. – М.: Атомиздат, 1979. – 415 с.
49. Бирюлин Г.В. Теплофизические расчеты в конечно-элементном пакете COMSOL/FEMLAB. СПб.: СПбГУИТМО, 2006. – 89с.
50. Шайдуров В.В. Многосеточные методы конечных элементов. – М.: Наука, 1989. – 288с.
51. Пехович А.И., Жидких В. М. Расчеты теплового режима твердых тел. Л.: Энергия, 1976. – 351 с.
52. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли. – М.: Издательский дом «Граница», 2006. – 176 с.
53. СНиП II-3-79\*. Строительные нормы и правила. Строительная теплотехника. – Москва: Изд-во стандартов, 1998. -49 с.
54. Гува А.Я. Краткий теплофизический справочник. Новосибирск: Сибвузиздат, 2002. – 300 с.
55. Гаврикова Н.А., Тухватулина Л.Р., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
56. Гречищева Н.Ю., Перминова И.В., Мещеряков С.В. Перспективность применения гуминовых веществ в технологиях очистки нефтезагрязненных почв // Экология и промышленность России. - 2016. №1. – С.30-36.
57. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: ИПК Издательство Стандартов, 1974. – 4с.
58. Дубовцев В.А. Безопасность жизнедеятельности. / Учеб.пособие для дипломников. - Киров: изд. КирПИ, 1992. – 87с.
59. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-

- вычислительным машинам и организации работы». – М.: Минздрав России, 2003. – 56с.
60. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 2003. – 28с.
61. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997. – 12с.
62. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – М.: Стандарт Информ, 2006. – 50с.
63. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России, 1998. – 763с.
64. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. – М.: Минздрав России, 1996. – 8с.
- 65.. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». – М.: ИПК Издательство Стандартов, 1987. – 5с.
66. ППБ 01–03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003. – 111с.

## Приложение I

### Раздел 6

#### **Numerical modeling of the effect of thawing of the soil in the area of placing tanks for storing fuel thermal power plants and boiler.**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Г	Ожикенова Жанат Фархатовна		

Консультант кафедры ТПТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент/кафедра ТПТ	Крайнов А.В.	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент/кафедра ИЯЭИ	Буран А.Л.	к.п.н.		

## **6 NUMERICAL MODELING OF THE EFFECT OF SOIL THAWING IN THE AREA OF PLACING TANKS FOR STORAGE FUEL OF THERMAL POWER PLANTS AND BOILER**

### **Abstract**

This paper describes the numerical modeling of heat transfer in the area placing of the tank for storage fuel of thermal power plant and boiler with considering the influence of soil thawing. We have established that soil thawing in the area of placing of the tank for storage fuel of thermal power plant and boiler have little effect on the change of heat loss.

### **Introduction**

Oil is used by more than 200 thermal power plants (TPP) in Russia as a primary or backup fuel. A large number of power plants and large boilers using fuel oil as the main fuel, all power plants and boilers, gas-fueled, have backup fuel oil facilities and power plants and boilers that run on coal, fuel oil is often used for lighting and illuminating torch. The main problem of its use - is ensuring uninterrupted supply of boilers by heated and filtered oil in the winter. Thus on heating oil during its preparation for burned (in order to reduce viscosity is exponentially dependent on the temperature) is expended considerable part of the generated electricity of TPP. Reducing these costs is one of the important tasks. Its solution is possible at optimal thermal conditions in fuel oil storage and systems supply that fuel [1].

The research of thermal modes of different objects (a residential building, a hot water pipes [2], a fuel storage tank et al.) is an important problem.

Currently, the method of calculation and design of a fuel storage tank does not take full account of all processes in a tank, that occur during the preparation of a fuel oil for combustion.

One of the most promising approaches to research of different equipment is the use of a computer programs. They take into account various effects and processes in the system of heat transfer.

