**Министерство строительства
и жилищно-коммунального хозяйства
Российской Федерации**

**Федеральное автономное учреждение
«Федеральный центр нормирования, стандартизации
и технической оценки соответствия в строительстве»**

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТЕПЛОТЫ ГРУНТОВОГО МАССИВА ДЛЯ ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ

Москва 2019

gost.e-ecolog.ru

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Общие положения 5
5 Основные методы извлечения теплоты грунтового массива 5
5.1 Геотермальная теплота и основы термогеологии 5
5.2 Грунтовый источник тепла и геотермальная энергия 6
5.3 Основные методы извлечения тепловой энергии грунтового массива 8
5.4 Типы грунтовых теплообменников 12
5.5 Прямое использование теплоты и холода грунта в системе вентиляции зданий 16
6 Предпроектные работы 17
6.1 Исполнители работ 17
6.2 Общие положения 18
6.3 Структура и основные компоненты ГТСТ 19
6.4 Определение необходимой тепловой мощности грунтовых теплообменников 21
6.5 Оценка объема и эффективности инвестиций 23
7 Инженерные изыскания по устройству грунтовых теплообменников 26
7.1 Общие положения 26
7.2 Обследование площадки строительства и геологические условия 26
7.3 Пробная скважина и испытания на теплотехнические характеристики 27
8 Оценка экологических последствий использования теплоты грунтового массива 40
8.1 Общие положения 40
8.2 Экологический эффект от применения ГТСТ 41
8.3 Экологические риски устройства грунтовых теплообменников 41
9 Проектирование ГТСТ 43
9.1 Общие положения 43
9.2 Особенности теплового расчета 44
9.3 Проектирование грунтового теплообменника 45
9.4 Технико-экономический расчет 61
10 Монтажные работы 63
10.1 Общие положения 63
10.2 Особенности устройства грунтовых теплообменников 63
10.3 Монтаж оборудования теплонасосного теплового пункта 70

11 Пусконаладочные работы 72
11.1 Общие положения 72
11.2 Индивидуальные испытания оборудования и подсистем 74
11.3 Комплексное опробование и наладка 82
11.4 Сдача в эксплуатацию и мониторинг 83
12 Оценка влияния использования теплоты грунтового массива на снижение удельного годового энергопотребления и на установление класса энергетической эффективности здания 86
12.1 Общие положения 86
12.2 Методика расчета удельного годового энергопотребления и определения класса энергетической эффективности многоквартирного жилого дома, использующего теплоту грунта 86
12.3 Оценка влияния использования теплоты грунтового массива 89
Приложение А Пример предварительного расчета геотермальной теплонасосной системы 93
Библиография 108

Введение

При разработке настоящих методических рекомендаций были использованы материалы научных исследований, в том числе выполненных авторами настоящих методических рекомендаций [1]–[16], а также зарубежный опыт применения теплонасосных систем с использованием теплоты грунтового массива [17]–[19].

Настоящие методические рекомендации адресованы широкому кругу специалистов, чья деятельность связана с проектированием, строительством зданий и сооружений различного назначения, в том числе руководителям и специалистам:

- проектных и изыскательских организаций;
- организаций и служб заказчиков (застройщиков);
- государственных и иных органов экспертизы и согласования;
- надзорных служб в сфере природопользования, охраны водных ресурсов, защиты прав и интересов потребителей;
- органов декларирования и оценки соответствия.

Применение настоящих методических рекомендаций позволит повысить качество и сократить сроки выполняемых проектных и строительных работ за счет использования типовых единых практических подходов к выполнению работ на основе унифицированных методик и технологий, а также станет основой для проведения независимых экспертных оценок выполненных работ, что приведет к повышению качества строительных объектов.

Настоящие методические рекомендации разработаны авторским коллективом ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ» (*И.М. Абуев*, д-р техн. наук *Г.П. Васильев*, *В.Ф. Горнов*, канд. техн. наук *А.С. Горшков*, *М.В. Колесова*, *В.А. Лесков*, *И.А. Юрченко*).

1 Область применения

Настоящие методические рекомендации представляют практическое руководство по использованию теплоты и хладоресурса грунтового массива, в том числе с помощью тепловых насосов.

Методические рекомендации распространяются на грунтовые теплообменники при их использовании в составе геотермальных теплонасосных систем теплохладоснабжения (ГТСТ) тепловой мощностью свыше 20 кВт и устанавливают рекомендации к их проектированию и устройству.

Настоящие методические рекомендации не распространяются на высокотемпературную геотермальную энергетику, выражаемую терминами «геотермальная энергия» или «геотермия» и подразумевающую только энергию, которая:

- является производным от теплового потока из глубоких недр земли;
- находится либо в очень глубоких скважинах, либо в определенных специфических местах земной коры (или оба этих случая).

2 Нормативные ссылки

В настоящих методических рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 12.1.019–2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ Р 54865–2011 Теплоснабжение зданий. Методика расчета энергопотребности и эффективности системы теплогенерации с тепловыми насосами

ГОСТ Р 56295–2014 Энергоэффективность зданий. Методика экономической оценки энергетических систем в зданиях

ГОСТ Р 56503–2015 Системы кондиционирования воздуха. Расчет затрат энергии

ГОСТ Р ЕН 15459–2013 Энергоэффективность зданий. Методика экономической оценки энергетических систем в зданиях

СП 25.13330.2012 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» (с изменениями № 1, № 2, № 3, № 4)

СП 30.13330.2016 «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий» (с изменением № 1)

СП 60.13330.2016 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» (с изменением № 1)

СП 73.13330.2016 «СНиП 3.05.01-85 Внутренние санитарно-технические системы зданий» (с изменением № 1)

Примечание – При пользовании настоящими методическими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящих методических рекомендаций в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку. Сведения о действии сводов правил целесообразно проверить в Федеральном информационном центре стандартов.

3 Термины и определения

В настоящих методических рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бак-аккумулятор:** Резервуар для накопления и хранения нагретого или охлажденного теплоносителя.

3.2 **вторичные энергетические ресурсы; ВЭР:** Тепловые выбросы

коммунальных, бытовых, жилых и других объектов, а также технологических производств.

Примечание – Носителями ВЭР являются вытяжной воздух вентиляции, сточные воды и т. п.

3.3 **грунтовый источник теплоты:** Приповерхностные слои грунтового массива, используемые для извлечения низкопотенциальной теплоты при помощи теплообменных устройств.

3.4 **грунтовый теплообменник:** Техническое устройство, расположенное в грунтовом массиве горизонтально, вертикально или наклонно и обеспечивающее теплообмен между грунтом и циркулирующим через данное техническое устройство теплоносителем.

3.5 **геотермальная теплонасосная система теплохладоснабжения; ГТСТ:** Теплонасосная система, использующая в качестве низкопотенциального источника преимущественно теплоту грунтового массива.

3.6 **возобновляемые источники энергии; ВИЭ:** Источники энергии, образующиеся на основе постоянно существующих или периодически возникающих процессов в природе, используемые как альтернатива энергии, получаемой от традиционного ископаемого топлива.

Примечание – К ВИЭ относятся солнечная, ветровая энергия, энергия водных потоков, теплота атмосферного воздуха и грунта, энергия биомассы и т. п.

3.7 **коэффициент преобразования (трансформации) парокомпрессионного теплового насоса:** Соотношение количества выработанной тепловой энергии к количеству потребленной электрической энергии.

3.8 **низкопотенциальная теплота:** Теплота на температурном уровне, недостаточном для непосредственного использования в теплоснабжении.

3.9 **тампонаж:** Заполнение цементом, глиной или битумом скважин для изоляции от водоносных горизонтов.

3.10

тепловой насос; ТН: Устройство для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к

потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой. Термодинамический цикл теплового насоса представляет собой обратный цикл холодильной машины, в которой конденсатором является теплообменный аппарат, выделяющий теплоту для потребителя, а испарителем – теплообменный аппарат, утилизирующий низкопотенциальную теплоту: вторичные энергетические ресурсы и (или) нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

[СП 60.13330.2016, пункт 3.39]

3.11 **теплонасосная система теплохладоснабжения; ТСТ:** Система, обеспечивающая снабжение зданий и сооружений теплотой (тепловой энергией) и холодом, основанная на применении тепловых насосов.

3.12 **теплонасосный тепловой пункт; ТТП:** Комплекс оборудования, расположенный в обособленном помещении, включающий тепловой насос, вспомогательные технические устройства и системы, предназначенный для преобразования низкопотенциальной теплоты в теплоту потребительского температурного потенциала.

3.13 **теплоноситель:** Жидкость, циркулирующая в ТСТ и переносящая теплоту от источника теплоты к потребителям.

Примечание – В качестве теплоносителя в ТСТ может применяться вода или антифриз на водяной основе.

3.14 **теплопроизводительность теплового насоса (тепловая или холодильная мощность):** Теплота, отдаваемая или отбираемая тепловым насосом теплоносителю (от теплоносителя) в единицу времени.

3.15 **термогеология:** Отрасль геологии, изучающая тепловые процессы в грунтовом массиве.

3.16 **термоскважина:** Единичный грунтовый теплообменник, расположенный вертикально или наклонно, устанавливаемый в буровую скважину.

3.17 **устройство теплонасосной системы теплохладоснабжения:** Комплекс работ по созданию теплонасосной системы теплохладоснабжения от

этапа проектирования до сдачи техническому заказчику.

Примечание – Комплекс работ включает, в том числе, монтаж, испытания, пусконаладочные работы и контроль выполнения работ.

3.18 **эвапориты:** Общее название хемогенных горных пород, возникших в аридных условиях в результате выпадения в осадок минеральных солей при выпаривании растворителя.

Примечание – Склонны к пучению при водонасыщении.

4 Общие положения

Настоящие методические рекомендации представляют собой пособие по реализации требований к энергетической эффективности зданий и сооружений за счет вовлечения в их энергетический баланс низкопотенциальной тепловой энергии грунта и предназначены для участников процесса строительства на всех этапах в целях обеспечения их методическими материалами, которые позволяют разрабатывать и применять энергоэффективные технологии, обеспечивающие снижение потребления традиционных видов энергии путем внедрения ГТСТ.

Методические рекомендации разработаны в развитие положений раздела 11 СП 60.13330.2016 в части использования теплоты грунта, в том числе с применением геотермальных теплонасосных систем, для теплохладоснабжения зданий и раздела 10 СП 30.13330.2016 в части экономии энергии ГВС, для реализации требований по повышению энергетической эффективности зданий и сооружений и снижению удельного годового расхода энергетических ресурсов.

5 Основные методы извлечения теплоты грунтового массива

5.1 Геотермальная теплота и основы термогеологии

В настоящих методических рекомендациях при описании низкопотенциальной теплоты грунтового массива будут использованы, в отличие от термина «геотермия», относящегося к высокотемпературной глубинной теплоте, термины «грунтовый источник теплоты» (3.3) и «термогеология» (3.15).

Термогеология имеет дело с двумя параметрами, достаточно хорошо описывающими грунтовый массив с точки зрения сохранения и проводимости

тепла. Это объемная теплоемкость S_{VC} и теплопроводность λ. Первый параметр описывает, сколько тепла выделяется из единичного объема породы в результате снижения температуры на 1 К, а второй определяется законом Фурье:

$$Q = -\lambda A(\mathrm{d}\theta/\mathrm{d}x), \qquad (5.1)$$

где Q – поток тепла, Вт;

λ – теплопроводность материала, Вт/(м·К);

A – площадь поперечного сечения рассматриваемого блока материала, м^2;

θ – температура °С (К);

x – координата в сторону уменьшения температуры (следует обратить внимание, что теплота течет в сторону уменьшения температуры: следовательно, в уравнении отрицательный знак);

$\mathrm{d}\theta/\mathrm{d}x$ – температурный градиент, К/м.

Для оценки геологической ситуации требуются следующие данные:

- тип грунта, его твердость (для бурения), тепловые характеристики грунта (для работы ГТСТ);

- данные о грунтовых водах (для бурения и эксплуатации ГТСТ).

Для изысканий следует использовать информацию из геологических карт, данные по пробуренным ранее в этой местности скважинам, данные региональных геологических служб. Необходимо иметь данные по литологии и гидрогеологии. На основе литологической информации предварительно оценивают предпочтительную технологию бурения и теплофизические параметры грунта. Теплофизические параметры для разных типов пород приведены в таблице Б.8 приложения Б СП 25.13330.2012.

5.2 Грунтовый источник тепла и геотермальная энергия

В геоклиматических условиях Российской Федерации наиболее стабильными и эффективными являются ГТСТ, использующие в качестве источника низкопотенциальной теплоты повсеместно доступный источник – грунт.

Фактически грунт представляет собой тепловой аккумулятор, тепловой режим которого определяется воздействием двух основных факторов:

поступающей солнечной энергии и потока тепла из земных недр. Падающая на земную поверхность солнечная энергия и сезонные изменения ее интенсивности оказывают влияние на температурный режим грунта, находящегося на глубинах, не превышающих, как правило, 10–15 м. Ниже этого уровня находятся слои, не подверженные сезонным колебаниям температуры.

Полезная низкопотенциальная геотермальная энергия имеет несколько истоков:

- геотермальный глубинный поток из недр, дающий среднее повышение температуры (геотермический градиент) 3 °С на 100 м глубины, а плотность потока тепла на поверхности Земли колеблется от 30 до 100 мВт/м^2;

- поглощенное солнечное излучение и тепловой поток с поверхности;

- перемещение грунтовой воды;

- теплоемкость породы – средняя теплоемкость скальной породы составляет примерно 0,65 кВт·ч/(м^3·°С);

- искусственная перезарядка (регенерация) грунтового массива сбросной теплотой процессов кондиционирования, охлаждения, излишков солнечной энергии и т. д.

Глубина проникновения погодно-климатического влияния колеблется в пределах от нескольких десятков сантиметров до 1,5–2,0 м.

Теплопередача в грунтовом теплообменнике может быть разделена на две стадии:

- передача в грунте вокруг ствола скважины, зависящая главным образом от теплопроводности грунта;

- передача от стенки ствола скважины теплоносителю внутри труб, определяемая типом тампонажного материала, материалом трубы, геометрией ствола скважины и трубы и т. п., заданная суммарным параметром – тепловым сопротивлением термоскважины r_b, К·м/Вт.

Совершенствование конструкции термоскважины влияет только на параметры внутри скважины (геометрию, скорость потока и т. п.), приводя к более низкому значению теплового сопротивления r_b. В идеальном случае, когда

осуществляется непосредственный теплообмен между стенкой скважины и жидкостью, r_b = 0 К·м/Вт. Данное значение может быть достигнуто только теоретически и служит эталоном для определения эффективности реальной конструкции скважинного теплообменника.

5.3 Основные методы извлечения тепловой энергии грунтового массива

Теплота грунтового массива может быть использована посредством нескольких различных способов. Перечень возможных устройств для организации теплообмена с грунтом включает:

- горизонтальные грунтовые теплообменники на глубине 1,2–2,0 м;
- скважинные теплообменники глубиной от 10 до 250 м (вертикальные и наклонные);
- энергетические сваи глубиной от 5 до 45 м;
- водозаборные скважины глубиной от 4 до 50 м и более;
- воды из шахт и туннелей.

Системы, использующие теплообменник в грунте и предусматривающие извлечение из грунта только тепла, называются закрытыми, а системы, предусматривающие извлечение воды из земли, называются открытыми.

Закрытые системы в целом применимы для всех типов пород. Однако тепловые свойства грунта и проблемы, связанные с проведением бурения в некоторых геологических условиях, могут быть ограничивающим фактором.

Открытые системы (основанные на перекачивании грунтовых вод) требуют наличия одного или нескольких водоносных горизонтов, при этом геометрические параметры водоносного горизонта, гидравлические свойства и химический состав воды могут быть ограничивающими факторами на любом участке.

В настоящих методических рекомендациях рассмотрены только закрытые системы, поскольку сооружение открытых систем во многом аналогично устройству водозаборных скважин, а закрытые во многом специфичны и при этом в меньшей степени зависят от параметров грунтовых вод.

Закрытые системы сбора теплоты грунта характеризуются размещением в грунте теплообменников той или иной конструкции, извлекающих из грунта только теплоту.

Температура грунта обычно является постоянной на глубине 10–15 м. Например, для Москвы и Московской области она составляет 6 °С – 8 °С. Температура грунта в данном регионе на меньших глубинах приведена в таблицах 5.1 и 5.2, а также на рисунке 5.1. Данные таблиц показывают, что по мере углубления температура грунта претерпевает меньшие сезонные колебания, т. е. в меньшей степени зависит от климатических и погодных условий.

Приведенные на рисунке 5.1 результаты измерения температуры грунта по годам показывают явную тенденцию к ее повышению.

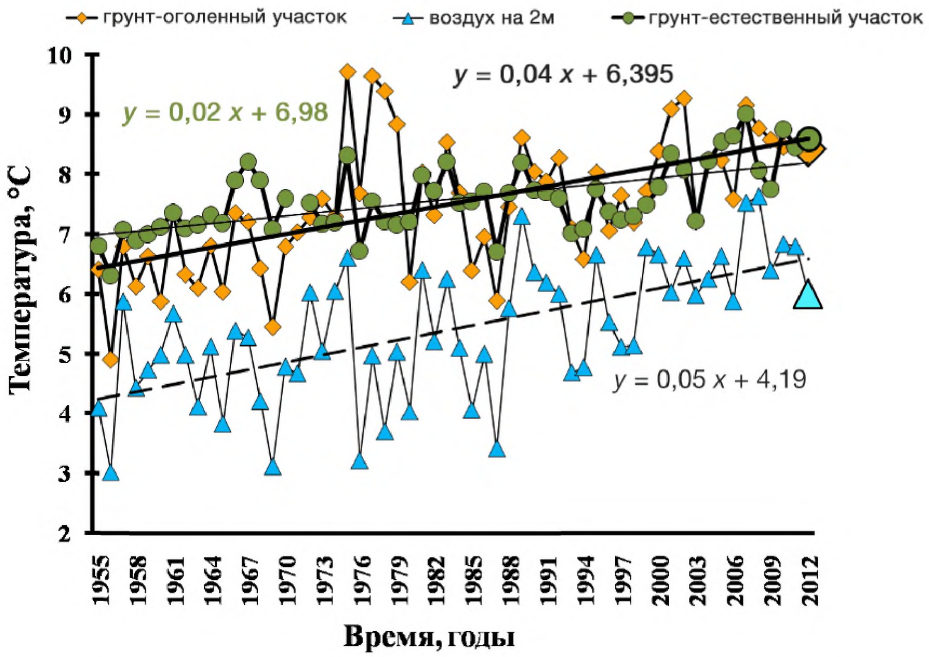


Рисунок 5.1 **– Изменение температуры грунта в Москве и Московской области на глубине 160 см под участками с естественной и оголенной поверхностью и температуры воздуха за период с 1955 по 2012 г.**

Таблица 5.1 – **Среднедекадная температура грунта на различных глубинах за период 1982–2011 гг. на оголенном участке (без дерна в теплый период и без снега в холодный), г. Москва**

Месяц	Номер декады	Глубина, см					
		80	120	160	240	320	400
Январь	1	–0,1	2,2	3,9	6,8	8,4	9,2
	2	–0,6	1,6	3,3	6,3	8,0	8,7
	3	–1,0	1,1	2,8	5,8	7,5	8,4
Февраль	1	–1,7	0,7	2,4	5,3	7,1	8,2
	2	–2,2	0,1	1,9	4,9	6,8	8,0
	3	–2,0	–0,1	1,6	4,6	6,4	7,7
Март	1	–1,7	–0,2	1,4	4,3	6,1	7,4
	2	–1,0	0,0	1,3	4,0	5,9	7,2
	3	–0,5	0,2	1,3	3,8	5,6	7,0
Апрель	1	0,0	0,4	1,3	3,7	5,4	6,9
	2	0,9	0,9	1,6	3,6	5,3	6,8
	3	2,8	1,9	2,2	3,8	5,2	6,9
Май	1	5,8	3,8	3,4	4,2	5,3	7,1
	2	8,7	6,5	5,4	5,0	5,6	7,6
	3	11,1	8,8	7,4	6,1	6,3	8,1
Июнь	1	13,5	11,1	9,4	7,4	7,1	8,6
	2	14,8	12,6	10,9	8,6	8,0	9,1
	3	15,7	13,7	12,1	9,7	8,9	9,6
Июль	1	16,9	14,8	13,1	10,7	9,7	10,1
	2	18,0	15,9	14,1	11,6	10,4	10,8
	3	18,6	16,7	15,1	12,5	11,2	11,3
Август	1	18,6	17,1	15,7	13,2	11,9	11,7
	2	18,0	17,0	15,9	13,7	12,5	12,1
	3	17,1	16,5	15,7	14,0	12,9	12,4
Сентябрь	1	15,8	15,7	15,3	14,1	13,2	12,5
	2	14,1	14,6	14,6	14,0	13,3	12,5
	3	12,6	13,3	13,7	13,6	13,2	12,4
Октябрь	1	10,9	12,0	12,7	13,2	13,0	12,3
	2	9,4	10,7	11,6	12,6	12,7	12,0
	3	7,5	9,2	10,4	11,9	12,3	11,7
Ноябрь	1	5,8	7,7	9,2	11,1	11,8	11,4
	2	4,5	6,4	8,0	10,3	11,2	11,1
	3	3,4	5,4	7,0	9,5	10,7	10,7
Декабрь	1	2,4	4,5	6,1	8,8	10,1	10,3
	2	1,7	3,7	5,4	8,1	9,5	9,9
	3	0,7	2,9	4,6	7,4	9,0	9,5

Таблица 5.2 – **Среднедекадная температура грунта на различных глубинах за период 1982–2011 гг. на участке с травяным покровом (дерн не выше 5 см), г. Москва**

Месяц	Номер декады	Глубина, см						
		80	120	160	240	320	400	480
Январь	1	2,3	3,3	4,6	6,0	7,0	7,7	8,0
	2	2,1	3,1	4,2	5,6	6,7	7,4	7,7
	3	1,9	2,8	3,9	5,2	6,3	7,0	7,5
Февраль	1	1,8	2,6	3,7	4,9	6,0	6,8	7,4
	2	1,7	2,5	3,5	4,7	5,7	6,6	7,2
	3	1,6	2,3	3,3	4,5	5,5	6,4	7,0
Март	1	1,6	2,3	3,2	4,3	5,3	6,2	6,8
	2	1,5	2,2	3,1	4,1	5,1	5,9	6,5
	3	1,7	2,2	3,0	4,0	4,9	5,7	6,4
Апрель	1	2,2	2,5	3,0	3,9	4,8	5,6	6,3
	2	3,5	3,3	3,5	3,9	4,7	5,5	6,3
	3	5,3	4,6	4,3	4,3	4,8	5,5	6,2
Май	1	7,2	6,1	5,4	4,9	5,0	5,5	6,2
	2	8,6	7,5	6,6	5,7	5,4	5,7	6,3
	3	9,9	8,7	7,6	6,5	5,9	6,0	6,4
Июнь	1	11,4	10,0	8,7	7,3	6,5	6,3	6,6
	2	12,6	11,1	9,7	8,1	7,1	6,7	6,8
	3	13,5	12,0	10,6	8,8	7,7	7,2	7,1
Июль	1	14,3	12,9	11,4	9,6	8,3	7,7	7,5
	2	15,2	13,7	12,1	10,2	8,9	8,1	7,8
	3	15,8	14,4	12,9	10,9	9,5	8,6	8,1
Август	1	15,9	14,7	13,4	11,5	10,0	9,0	8,4
	2	15,7	14,7	13,6	11,9	10,5	9,4	8,7
	3	15,2	14,5	13,6	12,2	10,8	9,8	9,0
Сентябрь	1	14,4	14,0	13,4	12,3	11,1	10,0	9,2
	2	13,3	13,3	13,0	12,2	11,2	10,2	9,3
	3	12,1	12,3	12,4	11,9	11,2	10,3	9,5
Октябрь	1	10,9	11,3	11,7	11,5	11,0	10,3	9,5
	2	9,7	10,3	10,9	11,0	10,8	10,3	9,5
	3	8,2	9,1	10,0	10,4	10,5	10,1	9,5
Ноябрь	1	6,8	7,8	9,0	9,7	10,1	9,9	9,4
	2	5,5	6,6	7,9	9,0	9,6	9,6	9,3

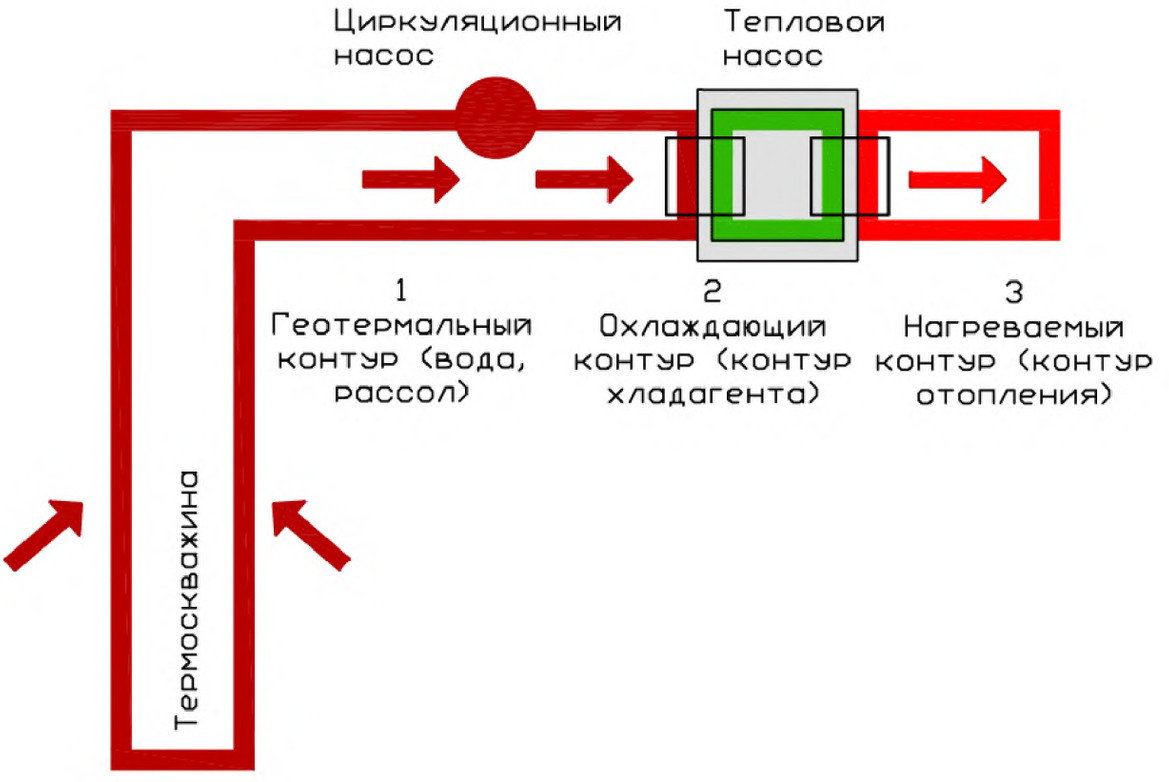
	3	4,5	5,7	7,1	8,3	9,0	9,2	9,1
Декабрь	1	3,7	4,9	6,3	7,6	8,5	8,9	8,8
	2	3,1	4,3	5,7	7,0	8,0	8,5	8,5
	3	2,7	3,8	5,1	6,5	7,5	8,1	8,3

5.4 Типы грунтовых теплообменников

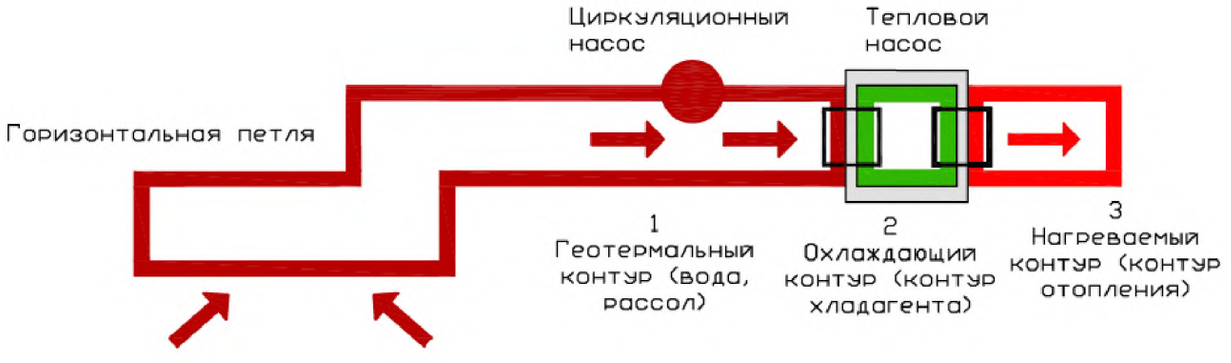
Как правило, в любом виде геологических условий могут быть выполнены несколько типов грунтовых теплообменников. При этом геологические требования различаются в зависимости от того, какой тип должен быть установлен.

