

**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Выпуск № 4(21) 2020

**ПО ВОПРОСАМ РАЗМЕЩЕНИЯ СТАТЬИ
ОБРАЩАТЬСЯ
В РЕДАКЦИЮ НАУЧНОГО ЖУРНАЛА**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

394006 Россия, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84, ком. 2135а;

тел.: +7(473)2-71-53-21;

e-mail: gik_vgasu@mail.ru.

Ознакомиться с *электронной версией журнала* можно на сайте:

[http:// journal-gik.wmsite.ru](http://journal-gik.wmsite.ru)



Ознакомиться с *полнотекстовой версией журнала* можно на сайте

Российской универсальной научной электронной библиотеки:

<http://www.elibrary.ru>



ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО ИНФРАСТРУКТУРА КОММУНИКАЦИИ

№ 4(21)

Декабрь, 2020

- ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО, ПЛАНИРОВКА СЕЛЬСКИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ
- ТЕОРИЯ И ИСТОРИЯ АРХИТЕКТУРЫ, РЕСТАВРАЦИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ИСТОРИКО-АРХИТЕКТУРНОГО НАСЛЕДИЯ
- АРХИТЕКТУРА ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. ТВОРЧЕСКИЕ КОНЦЕПЦИИ АРХИТЕКТУРНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
- ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ
- ВОДОСНАБЖЕНИЕ, КАНАЛИЗАЦИЯ, СТРОИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОХРАНЫ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ДОРОГ, МЕТРОПОЛИТЕНОВ, АЭРОДРОМОВ, МОСТОВ И ТРАНСПОРТНЫХ ТОННЕЛЕЙ
- ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
- СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ, ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ
- ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТЫ, ПОДЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ
- ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА И ГОРОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА
- СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ
- СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
- ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (В СТРОИТЕЛЬСТВЕ)

Воронеж



**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Научный журнал

Издается с 2015 года

Выходит 4 раза в год

Учредитель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Воронежский государственный технический университет». Территория распространения - Российская Федерация.

Статьи рецензируются, подвергаются обработке по программе «Антиплагиат» и регистрируются в **Российском индексе научного цитирования**. Перепечатка без разрешения редакции запрещена, ссылки на журнал при цитировании обязательны.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор: **Мелькумов В. Н.**, д-р техн. наук, проф.,
Воронежский государственный технический университет

**Заместители
главного редактора:** **Скляр К. А.**, канд. техн. наук, доц.,
Воронежский государственный технический университет
Чуйкин С. В., канд. техн. наук, доц.,
Воронежский государственный технический университет

**Ответственный
секретарь:** **Тулеская С. Г.**, канд. техн. наук, доц.,
Воронежский государственный технический университет

Бондарев Б. А., д-р техн. наук, проф., Липецкий государственный технический университет

Енин А. Е., канд. архит. доц., Воронежский государственный технический университет

Осипова Н. Н., д-р техн. наук, доц., Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А.

Зубков А. Ф., д-р техн. наук, проф., Тамбовский государственный технический университет

Калгин Ю. И., д-р техн. наук, проф., Воронежский государственный технический университет

Капустин П. В., канд. арх., доц., Воронежский государственный технический университет

Козлов В. А., д-р физ.-мат. наук, доц., Воронежский государственный технический университет

Кузнецов С. Н., д-р техн. наук, доц., Воронежский государственный технический университет

Кушев Л. А., д-р техн. наук, проф., Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова

Леденев В. И., д-р техн. наук, проф., Тамбовский государственный технический университет

Лобода А. В., д-р физ.-мат. наук, доц., Воронежский государственный технический университет

Подольский Вл. П., д-р техн. наук, проф., Воронежский государственный технический университет

Самодурова Т. В., д-р техн. наук, проф., Воронежский государственный технический университет

Чесноков Г. А., канд. арх., доц., Воронежский государственный технический университет

Редактор: *Тулеская С. Г.* Дизайн обложки: *Чуйкина А. А.*

Дата выхода в свет 29.12.2020. Усл. печ. л. 5.81. Формат 60×84/8. Тираж 500 экз. Заказ № 391

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-68664.

выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Цена свободная

Адрес редакции и издателя: 394006, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84, ком. 2135а;
тел.: (473)2-71-53-21; e-mail: gik_vgasu@mail.ru.

ОТПЕЧАТАНО: Созидатель, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 103

+12

© ВГТУ, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ	6
<i>Аралов Е. С., Помогалов В. Н., Карташов Н. А.</i> Анализ современных проблем обеспечения надежности объектов хранения углеводородного сырья.....	6
<i>Калинина А. И., Глотова А. Д., Ермоленко Д. В.</i> Обоснование использования методов вентиляции в бассейне	12
<i>Тулская С. Г., Скляр К. А., Порядин П. А., Логинова Я. В.</i> Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.....	17
<i>Чуйкина А. А., Бохан А. Р., Благовестная Е. О., Панин А. В.</i> Многокритериальная оценка при выборе оптимальной трассы тепловой сети	23
<i>Григорьева К. А., Ерилова Е. Е., Петрикеева Н. А., Чудинов Д. М.</i> Сравнительный расчет изоляционных материалов, применяемых в трубопроводных конструкциях.....	28
<i>Кузнецов С. Н., Кузнецова Г. А.</i> Внутридомовое газовое оборудование	39
СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ	44
<i>Тулская С. Г., Вихарев В. В., Волох А. С., Захарова Е. С.</i> Плавающие алюминиевые понтоны при эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов.....	44
ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ	49

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ

УДК 621.64

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПРОБЛЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Е. С. Аралов, В. Н. Помогалов, Н. А. Карташов

Воронежский государственный технический университет

Е. С. Аралов, ассистент кафедры теплоснабжения и нефтегазового дела,

Россия, г. Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: vgtu.aralov@yandex.ru

В. Н. Помогалов, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

Россия, г. Воронеж, тел. : +7(950)776-66-33, e-mail: viktor.pomogalov@yandex.ru

Н. А. Карташов, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

Россия, г. Воронеж, тел. : +7(980)240-77-87, e-mail: kartashov.n@yandex.ru

Постановка задачи. Определяя путь понижения рисков связанных с аварийными ситуациями в статье необходимо изучить конкретные случаи происшествий произошедших на объектах хранения нефтепродуктов за последние 3 года. Изучив статистические данные, можно будет определить основные причины аварий и предложить качественный метод прогнозирования отказов на резервуарах нефтегазового комплекса FTA (FaultTreeAnalysis).

Результаты и выводы. В статье произведен обзор масштабных аварийных ситуаций на предприятиях нефтегазового комплекса, приведены причины и последствия. Также был изучен вопрос обеспечения надежной эксплуатации резервуаров, рассмотрен качественный метод определения вероятностных событий (несчастных случаев техногенного характера) при хранении углеводородного сырья.

Ключевые слова: авария, резервуар, надежность, эксплуатация, взрыв, риски.