The objective is the mathematical modeling of the thermal loss of fuel storage tank and numerical analysis of thermal conditions of the tank.

### Problem statement

We consider a typical vertical cylindrical steel underground tank. Figure 1 shows a schematic representation of the field solution of the problem. For the domain under consideration (Fig. 1, 2, 3) we solve a 2D linear and stationary problem of heat transfer in conditions of thawing of the soil .

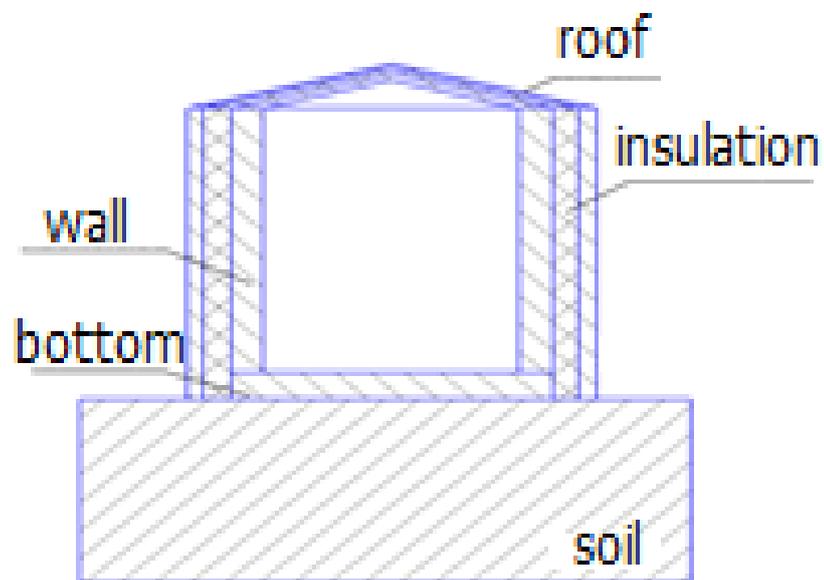


Figure 1. Schematic representation of the field solution of the problem with an underground tanks for storing fuel thermal power plants and boiler

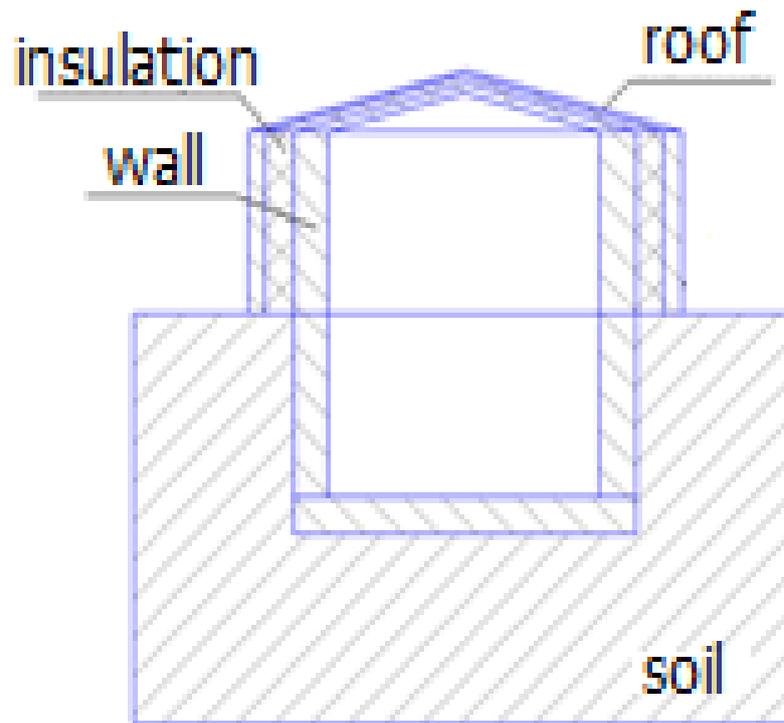


Figure 2. Schematic representation of the field solution of the problem with a semi-underground tanks for storing fuel thermal power plants and boiler