На рисунке 5.2 представлены возможные схемы внутреннего устройства закрытых геотермальных систем. Они различаются типом теплоносителя и тем, как эта схема соединена с тепловым насосом.

а)


Циркуляционный насос
Тепловой насос
1
Геотермальный контур (вода, рассол)
2
Охлаждающий контур (контур хладагента)
3
Нагреваемый контур (контур отопления)
Термоскважина

б)


Циркуляционный насос
Тепловой насос
Горизонтальная петля
1
Геотермальный контур (вода, рассол)
2
Охлаждающий контур (контур хладагента)
3
Нагреваемый контур (контур отопления)

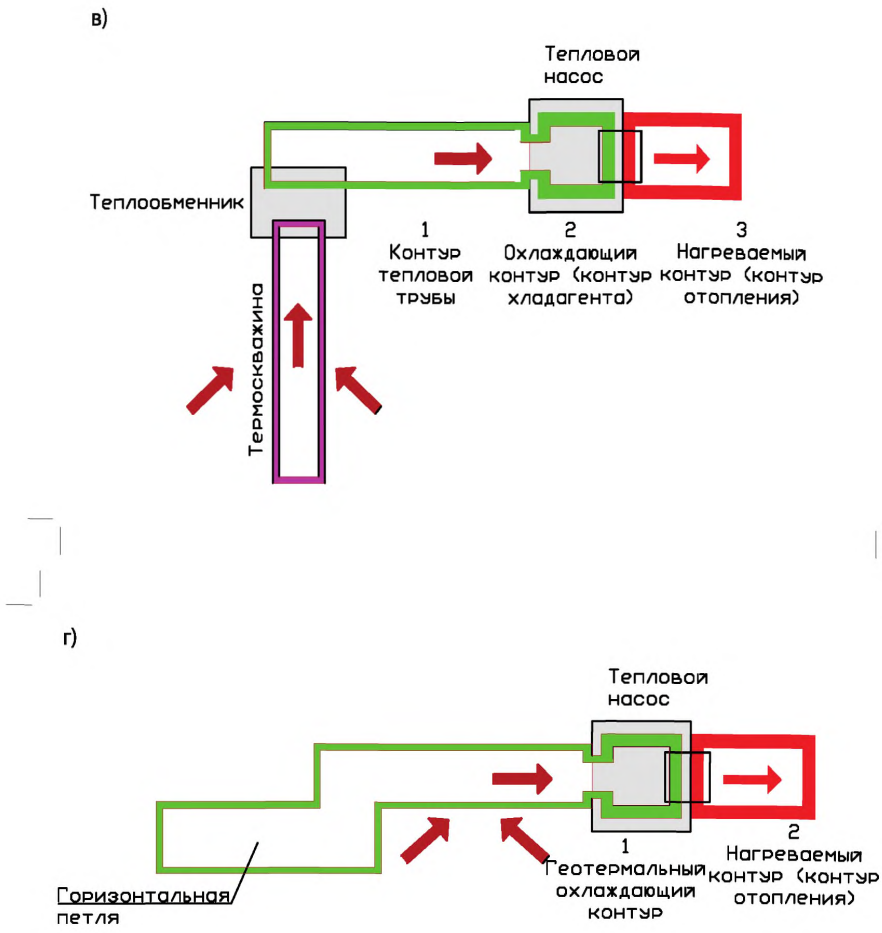


***Рисунок 5.2* – Возможные схемы грунтовых теплообменников: промежуточный контур циркуляции жидкости для вертикальных (а) и горизонтальных (б) теплообменников, контур тепловой трубы для вертикальной термоскважины (в) и с непосредственным испарением для горизонтального теплообменника (г)**

Системы с непосредственным испарением предполагают, что двухфазный поток хладона, содержащий жидкость и пар, циркулирует внутри грунтового контура. Преимущество такой системы заключается в отсутствии циркуляционного насоса и потерь тепла в промежуточном контуре теплоносителя между грунтом и холодильным контуром, однако часть мощности компрессора ТН затрачивается на циркуляцию хладагента через грунтовый

теплообменник, и при этом возникает проблема возврата масла в компрессор. На практике непосредственное испарение успешно применяется в ГТСТ с горизонтальным грунтовым теплообменником.

Системы с непосредственным испарением в виде тепловых труб используют двухфазную среду внутри каждой вертикальной трубы. Рабочая среда с низкой температурой кипения испаряется под действием тепла Земли в нижней части трубы. Образующийся пар из-за его меньшей плотности поднимается вверх по трубе и передает тепло в контур охлаждения через теплообменник. Пар охлаждается, конденсируется, стекая в жидкой форме по стенке к нижней части трубы, и вновь испаряется. В то время как системы с жидким теплоносителем и системы с непосредственным испарением могут использоваться как для отопления, так и для охлаждения, тепловая труба пригодна только для обогрева, так как движение рабочей среды внутри тепловой трубы происходит только в одном направлении под действием силы гравитации.

Для сравнения различных типов грунтовых теплообменников используют удельный теплосъем – максимальную тепловую мощность на испарителе теплового насоса (холодопроизводительность), деленную на общую длину грунтового теплообменника, измеряемую в ваттах на метр (Вт/м). Для предварительной оценки рекомендуется принимать значение 50 Вт/м. Однако фактический удельный теплосъем в определенном проекте сильно зависит от состояния грунта (теплопроводности), системных требований (часы работы), размера системы (число грунтовых теплообменников и расстояния между ними), наличия разного рода помех и т. д. Поэтому крупную систему термоскважин следует проектировать на основе тщательного расчета с использованием данных, полученных при тепловых испытаниях пробной скважины.

Удельная величина тепловой нагрузки на единицу длины грунтового теплообменника растет с увеличением теплопроводности и объемной теплоемкости грунта.

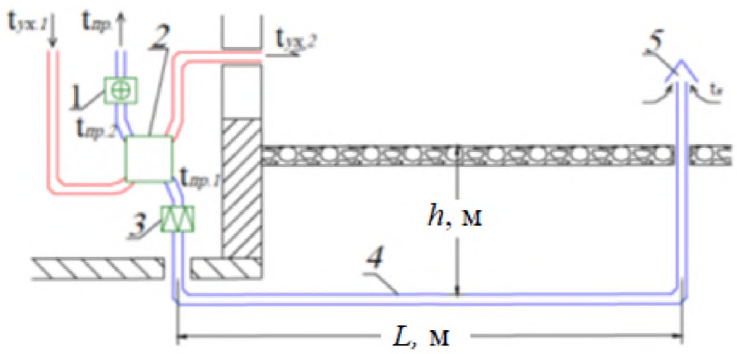
Наиболее распространенным вариантом является использование жидкости в качестве промежуточного теплоносителя (обычно воды с добавлением

антифриза), которая циркулирует через грунтовые теплообменники за счет работы циркуляционных насосов.

5.5 Прямое использование теплоты и холода грунта в системе вентиляции зданий

Грунтовый массив на глубине 1–2 м от поверхности земли обладает значительным потенциалом с точки зрения пассивного использования его теплоты для частичного подогрева наружного вентиляционного воздуха в холодный период года и его охлаждающей способности для снижения температуры приточного воздуха в летнее время (см. таблицы 5.1, 5.2).

В [20] рассмотрено техническое решение по использованию энергетического потенциала грунта на нужды вентиляционных систем путем включения в их схемы грунтового теплообменника в виде воздуховодов, выполненных из пластиковых труб диаметром 50 мм и более и проложенных на глубине 1–1,5 м от земной поверхности (рисунок 5.3). .



1 – пиковый догреватель; *2* – утилизатор теплоты; *3* – фильтр; *4* – грунтовый теплообменник; *5* – воздухозаборный оголовок

$t_{ух.1}$ – температура вытяжного (уходящего) воздуха до рекуперации, $t_{ух.2}$ – температура вытяжного воздуха после рекуперации, $t_{пр.}$– температура приточного воздуха,

$t_{пр.1}$ – температура приточного воздуха после прохождения подземной части воздуховода, $t_{пр.2}$ – температура приточного воздуха после рекуперации, $t_н$ – температура наружного воздуха, h, м – глубина прокладки подземной части воздуховода, L, м – протяжённость подземной части воздуховода

Рисунок 5.3 **– Принципиальная схема вентиляции здания с утилизацией теплоты грунта и вытяжного воздуха**

Величина подогрева зависит от перепада температур грунта и воздуха, условий теплообмена в каналах и теплофизических свойств грунта, а также продолжительности периода использования грунта.

Для климатических условий центральной части Российской Федерации при турбулентном режиме движения воздуха в трубах коэффициент теплопередачи от грунта к воздуху составляет около 6 Вт/(м^2· °С) при продолжительности использования грунта 1000 ч и порядка 4 Вт/(м^2· °С) при 3000 ч.

Для эффективного теплообмена с грунтом (при КПД $\geq$ 50 %) поверхность теплопередачи подземного воздуховода следует принимать исходя из 4–6 м^2 на каждые 100 м^3/ч наружного приточного воздуха. При диаметре труб 100 мм их требуемая длина составит 13–10 м.

Наряду с энергосберегающим эффектом, при использовании грунтового теплообменника исключаются проблемы с конденсацией водяных паров и обмерзанием теплоутилизаторов по линии вытяжного воздуха при высоких КПД утилизации (более 75 %).

6 Предпроектные работы

6.1 Исполнители работ

В создании геотермальных теплонасосных систем на различных стадиях участвует несколько различных групп специалистов:

- проектировщики, выполняющие технико-экономические и проектные исследования, обладающие общими знаниями в области геологии;

- проектировщики, выполняющие рабочее проектирование;

- бурильщики, которые бурят скважины и монтируют грунтовые теплообменники;

- монтажники, выполняющие установку основного оборудования ТТП, трубопроводную обвязку, системы электроснабжения и автоматики;

- специалисты-наладчики, осуществляющие пусконаладочные работы и сдачу объекта заказчику.

6.2 Общие положения

На стадии предпроектных работ проводят сбор исходных данных и предварительное проектирование с определением необходимой тепловой мощности грунтового теплообменника.

При реализации геотермальной системы следует учитывать не только технические детали проекта, но и правовые аспекты использования грунтового массива. В ходе реализации проекта (исследование, проектирование, внедрение, тестирование и сдача в эксплуатацию) следует рассмотреть все соответствующие нормативные документы и стандарты, в том числе касающиеся энергоэффективности как применяемого оборудования, так и всего здания в целом.

Использование теплоты грунтового массива для ГТСТ требует проведения предварительных обследований и разработки программы с первоначальной оценкой размеров будущих инвестиций и сроков их окупаемости.

Разработка исходных данных осуществляется в два шага:

- проводят тепловые расчеты и определяют тепловые нагрузки объекта;

- анализируют графики спроса на тепловую энергию и холод.

Эти два шага определяют размеры системы, основанной на грунтовых теплообменниках.

Определение расчетных нагрузок выполняют в соответствии с действующими нормативными документами.

Должны быть известны следующие основные данные о здании:

- величина энергетических нагрузок при расчетных условиях, кВт;

- годовой расход энергии, МВт·ч;

- температурные требования инженерных систем здания (отопление и охлаждение), °С;

- годовые графики изменения нагрузок; для крупных проектов (с тепловой или холодильной мощностью более 200 кВт) минимальными требованиями являются ежемесячные энергетические нагрузки по системам и пиковые нагрузки.

В общем случае проект ГТСТ должен учитывать следующие факторы, касающиеся объекта теплоснабжения:

- внутренние условия, которые должны быть обеспечены в здании;

- влияние климатических условий и окружающей среды;

- критерии и правила безопасности и рационального использования энергии в здании.

Для снижения тепловых нагрузок и связанных с этим капитальных затрат рекомендуется применять в проекте энергосберегающие мероприятия. При этом допускается покрытие отдельных нагрузок с использованием тепловой инерции здания, применение систем аккумулирования тепла и холода, если такие решения не противоречат требованиям соответствующих действующих нормативных документов.

Для зданий и сооружений, возводимых в районах с расчетными летними температурами наружного воздуха выше плюс 25 °С, при проектировании ГТСТ следует предусматривать ее использование для охлаждения помещений.

Также требуются данные, которые напрямую не связаны с потреблением тепла и холода, но затрагивают вопросы, связанные с освоением территории, например, доступная площадь для бурения, подземные коммуникации и сооружения и аналогичные дополнительные ограничения под или над землей.

6.3 Структура и основные компоненты ГТСТ

В общем случае ГТСТ содержит:

- ТТП с ТН и вспомогательным оборудованием;

- систему сбора низкопотенциальной теплоты грунта, включающую грунтовые теплообменники и внутриплощадочные циркуляционные трубопроводы теплоносителя с соответствующей арматурой.

Фактически ТТП объединяет обычный индивидуальный тепловой пункт и пункт хладоснабжения систем центрального кондиционирования.

При проектировании ТТП рекомендуется предусматривать:

- рациональную планировку размещения оборудования в целях сокращения длины циркуляционных трубопроводов при обеспечении удобного доступа к основному оборудованию и элементам системы;

- эффективную тепловую изоляцию трубопроводов и арматуры;

- шумо- и виброизоляцию оборудования;

- принудительную вентиляцию в соответствии с требованиями к помещениям для хладоновых холодильных машин;

- гидроизоляцию ввода внутриплощадочных трубопроводов.

Основным компонентом системы сбора низкопотенциальной теплоты грунта являются грунтовые теплообменники – наиболее специфическая составляющая ГТСТ, являющаяся основным предметом рассмотрения настоящих методических рекомендаций.

Мощности нагрева и охлаждения, обеспечиваемые ГТСТ, должны соответствовать сумме всех рассчитанных тепловых нагрузок с учетом потерь тепла при распределении.

При проектировании ГТСТ рекомендуется снижать расчетную теплопроизводительность теплонасосного оборудования за счет применения пикового доводчика. Рекомендуемое соотношение тепловых мощностей ТН и пикового доводчика может варьироваться в достаточно широких пределах в зависимости от климатических условий, структуры нагрузок, тарифов на электрическую энергию и топливо (в случае применения доводчиков, работающих на горючем топливе). Для центральных регионов Российской Федерации с умеренным климатом мощность пиковых доводчиков обычно составляет от 30 % до 40 % нагрузки, при этом доля затрат энергии пиковыми доводчиками в этом случае не превышает 15% – 20 % общих годовых затрат, а годовой фонд времени не превышает 10 %. При проектировании ГТСТ рекомендуется максимально использовать возможности пассивного хладоснабжения объекта в летний период за счет хладоресурса грунта – естественного или накопленного в грунтовом массиве за отопительный период при работе ГТСТ в режиме теплоснабжения. При этом электрическая энергия

расходуется только на привод циркуляционных насосов, тогда как в обычном варианте для этого приходится запускать теплонасосное или холодильное оборудование, электропотребление которого на один-два порядка выше. Кроме того, такое решение повышает температуру грунта к началу отопительного периода, что, в свою очередь, приводит к повышению коэффициента преобразования и снижению электропотребления в режиме теплоснабжения. Такой подход позволяет дополнительно экономить 7 % – 10 % энергии.

6.4 Определение необходимой тепловой мощности грунтовых теплообменников

Предварительную оценку необходимой тепловой мощности грунтовых теплообменников выполняют на основе предварительного расчета тепловой нагрузки здания.

Целью оценки тепловой мощности является определение необходимых параметров грунтовых теплообменников и их конфигурации.

В основу оценки закладывается ожидаемый коэффициент преобразования теплонасосного оборудования:

$$K_{\text{пр}} = Q_{\text{тн}}/W_{\text{тн}}, \qquad (6.1)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент преобразования;

$Q_{\text{тн}}$ – тепловая мощность теплонасосного оборудования, равная тепловой нагрузке объекта теплоснабжения, кВт;

$W_{\text{тн}}$ – электрическая мощность, подаваемая на привод теплонасосного оборудования, кВт.

Тепловую нагрузку объекта теплоснабжения Q определяют традиционными методами на основе соответствующих нормативных документов в зависимости от типа объекта и типа нагрузки. Коэффициент преобразования $K_{\text{пр}}$ рекомендуется на этой стадии принимать согласно ГОСТ Р 54865–2011 (приложения Е и Ж).

Тепловая мощность теплонасосного оборудования в общем случае представляет собой сумму тепловой мощности источника низкопотенциальной

теплоты и потребляемой электрической мощности (с точностью до тепловых потерь):

$$Q_{тн} = Q_{н} + W_{тн}, \quad (6.2)$$

где $Q_{н}$ – тепловая мощность источника низкопотенциальной теплоты, т. е. грунтовых теплообменников, кВт.

Совместное решение уравнений (6.1) и (6.2) дает следующее выражение для оценки тепловой мощности грунтовых теплообменников:

$$Q_{н} = Q_{тн} (1 - 1/ K_{пр}), \quad (6.3)$$

При размещении грунтовых теплообменников в грунтах с низкими теплопроводностью и теплоемкостью для увеличения эффективности процессов теплообмена между грунтом и самим теплообменником рекомендуется рассматривать возможность увлажнения слоев грунта, находящихся в непосредственной близости к грунтовому теплообменнику.

Эффективность работы ГТСТ в значительной степени определяется температурами грунта. В свою очередь, тепловой режим грунта изменяется в процессе эксплуатации, в том числе и в многолетней перспективе. Однако к пятому году изменение температуры грунта замедляется, и его тепловой режим приближается к периодическому (рисунок 6.1).

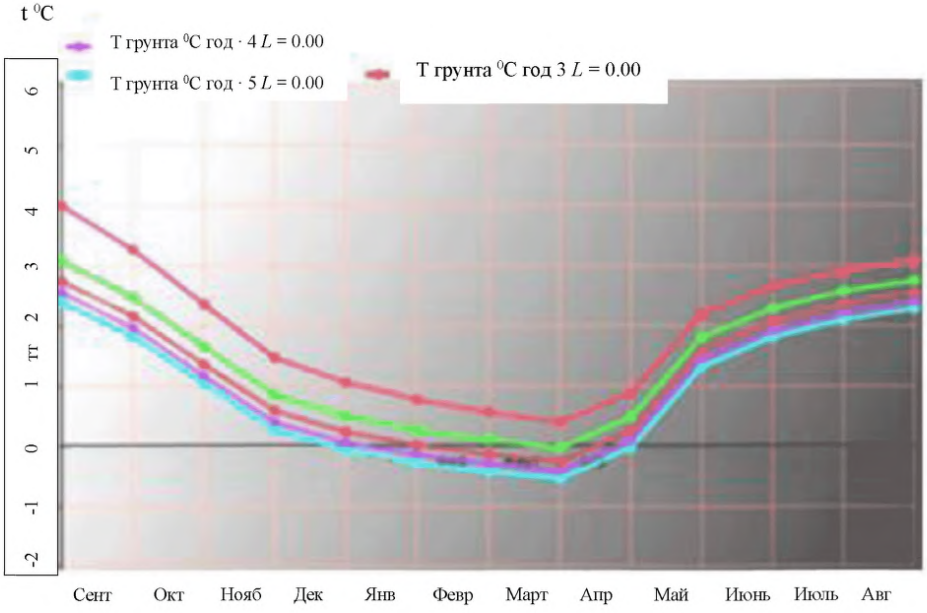


Рисунок 6.1 **– Годовое изменение температуры грунтового массива с первого (верхняя кривая) по пятый (нижняя кривая) годы эксплуатации**

6.5 Оценка объема и эффективности инвестиций

На предпроектной стадии объем инвестиций (капитальных вложений) оценивают по обобщенным показателям. Устройство ТТП во многом по стоимости аналогично устройству тепловых пунктов и пунктов центрального хладоснабжения и может быть оценено по известным аналогам.

Наиболее сложной трудоемкой является оценка стоимости устройства грунтовых теплообменников.

6.5.1 Оценка стоимости устройства грунтовых теплообменников

Устройство грунтовых теплообменников является весьма затратной составляющей капитальных вложений, достигающей в отдельных случаях 50 % общих капитальных затрат на создание ГТСТ.

При устройстве грунтовых теплообменников с вертикальными термоскважинами необходимо учитывать следующие моменты.

Стоимость бурения зависит от применяемой технологии бурения, типов грунтов и целого ряда прочих условий.

Стоимость устройства системы сбора низкопотенциальной теплоты грунта в целом зависит от числа и глубины термоскважин, определяемых на предпроектной стадии. Кроме того, учитывают ориентировочную стоимость устройства вспомогательных систем: циркуляционных трубопроводов теплоносителя, запорной и регулирующей аппаратуры.

Примечание – Для предварительной оценки допускается принять, что скважина глубиной 60 м и диаметром 90 мм, пробуренная в связных рыхлых породах, может стоить порядка 1500–2000 руб./м (до 30 €/м). В случае устройства закрытых вертикальных термоскважин в пластах с высокой скоростью проходки (более 100 м/день) расходы на бурение лежат в диапазоне 20 – 40 €/м. Также различия в стоимости зависят от региона и условий рынка: состояние экономики, спрос, универсальность оборудования и т. д.

6.5.2 Оценка эффективности инвестиций

На предпроектной стадии рекомендуется оценить ожидаемые объем и эффективность инвестиций. С этой целью на основе исходных данных по зданию (сооружению) разрабатывают концепцию ГТСТ, в общем случае содержащая следующую данные:

- конфигурация, размер и стоимость устройства грунтовых теплообменников;
- характеристика и стоимость планируемого к применению теплонасосного оборудования;
- количество вырабатываемых за год тепловой энергии и холода;
- годовой расход, потребляемой на привод ГТСТ, электрической энергии;
- ориентировочные значения ожидаемых суммарных капитальных вложений на основе обобщенных стоимостных оценок составляющих элементов структуры ГТСТ;
- ориентировочные дополнительные капитальные вложения по сравнению с замещаемой (базовой) системой теплоснабжения;
- годовой расход тепловой энергии, замещаемой (базовой) системой теплоснабжения;

- местные тарифы на тепловую и электрическую энергию.

В целях снижения капитальных затрат на устройство ГТСТ целесообразно рассмотреть следующие мероприятия:

- применение наряду с ТН дополнительного источника тепловой энергии в качестве пикового доводчика, что позволит снизить установленную тепловую мощность ТН, суммарную протяженность грунтовых теплообменников и общую стоимость системы;

- наряду с использованием теплоты грунтового массива в качестве низкопотенциальных источников теплоты дополнительно использовать вторичные (сбросные) энергетические ресурсы (ВЭР) здания: теплоту вентиляционных выбросов, сточных вод, а также другие ВИЭ: теплоту атмосферного воздуха, теплоту водоемов и природных водных потоков, солнечную энергию и т. п.

Оценку эффективности инвестиций проводят в сравнении с замещаемым (базовым) вариантом теплохладоснабжения в виде срока окупаемости дополнительных капитальных затрат на устройство ГТСТ за счет экономии энергии и снижения соответствующих эксплуатационных затрат.

Стоимость устройства ГТСТ и замещаемой системы теплоснабжения определяется по укрупненным показателям. Годовую экономию энергетических ресурсов определяют предварительным тепловым расчетом.

На основании технико-экономической оценки делают вывод о целесообразности дальнейших инвестиций в создание ГТСТ.

В случае если ГТСТ дает экономию капитальных затрат по сравнению с замещаемым (базовым) вариантом, целесообразность дальнейших инвестиций очевидна.

7 Инженерные изыскания по устройству грунтовых теплообменников

7.1 Общие положения

Данные, полученные на предпроектной стадии, позволяют определить необходимый размер, состав и компоновку системы грунтовых теплообменников для ГТСТ. Оценка установленной мощности единичной термоскважины глубиной 100 м находится в пределах от 3–4 кВт, а в отдельных случаях, до 15 кВт в зависимости от геологических и гидрологических условий, а также применяемых технических решений.

Предварительную оценку параметров геотермальной системы осуществляют только на предпроектной стадии. Конкретная конструкция должна основываться на результатах инженерных изысканий и на реальных, полученных в ходе измерений, данных по параметрам грунта и рассчитываться с помощью профильного программного обеспечения.

Следует избегать усложнения системы грунтовых теплообменников без достаточных оснований.

7.2 Обследование площадки строительства и геологические условия

Данные по геологическому строению площадки строительства должны быть учтены при разработке ГТСТ с первого этапа, и следует принимать их во внимание на протяжении всего процесса проектирования. Геология прямым или косвенным путем влияет:

- на термические свойства грунта, грунтовых вод;
- способ бурения скважины;
- ограничения по устройству грунтового теплообменника в целом;
- экологические проблемы.

Для уточнения полученных на предпроектной стадии параметров грунтовых теплообменников следует проводить обследование площадки строительства в целях оценки характеристики грунтов и возможных геологических последствий процесса бурения.

Для этого проводят следующие изыскания:

а) разработка плана обеспечения здоровья и безопасности персонала с учетом рисков при бурении или иных земляных работах;

б) выявление всех подземных коммуникаций, с которыми есть вероятность столкнуться во время бурения или выемок грунта. Под подземными коммуникациями могут подразумеваться (но не ограничиваться ими):

1) водопроводные и канализационные трубы,

2) газопроводы,

3) электрические кабели,

4) телекоммуникации и волоконно-оптические кабели,

5) магистральные газопроводы или транспортные трубопроводы топлива,

6) подземные резервуары для хранения,

7) транспортные тоннели, подземные железные дороги, подземные помещения (например, бункеры, тепловые камеры),

8) шахты и известные пещеры (особенно, если они используются для рекреационных целей),

9) археологические пласты.

Перед началом бурения или выемки грунта рекомендуется исследовать грунтовый массив с использованием инструмента для поиска кабелей сначала на поверхности, а затем в основании неглубокой вырытой вручную инспекционной ямы, для того чтобы убедиться в отсутствии заглубленных конструкций. Изыскания проводят только квалифицированным, прошедшим обучение персоналом.

Также должны быть приняты во внимание любые наземные сооружения, например подвесные электрические кабели или телефонные линии, и установлено безопасное рабочее расстояние от этих сооружений до буровой установки или экскаватора.

7.3 Пробная скважина и испытания на теплотехнические характеристики

7.3.1 Пробная скважина является одним из наиболее распространенных инструментов геологических исследований для вертикальных грунтовых

геотермальных систем. Бурение пробной скважины, осуществляемое под должным геологическим контролем, предоставляет полную оценочную информацию по следующим данным:

а) состав и структура осадочных пород,

б) степень разрушения пород,

в) гидрогеология, в части:

1) состояние грунтовых вод,

2) расположение водоносных горизонтов,

3) гидрохимия,

4) выбор заполнителя,

г) параметры, необходимые для бурения:

1) стабильность формаций, имеющиеся в породе пустоты,

2) удобство бурения,

3) диаметры бурения;

4) потребность во вспомогательной обсадке,

5) скорость бурения,

д) стоимость бурения.

Полученные данные по структуре и составу грунтов позволяют предварительно оценить теплотехнические характеристики грунта.

В целях уточнения теплотехнических характеристик в пробной скважине размещают теплообменник для проведения его тепловых испытаний. При необходимости в отдалении бурят дополнительную скважину для замера невозмущенной температуры грунта и температуры до, во время и после теплотехнических испытаний, а также для проведения других видов геофизических замеров.