Введение. В составе сооружений складов нефтепродуктов, АЗС, нефтебаз, газохранилищ ключевую позицию занимают резервуарные парки и резервуары. Такие парки необходимы для обеспечения бесперебойной и надежной работы предприятий нефтегазового комплекса. Как в России, так и за рубежом осуществляется проектирование и строительство резервуаров различных конструкций, назначений и вместимости. Резервуарные парки по степени опасности относят к опасным производственным объектам. С целью повышения надежности эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, а также обеспечения их бесперебойной работы, используют различные системы защиты, а также запорную и регулируемую арматуру. В данной статье мы рассмотрим основные причины возникновения аварий на резервуарах, а также выделим основные критерии, влияющие на их возникновение.

1. Изучение вопроса обеспечения надежной эксплуатации резервуаров. Увеличение количества техногенных аварий, а также их последствий - одна из существенных угроз безопасной жизни людей. В наши дни часто рассматривается концепция под названием «приемлемый риск». Она позволяет внедрить принцип «предвидеть и предупредить». Приемлемым риском принято считать такой, при котором, с точки зрения социальных и экономических факторов, он был бы оправдан, т.е. риск, с которым социум готов мириться ради использования конкретных благ.

Аварии, возникающие на объектах нефтегазового комплекса, тесно связаны с пожароопасностью, взрывоопасностью нефти, нефтепродуктов, а также их токсичных паров.

Вопрос обеспечения надежной эксплуатации резервуаров поднимался Российскими учеными еще в 60х–70х годах XX века. Задача по определению количественной оценки надежности ранее не обозначалась. Несмотря на это, была отмечена необходимость таких исследований.

Согласно А.В. Ионову [1], первыми, кто выполнили работу по оценке уровня надежности резервуаров были Т.И. Чикинева и М.Н. Ашкинази. Они проводили анализ отказов резервуаров случайного характера. В процессе исследований было выявлено, что, в среднем, время безотказной работы не превышает нормативный срок эксплуатации, в то время (20-25 лет). Данная тенденция определила необходимость дифференцировать срок эксплуатации резервуаров.

Общеизвестными работами в данном направлении являются труды: А. В. ИONOVA, А. А. Тарасенко, В. А.Буренина, В. П.Назарова, В. Н.Александрова [1,2–7].

Причины, методы предотвращения, прогнозирования и ликвидации аварий были проанализированы в научных работах: О. Г. Кондрашовой, Б. И. Беляевой, Х. М. Ханухова, М. Н. Назаровой, Е. В. Глебовой, В. В. Болотина, А. В. Алипова, Б. Е. Прусенко, И. М. Розенштейна, В.Ф.Мартынюка[8–16].

Вопросам капитального ремонта и диагностики резервуаров вертикальных стальных (РВС) посвятил свои работы Г.М. Гималетдинов [17–18].

Исследованию проблемы аварийности резервуаров посвящена работа А. В. Алипова и Х. М. Ханухова, опубликованная в журнале «Наука и безопасность» [19]. Однако, подход, с помощью которого данные авторы оценили аварийность резервуаров лишь косвенно затрагивает стадии жизненного цикла резервуаров, так как оценка межремонтного периода и некоторых рисков не учитывают значимость конструктивных элементов.

2. Исследование аварий на предприятиях нефтегазового комплекса в России с 2019 по 2020 г. Мартынюк В. Ф. и Прусенко Б. Е. посвятили свои научные работы анализу причин аварийности резервуаров. Они определили три основные причины. Первой причиной является некачественное проведение строительно-монтажных работ. По статистике эта категория занимает около 60 % от общего числа аварий. Второй причиной является неисправность и дефектность оборудования. Около 25 % аварий происходит именно по этой причине. Третьей причиной аварийных ситуаций на резервуарах является низкая квалификация эксплуатирующего персонала, а также недостаток средств для обеспечения безопасной эксплуатации.

Количество ежегодных аварий на резервуарах нефтегазового комплекса, всё еще, остается достаточно высоким. Например, 10 августа 2020 года произошла авария на АЗС «Газпром» в Волгограде (рис.1). Взрыв газа произошел при перекачке из бензовоза в ПХГ. Как известно, пламя перекинулось на соседнее здание. В данном происшествии пострадали, по меньшей мере, 8 человек.

13 июня 2020 года произошел взрыв резервуара с сжиженным газом объемом 170 м³ на территории наземного газохранилища Казанской кустовой базы (рис.2). По данным СМИ в результате данного происшествия пострадали 3 человека и один погиб. Тенденции к снижению числа аварий отсутствуют, притом, что данные аварии влекут за собой серьезный, в первую очередь, для экологии, а также для экономики ущерб. Большая доля отказов техники связана с продолжительным сроком эксплуатации.



Рис. 1. Взрыв на АЗС «Газпром»



Рис. 2. Взрыв резервуара в Казани

4 декабря 2019 года на нефтеперерабатывающем заводе «Газпром нефть» в Омске произошло возгорание емкости, которая была выведена в ремонт (рис.3). В емкости находился бутилен. Пожар удалось локализовать на территории площадью 150м². Пожарные службы сообщили о том, что пожару был присвоен третий номер сложности. Достоверная информация о количестве пострадавших связанная с данным происшествием отсутствует.



Рис. 3. Возгорание емкости с бутиленом в Омске



Рис. 4. Последствия пожара на НПЗ в Новопавловске

13 января 2019 года на заводе по переработке нефти произошло возгорание емкости, объем которой составлял 300м³ (рис.4). ЧП произошло в городе Новопавловск (Ставропольский край). Причиной возгорания являлись нарушения правил пожарной безопасности. Завод принадлежит компании ООО «Шигл». В резервуаре находились остатки нефтепродуктов. Пожар удалось локализовать на площади 50м². В ходе данного ЧП пострадали трое рабочих предприятия.

За последние годы произошло, достаточно, большое количество аварий, ЧП, связанных с эксплуатацией резервуаров и резервуарных парков. Становится очевидно, что и на сегодняшний день, действительно, существует необходимость прогнозирования возникновения аварий и аварийных ситуаций на резервуарах. Существует несколько методов определения вероятности возникновения аварий. К ним также можно отнести метод «дерева событий».

3. Анализ метода «дерева событий (отказов) для резервуаров для хранения нефти, нефтепродуктов, СУГ. Методология FTA (FaultTreeAnalysis) в переводе на русский «анализ дерева отказов» впервые была применена еще в 1962 году. Данный метод получил широкое распространение для анализа событий (отказов) технических систем, к которым в свою очередь относятся и резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

Принцип данного метода заключается в первоначальном определении нежелательного события, которое будет относиться к верхнему уровню дерева отказов. Далее логически происходит разделение нежелательного события на элементарные составляющие (нижние уровни), которые могут быть причиной возникновения нежелательного события.

Чаще всего, причинами крупных аварий на резервуарах служат различные комбинации событий, которые могут возникать на разных стадиях. К примеру, ошибки, связанные с работой обслуживающего персонала, различные внешние факторы (обстоятельства), отказы.