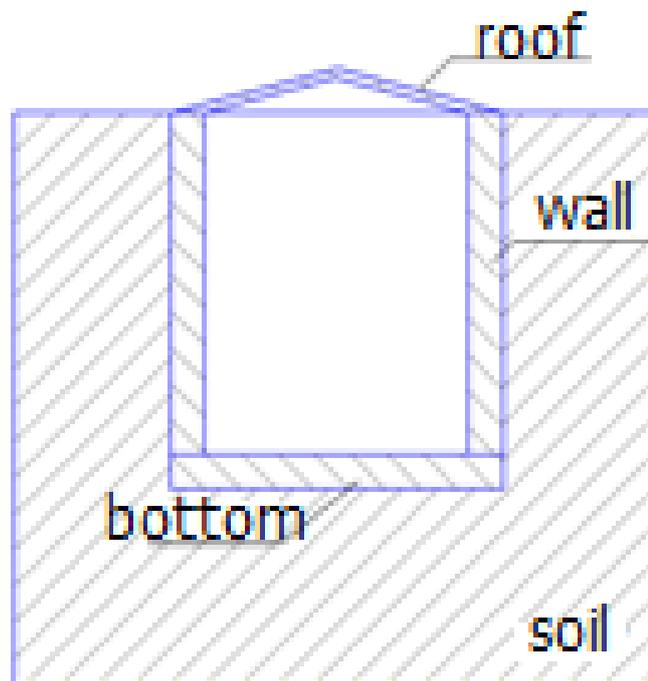


Figure 3. Schematic representation of the field solution of the problem with an aboveground tanks for storing fuel thermal power plants and boiler

Formulating the problem, we used the following assumptions:

1. The heat transfer processes in the internal and the external environment are disregarded.
2. Thermophysical characteristics of materials used in the analysis are constant and known values.
3. There is an ideal thermal contact conditions at the boundaries.
4. The heat in the decision domain (Fig. 1) is transferred only by conduction;
5. The interface between white and frozen ground has a constant temperature of 273 K.

The listed assumptions, on the one hand, do not impose constrains of principle on the physical model of the system (Fig. 1), but, on the other hand, allow one to simplify in a certain manner the algorithm and method for solving the posed problem.

### **Mathematical model**

The processes of heat transfer to the object under consideration (Fig. 1, 2, 3) will be described by the following equation:

$$\nabla^2 T_i = 0, \quad (1)$$

$$\nabla^2 T_{tg} = 0, \quad (2)$$

$$\nabla^2 T_{fg} = 0. \quad (3)$$

The constant temperature is kept constantly on the inside surface of the reservoir body:

$$T_{i,1} = T_m = \text{const}. \quad (4)$$

The ideal heating contact conditions are carried out in contact layers places:

$$\lambda_i \text{ grad}(T_{i,2}) = \lambda_r \text{ grad}(T_{tg,2}); \quad T_{i,2} = T_{tg,2}; \quad (5)$$

$$\lambda_{fg} \text{ grad}(T_{fg,3}) = \lambda_{tg} \text{ grad}(T_{tg,3}); \quad T_{fg,3} = T_{tg,3}. \quad (6)$$

The III types conditions are accepted on borders of the interactions of researched objects with environment:

$$-\lambda_g \text{ grad}(T_{g,4}) = \alpha(T_{g,4} - T_{ex}), \quad (7)$$

Gradient temperatures at considerable distance from the tank in soil are equal zero:

$$\text{grad}(T_g)=0, x \rightarrow \pm\infty, y \rightarrow -\infty. \quad (8)$$

Notations:

$T$  – temperature, K;

$\lambda$  – coefficient of thermal conductivity, W/(m·K);

$\alpha$  – the heat transfer coefficient, W/(m<sup>2</sup>·K).