7.3.2 **Проведение теплотехнических испытаний**

При испытании тепловых характеристик проводят следующие действия:

- измеряют естественную начальную среднюю температуру грунта T_0;

- затем подают (или извлекают) теплоту в грунтовый теплообменник с постоянной интенсивностью q на пробуренный метр;

- измеряют реакцию грунтового массива на воздействие путем измерения средней температуры циркулирующего теплоносителя T в заданные моменты времени t;

- для каждого момента времени t вычисляют «тепловое смещение» в виде разности температуры жидкого теплоносителя и грунта $T = T_b - T_0$.

В большинстве установок для тепловых испытаний источником тепла является один или несколько электронагревателей, мощность которых известна. (Если проводят тест на извлечение тепла, как правило, используют ТН). Типичная установка для испытаний приведена на рисунке 7.1.

В ходе испытания регистрируется температура теплоносителя (обычно используется вода) на входе в грунт T_{down} и выходе из грунта T_{up}. Расход теплоносителя F регистрируется, как правило, с помощью встроенного расходомера. Тепловая мощность, переданная в грунт, определяется по показаниям электросчетчика (за исключением потерь тепла с поверхности труб и оборудования) или рассчитывается по формуле

$$Q = (T_{down} - T_{up}) V_{HCwat} F, \qquad (7.1)$$

где V_{HCwat} – удельная теплоемкость теплоносителя-воды 4,19 кДж /(кг·К).

Среднюю температуру теплоносителя T_b рассчитывают следующим образом:

$$T_b = (T_{down} + T_{up}) /2. \qquad (7.2)$$

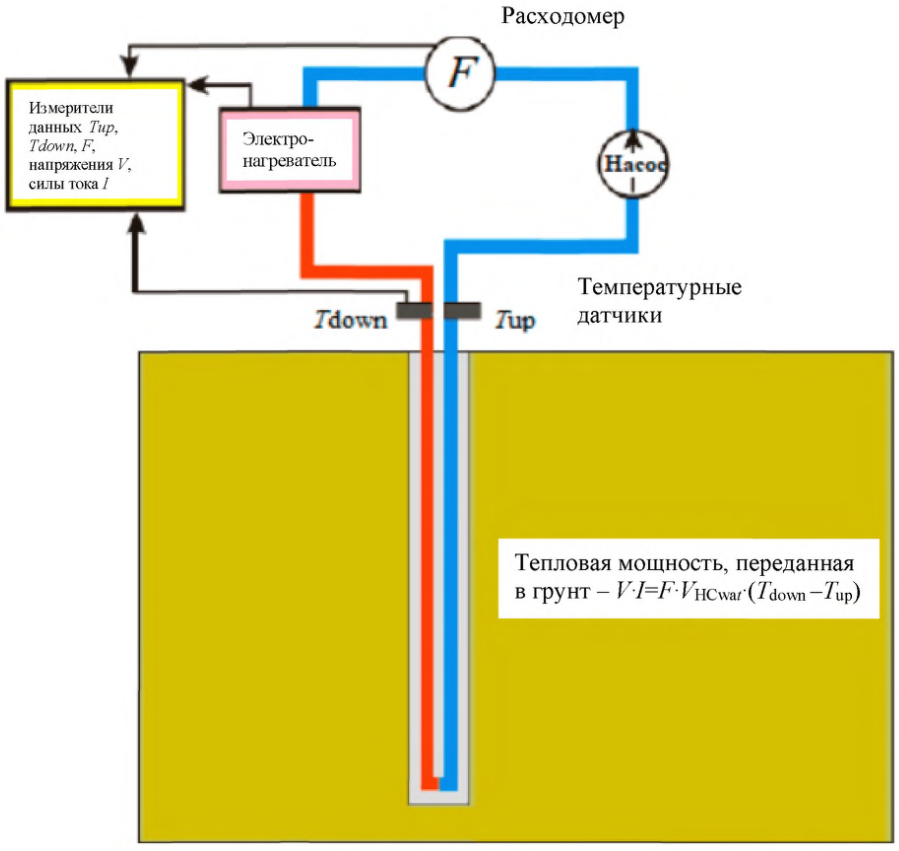


***Рисунок 7.1* – Схема установки теплотехнических испытаний**

Для проведения стандартной процедуры испытания необходимо следовать нижеизложенным рекомендациям:

а) рекомендуемая длительность проведения испытаний составляет от 36 до 48 ч;

б) стандартное отклонение в подводимой мощности не должно превышать 1,5 % средней мощности, а скачки не должны быть выше 10 % средней мощности;

в) тепловую мощность принимают из расчета от 50 до 80 Вт на 1 м пробуренной пробной скважины;

г) минимум 5 суток должно пройти между завершением цементации скважины и началом испытания;

д) начальное измерение невозмущенной температуры грунта должно быть выполнено в конце периода уравновешивания:

1) либо непосредственным введением зондов внутрь замкнутого контура теплообменника на различных глубинах,

2) либо измерением температуры теплоносителя на выходе в начале теста с построением профиля температуры по глубине скважины;

е) скорость потока теплоносителя должна обеспечивать разность температур входа и выхода от 3 °С до 7 °С.

Установка должна быть размещена как можно ближе к оголовку скважины, насколько это возможно, при этом нагреватель установки и надземные части контура теплоносителя должны быть хорошо изолированы, чтобы ограничить потери тепла менее 2 % общего подвода тепла при минимальной вероятной температуре наружного воздуха во время испытания.

Если есть необходимость в перезапуске испытания, температура цикла перед повторным запуском испытания должна естественным путем вернуться к начальному уровню в пределах 0,5 °С от исходной невозмущенной температуры. После 48-часового испытания период, необходимый для стабилизации теплового состояния грунта перед повторным испытанием, в пластах с более высокой теплопроводностью составляет 10–12 сут, а в пластах с более низкой теплопроводностью – 14 сут.

Скорость потока теплоносителя должна обеспечивать турбулентный режим течения на протяжении всего испытания и исключать ламинарное течение. Проведение испытания с ламинарным потоком будет иметь тенденцию к завышению значения теплового сопротивления скважины.

Измерение начальной температуры

Измерение начальной средней температуры грунта T_0 вдоль длины ствола скважины с замкнутым контуром следует выполнять путем «погружения» в ствол скважины термопар на градуированной ленте, принимая среднее значение показаний на каждых 2 м.

Альтернативно может быть организована циркуляция теплоносителя по всему контуру (без подвода тепла). Температура возвратной жидкости может наблюдаться в течение длительности одного цикла циркуляции жидкости через контур (рисунок 7.2). Средняя температура возврата жидкости в течение этого срока будет приближаться к T_0.

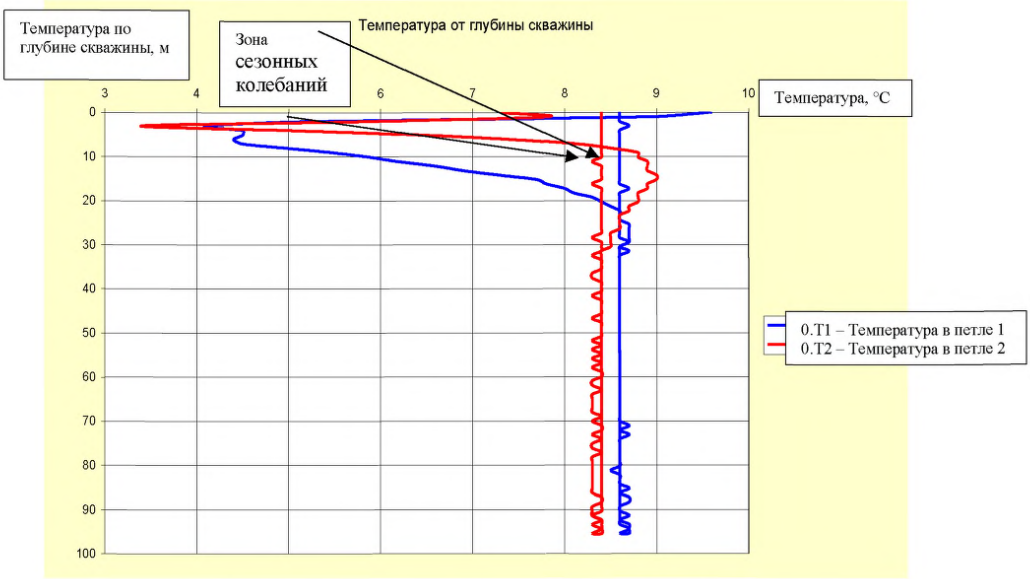


***Рисунок 7.2* – Пример распределения температур по глубине скважины**

Испытание на нагрев

После того как нагреватели включаются в момент времени $t = 0$, средняя температура жидкости сначала быстро растет, затем темп роста замедляется с увеличением времени. Пример изменения средней температуры жидкости во времени показан на рисунке 7.3.

Уравнение передачи тепла внутри термоскважины при работе нагревателя выглядит следующим образом:

$$T_b - T_0 = (q/4\pi\lambda)E(R_b^2 S_{VC})/(4\lambda t) + q\, r_b, \qquad (7.3)$$

где q – удельная тепловая нагрузка, Вт/м;

λ – теплопроводность грунта, (Вт/(м·К);

S_{VC} – объемная теплоемкость грунта, (Дж/(м^3·К);

R_b – радиус скважины;

E – комплексная полиномиальная функция;

r_b – термическое сопротивление скважины, К·м/Вт.

При больших значениях t (обычно $t > 10$ ч) это уравнение возможно упростить до логарифмического выражения

$$T_b - T_0 = (q/4\pi\lambda)\{\ln [(4\lambda t)/(R_b^2 S_{VC})] - 0{,}5772\} + q\, r_b, \qquad (7.4)$$

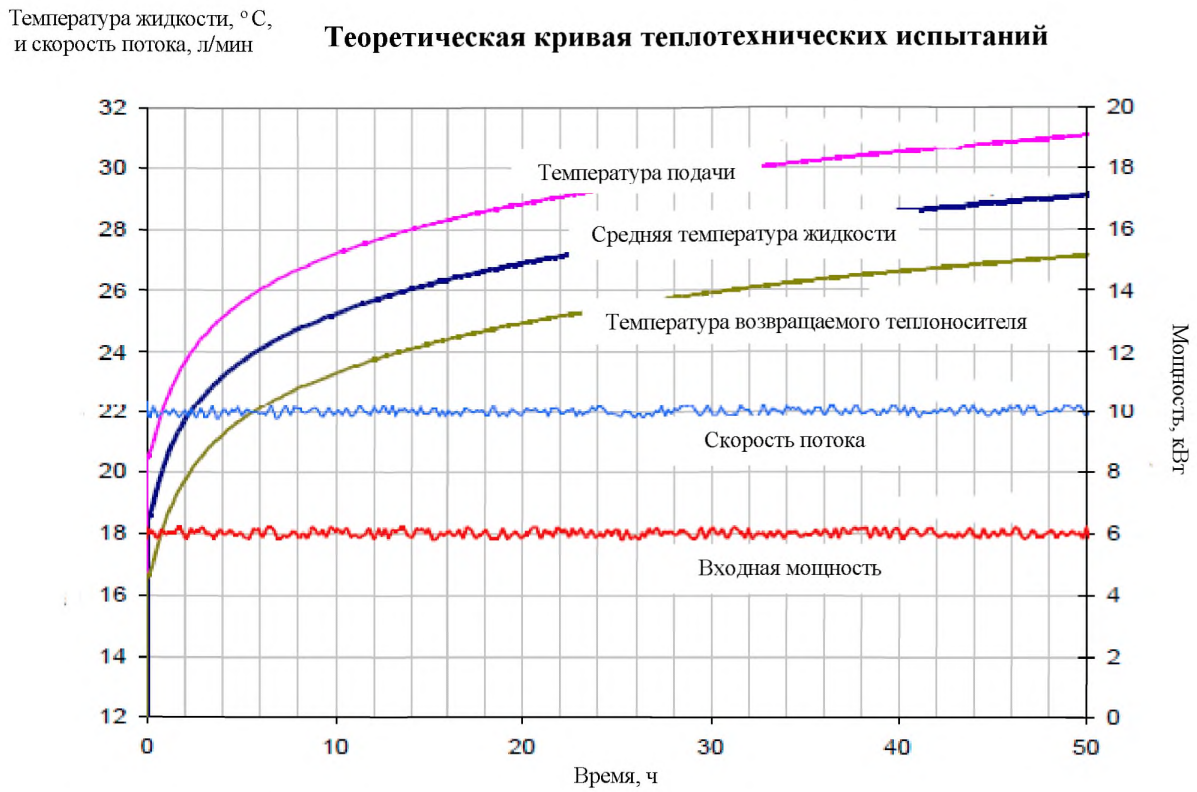


Рисунок 7.3 **– Типичное изменение температуры жидкости при теплотехнических испытаниях (идеализированная кривая)**

Таким образом, на построенном графике разности температур

$$T = T_b - T_0 \qquad (7.5)$$

в зависимости от натурального логарифма времени $\ln(t)$ возможно построить прямую линию, наклон которой равен $q/4\pi\lambda$. На рисунке 7.4 наклон графика составляет 2,3957. При мощности нагрева 6 кВт и глубине скважины 100 м

значение удельного сброса тепла составляет q = 60 Вт/м, и теплопроводность определяется по формуле

$$\lambda = 60\ (\text{Вт/м})/(4 \cdot 3{,}1415 \cdot 2{,}3957\ \text{К}) = 1{,}99\ \text{Вт/(м·К)}. \qquad (7.6)$$

Если известно значение объемной теплоемкости грунта S_{VC}, которая обычно не сильно различается для водонасыщенных слоев (как правило, от 2 до 2,5 МДж/(м^3·К)), то допускается также использовать точку пересечения графика с осью y для вычисления значения термического сопротивления скважины r_b, в К·м/Вт, которое, как правило, находится в диапазоне между 0,06 и 0,50 К·м/Вт. Все испытания термоскважин, где используют обычные заполнители, дают значения r_b не ниже 0,12 К·м/Вт, в то время как термоскважины, заполненные термически улучшенными растворами, дают значения от 0,06 до 0,08 К·м/Вт.

Теоретическая кривая теплотехнических испытаний

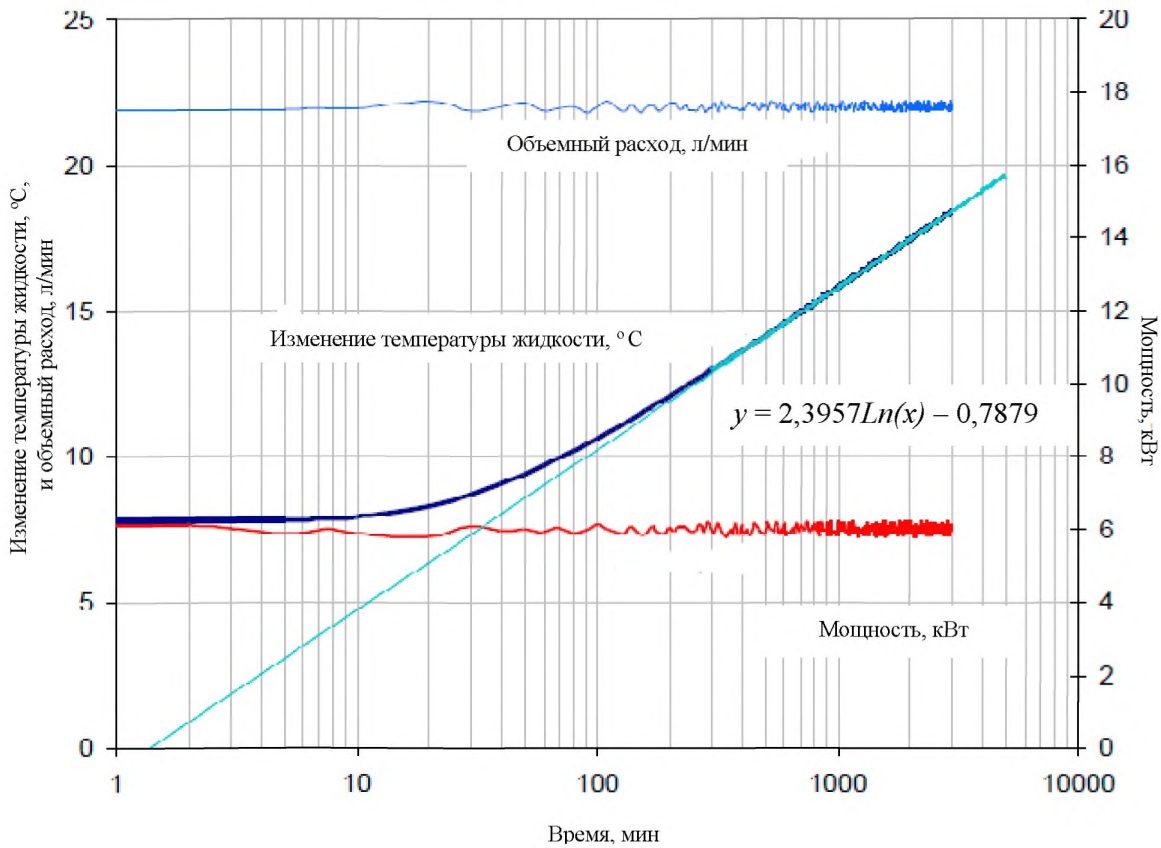


Рисунок 7.4 **– Типичное изменение температуры жидкости в теплотехнических испытаниях, представленное на графике как смещение температуры от линейного графика (идеальной кривой)**

Испытание теплового восстановления

В конце проводимого испытания на нагрев испытания на нагрев нагреватели выключаются, а температура теплоносителя возвращается к начальной температуре грунта по кривой, которая почти точно зеркально отражает кривую нагрева (рисунок 7.5). Следует принимать во внимание, что в фазе восстановления все еще будет небольшой подвод тепла (может быть, 100–300 Вт) от циркуляционного насоса или потерь от трения жидкости в трубе.

Кривая восстановления температуры жидкости может быть использована для анализа, если поступление тепла от циркуляционных насосов приблизительно известно, с получением проверочных значений λ *и* r_b.

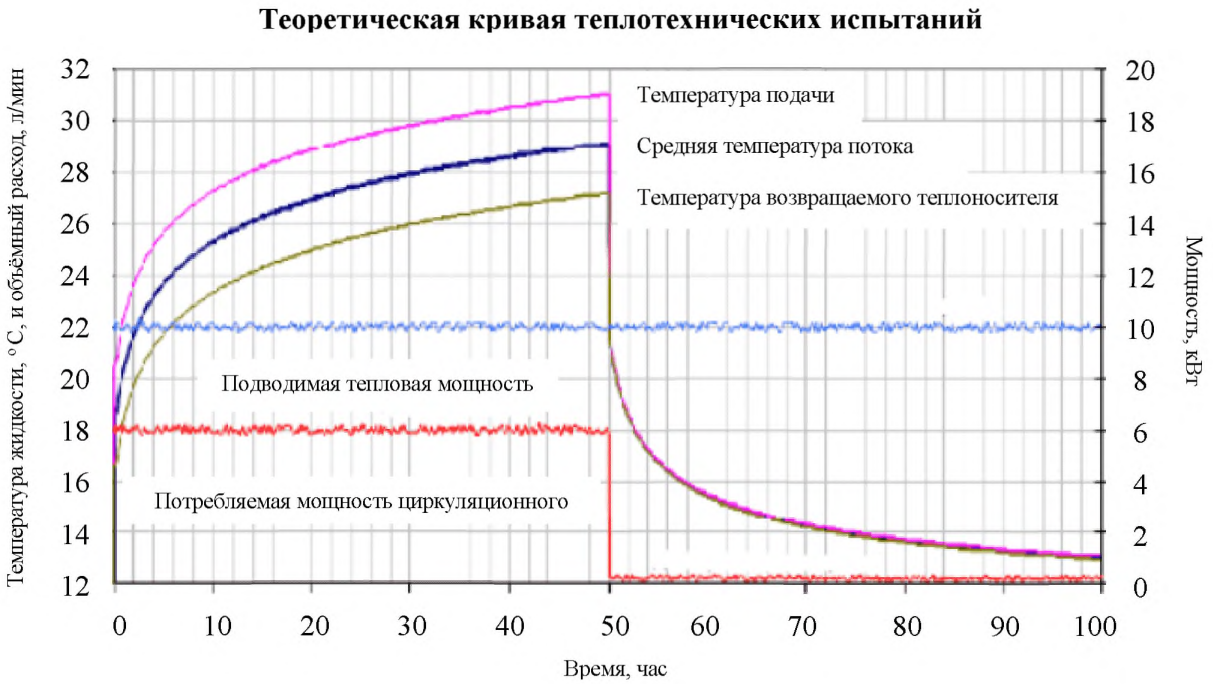


***Рисунок 7.5* – Теоретические кривые изменения температуры жидкости во время теплотехнических испытаний и последующего испытания теплового восстановления**

Точность результатов теплотехнических испытаний

Результаты теплотехнических испытаний должны сопровождаться соответствующим указанием точности: $\lambda = 2{,}0 \pm 0{,}2$ Вт/(м·К).

Уровень точности результатов линейного анализа теплотехнических испытаний, как правило, составляет порядка 10 % (9 % по λ и 14 % по r_b).

При более крупных ГТСТ затраты на предварительное инструментальное исследование местности являются более целесообразными, т. к. проводятся для более точного определения фактических грунтовых гидрогеологических и термогеологических условий.

7.3.3 **Термическое сопротивление термоскважин**

Термоскважины коаксиального типа

Термическое сопротивление термоскважин коаксиального типа, определенное в некоторых экспериментах, проведенных в государствах Европейского союза, приведено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – **Термическое сопротивление термоскважин коаксиального типа, К·м/Вт**

Тип, заполнитель	Термическое сопротивление, К·м/Вт
Открытая	0,01
Труба-в-трубе (сталь), песок	0,09-0,13
Труба-в-трубе (рифленый), бетон	0,09
Труба-в-трубе	0,09
Труба-в-трубе, лед	0,09
Труба-в-трубе, кварцевый песок	0,09
Труба-в-трубе, вода	0,11
Мультитруба	0,01–0,03
Мультитруба	0,03*

* Расчетная величина.

Тепловые характеристики термоскважин коаксиального типа зависят:

- от формы каналов потока (кольцевая, многокамерная, многотрубная, спираль);
- материала обсадной трубы;
- материала заполнения скважины.

Открытая скважина с концентрической внутренней трубой имеет самое низкое тепловое сопротивление из всех рассмотренных скважинных теплообменников. Преимущество этой конструкции состоит в том, что жидкий теплоноситель находится в непосредственном контакте с грунтом, что при турбулентном характере потока дает очень высокий результат в части эффективности теплопередачи. Термоскважина такого типа очень проста в изготовлении и монтаже.

Термоскважины с U-образными трубами

Одиночные U-образные конструкции являются наиболее распространенным типом термоскважин, используемых в мировой практике. Их, как правило, помещают в скважины, залитые теплопроводным заполнителем. Также рекомендуется использовать распорки, чтобы держать ветви труб на расстоянии друг от друга и ближе к стенке буровой скважины.

Скважины оставляют заполненными грунтовыми водами. Вода в скважине может замерзнуть в пиковые периоды извлечения тепла.

Термические сопротивления одиночных U-образных труб приведены в таблице 7.2.

Т а б л и ц а 7.2 – **Термическое сопротивление одиночных U-образных труб, К·м/Вт**

Заполнитель	Термическое сопротивление, К·м/Вт
Бентонит	0,13–0,15
Теплопроводный цементный раствор	0,09–0,10
Вода	0,05–0,06
Лед	0,09

Термическое сопротивление отдельных U-образных труб зависит

- от трубы – ее диаметра, толщины стенки, теплопроводности;
- положения труб – расстояния между ветвями;

- материала – заполнителя скважины.

В скважинах, залитых цементом, следует использовать полиэтиленовую трубу диаметром 32–40 мм. Эти трубы имеют термическое сопротивление 0,075–0,078 К·м/Вт. Одна U-образная конструкция с такими трубами, установленными с распорками, в сочетании с заполнителем высокой теплопроводности (2,4 Вт/(м·К)) может иметь термическое сопротивление около 0,08 К·м/Вт (без распорок при – примерно 0,09 К·м/Вт). Полиэтиленовые трубы с половинным термическим сопротивлением снижают общее термическое сопротивление конструкции до 0,06 К·м/Вт.

В заполненных водой скважинах происходит более активная передача тепла между трубами и стенкой ствола скважины за счет конвекции скважинной воды. Этот эффект становится заметнее при более высоких температурах, коэффициентах теплопередачи и расходах воды. Значения, полученные в ходе испытаний тепловых характеристик при сбросе тепла, лежат в диапазоне 0,05–0,07 К·м/Вт (для труб с диаметром 40 мм). Если эти значения скорректировать с учетом более низкой скорости прокачки жидкости во время фактической работы, то диапазон составит 0,06–0,08 К·м/Вт. Во время извлечения тепла, когда влияние естественной конвекции становится ниже, значения составят 0,08–0,10 К·м/Вт. Производительность заполненной водой скважины лучше (сброс тепла) или сопоставима (извлечение тепла) со значениями, получаемыми для одной U-образной трубы с распорками в заполнителе с высокой теплопроводностью.

Двойные U-образные конструкции используют в буровых скважинах, залитых цементом. Термические сопротивления конструкций с двойными U-образными трубами приведены в таблице 7.3.

Термическое сопротивление нескольких U-образных труб зависит:

- от труб – количества труб, их диаметра, толщины стенки, теплопроводности;

- положения труб – расстояния между ветвями;

- материала – заполнителя скважины.

Таблица 7.3 – **Термическое сопротивление двойных U-образных труб, К·м/Вт**

Тип, заполнитель	Термическое сопротивление, К·м/Вт
U2, вода, нагревание	0,035–0,055
U2, вода, охлаждение	0,04
U2, бентонит	0,13
U2, бентонит, распорка	0,12
U2, бентонит/песок, распорка	0,11
U2, кварцевый песок, распорка	0,08
U2, бентонит, распорка	0,10–0,11
U2, бентонит	0,10–0,13
U2, теплопроводный цементный раствор	0,06–0,08

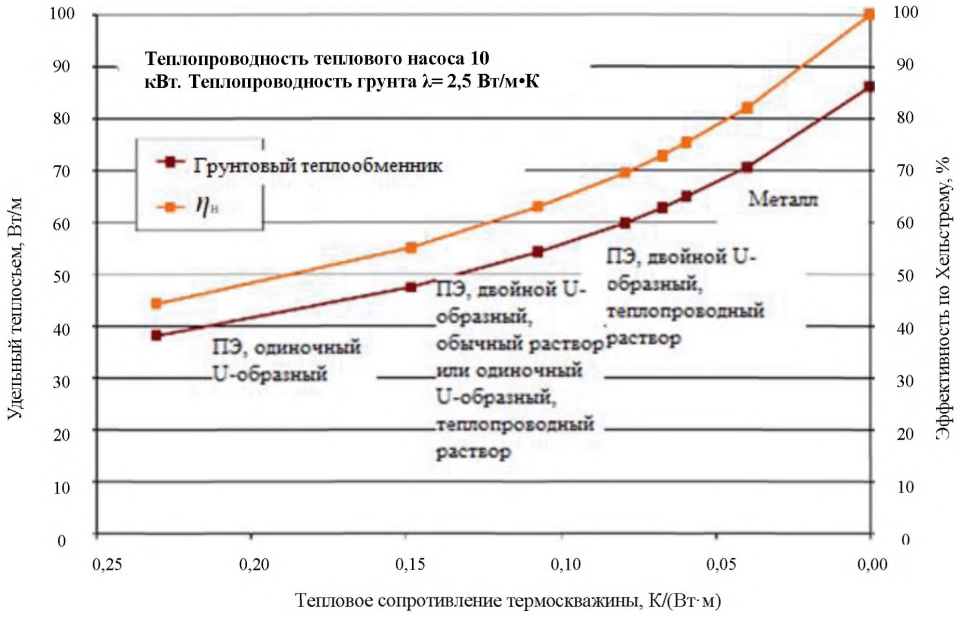
Двойные U-образные конструкции, как правило, изготовляют из полиэтиленовых труб диаметром 32–40 мм. Трубы расположены вокруг центральной треховой трубы, используемой для нагнетания цементного раствора в скважину. Треховая труба часто остается в скважине. Двойная U-образная труба с распорками и теплопроводным заполнителем обычно имеет термическое сопротивление около 0,05 К·м/Вт. Полиэтиленовые трубы с половинным тепловым сопротивлением стенки трубы могут снизить общее термическое сопротивление конструкции до 0,035 К·м/Вт.