Примером использования данного метода может служить построение логической схемы, которая позволяет определить развитие аварии на резервуарах. Например, при расчете вероятности возникновения аварии на горизонтальном резервуаре с нефтью, должны быть учтены различные параметры, такие как: сгорание облака в открытом пространстве с образованием избыточного давления в пространстве (A9)[20], вероятность образования «огненного шара» (A3)[20], вероятность воспламенения нефтяного пролива (A5)[20] и т.д.

Для определения вероятности возникновения «огненного шара» используют формулу:

$$Q(A_3) = Q_{ав} \cdot Q_{мг} \cdot Q_{о.ш}, \quad (1)$$

где $Q_{ав}$ – вероятность аварийного выброса горючего вещества (разгерметизация установки, резервуара, трубопровода); $Q_{мг}$ – вероятность мгновенного воспламенения истекающего продукта; $Q_{о.ш}$ – вероятность разрушения близлежащего резервуара под воздействием «огненного шара».

Для определения вероятности нефтяного пролива используют формулу:

$$Q(A_5) = Q_{ав} \cdot \overline{Q_{мг}} \cdot \overline{P_3} \cdot Q_{в.п.} \cdot \overline{Q_{о.ш}}, \quad (2)$$

где $\overline{P_3} = 1 - P_3$ – вероятность невыполнения задачи средствами предотвращения пожара; $Q_{в.п.}$ – вероятность воспламенения пролива.

Для определения вероятности сгорания облака в открытом пространстве с образованием избыточного давления в пространстве используют формулу:

$$Q(A_9) = \overline{Q_{ав}} \cdot \overline{Q_{мг}} \cdot \overline{P_3} \cdot Q_{в.п.} \cdot \overline{Q_{с.д}} \cdot Q_{о.ш}, \quad (3)$$

Вероятность $Q_{ав}$ разгерметизации установки (трубопровода, резервуара) и выброса горючего вещества в течение года определяют исходя из статистических данных об авариях по формуле:

$$Q_{ав} = \frac{N_{а.в}}{N_{учм} \cdot T}, \quad (4)$$

где $N_{а.в}$ – общее число аварийных выбросов горючего продукта на установках данного типа; $N_{учм}$ – число наблюдаемых единиц установок; T – период наблюдения, лет.

Вероятность мгновенного возгорания истекающего продукта $Q_{мг}$ рассчитывают по формуле:

$$Q_{мг} = \frac{N_{мг}}{N_{ав}}, \quad (5)$$

где $N_{мг}$ – число случаев мгновенного воспламенения истекающего продукта при его аварийных выбросах.

Вероятность P_3 предотвращения пожара благодаря эффективным противопожарным мероприятиям или по погодным условиям рассчитывают по формуле:

$$P_3 = \frac{N_{н.в.}}{N_{ав} - N_{мг}}, \quad (6)$$

где $N_{н.в.}$ – число аварий, при которых не произошло воспламенения горючих веществ.

Вероятность $Q_{в.п.}$ воспламенения пролива горючих веществ, образовавшегося в результате аварии с разгерметизацией установки, рассчитывают по формуле:

$$Q_{в.п.} = \frac{N_{в.п.}}{N_{ав} - N_{мг} - N_{н.в.}}, \quad (7)$$

где $N_{в.п.}$ – число случаев воспламенения пролива при авариях на установках данного типа.

Вероятность $Q_{с.д}$ сгорания паровоздушной смеси с развитием избыточного давления рассчитывают по формуле:

$$Q_{с.д} = \frac{N_{с.д}}{N_{ав} - N_{мг} - N_{н.в.} - N_{в.п.}}, \quad (8)$$

где $N_{с.д}$ – число случаев сгорания паровоздушной смеси с развитием избыточного давления при авариях на установках данного типа.

У данного метода, как и у других, есть свои преимущества и недостатки. Большим преимуществом данного метода является возможность предоставления точного подхода, который позволяет проводить анализ различных факторов, в том числе и действия персонала, а также физические явления. Использовать данный метод особенно актуально для систем, которые допускают возможность подключения большого количества устройств. Также, одним из серьезных преимуществ данного метода является возможность логического анализа при нахождении путей отказа в многоуровневых (сложных) системах, в которых комбинация определенных событий может привести к исполнению конечного события.

К недостаткам метода «дерева отказов» можно отнести невозможность использования временной зависимости, так как «дерево отказов» это статичная модель. Еще одним недостатком является невозможность простого учета и анализа цепных реакций отказов, так называемого «эффекта домино».

Выводы. Количество аварий, происходящих на объектах хранения нефтепродуктов, всё еще, остается на достаточно высоком уровне. Основными причинами аварий являются нарушения правил пожарной безопасности, а также человеческий фактор. Метод прогнозирования событий (аварий) позволяет с достаточной точностью определить риски возникновения аварийных ситуаций. В ходе проведенного исследования удалось выявить основные причины, по которым происходят аварии на объектах хранения нефтепродуктов. Также при рассмотрении метода ФТА обозначены основные позиции, определяющие риски в ходе эксплуатации резервуаров на предприятиях нефтегазового комплекса.