Indexes:

ins – a layer of heat insulation; g – ground; oil – oil; f – foundation engineering structure; in – internal; ex – external; 1 – the inner surface of the tank insulation; 2 – the boundary between "shell of tank – ground"; 3 – the boundary between "soil – foundation engineering structure"; 4 – the boundary between "soil – environment"; 5 – the boundary between "soil – engineering structure"; 6 – the boundary between "foundation – the air inside the engineering structure."

### **Method of solution and Initial data**

The system of equations (1)–(12) was solved by the software package COMSOL Multiphysics using the module General Heat Transfer.

In carrying out a numerical simulation assumed that the surface temperature of the inner tank  $T_m = 60$  ° C. Ambient temperature  $t_{ex} = -40$  ° C.

Table 1 shows the thermal characteristics of materials and substances used in research [2,3].

Table 1. Thermal properties of materials

Material	Foundation	Thermal insulation	Ground			
			Clayey		Sandy	
			Frozen	Thawed	Frozen	Thawed
$\lambda$ , [W/(m·K)]	1,54	0,04 6	1,1	1,3	2,3	3,7
$c$ , [J/(kg·K)]	887	840	1231	959	1486	1005
$\rho$ , [kg/m <sup>3</sup> ]	2200	150	1700	1700	2000	2000

### Results of numerical simulation

The main results of numerical modeling of thermal conditions of the system under consideration (Fig. 1) are listed in Table 2 and in Fig. 2–4.

Table 2 lists the results of numerical experiments of the heat loss of a vertical cylindrical steel tank ( $Q_1$  is the heat loss excluding thawing of soil and  $Q_2$  is the heat loss, taking into account the soil thawing).

Table 3. Results of the calculation of heat losses aboveground tank

Heat transfer coefficient, [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	Clayey soil			Sandy soil		
	$Q_1$ , [W]	$Q_2$ , [W]	$\delta$ , %	$Q_1$ , [W]	$Q_2$ , [W]	$\delta$ , %
$\alpha = 5$	1674,78	1653,66	1,26	2032,78	1986,31	2,30
$\alpha = 10$	1964,89	1944,54	1,03	2341,20	2298,87	1,81
$\alpha = 15$	2097,16	2075,04	1,06	2481,31	2438,14	1,74
$\alpha = 25$	2219,69	2198,03	0,98	2610,27	2568,69	1,59

Table 4. Results of the calculation of heat losses semi-underground tank

Heat transfer coefficient, [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	Clayey soil			Sandy soil		
	Q <sub>1</sub> , [W]	Q <sub>2</sub> , [W]	δ, %	Q <sub>1</sub> , [W]	Q <sub>2</sub> , [W]	δ, %
α = 5	1978,62	1962,83	0,8	2261,58	2237,19	1,08
α = 10	2298,00	2282,66	0,23	2596,17	2573,79	0,86
α = 15	2440,07	2424,01	1,15	2743,09	2721,59	0,78
α = 25	2574,73	2556,47	0,59	2879,79	2856,26	0,82

Table 5. Results of the calculation of heat losses underground tank

Heat transfer coefficient, [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	Clayey soil			Sandy soil		
	Q <sub>1</sub> , [W]	Q <sub>2</sub> , [W]	δ, %	Q <sub>1</sub> , [W]	Q <sub>2</sub> , [W]	δ, %
α = 5	2461,77	2455,46	0,26	2574,17	2571,52	0,1
α = 10	2832,79	2826,54	0,22	2948,62	2941,88	0,23
α = 15	2993,21	2987,41	0,19	3110,68	3110,40	0,01
α = 25	3140,79	3135,03	0,18	3259,91	3258,75	0,04

Numerical analysis results indicate that the presence of thawing of soil in the container placement area for the storage of fuel thermal power plants and boiler houses does not lead to significant changes in the thermal regime of the object.

Figures 4 - 9 show the typical temperature fields in the area of storage tanks for fuel thermal power plants and boiler plants, taking into account the freezing of sandy and clay soil.