Теплотехнические испытания, выполненные на двойных U-образных трубах в заполненных водой скважинах, дают значение термического сопротивления 0,03–0,04 К·м/Вт. Если эти значения скорректировать с учетом намного более низких скоростей прокачки жидкости во время фактической работы, то диапазон составит 0,03–0,05 К·м/Вт при сбросе тепла и 0,05–0,07 К·м/Вт во время извлечения. Производительность заполненной водой скважины лучше (сброс тепла) или аналогична (отбор тепла) двойным U-образным конструкциям с распорками в теплопроводном заполнителе.

Идеальный грунтовый теплообменник имеет r_b = 0 К·м/Вт. Эта величина служит эталоном для определения эффективности фактической системы грунтовых теплообменников. Эта эффективность называется «эффективность по

Хельстрему» η_H и определяется как возможная устойчивая теплоотдача в определенном проекте при $r_b = 0$.

Величина η_H для теоретического максимума равна 100 % (рисунок 7.6).



Примечание – При выбранных параметрах максимальная интенсивность теплоотдачи при теоретическом максимуме η_H = 100 % не может превышать примерно 85 Вт/м. ПЭ – Полиэтиленовая труба;

***Рисунок 7.6* – Удельный теплосъем (коричневая кривая) и эффективность по Хельстрему (оранжевая кривая) как функция теплового сопротивления термоскважин различных типов в индивидуальном жилом доме в умеренном климате**

8 Оценка экологических последствий использования теплоты грунтового массива

8.1 Общие положения

Экологическое воздействие устройства ГТСТ двояко. С одной стороны, вовлечение в энергетический баланс ВИЭ и попутное сокращение сжигания ископаемого топлива способствует улучшению экологической ситуации в

целом. С другой стороны, устройство грунтовых теплообменников связано с экологическими рисками в районе строительства.

8.2 Экологический эффект от применения ГТСТ

Использование ВИЭ, к которым относится теплота грунта, ставит своей целью снижение потребления ископаемого топлива, влекущего за собой выбросы вредных веществ и пагубное воздействие на окружающую среду.

Использование ГТСТ для теплохладоснабжения зданий и сооружений дает положительный экологический эффект, поскольку использование теплоты грунтового массива для энергоснабжения здания позволяет избежать выброса вредных веществ в атмосферу, являющегося неотъемлемой частью производства энергии при сжигании традиционных видов топлива.

При проведении технико-экономических расчетов на предпроектной и проектной стадиях разработки с определением сроков окупаемости геотермальных систем по сравнению с другими системами тепло- и хладоснабжения рекомендуется учитывать стоимость компенсации экологического ущерба, в первую очередь связанного с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, для каждого из рассматриваемых вариантов систем. Стоимость компенсации экологического ущерба рассчитывают на основе действующих нормативных документов, согласно которым определяют цену платы за выбросы.

8.3 Экологические риски устройства грунтовых теплообменников

Экологические риски устройства грунтовых теплообменников с термоскважинами состоят в следующем:

а) риск столкновения с напорными (артезианскими) грунтовыми водами, неконтролируемые потери которых могут быть расценены как нарушение экологического баланса с соответствующими санкциями. Однако напорные воды могут контролироваться опытным бурильщиком использованием надежной обсадной трубы, подходящего материала заполнителя и способа тампонажа;

б) риск встретить несколько независимых водоносных горизонтов, неконтролируемое гидравлическое соединение которых может противоречить экологическому законодательству. Такие горизонты могут быть сохранены путем использования надежной обсадной трубы и тампонажа;

в) вероятность встретить толстый слой эвапоритов (например, галит, ангидрит, гипс), которые несут в себе риск вспучивания поверхности площадки строительства при растворении утечками подземных вод вдоль ствола скважины, если не используются строгие технологии бурения и цементирования;

г) риск столкнуться на площадке строительства с загрязненным грунтом или загрязненными грунтовыми водами. Целесообразно изучить историю землепользования на площадке строительства. Если риск есть, то возникнут дополнительные проблемы с охраной здоровья и безопасностью для персонала на площадке строительства. Желательно связаться с региональным органом надзора по охране окружающей среды или органом местного самоуправления по вопросу разработки методов бурения и проведения земляных работ с точки зрения безопасности и отсутствия риска дальнейшего распространения загрязнения. Кроме того, любые отходы из скважины или выемка грунта могут быть рассмотрены как опасные отходы и они должны обрабатываться и утилизироваться надлежащим образом;

д) риск того, что проводимые буровые и земляные работы по устройству грунтового теплообменника отрицательно скажутся на ландшафтных условиях:

1) нарушение состояния поверхностных водоемов,
2) нарушение среды обитания (природный заповедник, особо охраняемая природная территория и т. д.),
3) нарушение поверхностной инфраструктуры,
4) нарушение забора подземных вод в целях водоснабжения (в близлежащих колодцах или водозаборах) и снижение качества воды,
5) нарушение работы соседних геотермальных систем нагрева и охлаждения;

е) риск изменения рельефа в зоне работы грунтового теплообменника, в частности:

1) значительное замораживание грунта может привести к морозному пучению,

2) перегрев грунта при хладоснабжении в течение длительных периодов может привести к тепловому расширению грунта, которое в худших случаях может превышать 10 мм,

3) тепловое расширение поровых вод при нагреве, временное увеличение порового давления, которое может снизить стабильность осадочных пород,

4) просадка толщи осадочных пород при повторяющихся циклах замораживания и оттаивания,

5) опасность повреждения заполнителя скважины и потери целостности цементного раствора при повторяющихся циклах замораживания и оттаивания.

Все эти риски следует оценить на стадии инженерных изысканий.

9 Проектирование ГТСТ

9.1 Общие положения

Процесс проектирования ТТП во многом аналогичен процедуре, характерной для проектирования тепловых пунктов и пунктов хладоснабжения систем центрального кондиционирования. Специфическим является только проектирование и устройство грунтовых теплообменников, что требует привлечения профильных специалистов, допущенных к проведению таких работ в порядке, установленном действующим законодательством Российской Федерации.

На стадии проектирования уточняют исходные данные и технические решения, заложенные на предпроектной стадии.

Специалист, выполняющий работы по проектированию грунтовых теплообменников, должен уметь читать геологическую карту, знать основную классификацию горных пород и быть в состоянии определить основные типы пород в районе своей работы. Кроме того, он должен знать основы структурной

геологии и понимать геологические соотношения между различными грунтовыми материалами, их ориентацию и деформационные процессы.

Для крупных систем требуется участие профильного специалиста в области геологии и горного дела.

Наиболее важными критериями, которые проектировщик должен учитывать при проектировании ГТСТ, являются следующие:

- высокая производительность;
- высокая надежность;
- высокая безопасность системы;
- экономичность.

Главный принцип процесса разработки – простота, что позволяет снизить капитальные вложения и свести к минимуму отказы системы в процессе эксплуатации.

9.2 Особенности теплового расчета

В основе теплового расчета ГТСТ лежит расчет изменения теплового состояния грунтового массива в зависимости от значений, характера и графика тепловых (и холодильных) нагрузок здания.

Грунтовый массив представляет собой сложную капиллярно-пористую, зачастую водонасыщенную, структуру, тепловое состояние которой зависит не только от нагрузок здания, но и от климатических условий региона, погодных условий и прочих внешних факторов.

Поскольку корректный учет при выполнении инженерных расчетов всего множества влияющих на тепловое поведение грунтовых теплообменников факторов, таких как фазовые переходы поровой влаги в грунте и учет скрытой теплоты фазовых переходов, изменение теплотехнических характеристик грунта при замораживании и оттаивании, а также взаимное тепловое влияние грунтовых теплообменников, крайне сложен, данная многофакторная задача решается с помощью математического моделирования системы, позволяющего учитывать все указанные факторы, а также данные по климатическим условиям, по

тепловым параметрам здания и характеру их изменения, по тепловым характеристикам грунта.

Математическое моделирование осуществляется с помощью программного обеспечения, которое решает задачу о теплопереносе в грунтовом массиве и теплообменнике и рассчитывает температуры теплоносителя и грунта для заданных точек по длине канала грунтового теплообменника в заданные моменты времени. При этом в случаях возможной работы грунтовых теплообменников с отрицательными температурами теплоносителя следует учитывать влияние на теплообмен процессов замерзания и таяния грунтовой влаги в окрестности грунтового теплообменника.

Как правило, для расчета грунтовых теплообменников дополнительно используют следующие исходные данные: теплофизические параметры теплоносителя; технические характеристики теплонасосной установки; режимы работы теплонасосной установки; климатические данные и данные о тепловых характеристиках здания, для которого проводят расчет. Эти данные требуются для расчета значений среднего потока тепла между грунтом и теплоносителем для заданных интервалов времени. Эти значения затем используют в расчетной части программного обеспечения для расчета температур теплоносителя и грунта.

Пример расчета конкретного объекта при помощи отечественного программного комплекса приведен в приложении А.

9.3 Проектирование грунтового теплообменника

9.3.1 Технические ресурсы, необходимые для этого этапа, различны в зависимости от масштаба проекта. Для установок небольших размеров (менее 20 кВт тепловой мощности), достаточно данных, имеющихся в региональных геологических организациях, в которых содержится полная документация о месте работы – геологические и гидрогеологические карты, базы данных подземных вод, риски загрязнения грунтовых вод, почвенные и рельефные карты и т. д. Кроме того, подобную информацию можно получить в региональных

буровых организациях – данные по литологии, геологические колонки, прогноз наличия и глубины залегания грунтовых вод и т. д.

Для более крупных установок (более 20 кВт тепловой мощности) требуются более глубокие и более конкретные геологические знания профильного специалиста и проведения соответствующих инженерных изысканий, требующих включить в команду проекта гидрогеолога. Профессиональный уровень таких специалистов должен соответствовать определенной тематике: геология, горное дело или гражданское строительство с хорошим знанием гидрогеологии.

Проектировщик выполнения буровых работ должен обладать документами, подтверждающими знания в области геологии, горном деле или гражданском строительстве, в том числе иметь знания о грунтовых породах. Квалификация этого специалиста должна позволить выбрать способ бурения с использованием наименьшего возможного диаметра скважины, позволяющего осуществить правильную установку выбранного грунтового теплообменника с наименьшими возможными затратами.

При проектировании ГТСТ, грунтовые теплообменники которой располагаются в пучинистых грунтах, следует выполнять расчет уровня поднятия дневной поверхности при замораживании грунта в результате эксплуатации ГТСТ.

Морозное пучение грунта при размещении грунтовых теплообменников в зоне влияния на фундаменты и опоры, подземные сооружения и коммуникации, а также на транспортные объекты не допускается. При размещении грунтовых теплообменников в указанных зонах требуется выполнять поверочный расчет грунтовых теплообменников при работе ГТСТ только на извлечение тепла из грунта, при этом замораживание грунта в пределах сжимаемой толщи и зоны влияния на фундаменты и опоры, подземные сооружения и коммуникации, а также на транспортные объекты не допускается.

При применении совмещенных конструкций, выполняющих функцию как несущих элементов здания или сооружения, так и грунтовых теплообменников

(термосваи), следует выполнять проверку их несущей способности с учетом изменения влажности прилегающего грунта вследствие миграции поровой влаги в сторону зоны пониженных температур, возникающей при извлечении тепла из грунта.

При проектировании грунтовых теплообменников следует при выборе используемых материалов и изделий, а также способов их соединения учитывать внутреннее давление в грунтовых теплообменниках, являющееся суммой избыточного давления на поверхности и гидростатического давления, возникающего под действием гравитации. При определении значения гидростатического давления следует учитывать плотность используемого теплоносителя.

9.3.2 **Типы термоскважин**

Наиболее распространенными являются следующие конструктивные схемы вертикальных грунтовых теплообменников (рисунок 9.1):

- коаксиальные – внутри обсадной трубы соосно располагается подающая теплоноситель труба, а поток теплоносителя, возвращающийся по межтрубному зазору, находится в состоянии теплообмена с грунтом через стенку обсадной трубы;

- U-образные – по одной ветви теплоноситель подается вниз, а по другой возвращается обратно; при этом теплообмен с грунтом происходит по всей длине труб. Из-за меньших диаметров труб (при том же диаметре скважины) поверхность теплообмена получается существенно меньше, чем в предыдущем варианте. Для компенсации этого эффекта применяют двойные U-образные грунтовые теплообменники.

а *б*

Рисунок 9.1 **– U-образная (*а*) и коаксиальная (*б*) конструкции термоскважин**

Коаксиальный тип термоскважин

Характеристикой коаксиального типа термоскважин является то, что теплообмен между жидкостью и землей происходит при направлении потока в канале либо вверх, либо вниз.

Коаксиальная термоскважина обычно применяется в случае неустойчивой стенки скважины или из-за геохимических проблем, однако она может использоваться и по другим основаниям. Замкнутый кольцевой канал образован посредством обсадки скважины непроницаемым материалом. Из-за высокого теплового сопротивления заполняющего материала, располагающегося между наружной трубой и стенкой ствола скважины, измеренное тепловое сопротивление таких конструкций приблизительно соответствует значениям теплового сопротивления более простых одиночных U-образных труб. Однако использование вертикальной коаксиальной трубы в глубоких глинистых образованиях имеет дополнительное преимущество, так как глина вокруг наружной трубы в большинстве случаев постепенно входит в контакт с поверхностью трубы, и нет необходимости в заполняющем материале.

Одиночная U-образная труба с распорками

Тепловые характеристики одиночной U-образной трубы повышаются, когда трубы расположены близко к стенке ствола скважины. Это может быть достигнуто за счет использования распорок.

Двойные U-образные трубы

Двойная U-образная труба (рисунок 9.2) по сравнению с одинарными U-образными трубами имеет бóльшую эффективную площадь теплопередачи, при этом влияние относительно большого теплового сопротивления пластиковых труб уменьшается. Уменьшается влияние конвективного коэффициента теплоотдачи, что позволяет снизить скорость потока при расчетных нагрузках и обеспечить некоторое снижение потерь давления в теплообменнике.

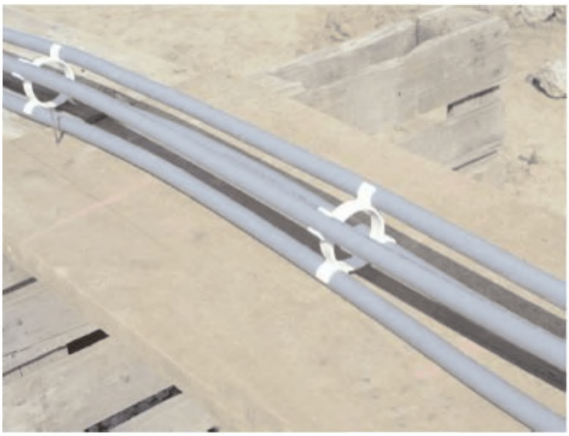


***Рисунок 9.2* – Двойная U-образная труба с распорками**

Активные U-образные термоскважины

Активные термоскважины предусматривают возможность увлажнения прилегающего грунта в целях увеличения его теплопроводности. Осуществляя увлажнение грунта, возможно в некоторых пределах управлять интенсивностью теплосъема и теплоотдачи в грунте.

Для реализации описанного принципа в конструкции активной термоскважины предусматривается дополнительная труба – спутник, перфорированная с определенным шагом по длине, по которой в скважину подается вода для увлажнения.

Общий вид активной термоскважины представлен на рисунке 9.3.

Принцип активного воздействия на влажность грунта может быть реализован не только в вертикальных конструкциях, но и в горизонтальных грунтовых теплообменниках.



Рисунок 9.3 **– Активная термоскважина для ГТСТ (по центру – труба подачи воды для увлажнения грунта)**

Расположение труб в скважине

Термическое сопротивление скважины зависит от положения ветвей U-образного теплообменника в скважине и возрастает с увеличением расстояния между трубами и стенкой ствола скважины. На рисунке 9.4 представлена оценка термического сопротивления типичной одиночной U-образной трубы для трех различных положений ветвей и теплопроводности заполнителя.

Приведены три различные конфигурации: ветви соприкасаются в центре отверстия (конфигурация А), одинаковое расстояние между ветвями и между ветвями и стенкой ствола скважины (конфигурация В) и каждая ветка касается стенки ствола скважины в диаметрально противоположных точках (конфигурация С).

Конфигурация А имеет самое высокое термическое сопротивление и является наименее эффективным проектным решением. Конфигурация С представляет собой оптимальное размещение ветвей, но его невозможно достичь по всей глубине скважины, если не использовать разделители для фиксации расстояния между ветвями. Конфигурация В предполагает разумный компромисс в конструкции, применимый в большинстве ситуаций без использования разделителей.

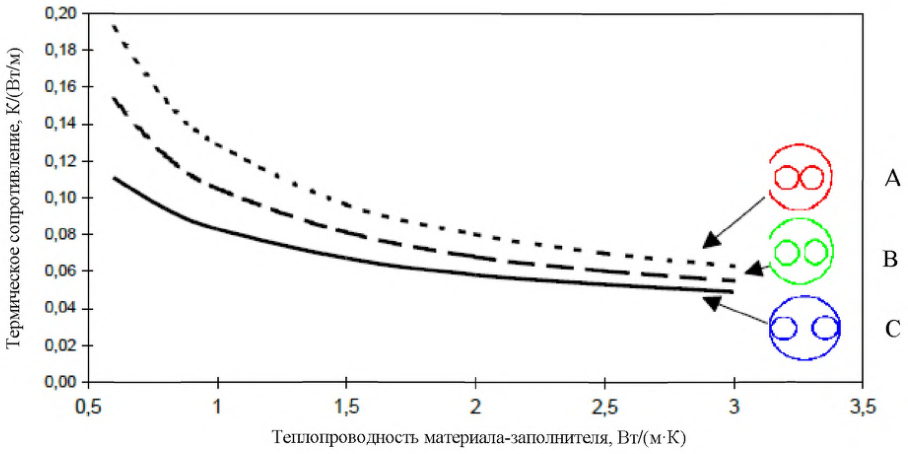


Рисунок 9.4 **– Термическое сопротивление скважины, К·м/Вт для одной U-образной трубы в зависимости от теплопроводности материала-заполнителя, Вт/м·К, для трех различных положений ветвей U-образной трубы при турбулентном потоке (Re ≈ 3000)**

Рисунок 9.4 также иллюстрирует преимущество использования теплопроводного заполнителя с коэффициентом теплопроводности 1,5–2,0 Вт/(м·К) вместо стандартных бентонитовых заполнителей (теплопроводность – 0,7–0,8 Вт/(м·К)).

9.3.3 **Заполнитель скважины**

В вертикальных скважинах обычно применяют специальный материал для заполнения пространства между трубами и стенкой ствола скважины, в том числе в целях повышения теплового контакта с окружающим грунтом. Другим важным моментом является герметизация скважины для ограничения вертикального перетока грунтовой воды вдоль ствола скважины, так как это может вызвать нежелательные экологические последствия.

Для этих целей используют специальные смеси, имеющие адгезию к стенке ствола скважины и трубам. Они должны быть технологичны и допускать перекачивание в процессе установки, иметь небольшую усадку в процессе отверждения. При сильной усадке могут появиться трещины и полости, служащие путями миграции жидкости. Обычные растворы, такие как бентонит, как правило, имеют низкую теплопроводность. Теплопроводность некоторых распространенных пломбировочных материалов-заполнителей приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – **Теплопроводность скважинных пломбировочных материалов, Вт/м·К**

Материал	Теплопроводность, Вт/(м·К)
Песок, гравий – сухой	0,4
Вода (стоячая)	0,6
Бентонит 10 %, вода	0,7
Бентонит/цемент/песок, 9 %/9 %/20 %, вода	0,7–0,8
Песок, мокрый	1,0
Бентонит 10 %, замороженный	1,4
Бентонит/кварцевый песок, 12 %/50 %, вода	1,5
Гравий, насыщенный водой	1,8
Лед	2,3
Цемент/песок, 27 %/58 %, вода	2,4
Кварцевый песок, насыщенный водой	2,4–2,7
Цементно-графитовая смесь	2,0

Во избежание образования пустот раствор предпочтительно закачивать в ствол скважины под давлением через инжекционную трубу после промывки прокачкой воды или другой буровой жидкости.

Заполнитель с высокой теплопроводностью значительно снижает термическое сопротивление ствола скважины. В общей сложности разность температур между теплоносителем и невозмущенным грунтом зависит от конструкции термоскважины и термического сопротивления самого грунта. Наибольшее влияние на сокращение требуемой длины грунтового теплообменника оказывает повышение теплопроводности грунта. Там, где теплопроводности заполнителя и грунта близки, диаметр скважины не является определяющим фактором для определения размера грунтового теплообменника. Если теплопроводность грунта выше, чем теплопроводность заполнителя, больший диаметр скважины даст более высокое суммарное термическое сопротивление скважины и грунта. Меньшие по диаметру скважины требуют меньшего количества раствора заполнителя и имеют более низкое сопротивление. Таким образом, диаметр скважины влияет на экономику проекта как с точки зрения первоначальных вложений, так и с точки зрения последующей эксплуатации.

Ниже приведены некоторые материалы-заполнители с описанием их основных преимуществ и недостатков.

Цементные растворы

Преимущества: высокая влагопроницаемость, легко перекачиваются и смешиваются, подходят для большинства типов геологического строения, свойства которых могут быть изменены доступными готовыми добавками.

Недостатки: усадка, долгое время отверждения, высокая плотность приводят к потере формы, выделяется теплота гидратации, зависимы от качества воды.

Бентонит

Преимущества: любая водопроницаемость в зависимости от размеров твердого наполнителя, безусадочный и самозалечивающийся в водонасыщенной

среде, не выделяет тепла гидратации, низкая плотность, нет времени отверждения.

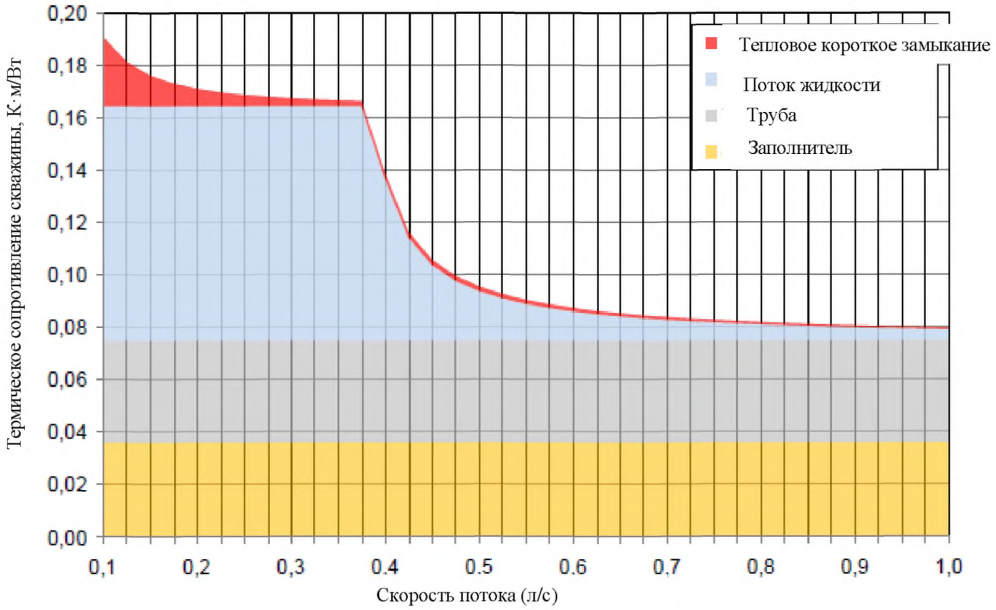
Недостатки: преждевременное набухание, потеря формы как следствие высокой плотности, высокая вязкость, трудно замешивать, большая усадка в сухой среде; сильная чувствительность к действию мороза. Когда водонасыщенный бентонит сначала замерзает и затем оттаивает, то вода отделяется от смеси; замораживание бентонита при низкой проницаемости смеси с высоким содержанием воды может привести к давлению сжатия на трубах за счет объемного расширения на фазовом переходе вода–лед, что может сжатием повредить трубы и привести к протечкам.

9.3.4 **Скорость потока теплоносителя**

Конвективный теплообмен в трубе от жидкости к внутренней стенке трубы может оказывать существенное влияние на термическое сопротивление грунтовых теплообменников в условиях ламинарного потока, когда оно составляет около половины от общего термического сопротивления теплообменника.

Кроме того, при определении эффективного термического сопротивления следует учитывать влияние внутреннего теплообмена между каналами нисходящего и восходящего потоков (тепловое короткое замыкание), которое возрастает с увеличением глубины скважины и снижением скорости потока. Пример составляющих эффективного термического сопротивления термоскважины в зависимости от скорости потока показан на рисунке 9.5.

Доля теплового сопротивления материала трубы и конвективного теплообмена внутри трубы невелика. Вклад сопротивления материала трубы в общее термическое сопротивление скважины велик для одной U-образной трубы из полиэтилена, но обычно уменьшается с ростом числа труб в скважине.

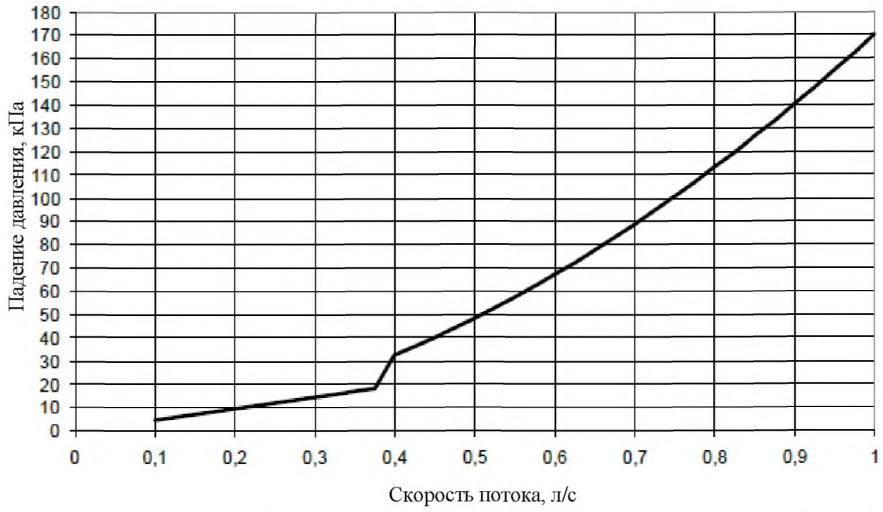


Примечание – На настоящем рисунке рассмотрена скважина глубиной 100 м и диаметром 0,14 м, снабженную одной U-образной трубой, состоящей из полиэтиленовых труб диаметром 40 мм и заполнителя теплопроводностью 2,0 Вт/(м·К). Теплоноситель – 28 % раствор этанол-вода при 0 °С.

Рисунок 9.5 **– Компоненты термического сопротивления скважины, К·м/Вт, для одной U-образной трубы в зависимости от скорости потока теплоносителя, л/с.**

Термическое сопротивление скважины возрастает с уменьшением скорости потока за счет ламинарного течения и с увеличением теплового короткого замыкания между нисходящим и восходящим потоками. При заданной интенсивности отвода тепла этот эффект снижает температуру источника и коэффициент преобразования теплового насоса. Более высокие скорости потока повышают эффективность теплопередачи, но это преимущество с определенного момента нивелируется более высоким потреблением энергии на привод циркуляционного насоса, требуемая мощность которого пропорциональна третьей степени скорости потока.

Перепад давления на одной U-образной трубе для приведенного выше примера (см. рисунок 9.5) приведен на рисунке 9.6.