Библиографический список

1. **Ионов, А. В.** Разработка стратегии технического обслуживания и ремонта стальных вертикальных резервуаров на основании прогноза индивидуального остаточного ресурса: дис. ... канд. техн. н. Уфа, 1997. – 251 с.
2. **Буренин, В. А.** Прогнозирование индивидуального остаточного ресурса стальных вертикальных резервуаров: дис. ... д-ра техн. н. Уфа, 1994. – 294 с.
3. **Назаров, В. П.** Пожаровзрывобезопасность предремонтной подготовки и проведения огневых работ на резервуарах: дис. ... д-ра техн. н. М., 1995. – 444 с.
4. **Галеев, В. Б.** Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях. М. : Недра, 1981. – 149 с.
5. **Тарасенко, А. А.** Напряженно-деформированное состояние крупногабаритных резервуаров при ремонтных работах: дис. ... канд. техн. н. Тюмень, 1991. – 254 с.
6. **Александров, В. Н.** Работоспособность стальных резервуаров большой вместимости в системе трубопроводного транспорта нефти: дис. ... канд. техн. н. Уфа, 2001. – 157 с.
7. **Волков, О. М.** Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами. М. : Недра, 1984. – 151 с.
8. **Болотин, В. В.** Прогнозирование ресурса машин и конструкций. М. : Машиностроение, 1984. – 312 с.
9. **Ханухов, Х. М.** Анализ причин аварий стальных резервуаров и повышение безопасности их эксплуатации // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2003. – № 10. – С. 49-52.
10. **Розенштейн, И. М.** Аварии и надежность стальных резервуаров. М. : Недра, 1995. – 253 с.
11. **Беляев, Б. И.** Причины аварий стальных конструкций и способы их устранения. / Б. И. Беляев, В. И. Корниенко - М.: Стройиздат, 1968. – 205 с.
12. **Байбурин, Р. А.** Методы и модели обеспечения пожарной и промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров вертикальных стальных: дис. ... канд. техн. н. Уфа, 2007. – 182 с.
13. **Кондрашова, О. Г.** Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров / О. Г. Кондрашова, М. Н. Назарова // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 2.
14. **Любушкин, В. В.** Совершенствование технологии монтажа стальных вертикальных резервуаров / В. В. Любушкин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов, С. К. Рафиков // Матер. Новоселовских чтений: Науч.-техн. сб. Уфа: УГНТУ, – 1999. – № 1. – С. 203-207.
15. **Глебова, Е. В.** Снижение риска аварийности и травматизма в нефтегазовой промышленности на основе модели профессиональной пригодности операторов: Автореф. дис. ... д-ра техн. н. М., 2009. – 46 с.
16. **Прусенко, Б. Е.** Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России: Учеб. пособие для вузов / Под ред. Б. Е. Прусенко, В. Ф. Мартынюка. М., 2002. – 310 с.
17. **Гималетдинов, Г. М.** Капитальный ремонт вертикальных стальных и железобетонных резервуаров для хранения нефти: Учеб. пособие. – Уфа: Монография, 2010. – 368 с.
18. **Гималетдинов, Г. М.** Очистка и диагностика резервуаров для нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие. Уфа: Монография, 2011. – 296 с.
19. **Ханухов, Х. М.** Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций // Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2011. – № 10. – С. 1-40.
20. ГОСТ Р 12.3.047-98. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
21. **Гайсин, Э. Ш.** Современное состояние проблем обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов / Э. Ш. Гайсин, М. Ш. Гайсин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2016. №2.
22. **Аралов, Е. С.** Анализ статистических данных по аварийности в системах газоснабжения / Е. С. Аралов, С. Г. Тульская, К. А. Скляров, Д. О. Бугаевский // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 1 (14). – С. 9-14.
23. **Аралов, Е. С.** Влияние вредных факторов на организм человека в нефтяной и газовой промышленности / Е. С. Аралов, А. А. Лобачева, А. И. Ломанцова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С.34-38.
24. **Кумицкий, Б. М.** Математическое моделирование холодного прессования листового композита / Б. М. Кумицкий, Н. А. Саврасова, В. Н. Мелькумов, Е. С. Аралов // Научный журнал строительства и архитектуры. - 2020. - № 1 (57). - С. 42-50.
25. **Тульская, С. Г.** Экологические проблемы загрязнения окружающей среды нефтепродуктами в ходе разлива из резервуаров / С. Г. Тульская, К. А. Скляров, А. А. Харьковская // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2016. – № 4 (5). – С. 45–51.

Для цитирования: **Аралов, Е. С.** Анализ современных проблем обеспечения надежности объектов хранения углеводородного сырья / Е. С. Аралов, В. Н. Помогалов, Н. А. Карташов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 6–11.

УДК 697.9

ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ ВЕНТИЛЯЦИИ В БАССЕЙНЕ

А. И. Калинина, А. Д. Глотова, Д. В. Ермоленко

*Воронежский государственный технический университет**А. И. Калинина, старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: alina27.03@mail.ru**А. Д. Глотова, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: Anastasia.glotova2017@yandex.ru**Д. В. Ермоленко, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел. : +7 (473)271-53-21, e-mail: mialan2019@mail.ru*

Постановка задачи. Контроль выполнения норм воздушной среды является важным процессом для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования вентиляции крытого бассейна. Для своевременного прогнозирования разных микроклиматических ситуации в помещении существует оборудование, которое производится в России и за рубежом.

Результаты и выводы. Рассмотрены процессы вентиляции, как необходимые элементы при проектировании крытого бассейна. Изучены современные нормы воздушной среды в бассейне. Проанализированы назначения видов вентиляционных установок.

Ключевые слова: вентиляция, бассейн, влажность, воздух, помещение, рекуператор, приточно-вытяжная, канал, теплообменник, коррозия.

Введение. Важным фактором для крытого бассейна является устройство вентиляции приточно-вытяжного типа, которая будет поддерживать уровень воздухообмена с распределением потоков воздуха вдоль потолка и стен помещений. Вентиляция также помогает хлору и другим стабилизаторам жесткости покинуть помещение. В плохо вентилируемом помещении у человека может случиться кислородная недостаточность, что вызывает собой головокружение, сонливость, потерю сознания, вялость. Следует учитывать, что высокий уровень влажности неблагоприятно сказывается на оборудование бассейна, становится фактором размножения различного рода бактерий, грибка и плесени. Влага испаряется и оседает на полу, стенках, потолке, даже на электроприборах.

1. Особенности воздухообмена помещения бассейна. Система вентиляции должна сохранять в помещении бассейна определенные нормы воздушной среды:

– температура воздуха должна поддерживаться на 2–3 °С выше по сравнению с температурой воды;

– для предотвращения повышенного испарения и нежелательной конденсации, а также для снижения негативного воздействия влаги на металлические и деревянные конструкции необходимо поддерживать относительную влажность воздуха в пределах 40–65 %;

– во избежание сквозняков, рекомендуемая скорость движения воздуха должна находиться в пределах 0,15–0,3 м/с;

– рекомендуемым значением количества подаваемого свежего воздуха для удаления запахов является 10 м³/час на каждый м² поверхности зеркала воды бассейна, и минимум 20 м³/час на каждого посетителя.

Для обеспечения требуемых параметров микроклимата температуру воды в бассейнах рекомендуется принимать согласно таблице 1.

Таблица 1

Температура воды в бассейнах [1]

Тип бассейна	Температура воды t_w , °С
Спортивный	24-28
Рекреационный	28-30
Детский	29-32
Лечебный	36
Джакузи	35-39
Бассейн в бане:	
- холодный	15
- горячий	35

Таблица 2

Температура воздуха в помещениях плавательного бассейна [1]

Тип помещения	Температура воздуха t_r , °С	
	минимальная	максимальная
Вспомогательное	20	-
Лестничный марш	18	-
Раздевалка	22	28
Санузел и техническое помещение	22	26
Душевая и совмещенный с ней санузел	26	34
Зал с ваннами бассейна	30	35

Таблица 3

Температура поверхностей [1]

Тип поверхности	Температура поверхностей, °С
Для сидения	30-39
Пол в зонах, где находятся люди без обуви	22-30
Нагретая поверхность в зоне, где находятся люди без одежды (при отсутствии защиты от касания)	<50

2. Работа вентиляционных установок. При выборе оборудования систем вентиляции бассейнов используются специальные вентиляционные установки. Они имеют два основных режима: рабочий, он же дневной и дежурный, то есть ночной.

Дневной режим используют во время работы бассейна. В этом режиме приточная система вентиляции обеспечивает поступление в помещение свежего воздуха, который рассчитывается на основе санитарных норм.

Ночной режим задействуется в период, пока бассейн закрыт. Система работает в режиме рециркуляции. Уровень влажности воздуха контролируется автоматикой, которая при повышении влажности включает конденсационный осушитель.

Помимо рабочего и дежурного, существует аварийный режим. Он задействован при выходе из строя осушителя и резком скачке уровня влажности выше нормативного значения. При аварийном режиме повышается приток свежего воздуха, что обеспечивает активную ассимиляцию влаги. В следствии чего влажность воздуха в помещении снижается.