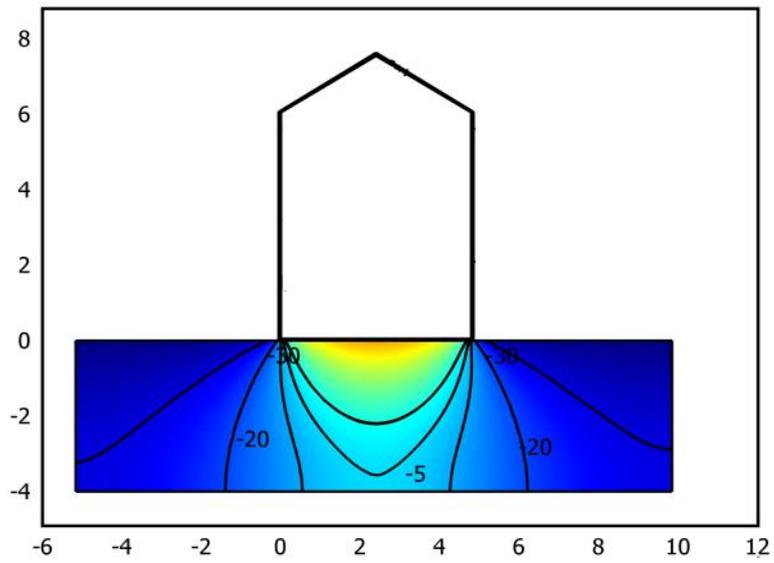


Figure 4. Typical temperature poles overground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in clay soils with outside temperature  $-40^{\circ}\text{C}$

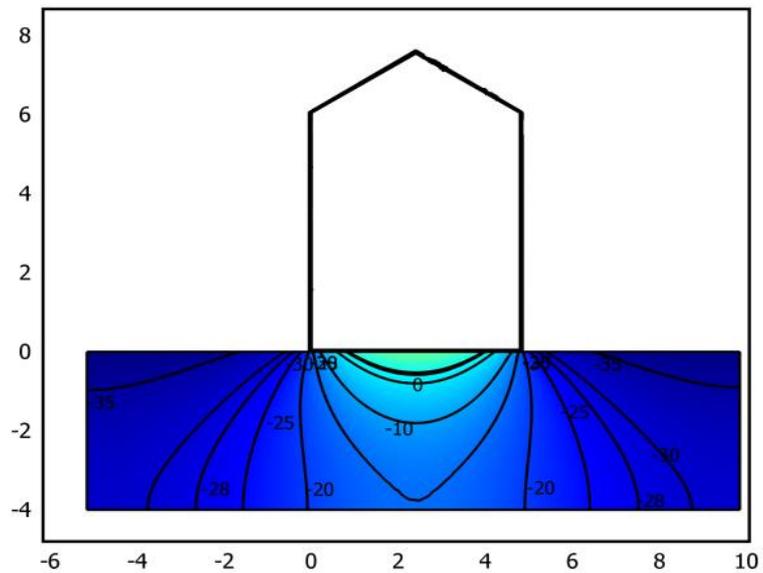


Figure 5. Typical temperature poles overground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in sandy soils with outside temperature  $-40^{\circ}\text{C}$