Примечание – На настоящем рисунке рассмотрена скважина глубиной 100 м с одной U-образной трубой, состоящая из полиэтиленовых труб диаметром 40 мм. Теплоноситель – 28 % раствор этанол-вода при 0 °С.

Рисунок 9.6 **– Зависимость падения давления (кПа) в грунтовом теплообменнике от скорости потока жидкости (л/с).**

Для интенсификации теплообмена рекомендуется при проектировании обеспечить значение числа Рейнольдса в пределах 2500–3000 (рисунок 9.7), что обеспечивает баланс между эффективностью теплового насоса и расходом энергии на привод циркуляционных насосов.

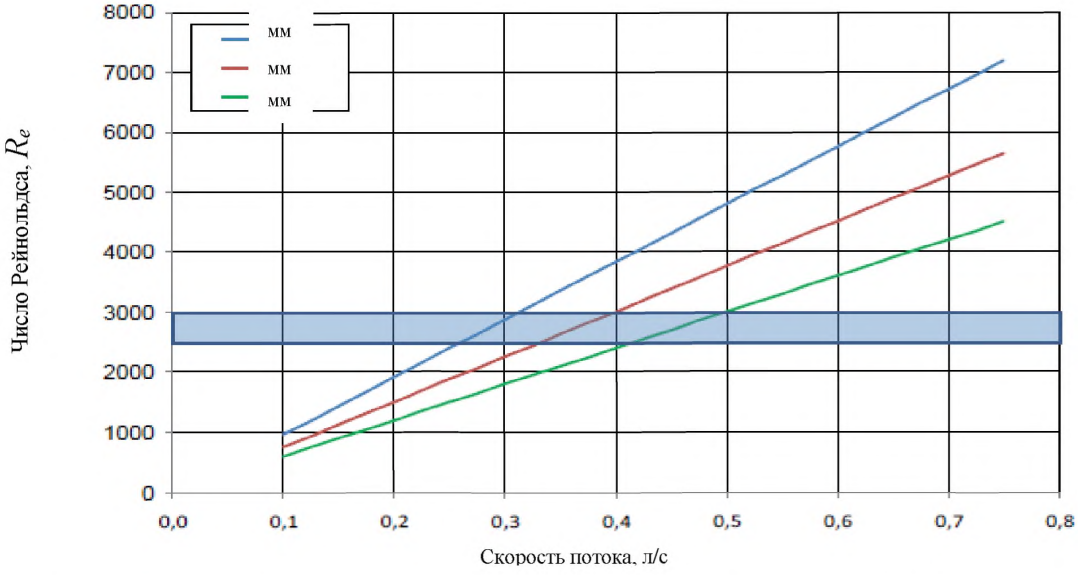


Рисунок 9.7 **– Зависимость Re от скорости потока жидкости, л/с в 25 мм, 32 мм и 40 мм полиэтиленовых трубах; теплоноситель – 28 % раствор этанол-вода при 0 °С (зона с Re 2500–3000 выделена синим цветом)**

9.3.5 **Определение эквивалентной теплопроводности грунта**

При выполнении тепловых расчетов грунтовых теплообменников необходимо учитывать изменения фазового состояния поровой влаги, содержащейся в грунте, т. к. влияние этих процессов оказывается весьма существенным и может в значительной мере влиять на суммарную протяженность грунтовых теплообменников и на экономические параметры проекта.

Моделирование и расчет теплообменных процессов такой сложной системы как грунтовый массив представляет собой весьма непростую задачу, так как в строгой постановке требует учета и корректного математического описания множества механизмов их осуществления:

- теплопроводности внутри отдельной частицы;
- теплопередачи от одной частицы к другой при их контакте;
- передачи тепла в среде, заполняющей пространство между частицами;
- движения пара и влаги, содержащихся в поровом пространстве;
- изменения агрегатного состояния поровой влаги с выделением/поглощением скрытой теплоты фазового перехода.

Изменение фазового состояния поровой влаги в грунте в общем случае имеет два следствия:

1) при перемещении границы фаз выделяется (либо поглощается) скрытая теплота фазового перехода;
2) при этом изменяются теплофизические параметры грунта.

При замораживании грунта объемную теплоту фазового перехода возможно определить по формуле

$$L_v = m \sigma \rho, \qquad (9.1)$$

где L_v – объемная теплота фазового перехода, Вт·ч/м^3;

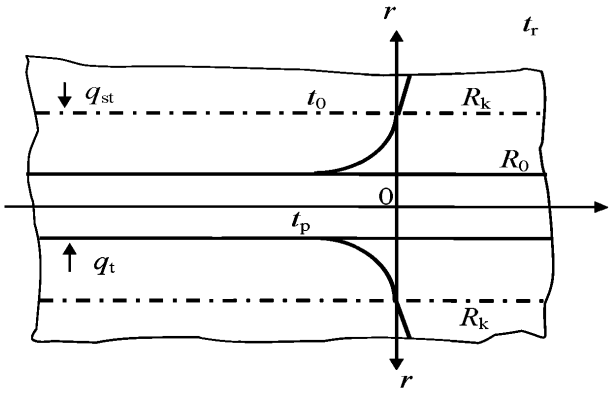
m – пористость грунта, доли ед.;

σ – теплота фазового перехода (кристаллизации) воды, равная 93 Вт·ч/кг;

ρ – плотность воды/льда, кг/м^3.

При замерзании поровой влаги ρ принимают равной 920 кг/м^3, а при оттаивании – 1000 кг/м^3.

Величину эквивалентной теплопроводности, учитывающей влияние процессов фазовых переходов поровой влаги на теплофизические характеристики грунта, определяют из рассмотрения задачи эксплуатации грунтового теплообменника, расчетная схема которого представлена на рисунке 9.8, где рассматривается неограниченный массив грунта с цилиндрической полостью. При этом в процессе работы грунтового теплообменника происходит фазовый переход поровой влаги, которая в данном случае замерзает.



R_k – граница промерзания грунта, м;

q_{st} – плотность теплового потока, приведенная к единице длины грунтового теплообменника, Вт/м;

t_p – температура на поверхности цилиндрической полости, °С;

t_0 – температура кристаллизации поровой влаги, t_0 = 0 °С;

t_r – температура грунта на бесконечном удалении от цилиндрического грунтового теплообменника (естественная невозмущенная температура грунта), °С;

R_0 – радиус грунтового теплообменника, м

Рисунок 9.8 **– Расчетная схема задачи эксплуатации грунтового теплообменника**

Уравнение теплового баланса для рассматриваемого случая записывают в форме

$$q_t = q_{st} + q_{ft}, \quad (9.2)$$

где q_t – приведенный к 1 м длины тепловой поток к грунтовому теплообменнику, Вт/м;

q_{st} – приведенный тепловой поток из незамерзшего грунта, Вт/м;

q_{ft} – приведенный тепловой поток, образующийся в результате выделения скрытой теплоты фазового перехода поровой влаги в замерзающем грунте, Вт/м.

Аналогичным образом выводят выражение для нахождения эквивалентной теплопроводности грунта:

$$\lambda_{ekv} = \lambda_g + \lambda_{ft}, \quad (9.3)$$

где λ_{ekv} – эквивалентная теплопроводность грунта, учитывающая выделение скрытой теплоты фазового перехода при замерзании поровой влаги, Вт/(м·°С);

λ_g – теплопроводность мерзлого грунта, Вт/(м·°С);

λ_{ft} – условная теплопроводность грунта, отвечающая за процессы выделения/поглощения скрытой теплоты фазовых переходов поровой влаги, Вт/(м·°С).

Поскольку теплопроводность мерзлого грунта в большинстве случаев можно определить по СП 25.13330, для нахождения эквивалентной теплопроводности, учитывающей скрытую теплоту фазовых переходов поровой влаги, необходимо вычислить λ_{ft} по формуле

$$\lambda_{ft} = [L_v \pi (R_k^2 - R_0^2)/2 \pi \tau(t_0 - t_p)]ln (R_k/R_0), \quad (9.4)$$

где τ – время, ч, за которое замерзает грунт в радиусе R_k, а сам радиус R_k может быть определен путем итераций.

Эквивалентная теплопроводность грунта очень слабо зависит от периода извлечения теплоты из грунта и незначительно снижается с ростом его продолжительности. Аналогично и с температурой: эквивалентная теплопроводность грунта незначительно меняется с изменением температуры теплоносителя, причем чем ниже температура теплоносителя, тем ниже и эквивалентная теплопроводность грунта.

Эквивалентную теплопроводность грунта следует использовать при расчете теплотехнических характеристик грунтовых теплообменников при учете

фазовых переходов поровой влаги в грунте.

Поскольку при выполнении инженерных расчетов затруднительно учесть все факторы, влияющие на тепловое поведение грунтовых теплообменников, следует применять профильное программное обеспечение, учитывающее, в том числе, и участие скрытой теплоты фазовых переходов поровой влаги в грунте на теплотехнические характеристики грунтовых теплообменников. Пример расчета конкретного объекта с помощью программного комплекса отечественной разработки приведен в приложении А.

9.3.6 **Циркуляционные контуры грунтового теплообменника**

Циркуляционные контуры выполняются в виде внутриплощадочных сетей, объединяющих в один циркуляционный контур грунтовые теплообменники и соединяющих их с ТТП. В случае применения в качестве теплоносителя воды трубопроводы прокладывают на глубине ниже глубины сезонного промерзания грунта.

При значительном количестве грунтовых теплообменников рекомендуется объединять последние в блоки с выводом трубопроводов в промежуточные коллекторные колодцы, оснащенные распределительными коллекторами и запорной арматурой.

Во внутриплощадочных трубопроводах, особенно прокладываемых бесканально в грунте, во избежание утечек теплоносителя не допускается применение разъемных соединений.

9.3.7 **Теплонасосный тепловой пункт**

Во многом (ТТП) аналогичен обычному тепловому пункту здания, но кроме обычного оборудования он содержит ТН, технологически аналогичные холодильным машинам систем кондиционирования.

При проектировании ТТП следует предусматривать:

- рациональную планировку оборудования в целях сокращения длины циркуляционных трубопроводов при обеспечении удобного доступа к основному оборудованию и элементам системы;

- эффективную тепловую изоляцию трубопроводов и арматуры;

- шумо- и виброизоляцию оборудования;

- принудительную вентиляцию в соответствии с требованиями к помещениям для хладоновых холодильных машин;

- гидроизоляцию ввода внутриплощадочных трубопроводов.

При проектировании рекомендуется руководствоваться [21].

9.4 Технико-экономический расчет

Технико-экономические показатели ГТСТ определяются дополнительными (по сравнению с замещаемым вариантом теплоснабжения) капитальными затратами $К_{гтст}$ и снижением эксплуатационных затрат на теплоснабжение потребителей тепловой энергии $Э_т$.

Стоимость $К_{гтст}$ устройства ГТСТ определяется выполняемым в составе проекта сметным расчетом в соответствии с требованиями нормативных документов. Стоимость замещаемой (базовой) системы теплоснабжения (и системы хладоснабжения, если она предусмотрена проектом) определяется по обобщенным показателям.

В капитальных затратах следует учесть дополнительную плату за технологическое присоединение к электрическим сетям для привода оборудования ГТСТ.

Примечание – В случае если проектом предусмотрено кондиционирование воздуха или хладоснабжение, следует учесть снижение платы за присоединенную электрическую мощность замещаемого холодильного оборудования.

Дополнительные капитальные затраты при замещении обычной системы теплоснабжения можно оценить по формуле

$$К_{ГТСТ} = (К_{ГТСТ} + С^{ЭЭ}{}_{ГТСТ}) – (К_{ЗСТ} + С^{ПР}{}_{ЗСТ}), \quad (9.5)$$

где $К_{гтст}$ – капитальные затраты в ГТСТ по сметному расчету, руб.;

$С^{ээ}{}_{гтст}$ – дополнительная плата за присоединение к электросетям на привод оборудования ГТСТ, руб.;

$К_{ЗСТ}$ – стоимость замещаемой системы теплоснабжения, определенная по обобщенным показателям, руб.;

$С^{ПР}_{ЗСТ}$ – стоимость присоединения к внешним источникам энергии замещаемой (базовой) системы теплоснабжения, руб.

Если проектом предусмотрена система кондиционирования здания, то формула приобретает вид

$$К_{ГТСТ} = (К_{ГТСТ} + С^{ЭЭ}_{ГТСТ}) – (К_{ЗСТ} + С^{ПР}_{ЗСТ} + К_{ЗСХ} + С^{ЭЭ}_{ЗСХ}), \quad (9.6)$$

где $К_{ЗСХ}$ – капитальные затраты на замещаемую систему хладоснабжения, определенные по обобщенным показателям, руб.;

$С^{ЭЭ}_{ЗСХ}$ – стоимость присоединение к электросетям замещаемого холодильного оборудования, руб.

Экономию годовых эксплуатационных затрат Э при использовании ГТСТ определяеют по формуле

$$Э = Э_{тэ} – Э_{ээ} – Э_{ам} – Э_{об}, \quad (9.7)$$

где $Э_{тэ}$ – годовая экономия затрат на тепловую энергию от замещаемого источника, руб./год;

$Э_{ээ}$ – годовые дополнительные затраты на электроэнергию (при наличии в проекте кондиционирования – за вычетом годовых затрат на электроэнергию для привода холодильного оборудования по ГОСТ Р 56503), руб./год;

$Э_{ам}$ – годовые амортизационные отчисления от стоимости оборудования ГТСТ, руб./год;

$Э_{об}$ – годовые затраты на обслуживание и текущий ремонт оборудования ГТСТ, руб./год; принимаются в размере 2 % – 3 % от капитальных затрат $К_{гтст}$.

Годовую экономию затрат на тепловую энергию $Э_{тэ}$ определяют по формуле

$$Э_{ТЭ} = Q^{г}_{ГТСТ} \cdot Т_{ТЭ}, \quad (9.8)$$

где $Q^{г}_{гтст}$ – годовая выработка тепловой энергии ГТСТ, МВт·ч (определяется в соответствии с ГОСТ Р 54865);

$Т_{ТЭ}$ – удельная стоимость (или тариф) на тепловую энергию от замещаемого источника, руб./(МВт·ч).

Дополнительные затраты на электроэнергию $Э_{ээ}$, тыс. руб./год, расходуемую на работу ГТСТ, определяют по формуле

$$Э_{ээ} = W^{г}_{гтст} \cdot Т_{ээ}, \quad (9.9)$$

где $Т_{ээ}$ – тариф на электроэнергию, тыс. руб/(МВт·ч);

$W^{т}_{гтст}$ – годовой расход электроэнергии на привод оборудования ГТСТ, МВт·ч (определяют в соответствии с ГОСТ Р 54865).

Инвестиционную эффективность ГТСТ рекомендуется определять как простой срок окупаемости $Т_{О}$ в годах дополнительных капитальных затрат по формуле

$$Т_{о} = К_{гтст}/Э, \quad (9.10)$$

Рекомендуется также проводить оценку экономической эффективности с учетом дисконтирования в соответствии с ГОСТ Р 56295 и ГОСТ Р ЕН 15459.

10 Монтажные работы

10.1 Общие положения

Монтаж ГТСТ включает монтаж ТТП и грунтового теплообменника. Если монтаж ТТП во многом аналогичен монтажу индивидуального теплового пункта и пункта центрального кондиционирования, то монтаж грунтовых теплообменников во многом специфичен.

10.2 Особенности устройства грунтовых теплообменников

10.2.1 Бурение требует высококвалифицированного персонала и дорогостоящего оборудования. При разработке программы бурения следует делать различие между индивидуальными бытовыми геотермальными проектами мощностью менее 20 кВт и крупными проектами от 20 кВт.

Для первого может быть достаточно опыта работы с региональными организациями, имеющими опыт в интересующей области, например устройство водозаборных скважин. Такие организации знакомы с условиями бурения, рисками и необходимыми разрешениями для работы в соответствующей области и, таким образом, могут снабдить проектировщиков необходимой информацией.

Для крупных проектов от 20 кВт в качестве первого шага проекта рекомендуется выполнение на стадии инженерных изысканий разведочной скважины, пробуренной под соответствующим геологическим контролем,

позволяющей определить литологию, скорость проходки, наличие водоносных горизонтов, положение уровня грунтовых вод, коэффициент текучести грунтовой воды, а также дать любую другую информацию, необходимую для выбора наилучшей программы бурения и для оценки затрат.

Такую скважину целесообразно совместить с теплотехническими испытаниями по определению тепловых характеристик грунтового массива, как указано в 7.3.2.

10.2.2 Бурение скважин

Монтаж грунтового теплообменника и тампонаж скважины имеют такое же важное значение для завершения проекта и будущей работы системы, как само бурение или подключение термоскважины к тепловому насосу.

При выполнении работ необходимо иметь в виду следующие ключевые моменты:

а) скважина должна быть открыта, пока не закончится тампонаж. Если применяют вспомогательную обсадку, то она может быть удалена только после тампонажа;

б) трубы термоскважин из полимерных материалов требуют очень осторожного обращения при транспортировании, хранении и монтаже;

в) тампонаж требует особого внимания. Три основные функции заполнителя:

1) уплотнение скважины для предотвращения любых вертикальных перетоков воды вдоль термоскважины (защита грунтовых вод),
2) обеспечение хорошего теплового контакта между стенками грунтового теплообменника и окружающим грунтом (тепловая функция),
3) защита труб грунтового теплообменника от механических повреждений,

г) буровые работы выполняются опытным бурильщиком, но под авторским надзором проектировщика.

Различают два основных метода бурения: ударный и вращательный, а также комбинированные методы, например, ударно-вращательный. Внедряются

новые технологии бурения, которые, несмотря на свое происхождение от предыдущих методов, имеют свои важные особенности: звуковое бурение, горизонтально-направленное бурение и т. д.

Ударный метод

Наиболее распространенным вариантом для бурения в твердых породах и сложной местности является ударное бурение долотом. Ударное бурение долотом очень часто достигает скорости бурения, превосходящей 25 м/ч, при диаметрах бурения от 127 до 140 мм. Глубина в отдельных случаях может превышать 150 м.

По своей сути этот метод представляет собой направленный прокол. Однако из-за ограниченного использования более подробно он в настоящих методических рекомендациях не рассматривается. Стоит отметить только два аспекта:

- в настоящее время для прокола применяют предварительно изготовленные сваи (заглубленные основания фундамента, проталкиваемые в землю путем повторных ударов до тех пор, пока дальнейшая проходка будет представляться невозможной), которые либо включают в себя систему теплообмена, либо имеют полую сердцевину для размещения внутри нее циркуляционного контура;

- в определенных случаях устройство грунтовых теплообменников с использованием технологии направленного прокола становится все более эффективным. Например, этот способ может быть конкурентоспособен при монтаже коаксиальных теплообменников в неуплотненных грунтах.

Вращательный метод

Большинство вращательных методов используют в качестве бурового раствора в стволе скважины глину и подразделяются на системы с прямой или обратной циркуляцией в зависимости от направления потока бурового раствора:

- при прямой циркуляции буровой раствор закачивается в бурильную трубу, очищая дно отверстия с помощью сопла на конце бура. Шлам возвращается к поверхности через кольцевое пространство между буровой

скважиной и бурильной трубой. Буровой шлам несет обломки породы из нижней части скважины. Прямая циркуляция хорошо подходит для скважин малого диаметра, менее 300 мм, а также в плотных породах с пределом прочности при сжатии до 150 МПа;

- в случае обратной циркуляции раствор закачивается вниз по кольцевому пространству и выводится обратно вверх через бурильную трубу. Давление внутри полости бурильной трубы понижается, что позволяет перемещать шлам по направлению к поверхности, где он осаждается в отстойнике. Эти системы используют в скважинах большого диаметра, более 300 мм, и в рыхлых пластах.

В рыхлых образованиях прямая циркуляция может оказаться невозможной, так как это приводит к образованию обвалов. Часто принимают решение установить временную обсадную трубу и затем уменьшить диаметр скважины (телескопическое бурение), однако этот метод может удвоить стоимость бурения.

Обратная циркуляция также может решить эту проблему, но потребует гораздо большего диаметра бурения, и, как правило, приготовления специального бурового раствора. При этом увеличивают диаметр, объем бурильного агента и бурового шлама, и, следовательно, стоимость скважины возрастает.

Ударно-вращательный метод

Ударно-вращательный метод в настоящее время является наиболее распространенным методом бурения для устройства геотермальных скважин, объединяющим элементы ударного и вращательного методов. Буровой инструмент – ударник является аналогом отбойного молотка или гидравлического молота, который разрушает породу с частотой ударов, колеблющейся между 500 и 2000 ударами в минуту. Ударный инструмент активируется через бурильную трубу и внедряется в породу за счет крутящего момента. Он постоянно меняет точку удара, избегая таким образом заклинивания инструмента, облегчая разрушение пород и обеспечивая вертикальность ствола скважины.

Обломки породы доставляются на поверхность с помощью воды или сжатого воздуха.

Буровые растворы

Важной частью процесса бурения является правильный выбор буровых растворов. Обычно это вода или раствор, основанный на смеси воды и бентонитовой глины. Тем не менее в зависимости от минералогии местности, состава грунтовых вод или пластового давления могут быть применены различные типы буровых растворов, приведенные в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – **Типы буровых растворов**

Основанные на воздухе	Воздух Воздух/вода Воздух/полимер
Основанные на воде	Вода Вода/полимер Вода/бентонит (шлам) Специальный глинистый: - высокой плотности
Основанные на воде	- насыщенный - углеводородный - статочные циркулирующие материалы

В качестве бурильного агента также широко распространен воздух под высоким давлением. В воздух впрыскивают воду, для того чтобы уменьшить пылеобразование, добавляют пенообразующие продукты для удаления шлама и подъема воды, а также в качестве очистителя.

Буровые растворы служат для различных целей, в основном это:

- охлаждение бурового долота (основная функция);
- удаление шлама по мере его образования на забое;
- транспортирование шлама к устью скважины.

Кроме того, они часто используются:

- для укрепления ствола скважины в целях предотвращения обвалов;
- минимизации утечки пластовой жидкости в ствол скважины;

- минимизации утечек бурильного раствора в разбуриваемые пласты;

- смазки бурового насоса, бура и заполнения кольцевого пространства между бурильной колонной и стенкой скважины или обсадной колонны;

- уменьшения коррозии бурильной колонны;

- удерживания шлама в растворе в периоды отсутствия циркуляции;

- транспортирования и анализа образцов породы и составления диаграмм геологического разреза;

- выноса шлама в отстойник.

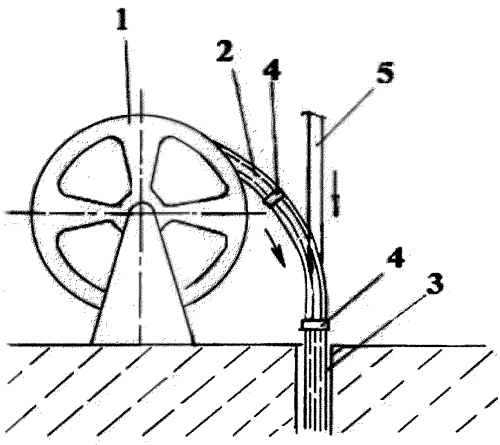
10.2.3 Монтаж грунтового теплообменника

При сооружении термоскважин вертикальные трубчатые теплообменники устанавливают в предварительно пробуренные скважины. Чаще всего применяют вращательное или шнековое бурение с промывкой. При вращательном бурении с промывкой необходимо предусмотреть меры (использование стальных обсадных труб, глинизация), чтобы скважины оставались открытыми довольно значительное время, до того, как в них будут вставлены трубы теплообменника.

Герметичный теплообменник (например, U-образный, или коаксиального типа), предварительно испытанный под давлением, погружают в скважину. Перед погружением в скважину теплообменник заполняют водой, чтобы предотвратить его всплытие при погружении в буровой раствор. Для глубоких скважин к нижнему концу теплообменника подвешивают дополнительный груз.

Отверстия в выступающих над землей частях труб закрывают технологическими заглушками, чтобы в теплообменник не попали грунт и другие загрязнители.

Термоскважины U-образного типа из полимерных труб рекомендуется во избежание повреждений устанавливать с использованием монтажного барабана, как показано на рисунке 10.1.



1 – монтажный барабан; *2* – грунтовый теплообменник; *3* – буровая скважина; *4* – проставка; *5* – шток буровой установки

***Рисунок 10.1* – Схема монтажа U-образного теплообменника из полимерных труб с использованием монтажного барабана**

Заключительный этап работ по сооружению грунтового теплообменника после завершения буровых работ включает в себя соединение выпусков вертикальных теплообменников в циркуляционный контур и ввод циркуляционных трубопроводов в здание через отверстия в фундаменте.

10.2.4 Согласование и лицензирование

Термоскважины по сути являются подземными сооружениями, и участки недр для их размещения предоставляются в пользование для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Основанием предоставления права пользования участком недр местного значения для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, является решение соответствующего органа государственной власти субъекта Российской Федерации. Предоставление недр в пользование, в том числе предоставление их в пользование органами государственной власти

субъектов Российской Федерации, оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии».

Как правило, разрешение на бурение термоскважин ограничивает глубину величиной, не превышающей глубины расположения кровли верхнего водоносного горизонта хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Когда грунтовый теплообменник установлен, рекомендуется передать детали конструкции, карту расположения и записи о бурении в контрольные и надзорные органы, ответственные за использование недр и прокладку подземных коммуникаций.

10.3 Монтаж оборудования теплонасосного теплового пункта

10.3.1 Организация монтажных работ ТТП соответствует аналогичным работам по устройству индивидуальных тепловых пунктов и холодильных центров систем центрального кондиционирования.

10.3.2 Монтаж тепломеханического оборудования

Оборудование ТТП следует монтировать в техническом помещении, соответствующем требованиям СП 60.13330.2012 (пункт 9.22) в части оборудования аварийной вентиляцией. При этом обязательно должна быть обеспечена подача приточного воздуха, равная объему удаляемого вытяжного воздуха.

Оснащение помещения ТТП отоплением, водопроводом и канализацией должно быть предусмотрено в соответствии с требованиями [21, раздел 6].

Монтаж технологического оборудования ТТП, арматуры и трубопроводов рекомендуется проводить с учетом требований [22, подразделы 6.1, разделы 7, 8, 9, 10], [23, раздел 9] и в части безопасности работ – требований [24, раздел 13]. При этом должен быть обеспечен свободный доступ к оборудованию при проведении монтажа, эксплуатации и демонтажа согласно рабочей документации.

Расположенные в подземных этажах или на первом этаже здания ТТП должны иметь выход непосредственно наружу. Требования к устройству выходов следует определять согласно [21, пункт 2.16].

Монтаж ТТП включает установку:

- ТН и циркуляционных насосов, буферных и аккумулирующих емкостей;
- трубопроводов и запорно-регулирующей трубопроводной арматуры;
- устройств системы автоматики и управления.

Перед началом монтажа ТТП, при необходимости, следует выполнить фундаменты под оборудование согласно рабочей документации.

После установки фундаментов в соответствии с рабочей документацией выполняют монтаж основного оборудования: ТН и циркуляционных насосов, буферных и аккумулирующих емкостей.

После этого выполняют трубопроводную обвязку оборудования, включая трубопроводную арматуру.

Для герметизации разъемных резьбовых соединений трубопроводов в ТТП с теплоносителем, содержащим водные растворы этилен- или пропиленгликоля, следует использовать в качестве уплотнителя льняную прядь, пропитанную термостойким герметиком на основе силикона. В качестве уплотнителя фланцевых соединений используют прокладки из паронита, фторопласта или резины, стойкой к спиртам. Перед монтажом прокладка должна быть обработана термостойким герметиком на основе силикона.

По завершении монтажа трубопроводов проводят испытания гидравлических контуров на герметичность в соответствии с требованиями рабочей документации и по результатам составляют акт по форме, приведенной в СП 73.13330.

После проведения гидравлических испытаний всех соединений трубопроводов в ТТП, все открытые участки трубопроводов и их фасонные части покрывают теплоизоляционным материалом.