Современные вентиляционные установки для бассейнов оснащены цифровой автоматической системой. В таких установках режимы работы настроены изначально при выполнении пусконаладочных работ. В дальнейшем изменение настроек не требуется. Недостаточный уровень автоматизации не позволяет добиться оптимального энергопотребления с обеспечением наиболее комфортных микроклиматических условий [2].

3. Рекуперация при вентиляции бассейна. Рекуператор – теплообменник, выполненный в виде стального короба. Внутри короба формируются каналы. Они разделены тонкой листовой сталью. По каналам движутся потоки воздуха, который подаётся в помещение из улицы. В результате чего происходит процесс теплообмена. Тепло от отработанного воздуха передается воздушному потоку, который поступает внутрь. В данном случае, рекомендуется использование рекуператоров. Их пластины имеют пластиковое покрытие, защищающее металл от коррозии.

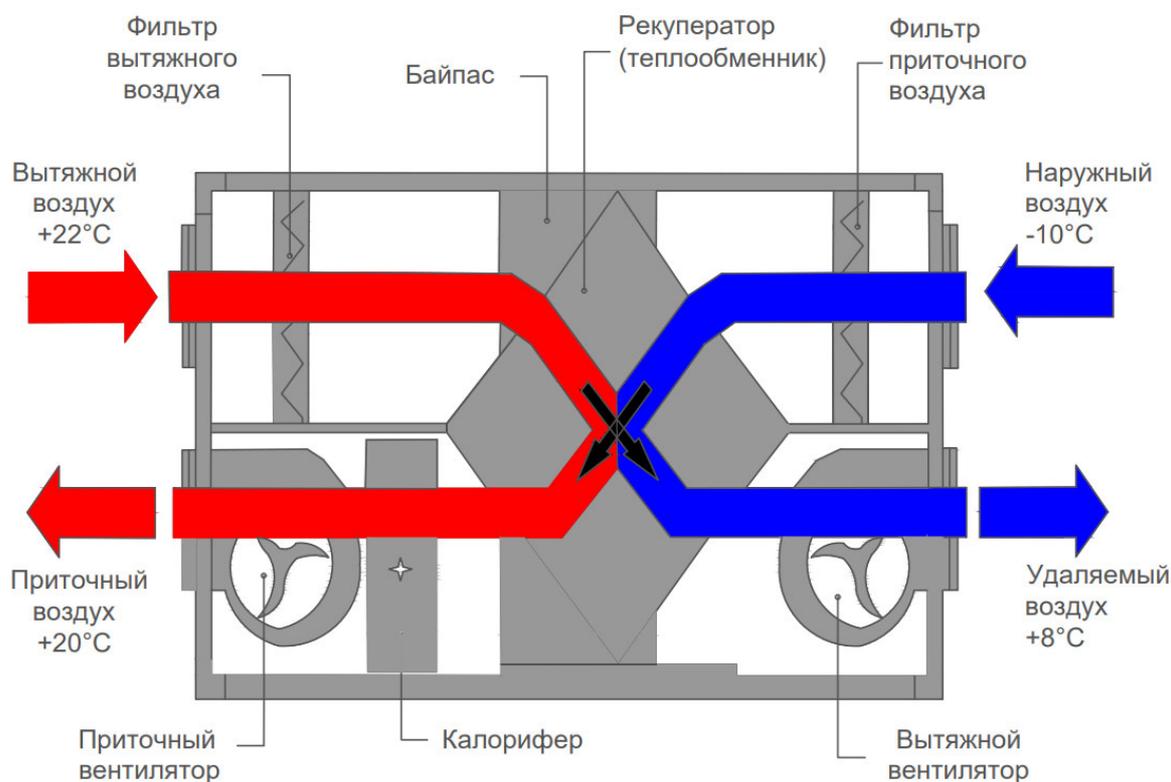


Рис. 1. Рекуператор [2]

Рекуператор позволяет нагревать уличный воздух, который подается в холодное время года в помещение бассейна. Это дает определённую экономию электроэнергии на нагрев воздушных масс. Летом происходит сбор теплого и влажного воздуха с улицы. В связи с чем его дополнительный нагрев не требуется и подача воздуха осуществляется в обход рекуператора. Для экономии тепла в системе вентиляции необходимо предусмотреть жалюзи для закрытия зеркала воды бассейна в нерабочее время. Так снизятся влаговыведения бассейна, а значит уменьшить и объем воздуха, и потребление системы вентиляции на 70 % [3, 4].

4. Типы вентиляционных установок. Для вентиляции бассейна сегодня могут использоваться два типа вентиляционных установок (см. рис. 2 и 3).

В приточно-вытяжных установках с обводным каналом используются циркуляционный контур, то есть обводной канал, в котором может выполняться подмес удаляемого воздуха к уличному для его осушения и дополнительного подогрева. Такие установки эффективны для бассейнов с площадью водяного зеркала от 80 м² [5].

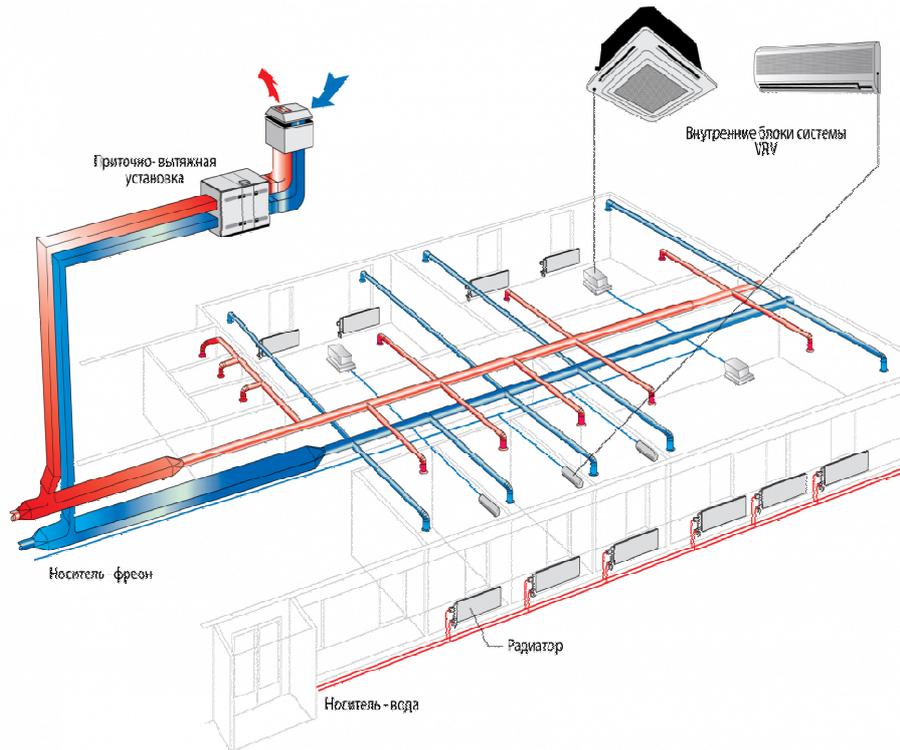


Рис. 2. Приточно-вытяжная с обводным каналом [2]