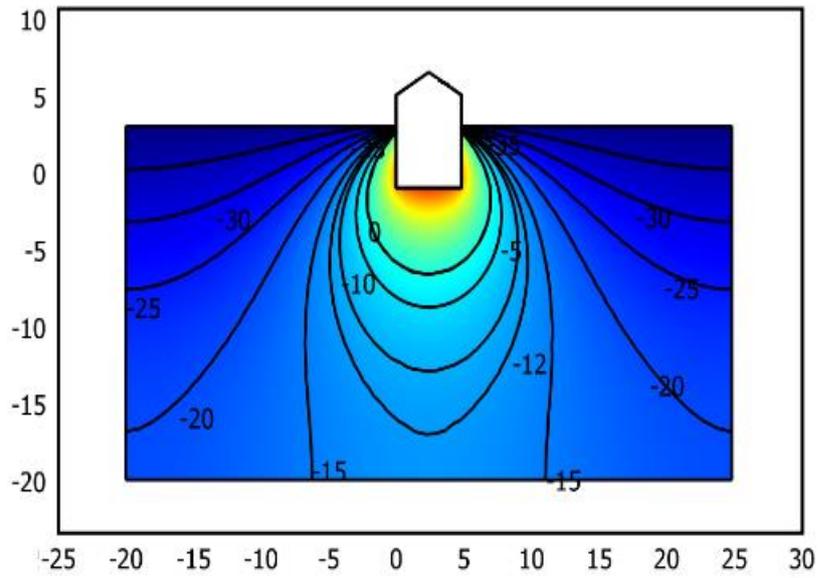


Figure 6. Typical temperature poles semi-underground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in clay soils with outside temperature -  $40^{\circ}\text{C}$

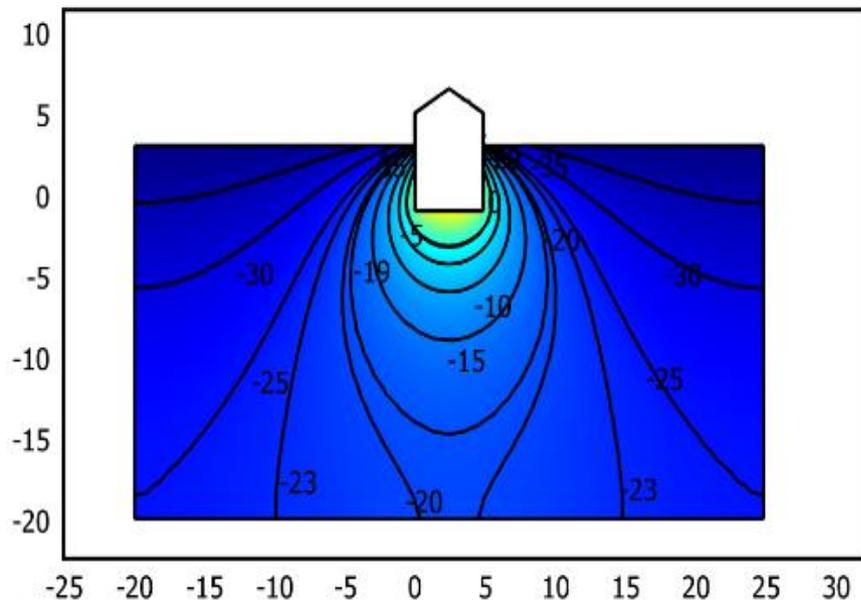


Figure 7. Typical temperature poles semi-underground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in sandy soils with outside temperature -  $40^{\circ}\text{C}$