В соответствии с гидравлической схемой ТТП в рабочей документации выполняют маркировку оборудования и трубопроводов с нанесением на трубопроводы стрелочных указателей направления движения теплоносителя.

В помещении ТТП вывешивают плакаты с укрупненным изображением гидравлической и электрической схем.

По завершении монтажных работ производят соответствующую запись в журнале работ с указанием результатов проверки на герметичность.

10.3.3 Монтаж системы электроснабжения, автоматики и управления

Электромонтажные работы силовых и слаботочных сетей рекомендуется выполнять в соответствии с руководящими документами, с обязательным контролем выполнения работ в соответствии с требованиями [25, приложение Д, таблица Д.3, пункты 4.1–4.3].

При проведении электромонтажных работ элементов электроустановок и автоматики прежде всего рекомендуется обеспечить электробезопасность электроустановок согласно ГОСТ 12.1.019, а при выполнении работ – руководствоваться требованиями [26], [27, раздел 7] и [28].

Геотермальная теплонасосная система теплохладоснабжения работает в полностью автоматическом режиме.

В ГТСТ устанавливают работающие по заданному алгоритму исполнительные механизмы, получающие соответствующие команды от центрального контроллера по слаботочным электрическим сетям.

11 Пусконаладочные работы

11.1 Общие положения

Целью пусконаладочных работ является достижение и подтверждение параметров работы ГТСТ в соответствии с данными технического задания на проектирование и проекта.

Все операции по пуску и наладке проводятся аттестованным и инструктированным перед испытаниями персоналом с учетом особенностей налаживаемого оборудования.

В состав бригады, как правило, включаются:

- наладчик контрольно-измерительных приборов и автоматики;

- наладчик насосного оборудования;

- слесарь-ремонтник;

- наладчик холодильного оборудования;

- электрик, имеющий квалификационную группу по электробезопасности не ниже III по [28];

- электромонтажник,

выполняющие работы в соответствии с эксплуатационной документацией, должностными инструкциями и служебными обязанностями.

Для небольших систем (до 20 кВт тепловой мощности) допускается совмещение специальностей наладчиков, в необходимых случаях привлекается для консультаций высококвалифицированный персонал профильных организаций.

Перед началом работ персоналу необходимо:

- ознакомиться с технической документацией, паспортами теплового и электрооборудования, инструкциями и руководствами предприятий-изготовителей;

- проверить соответствие фактического состояния систем ГТСТ исполнительной документации (проекту), техническим условиям предприятия-изготовителя;

- проверить качество выполнения монтажных работ и провести поузловую приемку оборудования; проверить наличие заземления электропотребляющего оборудования; ознакомиться с исполнительной документацией, актами на освидетельствование скрытых работ, актами промывки, актами гидростатических или манометрических испытаний на герметичность;

- провести ревизию запорно-регулирующей арматуры, электрооборудования и систем управления, средств учета и автоматического регулирования;

- провести заполнение трубопроводов ГТСТ соответствующими теплоносителями.

Работы по испытанию и наладке системы выполняют в две стадии:

- индивидуальные испытания оборудования и подсистем (в процессе выполнения монтажных работ);

- комплексное опробование и наладка всей системы (после полного завершения монтажных работ).

Небольшие системы тепловой мощностью до 20 кВт допускается испытывать и налаживать в одну стадию.

11.2 Индивидуальные испытания оборудования и подсистем

11.2.1 Индивидуальные испытания оборудования рекомендуется по возможности проводить в процессе выполнения монтажных работ по мере завершения монтажа того или иного оборудования. Индивидуальным испытаниям подвергаются оборудование теплонасосного теплового пункта и системы сбора низкопотенциальной теплоты, в частности – грунтовый теплообменник.

11.2.2 Индивидуальные испытания оборудования теплонасосного теплового пункта

В общем случае ТТП содержит:

- ТН;

- циркуляционные насосы;

- баки-аккумуляторы;

- расширительные баки;

- дублирующий традиционный источник тепла (например, электрический котел);

- трубопроводную запорную и регулирующую арматуру.

Индивидуальные испытания тепломеханического оборудования ТТП, кроме теплонасосного оборудования, являются традиционными для обычных тепловых пунктов и проводятся в соответствии с [29].

Индивидуальные испытания ТН проводят на заключительной стадии монтажных работ, когда уже смонтированы все системы и оборудование, необходимые для проведения этих испытаний.

Индивидуальные испытания ТН, ввиду их принципиального сходства с холодильными машинами систем центрального кондиционирования воздуха, проводятся специалистом по холодильной технике, при этом рекомендуется пользоваться программой – методикой испытаний, соответствующей требованиям [29, подраздел 7.1].

Тепловой насос должен быть установлен и подключен в соответствии с инструкциями по монтажу и эксплуатации, присоединен к грунтовому теплообменнику и подключен к внутридомовым системам теплоснабжения.

Испытания рекомендуется проводить в такой последовательности:

- проверка герметичности холодильного контура с помощью течеискателя;

- проверка концентрации и температуры замерзания антифриза (при наличии последнего в контурах ГТСТ) с помощью рефрактометра;

- проверка заправки хладагентом по показаниям установленных (или подсоединенных) манометров на холодильных контурах установки по методике, принятой для холодильных машин;

- проверка при отключенном электропитании в щите управления электрических соединений, технического состояния управляющих контроллеров и автоматики;

- включение электропитания и проверка наличия и значения напряжения, срабатывания реле высокого давления, срабатывания средств управляющей и защитной автоматики, настройки программного обеспечения управляющего контроллера;

- проверка по управляющему контроллеру включения подогрева масла в картере;

- проверка установок и значений параметров системы автоматики теплового насоса;

- включение циркуляционных насосов испарительного и конденсаторного контуров (не менее чем за 30 с до запуска теплонасосной установки, уточняется в соответствии с требованиями изготовителя теплонасосного оборудования) со щита управления циркуляционными насосами;

- включение теплонасосной установки (не ранее чем через 12 ч после включения прогрева масла, уточняется в соответствии с требованиями изготовителя теплонасосного оборудования.

Через несколько секунд запустится компрессор.

После выхода теплонасосной установки на режим (стабилизации температур и давлений) необходимо измерить параметры:

- фактические температуру и давление теплоносителя контура испарителя на входе и на выходе из испарителя;

- фактический расход теплоносителя контура испарителя;

- фактическую температуру теплоносителя на входе в конденсатор;

- фактическое давление конденсации компрессора и по таблицам перевода параметров, примененного хладогента определить фактическое значение температуры конденсации хладагента;

- давление на всасывании (давление испарения);

- фактическую температуру испарения (кипения) хладагента (температура на всасывании компрессора);

- фактическое давление испарения (кипения) хладагента на входе в испаритель и по таблицам перевода определить соответствующее значение температуры испарения (кипения);

- фактическую температуру конденсации на выходе жидкого хладагента из конденсатора.

Результаты наладки самого ТН признают удовлетворительными, если его рабочий режим характеризуется следующими показателями:

- отсутствие посторонних стуков в компрессорах, вибрации корпуса

установки;

- отсутствие утечек хладагента и масла;

- отсутствие колебаний стрелок манометров, отсутствие искрения в контактах датчиков-реле и магнитного пускателя;

- отсутствие утечки теплоносителя из контура испарителя;

- отсутствие утечки теплоносителя из контура конденсатора;

- система автоматики теплонасосной установки обеспечивает поддержку заданных параметров работы теплонасосной установки;

- проектное количество теплоносителя нагревается до проектной температуры на выходе из конденсатора;

- температура конденсации выше значения температуры теплоносителя контура конденсатора на входе в конденсатор на величину от 2 °С до 10 °С;

- температура испарения (кипения) хладагента ниже температуры теплоносителя контура испарителя на выходе из испарителя на величину от 2 °С до 10 °С;

- температура сжатого хладагента на нагнетании компрессора в пределах от 80 °С до 95 °С и выше температуры конденсации на выходе из конденсатора на величину от 30 °С до 50 °С.

Тепловой насос, непрерывно отработавший без аварийных отключений в течение 4 ч, считается выдержавшим испытание.

11.2.3 Индивидуальные испытания грунтового теплообменника

Пример состава оборудования для испытания грунтового теплообменника приведен на рисунке 11.1.

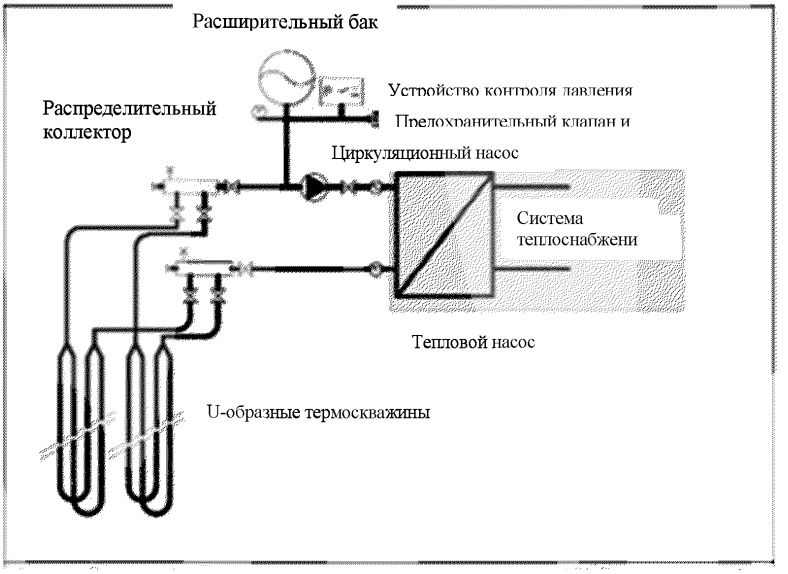


Рисунок 11.1 – **Пример набора оборудования для испытания грунтового теплообменника**

Испытание грунтового теплообменника состоит из двух этапов:

- испытание перепада давления;

- испытание на герметичность (испытательное давление).

Перед проведением испытаний необходимо промыть трубы грунтового теплообменника прокачкой чистой воды предпочтительно с обеих сторон, чтобы очистить термоскважины и вымыть грязь или другие загрязнения из труб.

А) Испытание на перепад давления

Цель испытания – проверить, что тестируемый контур не имеет повышенного перепада давления, т. е. повышенного гидравлического сопротивления при расчетном расходе теплоносителя.

Небольшое сжатие труб во время установки в грунт может привести к их деформации с выраженной овальностью и меньшей площадью сечения. Этот эффект увеличивает потери давления, что потребует увеличения напора циркуляционного насоса для обеспечения расчетного расхода.

Схема устройства измерения перепада давления приведена на рисунке 11.2.

Разность давлений входа и выхода при постоянной скорости потока не должна превышать определенное теоретическое значение (рисунок 11.3). Испытание может быть объединено с промывкой труб.

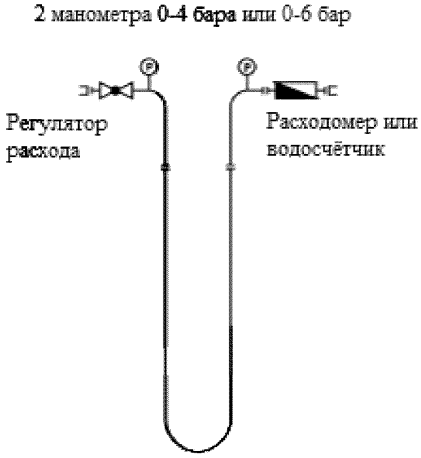


Рисунок 11.2 **– Схема измерения перепада давления**

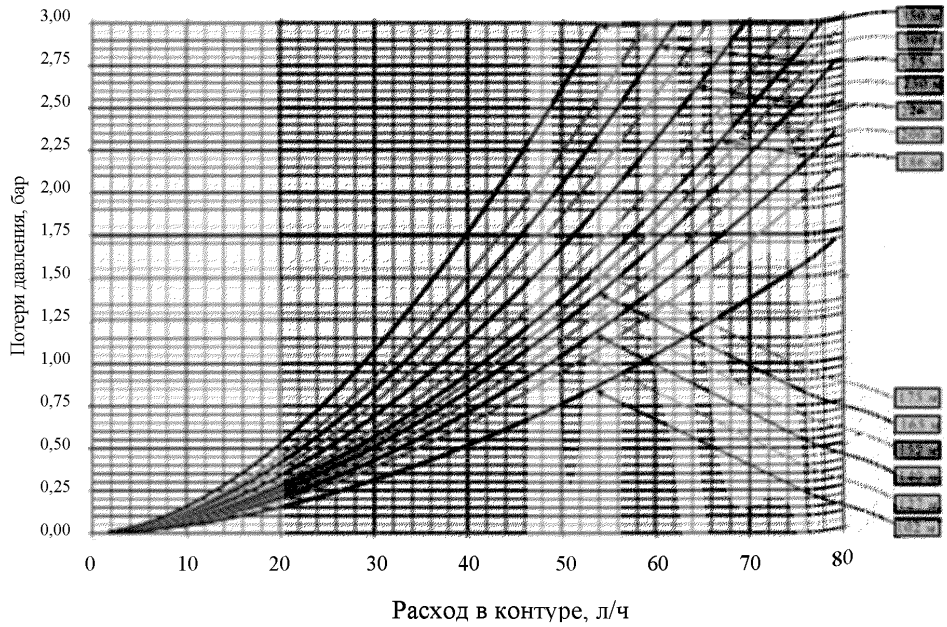


Рисунок 11.3 **– Теоретическое максимально допустимое падение давления в U-образной термоскважине, трубы диаметром 40 × 32,6 мм**

Б) Испытание на прочность и герметичность

Схема испытания приведена на рисунке 11.4.

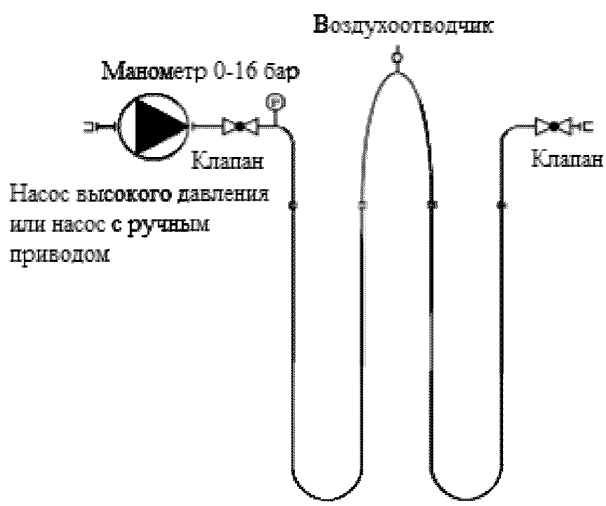


Рисунок 11.4 **– Схема испытания на прочность и герметичность**

Первый этап испытаний проводят до установки теплообменника в буровую скважину. Испытательные давления приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – **Значения испытательного давления до установки теплообменника**

Длина теплообменника, м	Испытательное давление, бар
60	16,0
80	20,0
100	24,0
120	29,0

Второй этап испытаний проводят после погружения теплообменника в буровую скважину и выполнения всех сопутствующих операций. Испытательные давления приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – **Значения испытательного давления после установки теплообменника**

Глубина погружения, м	Испытательное давление, кг/см^2 при плотности тампонажного раствора, кг/м^3				
	1200	1400	1600	1800	2000
60	8,0	8,0	9,0	10,0	11,0
80	8,0	9,0	10,0	12,0	14,0
100	8,0	9,0	11,0	14,0	17,0
120	8,0	10,0	13,0	17,0	21,0

Испытания считаются полностью завершенными, если установлена герметичность и перепад давления на термоскважинах соответствует расчетным значениям.

В случае если окончательное подключение термоскважин к ГТСТ планируется позже, от нескольких дней до нескольких месяцев, термоскважины

следует защитить от случайного повреждения во время дальнейшего строительства. Оконечники труб термоскважин должны быть снабжены надежными заглушками и промаркированы.

11.3 Комплексное опробование и наладка

Комплексное опробование и наладку всей системы проводят после полного завершения монтажных и строительных работ в соответствии с проектом, а также после завершения индивидуальных испытаний оборудования, узлов регулирования и средств обеспечения (электроснабжения, автоматики).

Целью комплексного опробования является проверка работы всего технологического оборудования в комплексе с тепловыми системами объекта в режиме реального теплопотребления в течение 24 ч.

Перед началом комплексного опробования следует:

- проверить готовность системы к проведению измерений, определить места и виды измерений, число и последовательность их выполнения;

- установить места измерительных точек;

- на основании проекта определить диапазон значений измеряемых величин в выбранных точках измерения;

- определить необходимые для проведения измерений приборы исходя из требований измерений и технических характеристик приборов;

- изучить технические описания необходимых приборов и правила их применения;

- подготовить приборы к измерениям;

- подготовить вспомогательные инструмент, оборудование, рабочие места;

- обеспечить необходимые режимы работы систем;

- составить график выполнения работ, согласовав его со службами, которые необходимо привлечь к работам;

- провести измерения согласно [29, раздел 5].

Комплексное опробование систем включает следующие работы:

- проверку функционирования устройств автоматики, сигнализации и управления, защитных устройств систем автоматизации;

- проверку алгоритма работы системы автоматизации и прохождения контрольных сигналов;

- проверку работы системы автоматизации при имитации различных аварийных ситуаций;

- опробование производительности ТН, насосов внутренних и внешних гидравлических контуров;

- оценку работоспособности системы теплоснабжения, автоматизации при проектных режимах работы.

При выполнении работ рекомендуется руководствоваться [22, раздел 11], [29, раздел 12], [30, раздел 16].

При проведении испытаний необходимо соблюдать правила безопасности.

Пусконаладочные работы считаются успешно выполненными, если ГТСТ успешно проработала в течение 24 ч и при этом выдержала проектные параметры, что должно быть зафиксировано соответствующим актом.

11.4 Сдача в эксплуатацию и мониторинг

На основании акта выполнения пусконаладочных работ ГТСТ по отдельному акту передается заказчику (эксплуатационному персоналу или, по указанию заказчика, сервисной организации).

Рекомендуется провести с привлечением квалифицированных экспертов оценку компетентности эксплуатационного персонала с выдачей соответствующего подтверждения. При необходимости следует провести обучение. Рекомендуется также периодически проверять компетентность персонала.

В ТТП рекомендуется вывесить плакат с изображением принципиальной схемы ГТСТ и таблицей, содержащей основные параметры:

- год постройки ГТСТ;

- наименование буровой организации;

- число термоскважин, длина и расстояние между ними;

- длина и диаметры труб подачи/возврата между ТН и грунтовым теплообменником;

- марка, состав теплоносителя грунтового теплообменника и точное описание продукта;

- объем контура грунтового теплообменника;

- расход и напор циркуляционных насосов;

- марка ТН и точное наименование поставщика;

- тепло- и хладопроизводительность ТН при расчетной температуре;

- электрическая мощность ТН, циркуляционных насосов и других потребителей электроэнергии.

В начальный период эксплуатации рекомендуется проводить следующие проверки:

- система работает удовлетворительно и безопасно;

- все компоненты системы работают в соответствии с проектом;

- соответствие настроек параметрам управления.

Необходимо вести журнал эксплуатации и заносить в него все события, происходящие с ГТСТ в процессе эксплуатации.

Рекомендуется в процессе эксплуатации вести мониторинг системы.

Система мониторинга обеспечивает основу будущей оптимизации системы. Система мониторинга должна записывать и хранить следующие параметры системы:

- общее время работы;

- минимальная температура подачи и возврата контура грунтовых теплообменников;

- температура подачи и возврата контура потребления тепла;

- потребление электроэнергии.

Для крупных установок, тепловой мощностью более 200 кВт, рекомендуются более детальный непрерывный и автоматизированный контроль, регистрация и запись текущих параметров, необходимых для фиксации режима работы и оценки эффективности ГТСТ. В случае обслуживания системы сервисной организацией рекомендуется воспользоваться системой удаленного мониторинга.

Пример интерфейса системы диспетчеризации с удаленным доступом контроля общего состояния подобной системы и ее энергетического баланса приведен на рисунке 11.5.

На рисунке 11.6 приведен интерфейс удаленного доступа к мониторингу, управлению, контролю режимов и отдельных параметров работы системы со стороны сервисной службы.

Для меньшей мощности возможен упрощённый контроль, но в начальный период, одна-две недели, также рекомендуется регистрация текущих параметров ежедневно; в дальнейшем, при стабильности значений регистрируемых параметров, достаточно ежемесячной или ежеквартальной записи. Если нет автоматического регистратора данных, эти данные извлекают из системы управления и заносят в журнал эксплуатации.

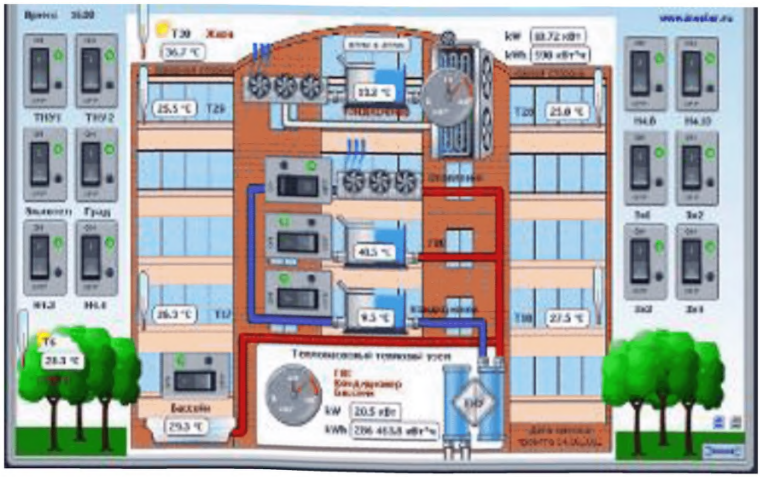


Рисунок 11.5 **– Пример интерфейса системы диспетчеризации с удаленным доступом контроля общего состояния и энергетического баланса ГТСТ**

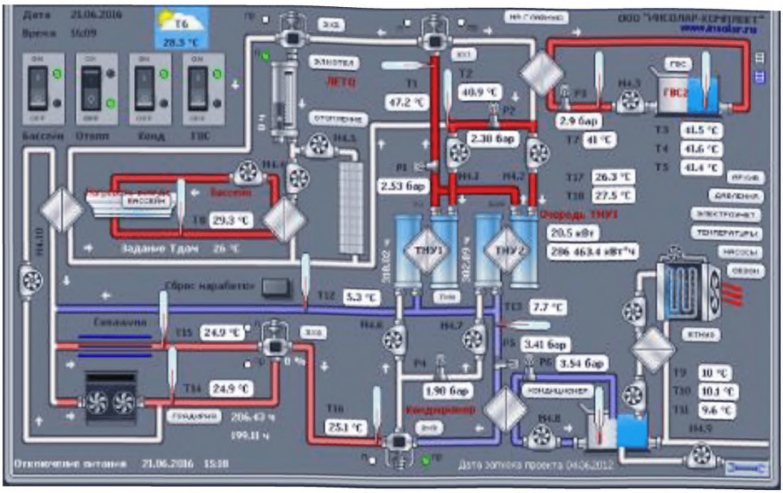


Рисунок 11.6 – **Пример интерфейса удаленного доступа мониторинга контроля режимов и параметров работы системы**

12 Оценка влияния использования теплоты грунтового массива на снижение удельного годового энергопотребления и на установление класса энергетической эффективности здания

12.1 Общие положения

Оценку выполняют на основе положений [31], устанавливающего базовые значения удельного потребления энергетических ресурсов многоквартирных жилых домов (МКД) и правила определения класса энергетической эффективности.

12.2 Методика расчета удельного годового энергопотребления и определения класса энергетической эффективности многоквартирного жилого дома, использующего теплоту грунта

При наличии в МКД теплопоступлений от теплонасосной установки (ТНУ) класс энергетической эффективности МКД следует устанавливать исходя из сравнения расчетного и базового значений удельного годового расхода энергетических ресурсов в МКД, включающего суммарный удельный годовой

расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, ГВС, а также на общедомовые нужды в расчете на 1 м^2 площади помещений МКД, не отнесенных к общему имуществу МКД.

Базовые значения удельного годового расхода энергетических ресурсов в МКД $q^{б}_{ЭР}$, кВт·ч/(м^2·год), принимают по [31, таблица 1] в зависимости от этажности здания и градусо-суток отопительного периода (таблица 12.1).

Таблица 12.1 – **Базовый уровень удельного годового расхода энергетических ресурсов в МКД, отражающий суммарный удельный годовой расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, а также на общедомовые нужды МКД, кВт·ч/м^2**

Наименование показателя	°С·сут отопит. периода	Этажность многоквартирного дома					
		2	4	6	8	10	> 12
Расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, ГВС и электроэнергии на общедомовые нужды*	2000	215	206	203	201	199	198
	3000	228	216	212	208	205	203
	4000	256	239	234	229	225	223
	5000	284	263	256	251	245	242
	6000	312	287	278	272	265	262
	8000	370	337	326	317	308	304
	10000	426	384	370	359	348	342
В том числе тепловой энергии на отопление и вентиляцию	2000	67	56	44	42	40	39
	3000	100	83	67	63	60	58
	4000	133	111	89	84	80	78
	5000	167	139	111	106	100	97
	6000	200	167	133	127	120	117
	8000	253	211	169	160	152	148
	10000	317	264	211	201	190	185

Примечание – Базовый уровень удельного годового расхода электрической энергии на общедомовые нужды равен 10,0 кВт·ч/м^2 МКД, оборудованных лифтом. Если МКД не оборудован лифтом, базовый уровень удельного годового расхода электрической энергии на общедомовые нужды равен 7 кВт·ч/м^2 и из указанных в настоящей таблице показателей следует вычесть 3 кВт·ч/м^2.

Расчетное значение удельного годового расхода энергетических ресурсов в МКД, оснащенном геотермальной ТНУ, $q^{р}_{ЭР}$, кВт·ч/м^2, рассчитывают по формуле

$$q^{Р}_{ЭР} = (Q_{ОВ} + Q_{ГВС} + Q_{ЭЛ} - Q_{ТН})/A_{ЖИЛ} \quad (12.1)$$

где $Q_{ОВ}$ – суммарный годовой расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию, кВт·ч;

$Q_{ГВС}$ – суммарный годовой расход тепловой энергии на горячее водоснабжение, кВт·ч;

$Q_{ЭЛ}$ – суммарный годовой расход электрической энергии на общедомовые нужды, кВт·ч;

$Q_{ТН}$ – суммарная выработка тепловой энергии ТНУ на отопление и ГВС, кВт·ч;

$A_{ЖИЛ}$ – площади помещений МКД, не отнесенных к общему имуществу МКД, м^2.

Примечание – Затраты электрической энергии на общедомовые нужды включают затраты на приводы насосного и иного инженерного оборудования, в том числе предназначенного для использования ТНУ в здании, и рассчитываются по методике [32] с учетом фактической продолжительности эксплуатации в течение календарного года.

Класс энергетической эффективности МКД устанавливают на основании данных, представленных в таблице 12.2, по величине отклонения $\varepsilon(q_{ЭР})$, %, значения расчетного удельного годового расхода энергетических ресурсов от базового уровня:

$$\varepsilon(q_{ЭР}) = [(q^{Р}_{ЭР} - q^{Б}_{ЭР})/q^{Б}_{ЭР}]\cdot 100 \quad (12.2)$$

где $q^{Р}_{ЭР}$ – то же, что и в формуле (12.1), кВт·ч/м^2;

$q^{Б}_{ЭР}$ – то же, что и в таблице 12.1, кВт·ч/м^2.

Таблица 12.2 – **Классы энергетической эффективности**

Обозначение класса энергетической эффективности	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения значений расчетного удельного годового расхода энергетических ресурсов от базового уровня, %
A ++	Высочайший	– 60 включительно и менее
A +	Высочайший	От – 50 включительно до – 60
A	Очень высокий	От – 40 включительно до – 50
B	Высокий	От – 30 включительно до – 40
C	Повышенный	От – 15 включительно до – 30
D	Нормальный	От 0 включительно до – 15
E	Пониженный	От + 25 включительно до 0
F	Низкий	От + 50 включительно до + 25
G	Очень низкий	Более + 50

В соответствии с требованиями [33, пункт 15.1, подпункт а)] с 1 января 2018 г. не допускается проектирование МКД класса энергетической эффективности D и ниже, с 1 января 2023 г. не допускается проектирование МКД класса энергетической эффективности B и ниже, с 1 января 2028 г. не допускается проектирование МКД класса энергетической эффективности A и ниже.