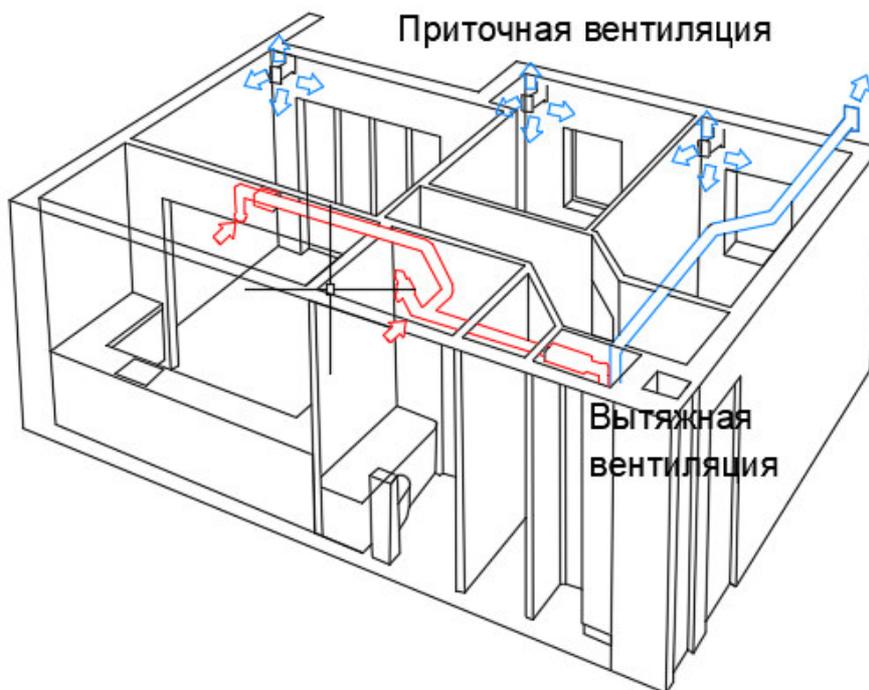


Рис. 3. Раздельные приточная и вытяжная [2]

Вывод. В любом помещении бассейнов есть особенности воздухообмена. Они зависят от назначения и принимаются согласно нормативной документации. Вентиляционные системы в бассейнах работают в рабочем и дежурном режимах. Помимо рабочего и дежурного существует – аварийный. Так же в любой вентиляционной системе существует рекуперация воздуха. Рекуператор позволяет нагревать уличный воздух, который подается в холодное время года в помещение бассейна. Это существенно экономит электроэнергию.

Библиографический список

1. Р НП «АВОК» 7.5-2012. Обеспечение микроклимата и энергосбережение в крытых плавательных бассейнах. Нормы проектирования. – М. : АВОК. – 2012. – 19 с.
2. ГОСТ Р ЕН 13779-2007. Вентиляция в нежилых зданиях. Технические требования к системам вентиляции и кондиционирования. – М. : изд-во стандартов, 2008. – 44 с.
3. Толстова, Ю. И. Помещения плавательных бассейнов: прогнозирование микроклимата в обслуживаемых зонах // Журнал С.О.К. – 2006. – №8. – С. 108–109.
4. Калинина, А. И. Формирование микроклимата в бассейнах с учетом характеристики ограждающих конструкций / А.И. Калинина // Инновации и инвестиции. – 2019. – №3. – С.213–217.
5. Калинина, А. И. Параметры микроклимата для производственных и физкультурно-оздоровительных комплексов / А. И. Калинина, А. А. Пискунков, Е. Е. Сошникова, К. А. Хамидулина // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2017. – № 4 (9). – С. 31–39.
6. Чуйкин, С. В. Применение теории функции комплексного переменного при решении задач вентиляции / С. В. Чуйкин // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2014. – 4-2 (17). – С. 33–37.
7. Лобода, А. В. Определение скоростных полей воздушных потоков в вентилируемых помещениях с помощью конформных отображений / А. В. Лобода, С. В. Чуйкин // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2012. – № 4 (28). – С. 23–31.
8. Чуйкин, С. В. Вентиляция и экологическая безопасность жилых и общественных помещений / С. В. Чуйкин // Экология и промышленность России. – 2015. – Т. 19. – № 2. – С. 42–44.
9. Тульская, С. Г. Вентиляция и экологическая безопасность вентилируемых помещений ресторанных комплексов / С. Г. Тульская, О. А. Сотникова // Экология и промышленность России. – 2013. – № 2. – С. 21–25.
10. Жерлыкина, М. Н. Вариантные решения организации вентиляционного выброса вредных веществ промышленных производств при неблагоприятных метеорологических условиях / М. Н. Жерлыкина, С. В. Чуйкин // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Высокие технологии в экологии». – 2011. – № 1. – С. 108–114.
11. Кирнова, М. А. Организация вытяжной вентиляции разноэтажного жилого комплекса / М. А. Кирнова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2016. – № 1 (2). – С. 28–37.
12. Кирнова, М. А. Условия работы естественной вытяжной вентиляции в многоэтажных жилых домах / М. А. Кирнова, О. А. Сотникова // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 4 (32). – С. 34–40.
13. Полосин, И. И. Моделирование вентиляционных процессов в производственных помещениях с проемами в междуэтажных перекрытиях / И.И. Полосин, А.В. Дерепасов // Научный вестник ВГАСУ. Строительство и архитектура. – 2011. – № 2 (22). – С. 43–51.
14. Наумов, А. Л. CO₂: Критерий эффективности систем вентиляции / А. Л. Наумов, Д. В. Капко // АВОК. – 2015. – № 1. – С.12–20.
15. Яременко, С. А. Энергетические спектры пульсационной скорости в свободных турбулентных вентиляционных потоках / С. А. Яременко, И. И. Переславцева, Н. А. Руднева, В.А. Малин // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 3 (8). – С. 32–38.
16. Чуйкин, С. В. Сравнительная оценка энергетических затрат на системы кондиционирования воздуха ледовой арены при различных способах организации воздухораспределения / С. В. Чуйкин, М. Н. Жерлыкина, Д. С. Агишевский, И. А. Карпова // Инженерные системы и сооружения. – 2013. – № 1 (10). – С. 72–79.

Для цитирования: Калинина, А. И. Обоснование использования методов вентиляции в бассейне / А. И. Калинина, А. Д. Глотова, Д. В. Ермоленко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 12–16.

УДК 621.3

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

С. Г. Тульская, К. А. Скляр, П. А. Порядин, Я. В. Логинова

*Воронежский государственный технический университет**С. Г. Тульская, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: TCdtnkfyf2014@yandex.ru**К. А. Скляр, канд. техн. наук, доц. кафедры техносферной и пожарной безопасности**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: u00078@vgasu.vrn.ru**П. А. Порядин, бакалавр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**Я. В. Логинова, бакалавр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. В настоящее время в каждом здании необходимо обеспечение тепловой энергией. Выработка теплоэнергии происходит на различных станциях предназначенных для её генерирования. Эта выработка происходит путём переработки невозобновляемых источников энергии. В связи с этим требуется определить возможность использования солнечной энергии с целью качественного обеспечения теплоэнергией.