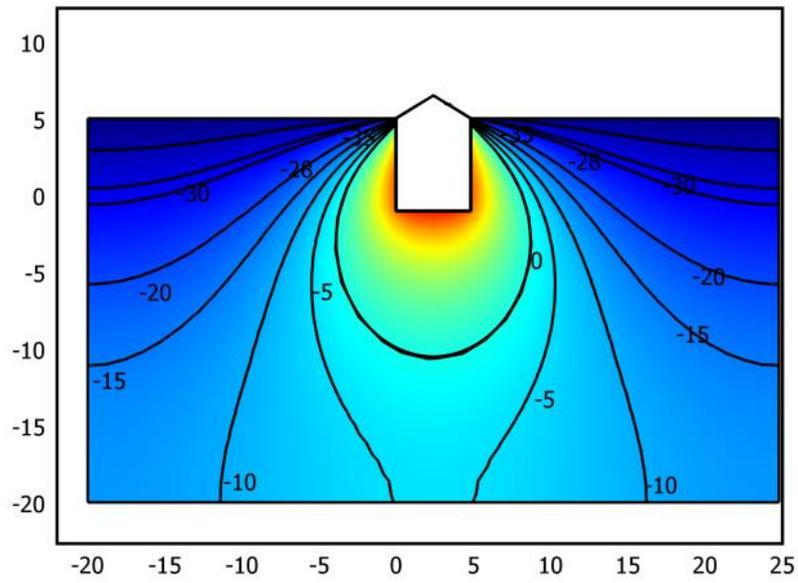


Figure 8. Typical temperature poles underground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in clay soils with outside temperature  $-40^{\circ}\text{C}$

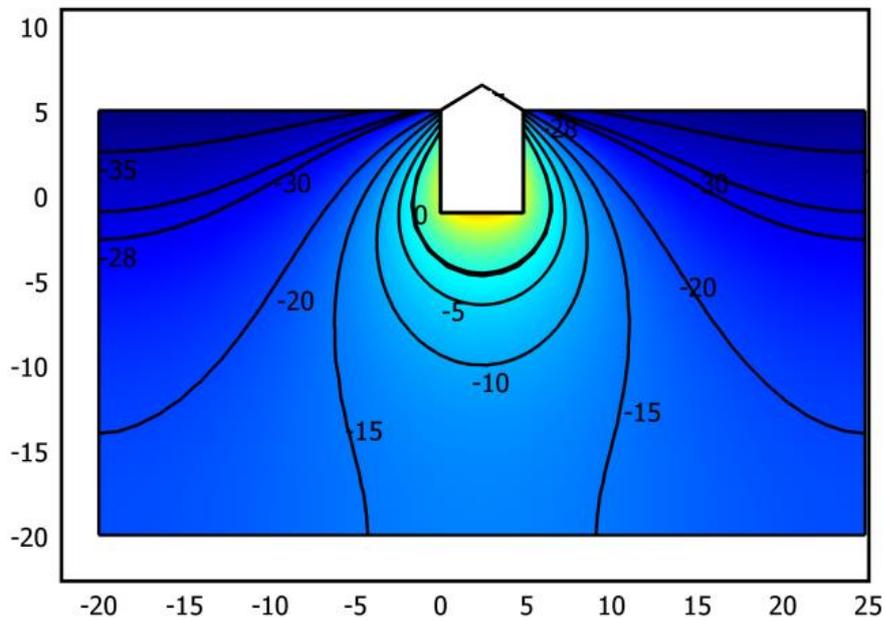


Figure 9. Typical temperature poles underground tank for fuels storage of TPS and boilers with taking into account the thaw in sandy soils with outside temperature  $-40^{\circ}\text{C}$

## Conclusion

The numerical analysis of thermal conditions and heat losses of tanks for storing fuel thermal power plants and boiler houses in the conditions of freezing and thawing of the soil, the area defined frozen and thawed areas. The relative change of the heat losses of tanks simulation results in terms of soil freezing in their distribution area is 0.98 - 2.30% for underground and 0.04 - 0.26% for the land, 0.23 - 1.15% for the semi-underground reservoirs.

In addressing this problem it found that the inclusion of soil thawing in the area of the tank placement for storing fuel thermal power plants and boiler houses does not lead to significant changes in the thermal regime of the object.

## References

1. S.A. Kuznetsova, Numerical modeling of heat transfer in the fuel oil storage tank at thermal power plant // EPJ Web of Conferences. – 2015.
2. V.Yu. Polovnikov, E.V. Gubina, Heat and Mass Transfer in a Wetted Thermal Insulation of hot Water Pipes Operating Under Flooding Conditions // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2014.
3. V.Yu. Polovnikov, E.S. Glazyrin, Numerical analysis of an engineering structure effect on a heat loss of channel free heat pipeline // European Physical Journal Web of Conferences. – 2015.