12.3 Оценка влияния использования теплоты грунтового массива

Согласно [31, пункт 26] энергетические ресурсы, получаемые из ВИЭ, не подлежат учету при расчете удельного годового потребления энергетических ресурсов, если вырабатывающее их оборудование включено в инженерные системы МКД. В связи с этим в основе настоящей оценки лежит определение значения удельного годового поступления низкопотенциальной тепловой энергии из грунтового массива.

Для оценки влияния использования теплоты грунтового массива на снижение удельного годового энергопотребления в качестве примера рассмотрен 10-этажный МКД, расположенный в московском регионе.

В таблице 12.3 приведены значения базовых и нормативных, соответствующих классам энергетической эффективности, значений суммарного удельного годового расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию, ГВС, электрической энергии на общедомовые нужды МКД, рассчитанные для условий г. Москвы (ГСОП = 4551 сут·°С) для МКД различной этажности.

Таблица 12.3 – **Базовые и нормативные, соответствующие классам энергоэффективности для г. Москвы, значения суммарного удельного годового расхода тепловой энергии на отопление, вентиляцию, ГВС и электрической энергии на общедомовые нужды МКД**

Класс		A++	A+	A	B	C	D	E	F	G
Этажность	Базовый уровень	Величина отклонения, %								
		Менее –60 %	max –50 %	max –40 %	max –30 %	max –15 %	max 0 %	max +25 %	max +50 %	Более +50 %
2	277,0	110,8	138,5	166,2	193,9	235,4	277,0	346,2	415,5	415,5
4	257,0	102,8	128,5	154,2	179,9	218,4	257,0	321,2	385,5	385,5
6	250,5	100,2	125,2	150,3	175,3	212,9	250,5	313,1	375,7	375,7
8	245,5	98,2	122,7	147,3	171,8	208,7	245,5	306,8	368,2	368,2
10	240,0	96,0	120,0	144,0	168,0	204,0	240,0	300,0	360,0	360,0
12 и выше	237,2	94,9	118,6	142,3	166,1	201,6	237,2	296,5	355,8	355,8

Согласно таблице 12.3 базовый показатель удельного годового энергопотребления рассматриваемого МКД $q_{ЭР}^{б}$ составляет 240 кВт·ч/м^2, в том

числе 10,0 кВт·ч/м^2 электрической энергии на общедомовые нужды. Следовательно, базовый расход тепловой энергии составит 230 кВт·ч/(м^2·год)

Далее в качестве примера рассматривают гипотетическую ГТСТ автономного, на полную тепловую нагрузку, теплоснабжения здания, удельная тепловая мощность в которой распределяется следующим образом: 67 % обеспечивается непосредственно грунтовыми ТН, а 33 % – пиковым доводчиком.

Годовой фонд времени работы пикового доводчика оценивается в 15 %, следовательно, его доля общей годовой выработки тепловой энергии составит 0,33·15 = 5 %, а, соответственно, грунтовыми тепловыми насосами – 95 %, что составит 218,5 кВт·ч/м^2.

Вклад в эту выработку ВИЭ определяется сезонным коэффициентом эффективности $k^c_{\text{пр}}$ (среднегодовым коэффициентом преобразования ГТСТ) по ГОСТ Р 54865, который принимают равным 2,8.

Примечание – В конкретном проекте $k^c_{\text{пр}}$ определяется структурой, оборудованием и режимами работы теплонасосной системы.

Тепловой вклад ВИЭ, соответствующий снижению годового потребления энергоресурсов, равен:

$$q_{\text{ВИЭ}} = q_{\text{ГТН}} (1 - 1/ k^c_{пр}) = 218{,}5 \cdot (1 - 1/2{,}8) = 140{,}5 \text{ кВт·ч/м}^2,$$

где $q_{\text{ВИЭ}}$ – удельная тепловая энергия, извлеченная из грунтового массива в течение года, кВт·ч/м^2;

$q_{\text{ГТН}}$ – удельная тепловая энергия, выработанная грунтовыми ТН в течение года, кВт·ч/м^2;

$k^c_{\text{пр}}$ – сезонный коэффициент эффективности (среднегодовой коэффициент преобразования).

Таким образом, удельный годовой расход энергетических ресурсов $q^{р}_{ЭР}$, за вычетом тепловой энергии, извлеченной из грунтового массива, составит

$$q^{р}_{ЭР} = q^{б}_{ЭР} - q_{\text{ВИЭ}} = 240 - 140{,}5 = 99{,}5 \text{ кВт·ч/м}^2.$$

Это значение включает расход электроэнергии на привод ТНУ, работу пикового доводчика и прочие общедомовые нужды.

Относительное снижение значения расчетного удельного годового расхода энергетических ресурсов от базового уровня $\varepsilon(q_{ЭР})$, %, составляет:

$$\varepsilon(q_{ЭР}) = [(q^{Р}_{ЭР} - q^{Б}_{ЭР})/q^{Б}_{ЭР}] \cdot 100$$

$$\varepsilon(q_{ЭР}) = [(99{,}5 - 240)/240] \cdot 100 = -58{,}5\ \%.$$

В соответствии с данными таблицы 12.2 можно ожидать, что здание, снабженное ГТСТ на покрытие полной тепловой нагрузки, будет соответствовать классу энергетической эффективности А+.

Приложение А

Пример предварительного расчета геотермальной теплонасосной системы

А.1 Исходные данные

А.1.1 Характеристика здания

Проектируемое здание расположено в Московском регионе. В таблице А.1 приведены основные технико-экономические показатели здания.

В таблице А.1 приведены основные технико-экономические показатели здания.

Таблица А.1 – **Основные технико-экономические показатели здания**

Наименование	Ед. изм.	Значение
Площадь участка	$м^2$	4721
Площадь застройки	$м^2$	2600
Общая площадь здания	$м^2$	26342
Общая площадь подвала	$м^2$	2504,4
Этажность	эт.	8 надземных + подвал
Строительный объем	$м^3$	96737,576

А.1.2 Инженерные системы

Теплоснабжение. Предусмотрено автономное теплоснабжение здания. Источником теплоснабжения является геотермальная ГТСТ, оборудование которой размещается в помещении индивидуального теплового пункта, расположенного в подвале.

Отопление. В здании спроектирована низкотемпературная центральная система отопления на основе обогреваемых поверхностей.

Вентиляция. В здании спроектированы центральные системы приточно-вытяжной вентиляции воздуха с механическим побуждением. Предусмотрена установка роторного регенератора с эффективностью 60 %. В установках приточной вентиляции предусмотрены секции охлаждения.

Хладоснабжение. В здании запроектирована система центрального кондиционирования. Система охлаждения в здании многоступенчатая. Основным потребителем являются охлаждаемые поверхности. Кроме того, предусмотрен дополнительный потребитель хладоснабжения – система вентиляторных доводчиков.

Электроснабжение. Централизованное.

В таблице А.2 приведены основные энергетические нагрузки здания.

Таблица А.2 – **Основные энергетические нагрузки здания**

Наименование	Ед. изм.	Значение
Обогреваемые поверхности	кВт	375
Приточные установки (с учетом рекуперации)	кВт	980
Воздушно-тепловые завесы	кВт	80
Система ГВС (по среднечасовому за сутки расходу)	кВт	100
Итого по теплу:	кВт	1535
Система кондиционирования		
Охлаждаемые поверхности	кВт	800
Вентиляторные доводчики	кВт	1130
Охлаждение приточного воздуха	кВт	240
Итого по холоду:	кВт	2170

А.1.3 Грунтовый теплообменник

Грунтовый теплообменник предполагается устроить из термоскважин, расположенных на прилегающей к зданию территории. Грунтовые теплообменники размещаются частично в шахматном, частично в ортогональном порядке с шагом 6 м.

Конструктивно грунтовые теплообменники выполнены двойными U-образными из труб диаметром 32 мм при толщине стенки 3 мм. Материал труб – полиэтилен низкого давления. Глубина бурения – 100 м. Обратное заполнение скважин выполнялось буровым раствором.

А.1.4 Климатические и гидрогеологические особенности района строительства

Природные условия, местоположение и ландшафтное зонирование. В геоморфологическом отношении исследуемый участок расположен на склоне флювиогляциальной равнины, которая прорезана поймой р. Москва. Абсолютные отметки рельефа постепенно снижаются от водораздела к руслу р. Москва и ее притоков.

Климат. Климат территории типичен для умеренного широтного пояса Русской равнины. Характеризуется теплым летом, умеренно-холодной зимой с устойчивым снежным покровом и хорошо выраженными сезонами. Среднегодовая температура воздуха +4,1 °С. Холодный период – с начала ноября до конца марта.

Геологическое строение. Информация о геологических особенностях района строительства представлена на рисунке А.1.

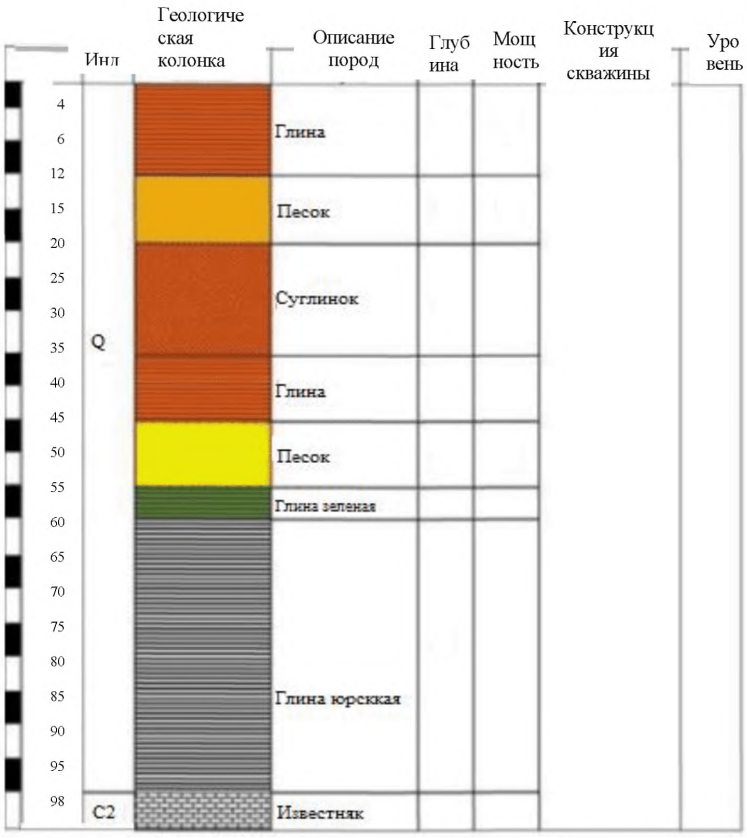


Рисунок А.1 **– Литологическая колонка**

Данные по геологическому строению участка, непосредственно примыкающему к площадке строительства, представлены в таблице А.3, а в таблице А.4 приведены гидрогеологическая характеристика грунтового массива площадки строительства вблизи проектируемого здания.

Таблица А.3 – **Данные по геологическому строению участка**

Номер слоя от поверхности грунта	Мощность слоя, м	Тип и характеристика грунта	Плотность, кг/м^3
1	0–2	Современные техногенные отложения: песок влажный с суглинками	
2	2–3	Глина тугопластичная	1920
3	3–10	Пески средней влажности	1810
4	10–20	Суглинки с прослойками песков, влажные	1980

Окончание таблицы А.3

5	20–22	Суглинки полутвердые маловлажные	2050
6	22–29	Суглинки полутвердые, с линзами песка обводненного	2080
7	29–35	Супеси пластичные средней влажности	1860
8	35–36	Глины полутвердые	1880
9	36–42	Супеси с прослойками суглинков, средней водонасыщенности	1860
10	42–56	Супеси пластичные, средней водонасыщенности	1830
11	56–58	Супесь пластичная	1790
12	58–65	Глина полутвердая	1830

Таблица А.4 – **Гидрогеологические характеристики грунтового массива площадки строительства**

Наличие грунтовых вод	Глубина залегания, м	Напор, м
Водоносный слой 1	6–10	Безнапорный
Водоносный слой 2	14,2–24,5	Напор 0–10,9 м
Водоносный слой 3	34,7–40,7	Напор до 22,2 м

А.2 Технические предложения по геотермальной теплонасосной системе теплохладоснабжения

А.2.1 Общие положения

Основными составляющими ГТСТ являются ТН и система сбора низкопотенциальной теплоты грунта, содержащая грунтовые теплообменники.

Для сбора теплоты грунта используют грунтовые теплообменники, представляющие собой помещенные в глухие вертикальные скважины диаметром 151 мм две U-образные петли из полиэтиленовых труб наружным диаметром 32 мм, внутри которых циркулирует теплоноситель (40 %-ный водный раствор пропиленгликоля) без массообмена с окружающим грунтовым массивом. Применение антифриза обусловлено возможностью работы в отрицательном диапазоне температур теплоносителя. Использование пропиленгликоля обусловлено его большей по сравнению с этиленгликолем экологической безопасностью для

человека и окружающей среды, учитывая близость водоносных горизонтов питьевого качества.

А.2.2 Оценка эксплуатационных характеристик грунтовых теплообменников

На текущем этапе производят предварительное оценочное определение эксплуатационных характеристик грунтовых теплообменников исходя из усредненных параметров удельного теплосъема и удельного сброса тепла в грунт. Для предварительных расчетов было принято значение удельного теплосъема, равное 40 Вт/м. В дальнейшем это значение подлежит уточнению в ходе проведения численного моделирования режимов работы грунтовых теплообменников.

Для оценки удельных показателей эффективности грунтовых теплообменников при их работе в режиме сброса тепла в грунт для предварительных расчетов было принято значение удельного теплосброса, равное 20 Вт/м. Это значение меньше аналогичного значения для теплосъема, так как в случае сброса тепла в грунт происходит высыхание прилегающего к грунтовому теплообменнику массива грунта с соответствующим снижением его теплопроводности. В дальнейшем принятое значение удельного теплосброса также подлежит проверке и уточнению.

Результаты оценочных расчетов грунтового теплообменника приведены в таблице А.5.

Таблица А.5 – **Результаты оценочных расчетов грунтового теплообменника**

Наименование	Ед. изм.	Величина
Число скважин	шт.	450
Глубина скважин	м	95
Удельный теплосъем с погонного метра (зимний режим)	Вт/м	40
Мощность теплообменника (зимний режим)	кВт	1 710
Удельная нагрузка для режима свободного охлаждения	Вт/м	20
Мощность «пассивного» охлаждения	кВт	855

А.3 Численное моделирование режимов работы системы

А.3.1 Данные по площадке строительства

В расчете приняты данные по геологическому строению участка, непосредственно примыкающему к площадке строительства, приведенные на рисунке А.1 и в таблицах А.3 и А.4, а также данные по теплопроводности и объемной теплоемкости в талом (λ_{th} и C_{th}) и мерзлом (λ_f и C_f) состоянии слоев грунта, приведенные в таблице А.6 и использованные в дальнейших расчетах.

Таблица А.6 – **Данные по теплопроводности и объемной теплоемкости в талом и мерзлом состоянии слоев грунта**

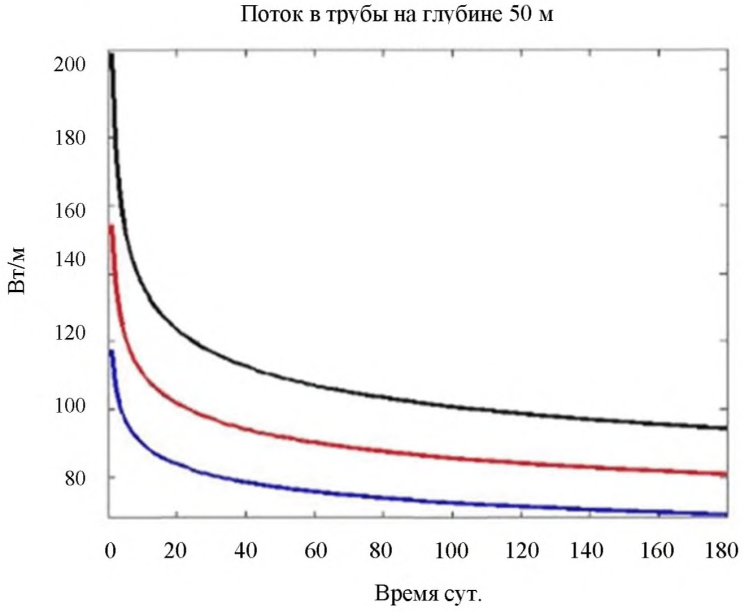
Теплопроводность грунта, Вт/(м·С)		Объемная теплоемкость грунта, кДж/(м^3·С)	
λ_{th}	λ_f	C_{th}	C_f
1,64	1,8	2753	2279

А.3.2 Оценка интенсивности извлечения тепловой энергии из грунта

При оценке извлечения тепловой энергии из грунта в качестве грунтового теплообменника была рассмотрена термоскважина с теплообменником в виде двойной U-образной полиэтиленовой трубы.

Примечание – Численные эксперименты по оценке влияния конструктивных особенностей термоскважин на интенсивность извлечения тепловой энергии из грунта проводились на моделях и программном обеспечении Insolar HeatPump, разработанном и принадлежащем ОАО «ИНСОЛАР–ИНВЕСТ».

Результаты расчета представлены на рисунке А.2. Расчеты проводили для температуры грунта плюс 8 °С и температуры теплоносителя минус 8 °С.



Красная линия – падение интенсивности удельного теплосъема термоскважины во времени; черная линия – коаксиальная конструкция; синяя линия – одинарная U-образная конструкция

Рисунок А.2 **– Падение интенсивности удельного теплосъема термоскважины во времени**

А.3.3 Оценка взаимного влияния термоскважин в пределах поля грунтового теплообменника

При оценке совместной работы термоскважин, расположенных в поле грунтового теплообменника, была рассмотрена выборка поля размером 10 на 20 термоскважин, расположенных с шагом 6 м.

Численное моделирование проводилось на моделях и программном обеспечении Insolar HeatPump. (см.А.3.2).

Результаты расчетов представлены на рисунках А.3–А.5.

На рисунке А.3 представлена картина распределения температур в поле термоскважин на конец отопительного сезона.

На рисунках А.4 и А.5 черная пунктирная линия – одиночная термоскважина такой же конструкции (эталон).

k_{avr}, k_{min}, k_{max} – осредненный, минимальный и максимальный соответственно показатели эффективности термоскважин по полю термоскважин; разными цветами обозначены разные ряды термоскважин.

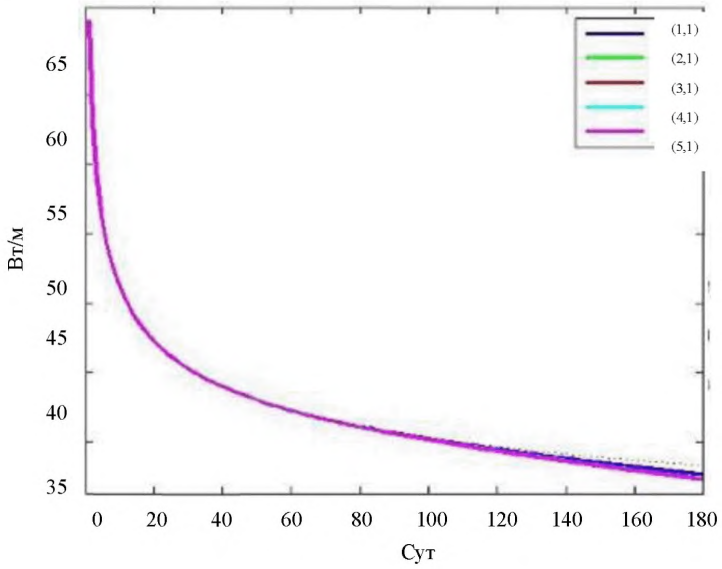


Рисунок А.3 **– Падение интенсивности удельного теплосъема термоскважин во времени (первый номер – номер в «строке», второй – в «столбце»)**

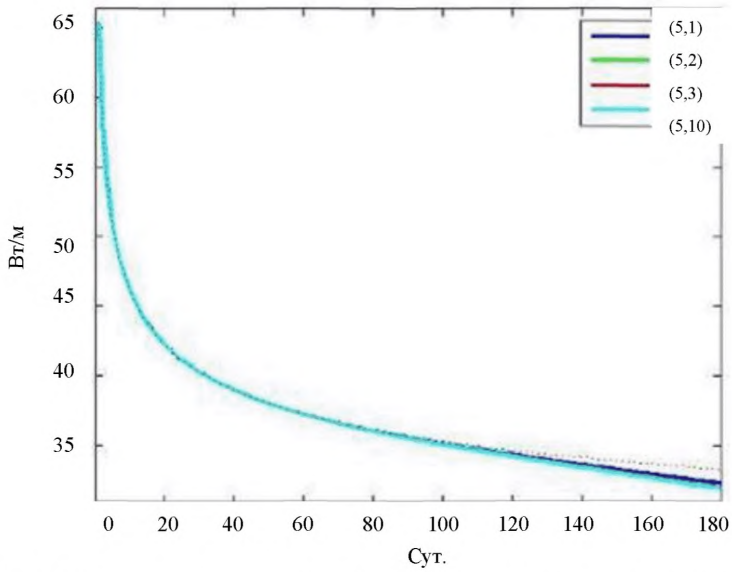


Рисунок А.4 **– Падение интенсивности удельного теплосъема термоскважин во времени (первый номер – номер в «строке», второй – в «столбце»)**

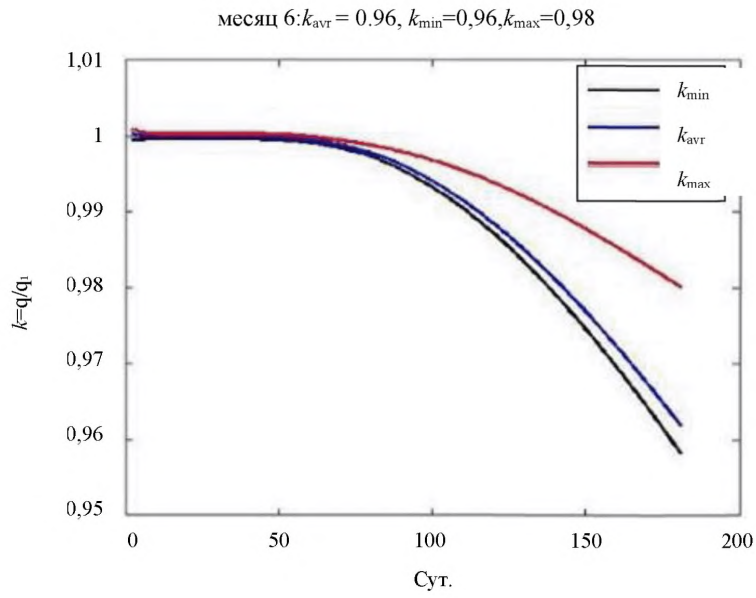


Рисунок А.5 **– Изменение показателя эффективности *k* во времени**

k_{avr}, k_{min}, k_{max} – осредненный, минимальный и максимальный соответственно показатели эффективности термоскважин по полю термоскважин; разными цветами обозначены разные ряды термоскважин.

Результаты расчетов, представленные на графиках, достаточно наглядно показывают, что при совместной работе термоскважины, находящиеся в центре поля, могут иметь теплосъем на 4 % ниже, чем у единичной термоскважины в тех же условиях.

А.3.4 Расчет теплового режима термоскважин и теплонасосной системы в целом

Математическое моделирование осуществлялось с помощью программного комплекса Insolar HeatPump.

При моделировании теплового режима термоскважин расчеты проводились для одной термоскважины двойным U-образным теплообменником, к которой, соответственно, были приведены все нагрузки.

Расчеты велись для поля термоскважин рабочей длиной 95 м.

Цель моделирования. Целью проведения численного моделирования является уточнение необходимого количества термоскважин для работы системы в режимах:

- извлечение тепла из грунта;

- сброс в грунт тепла с конденсаторов тепловых насосов;

- «пассивное» охлаждение.

Расчеты проводились для следующих условий:

- теплоснабжение и пассивное охлаждение за счет хладоресурса грунтового массива;

- мощность пассивного охлаждения 800 кВт, температурный режим 17 °С – 20 °С, теплоноситель – водный раствор пропиленгликоля;

- тепловая нагрузка составляет 1535 кВт, из них 100 кВт – нагрузка ГВС;

- нагрузка холодоснабжения охлаждаемых поверхностей 800 кВт на режиме 17 °С – 20 °С;

- нагрузка охлаждения приточного воздуха и вентиляторных доводчиков 1370 кВт на режиме 7 °С – 12 °С.

Ограничения. При проведении расчетов были приняты следующие температурные ограничения:

- в зимнем режиме расчет проводить из условия недопущения замораживания грунта, при этом допускается снижение температуры теплоносителя ниже нуля (в ориентировочных пределах минус 1 °С – минус 3 °С);

- в летнем режиме не допускается подача в грунт теплоносителя с температурой выше 35 °С (при сбросе тепла с конденсаторов холодильного оборудования);

- в режиме «пассивного» охлаждения грунтовый массив не должен прогреваться выше 15 °С.

Нагрузка на системы охлаждения. В наиболее жаркий период года, а именно летом и частично в мае и сентябре, базовой системой подачи холода будут охлаждаемые поверхности, а вентиляторные доводчики и водухоохладители будут включаться только по потребности.

Расчеты проводились для двух вариантов:

- вариант 1: теплоснабжение и пассивное охлаждение;

- вариант 2: теплоснабжение и сброс тепла с конденсаторов тепловых насосов.

Для обоих вариантов расчетная тепловая нагрузка составляет 1535 кВт, из них 100 кВт – нагрузка ГВС.

Нагрузки систем холодоснабжения, принятые для расчета, приведены в таблице А.7.

Таблица А.7 – **Нагрузки систем холодоснабжения, принятые для расчета**

Месяц		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Вариант 1									
Нагрузка на охлаждаемые поверхности, %	День	0	0	50	100	100	100	40	0
	Ночь	0	0	50	100	100	100	40	0
Нагрузка на охлаждаемые поверхности, кВт	День	0	0	400	800	800	800	320	0
	Ночь	0	0	400	800	800	800	320	0
Среднемесячная нагрузка по холоду, кВт		0	0	400	800	800	800	320	0
Среднемесячный сброс тепла, кВт		**0**	**0**	**400**	**800**	**800**	**800**	**320**	**0**
Вариант 2									
Нагрузка на системы охлаждения приточного воздуха и вентиляторных доводчиков, %	День	10	20	40	60	90	80	30	10
	Ночь	0	0	0	0	0	0	0	0
Нагрузка на системы охлаждения приточного воздуха и вентиляторных доводчиков, кВт	День	137	274	548	822	1233	1096	411	137
	Ночь	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднемесячная нагрузка на системы охлаждения приточного воздуха и вентиляторных доводчиков, кВт		68,5	137	274	411	616,5	548	205,5	68,5

Окончание таблицы А.7

Среднемесячный сброс тепла от систем охлаждения приточного воздуха и вентиляторных доводчиков, кВт	82,6	165,2	330,5	495,7	743,5	660,9	247,8	82,6
Среднемесячный сброс тепла от системы охлаждаемых поверхностей, кВт	0,0	0,0	460,4	920,7	920,7	920,7	368,3	0,0
Суммарный среднемесячный сброс тепла, кВт	82,6	165,2	790,8	1416,4	1664,3	1581,6	616,1	82,6

А.3.5 Расчетные нагрузки и результаты расчетов

Вариант 1

На рисунках А.6 и А.7 представлены результаты расчетов графиков температур теплоносителя и грунта соответственно. Каждый из параметров вычислен для 1-го и 5-го сезонов эксплуатации системы.