Результаты и выводы. Рассматривается солнечная энергия для выработки теплоэнергии, которая необходима при проектировании сооружений и её переработке и качественной подаче для нужд людей. В данной статье приводится пример расчёта такого сооружения, а также проводится экономический анализ выгодного использования такого способа.

Ключевые слова: теплоэнергетика, солнечная энергия, теплоснабжение, возобновляемый источник энергии.

Введение. Все современные системы теплоснабжения предусматривают использование таких источников теплоты как дрова, нефть, уголь, газ, уран, которые наносят существенный вред окружающей среде и самое важное, эти запасы весьма ограничены. Практически неиссякаемый источник энергии – солнечная энергия. Солнечная энергия – экологически чистый, неистощимый источник энергии. Использование солнечной энергии в системах теплоснабжения современных зданий – перспективное направление в теплоэнергетике. Для того чтобы рассуждать об эффективности использования солнца как основного источника энергии при энергообеспечении зданий необходимо выяснить какое количество тепловой энергии может генерировать система, использующая солнечную энергию. Также немаловажным параметром при оценке актуальности использования солнечных систем теплоснабжения это его экономическая конкурентоспособность по сравнению с системами, использующих традиционные источники энергии [1–4].

1. Технические показатели. В расчёте солнечной системы теплоснабжения необходимо рассчитать три основных показателя: объём бака–аккумулятора; площадь солнечного коллектора и угол наклона коллектора.

Объём бака–аккумулятора можно рассчитать по формуле, л:

$$V = m \cdot a, \quad (1)$$

где m – количество потребителей тепла; a – потребление горячей воды на человека.

Площадь солнечного коллектора определяется по формуле, м²:

$$A = V / 50. \quad (2)$$

Угол наклона солнечного коллектора равен географической широте того места где проектируется система теплоснабжения.

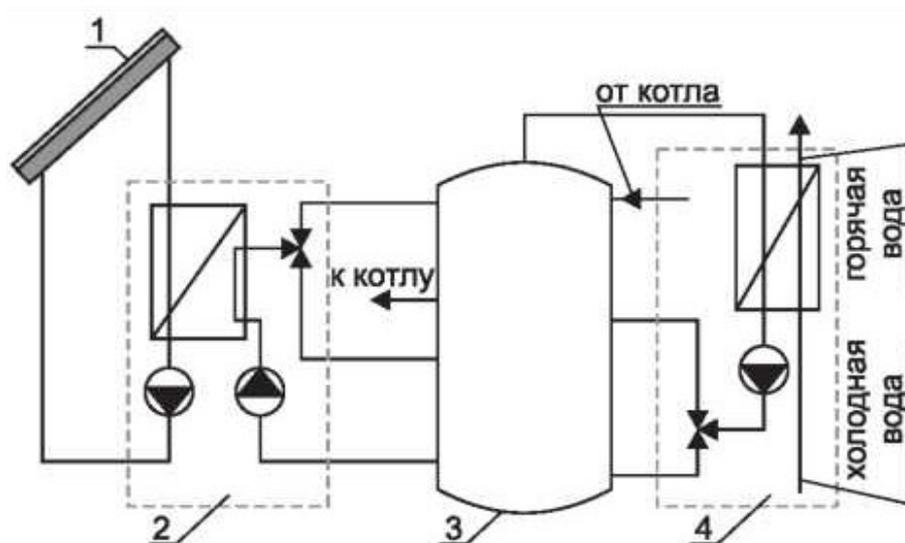


Рис.1. Схема расположения основных элементов солнечной системы теплоснабжения: 1 – солнечный коллектор; 2 – шкафной модуль послыного нагрева; 3 – бак-аккумулятор; 4 – модуль нагрева водопроводной воды

2. Технологические показатели. Основным показателем эффективности работы системы теплоснабжения является её выработка теплоты. Система, работающая за счёт солнечной энергии должна удовлетворять все необходимые потребности человека в обеспечении качественной и бесперебойной подачи теплоты [2–5].

Годовую нагрузку, обеспечиваемую за счёт солнечной энергии можно рассчитать по алгоритму, Дж:

Средний тепловой поток на ГВ в зимний период, Вт:

$$Q_{зв}^3 = \frac{1,2 \cdot c \cdot m \cdot a \cdot (55 - t_{хв}^3)}{3,6 \cdot 24}, \quad (3)$$

где c – удельная теплоёмкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К); $t_{хв}^3$ – температура холодной воды зимой, равная 5 °С; 1,2 – коэффициент, учитывающий потери трубопровода

Средний тепловой поток на ГВ в летний период, Вт:

$$Q_{лв}^3 = Q_{зв}^3 \cdot \frac{55 - t_{хв}^л}{55 - t_{хв}^3} \cdot \beta, \quad (4)$$

где β – коэффициент, учитывающий изменение доли теплового потока в летний период по отношению к зимнему (для курортных южных городов $\beta=1,5$; а для остальных $\beta=0,8$); $t_{хв}^л$ – температура холодной воды летом, равная 15 °С.

Полная месячная тепловая нагрузка на ГВ, Дж:

$$Q_{гв}^i = 24 \cdot n_i \cdot Q_{гв}^{3(i)}, \quad (5)$$

где n_i – количество дней в i -ом месяце.

Годовая нагрузка на ГВ, Дж:

$$Q_{гв}^{год} = \sum_{i=1}^n Q_{гв}^i, \quad (6)$$

Безразмерный комплекс Q_I :

$$Q_I = A \cdot F_R U_L \cdot (F'_R / F_R) \cdot (100 - \bar{T}_a) \cdot \Delta t / L, \quad (7)$$

где F_R – коэффициент отвода; U_L – полный коэффициент тепловых потерь коллектора; F'_R – эффективный коэффициент отвода теплоты, учитывающий влияние теплообменника; \bar{T}_a – среднемесячная температура наружного воздуха; Δt – число секунд в месяце; L – полная месячная тепловая нагрузка ($Q_{гв}^i$).

Среднемесячный дневной приход суммарной солнечной энергии на наклонную поверхность, МДж/м²:

$$\bar{H}_T = \bar{R}_{месяц} \cdot \bar{H}_{месяц}, \quad (8)$$

где $\bar{R}_{месяц}$ – отношение среднемесячного дневного прихода суммарной солнечной энергии на наклонную и горизонтальную поверхность; $\bar{H}_{месяц}$ – среднемесячный дневной приход суммарной солнечной энергии на горизонтальную поверхность.

Среднемесячный дневной приход суммарного излучения на горизонтальную поверхность, МДж/м²:

$$\bar{H}_{мес} = y_{месяц} \cdot \frac{\psi}{n}, \quad (9)$$

где $y_{месяц}$ – валовый потенциал солнечной энергии (прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе, зависит от географической широты; ψ – поправочный коэффициент ослабления валового потенциала солнечной энергии; n – число дней в месяце.