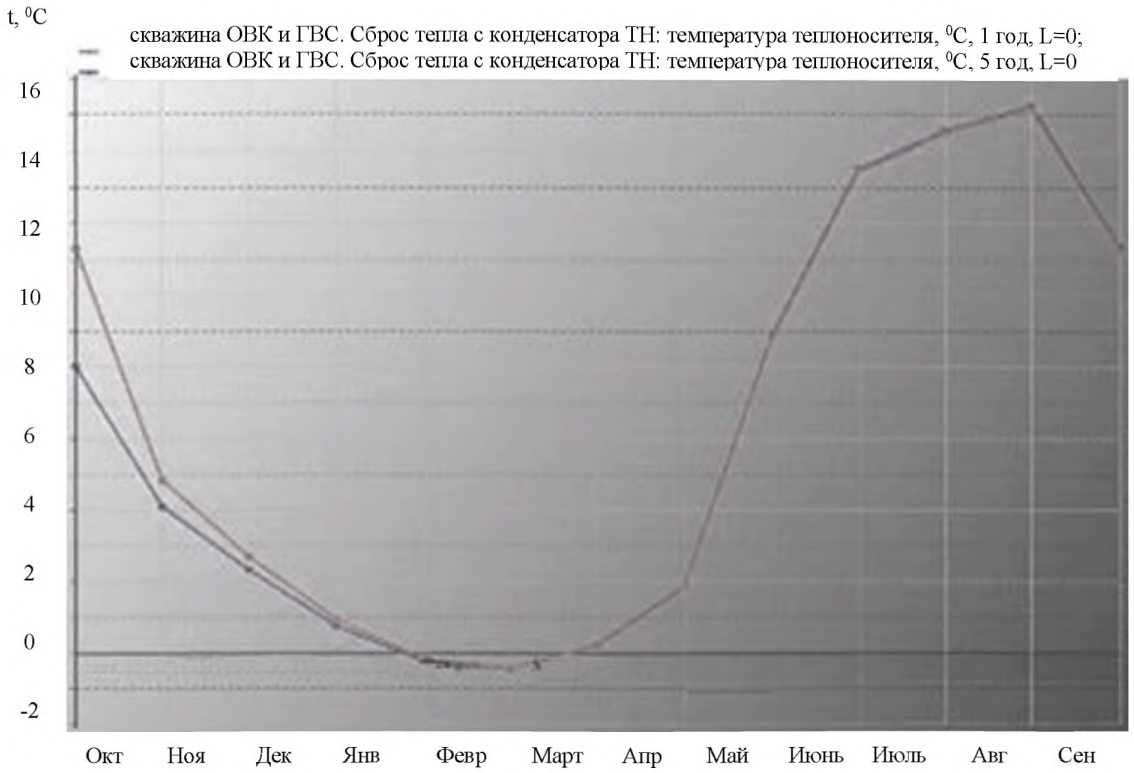


***Рисунок А.6* – Годовое изменение температуры теплоносителя в системе теплосбора**

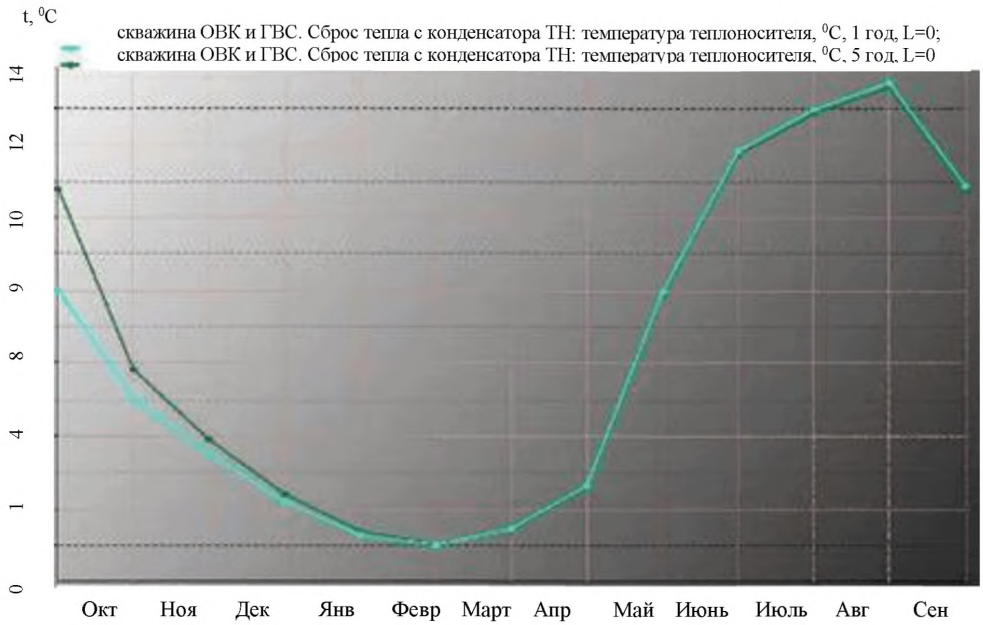


***Рисунок А.7* – Годовое изменение температуры грунта на контакте с термоскважинами (нагрузка ОВК и ГВС: 1-й и 5-й годы эксплуатации)**

Как видно из приведенных графиков, температура грунта при рассматриваемом режиме работы теплонасосной системы не опускается ниже нуля, что гарантирует отсутствие дополнительной нагрузки на фундаменты зданий, связанной с морозным пучением грунта при его замораживании. Одновременно с этим температурный режим грунта в летний период таков, что обеспечивает функционирование системы в режиме «пассивного» охлаждения.

Вариант 2

На рисунках А.8 и А.9 представлены результаты расчетов графиков температур теплоносителя и грунта соответственно. Каждый из параметров вычислен для 1-го и 5-го сезонов эксплуатации системы.

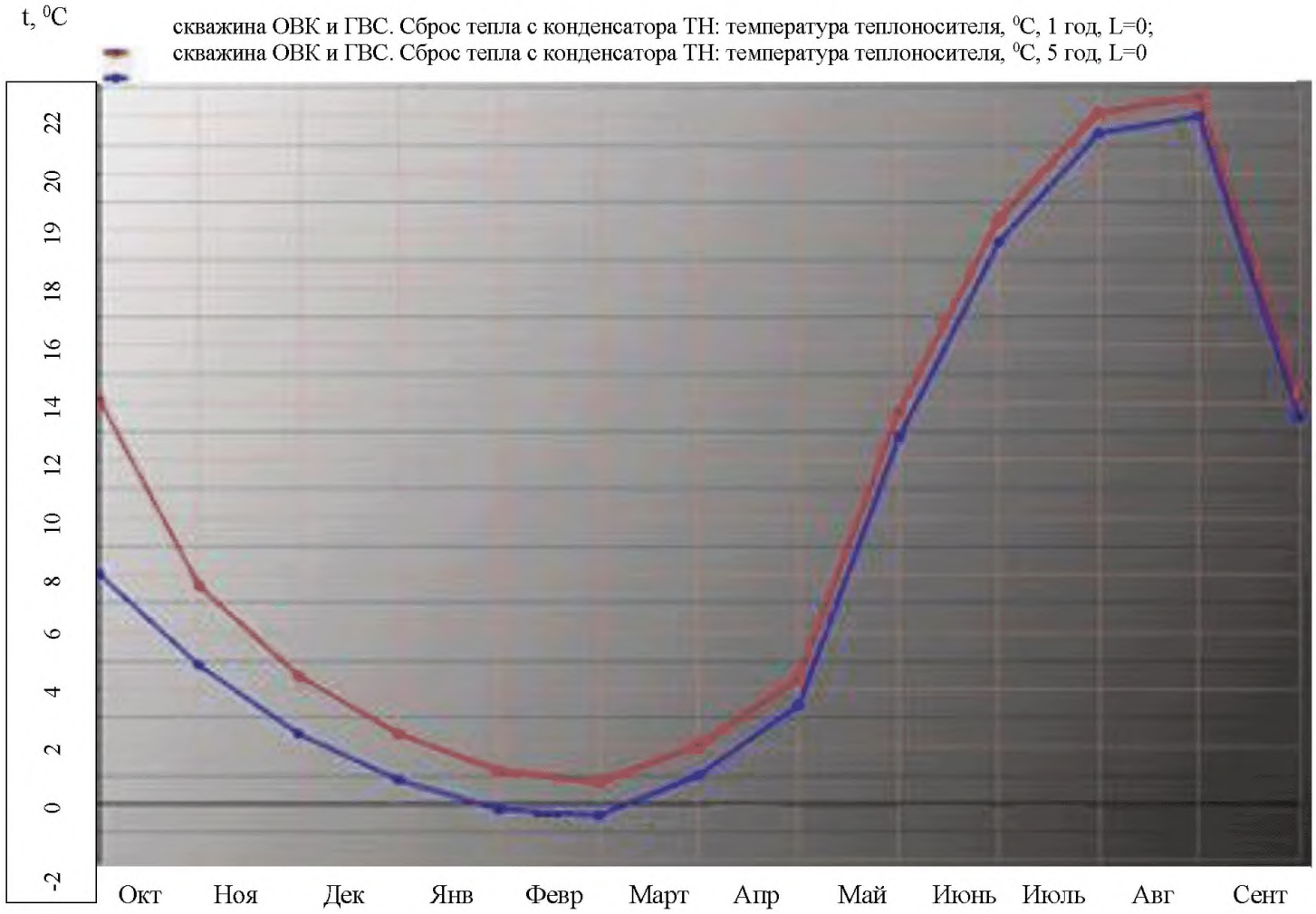


Рисунок А.8 – Годовое изменение температуры теплоносителя в системе теплосбора (нагрузка ОВК и ГВС – сброс тепла с конденсатора ТН: 1-й и 5-й годы эксплуатации)

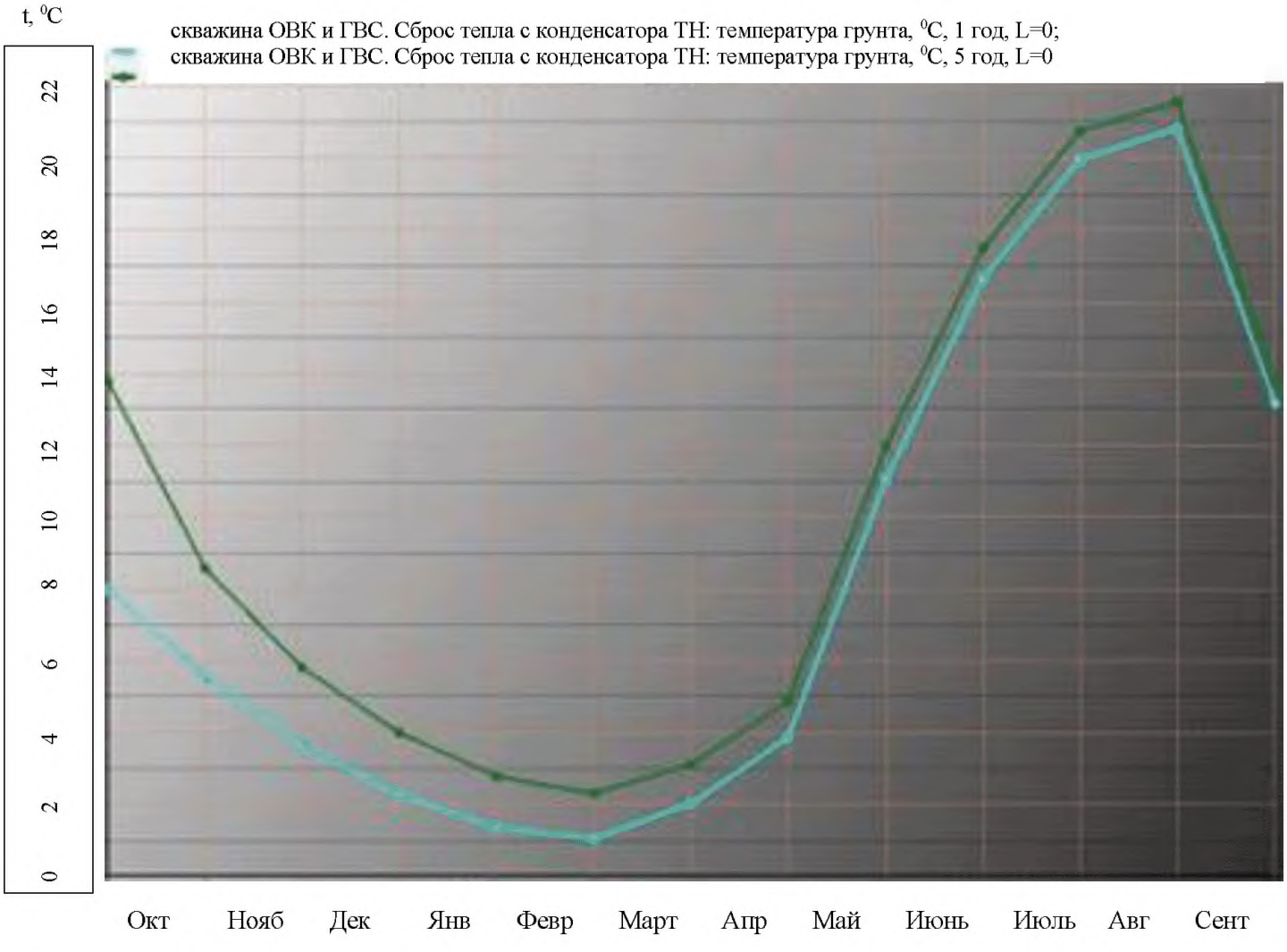


***Рисунок А.9* – Годовое изменение температуры грунта на контакте с термоскважинами (нагрузка ОВК и ГВС – сброс тепла с конденсатора ТН: 1-й и 5-й годы эксплуатации)**

Приведенные выше графики показывают, что, как и в предыдущем варианте, температура грунта при таком режиме работы теплонасосной системы остается положительной, что гарантирует отсутствие дополнительной нагрузки на фундаменты зданий, связанной с морозным пучением грунта при его замораживании. Одновременно с этим температурный режим грунта в летний период таков, что сброс тепла с конденсаторов тепловых насосов представляется возможным (с точностью до изменения влажностного состояния прилегающих к грунтовым теплообменникам слоев грунта).

А.3.6 Поверочный расчет при неработающей системе кондиционирования

В этом расчете рассматривается наихудший с точки зрения гарантированного обеспечения теплоснабжения режим работы грунтового теплообменника. В этом режиме отсутствует сброс тепла в грунт в летний период, то есть восстановление температурного режима грунта возможно только за счет естественного притока тепла из окружающего массива грунта, радиогенного тепла из нижних слоев и тепла, поступающего от солнечного излучения.

На рисунках А.10 и А.11 представлены результаты расчетов графиков температур теплоносителя и грунта соответственно. Каждый из параметров вычислен для 1-го и 5-го сезонов эксплуатации системы.

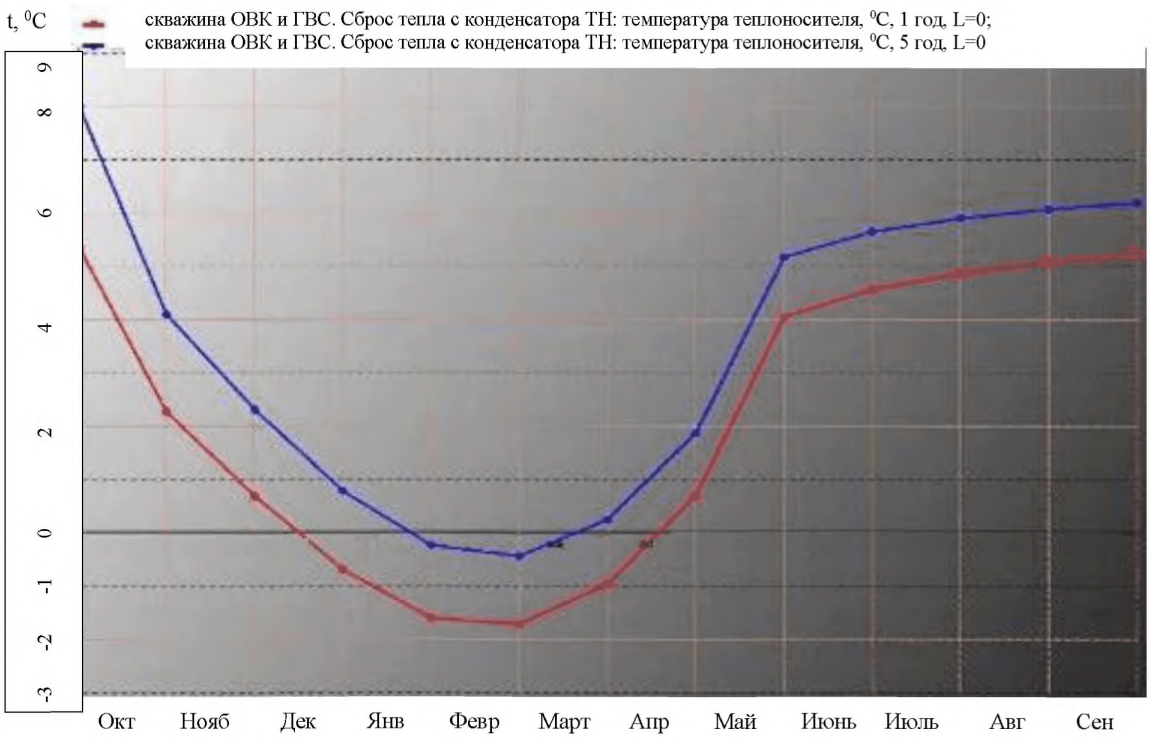


Рисунок А.10 **– Годовое изменение температуры теплоносителя в системе теплосбора (нагрузка только ОВ и ГВС: 1-й и 5-й годы эксплуатации)**

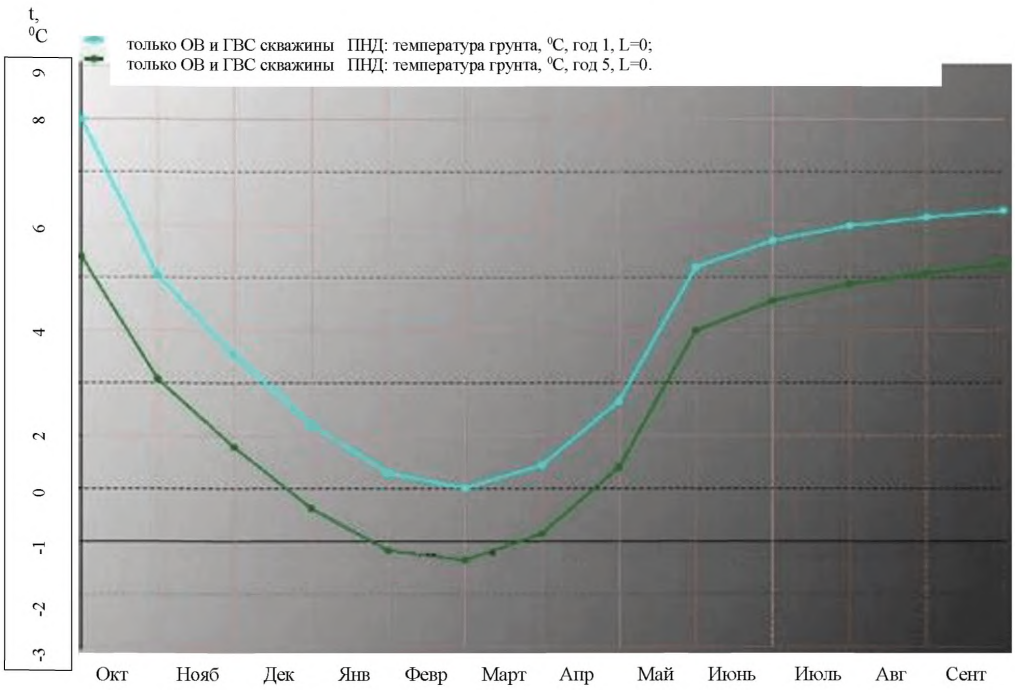


Рисунок А.11 **– Годовое изменение температуры грунта на контакте с термоскважинами (нагрузка только ОВ и ГВС: 1-й и 5-й годы эксплуатации)**

Таким образом, видно, что температура грунта в наиболее неблагоприятном режиме работы теплонасосной системы остается положительной даже при длительной эксплуатации системы в таких условиях.

Предварительные выводы

Расчеты, основанные на данных геологических изысканий (до глубины 65 м при глубине грунтовых теплообменников 100 м) по смежному с рассматриваемой площадкой строительства участку, показывают, что 300 скважин двойной U-образной конструкции способны обеспечить корректное функционирование теплонасосной системы.

Результаты расчетов должны быть скорректированы на основании уточненных данных геологических исследований, которые должны быть проведены именно на рассматриваемой площадке и до глубины 100 м, а также по результатам натурных испытаний грунтовых теплообменников.

А.4 Поверочный расчет по уточненной информации

Рекомендуется выполнить поверочный расчет по уточненной информации о геологическом строении площадки строительства и результатам натурных испытаний грунтового теплообменника.

Библиография

[1] Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев земли. М.: ИД «Граница», 2006. – 176 с.

[2] Васильев Г.П., Горнов В.Ф., Константинов П.И., Колесова М.В., Корнева И.А. Анализ изменения температуры грунта на основе многолетних измерений // Инженерно-строительный журнал. – 2017. – № 4 (72). – С. 62–72

[3] Аверьянов В.К., Горшков А.С., Васильев Г.П. Повышение эффективности централизованного теплоснабжения существующего жилого фонда // Вестник гражданских инженеров. – 2018. – № 6 (71). – С. 99–111

[4] Дмитриев А.Н., Васильев Г.П., Юрченко В.А. Моделирование экономической эффективности применения геотермальных теплонасосных систем нового поколения для управления проектами теплохладоснабжения зданий в России на примере Ярославской области // Современные проблемы управления проектами в инвестиционно-строительной сфере и природопользовании: сборник. Материалы VII Международной научно-практической конференции кафедры «Управление проектами и программами», посвященной 110-летию РЭУ им. Г. В. Плеханова / Под ред. В. И. Ресина. – М.: РЭУ им. Г.В. Плеханова, 2017. – С. 87–92

[5] Vasilyev G.P., Leskov V.A., Mitrofanova N.V., Kolesova M.V., Burmistrov A.A., Dmitriev A.N. Research of snow-melt process on a heated platform // MATEC Web of Conferences Сер. «2015 International Conference on Mechanical Engineering and Electrical Systems, ICMES 2015». – 2016. – С. 05005

[6] Vasilyev G.P., Leskov V.A., Mitrofanova N.V., Gornov V.F., Kolesova M.V., Yurchenko I.A., Filippov M.D. Atmospheric air – the effective source of low-grade thermal energy for heat pump snow melting systems under climatic conditions of Moscow // MATEC Web of Conferences 4. Сер. «2015 the 4th International

Conference on Material Science and Engineering Technology, ICMSET 2015». – 2015. – С. 05001.

[7] Васильев Г.П. Оценка эффективности энергосберегающих мероприятий при капитальном ремонте МКД // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2015. – № 9 (165). – С. 78–83

[8] Васильев Г.П., Горнов В.Ф., Колесова М.В., Пискунов А.А., Дмитриев А.Н., Силаева В.Г. Технико-экономические аспекты применения теплонасосного оборудования на объектах метрополитена // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2015. – № 6. – С. 16–20

[9] Vasilyev G.P., Peskov N.V., Gornov V.F., Kolesova M.V., Dmitriev A.N., Yurchenko I.A. Specifics of Mathematical Ssimulation and the Method of Modeling for Subway Tunnels Thermal Conditions // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 704 – Pp. 85–92

[10] Vasilyev G.P., Leskov V.A., Mitrofanova N.V., Gornov V.F., Kolesova M.V. Heat pump systems, using renewable energy sources for snow melting in Moscow // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2015. – Vol. 10. – № 15. – Pp. 6463–6466

[11] Vasilyev G.P., Leskov V.A., Mitrofanova N.V., Gornov V.F., Timofeyev N.A., Kolesova M.V., Yurchenko I.A., Filippov M.D. Study of condensate formation and freezing in heat exchangers of air-source heat pump systems // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2015. – Vol. 10. – № 15 – С. 6472–6477

[12] Vasilyev G.P., Gornov V.F., Lichman V.A., Yurchenko I.A. A method of assessing energy consumption of buildings during commissioning // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2015. – Vol. 10. – № 15. – Pp. 6509–6512

[13] Vasilyev G.P., Gornov V.F., Kolesova M.V., Brodach M.M., Polishchuk V.P., Piskunov A.A., Leskov V.A., Dmitriev A.N., Yurchenko I.A. Technical and economic aspects of using heat pump systems for heating and cooling of the Moscow

subway's facilities // The 4th International Workshop on Computer Science and Engineering – Summer, WCSE 2014

[14] Васильев Г.П., Горнов В.Ф., Колесова М.В. Исследование оценки эффективности комбинированного использования тепла грунта и атмосферного воздуха в теплонасосных системах теплохладоснабжения // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. – № 1. – С. 20–24

[15] Vasilyev G.P., Gornov V.F., Kolesova M.V., Brodach M.M., Polishchuk V.P., Piskunov A.A., Leskov V.A., Dmitriev A.N., Yurchenko I.A. Technical and economic aspects of using heat pump systems for heating and cooling of the Moscow subway's facilities // Applied Mechanics and Materials. – 2014. – Vol. 664. – Pp. 254–259

[16] Васильев Г.П., Дмитриев А.Н., Горнов В.Ф., Колесова М.В., Кужелев И.И. Теплонасосное оборудование нового поколения для систем общедомовой утилизации вторичных энергоресурсов // Энергетик. – 2013. – № 1. – С. 54–57

[17] Geotrainet training manual for drillers of shallow geothermal systems. Dr. Maureen Mc Corry with EurGeol. Gareth Ll. Jones. Published by GEOTRAINET, EFG, Brussels, 2011

[18] Banks D. An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling, 2nd Edition. John Wiley & Sons, Ltd, 2012

[19] Banks D. An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling, 2nd Edition. – Holymoor Consultancy Ltd., UK. – 544 p.

[20] РМД 23-16-2019 Санкт-Петербург Рекомендации по обеспечению энергетической эффективности жилых и общественных зданий

[21] СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов

[22] СТО НОСТРОЙ 2.23.164-2014 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Устройство холодильных центров. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ

[23] СТО НОСТРОЙ 2.15.70-2012 Устройство систем теплоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования и холодоснабжения

[24] Р НОСТРОЙ 2.15.1-2011 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Рекомендации по устройству внутренних трубопроводных систем водоснабжения, канализации и противопожарной безопасности, в том числе с применением полимерных труб

[25] СТО НОСТРОЙ 2.23.166-2014 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Устройство теплонасосных систем теплохладоснабжения зданий. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ

[26] СТО НОСТРОЙ 2.15.152-2014 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Электроустановки зданий и сооружений. Производство электромонтажных работ. Часть 3. Низковольтные комплектные устройства. Приборы учета электроэнергии. Системы заземления, уравнивая потенциалов и молниезащиты. Требования, правила и контроль выполнения

[27] СТО НОСТРОЙ 2.15.8-2011 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Устройство систем локального управления. Монтаж, испытания и наладка. Требования, правила и методы контроля

[28] Правила устройства электроустановок (7-е изд.)

[29] Р НОСТРОЙ 2.15.4-2011 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Рекомендации по испытанию и наладке систем отопления, теплоснабжения и холодоснабжения

[30] Р НОСТРОЙ 2.15.3-2011 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Рекомендации по испытанию и наладке систем вентиляции и кондиционирования воздуха

[31] Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 6 июня 2016 г. № 399 «Об утверждении Правил определения классов энергетической эффективности многоквартирных домов»

[32] СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

[33] Постановление Правительства Российской Федерации от 25 января 2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов»

Ключевые слова: здания и сооружения, грунтовый массив, теплохладоснабжение, грунтовый теплообменник, теплотехнические характеристики, теплотехнические испытания, теплонасосный тепловой пункт, удельное годовое энергопотребление, класс энергетической эффективности здания

gost.e-ecolog.ru