Показатель снижения солнечного излучения атмосферы земли:

$$\bar{K}_T^{мес} = \bar{H}_{мес} / \bar{H}_0^{мес}, \quad (10)$$

где $\bar{H}_0^{мес}$ – среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность за пределами земной атмосферы

Отношение приходов диффузного излучения к суммарному излучению для каждого месяца:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_{мес}} = 1,39 - 4,03 \cdot \bar{K}_T + 5,53 \cdot \bar{K}_T^2 - 3,11 \cdot \bar{K}_T^3, \quad (11)$$

Отношение среднемесячных дневных приходов суммарного излучения на наклонную и горизонтальную поверхности:

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_{\text{мес}}}\right) \cdot \bar{R}_B + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_{\text{мес}}} \cdot \frac{1 + \cos S}{2} + p \cdot \frac{1 - \cos S}{2}. \quad (12)$$

Отношение $(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$:

$$\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_{\text{мес}}}\right) \cdot \left(\frac{\bar{R}_B}{\bar{R}}\right) \cdot \left(\frac{(\tau\alpha)_B}{(\tau\alpha)_n}\right) + \left(\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_{\text{мес}}}\right) \cdot \left(\frac{1}{\bar{R}}\right) \cdot \left[\frac{1 + \cos S}{2}\right] \cdot \left(\frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n}\right) + p \cdot \left(\frac{1}{\bar{R}}\right) \cdot \left[\frac{1 - \cos S}{2}\right] \cdot \left(\frac{(\tau\alpha)_r}{(\tau\alpha)_n}\right), \quad (13)$$

где $\tau\alpha_B$, $\tau\alpha_d$, $\tau\alpha_r$ – среднемесячные значения, приведенные к поглотительной способности по отношению к прямому, диффузному и отраженному от земли излучению.

Безразмерный комплекс Q_2 :

$$Q_2 = A \cdot F_R (\tau\alpha)_n \cdot \left(\frac{F'_R}{F_R}\right) \cdot \left[\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n}\right] \cdot \bar{H}_T \cdot \frac{N}{L}, \quad (14)$$

где N – число суток в месяце.

Коэффициент замещения f

$$f^i = 1,092 \cdot Q_2 - 0,065 \cdot Q_1 - 0,245 \cdot Q_2^2 + 0,0018 \cdot Q_1^2 + 0,0215 \cdot Q_2^3, \quad (15)$$

Месячная теплопроизводительность солнечной установки:

$$Q_{\text{сол}}^i = f^i \cdot Q_{26}^i. \quad (16)$$

3. Экономические показатели. Необходимым критерием при проектировании солнечной системы теплоснабжения является её способность конкурировать с традиционными системами в экономическом плане. Чтобы иметь представление о выгодности проекта нужно рассчитать дисконтированные затраты на систему и сравнить их с тем же показателем других систем, а также вычислить срок его окупаемости.

Дисконтированные затраты определяются по формуле:

$$ДЗ = \sum_{t=1}^{T_p} K_t \frac{З_t}{(1+E)^t}, \quad (17)$$

где T_p – расчётный период (горизонт расчёта); t – шаг расчёта; K_t – капитальные вложения в год; $З_t$ – поток платежей в году; E – норма дисконта.

Выводы. До недавнего времени по целому ряду причин, прежде всего из-за огромных запасов традиционного энергетического сырья, вопросам развития использования возобновляемых источников энергии в энергетической политике России уделялось сравнительно мало внимания [5–9]. В последние годы ситуация стала заметно меняться. Необходимость борьбы за лучшую экологию, новые возможности повышения качества жизни людей, участие в ми-

ровом развитии прогрессивных технологий, стремление повысить энергоэффективность экономического развития, логика международного сотрудничества – эти и другие соображения способствовали активизации национальных усилий по созданию более зеленой энергетики, движению к низкоуглеродной экономике [8, 10–16]. При использовании данной методики расчёта системы теплоснабжения, работающей за счёт солнечной энергии, становится наглядным то, что производительность и рациональность эксплуатации ВИЭ аналогична традиционным системам.

Библиографический список

1. **Чуенкова, И. Ю.** Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / сост. И.Ю. Чуенкова. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. – 148 с.
2. **Ляшков, В. И.** Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / С.Н. Кузьмин; В.И. Ляшков. – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2012. – 95 с.
3. **Алхасов, А. Б.** Возобновляемая энергетика / А.Б. Алхасов. – Москва: Физматлит, 2010. – 256 с.
4. **Удалов, С. Н.** Возобновляемая энергетика: Учебное пособие / С. Н. Удалов. – Возобновляемая энергетика; 2025-02-05. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2016. – 607 с.
5. Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии при энергообеспечении зданий и сооружений: метод. указания к выполнению практических расчетов и курсовых работ / Воронежский ГАСУ: Д.М. Чудинов, Н.А. Петрикеева, Н.М. Попова, С.В. Чуйкин. – Воронеж, 2015. – 14 с.
6. **Чудинов, Д. М.** Разработка алгоритма обоснования структуры энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии Морозов М.Ю., Чуйкин С.В. / Д. М. Чудинов, К. Н. Сотникова // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 1. – С. 147.
7. **Чудинов, Д. М.** Обеспечение необходимого уровня энергоактивности солнечных систем, проектируемых для регионов Российской Федерации / Д. М. Чудинов, О. А. Сотникова, Т. В. Щукина // Энергосбережение. – 2009. № 3. – С. 74.
8. **Сотникова, О. А.** Оценка ресурсов солнечной энергии для проектирования гелиоустановок / О. А. Сотникова, Д. М. Чудинов, Т. В. Щукина // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2008. – № 4. – С. 56–60.
9. **Сотникова, О. А.** Экономическое обоснование и перспективы развития солнечного теплоснабжения / О. А. Сотникова, Д. М. Чудинов, Т. В. Щукина // Промышленная энергетика. – 2008. – № 6. – С. 50–51.
10. **Китаев, Д. Н.** Перспективные схемы использования когенерационных установок в системах теплоснабжения / Д. Н. Китаев, А. В. Золотарев, Н. С. Шестых // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 2. – С. 26–29.
11. **Петров, С. А.** Альтернативные источники энергии для частных коттеджей / С. А. Петров, С. Г. Тульская, Е. В. Забудько // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 1 (10). – С. 32–38.
12. **Петрикеева, Н. А.** Оптимизация систем теплоснабжения зданий с использованием возобновляемых источников энергии / Н. А. Петрикеева, Л. В. Березкина // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 2. – С. 128–132.
13. **Исанова, А. В.** Влияние параметров работы теплонасосной установки системы теплоснабжения на выбор энергосберегающего режима её функционирования / А. В. Исанова, Г. Н. Мартыненко, В. И. Лукьяненко // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 2-1 (33). – С. 36–39.
14. **Мелькумов, В. Н.** Энергосбережение в системах традиционного и альтернативного теплоснабжения / В.Н. Мелькумов, О.А. Сотникова, В.С. Турбин, Д.Н. Китаев, Р.В. Сорокин // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2004. – № 2. – С. 62.
15. **Мелькумов, В. Н.** Критерии оптимальности и условия сравнения проектных решений систем теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, К. А. Складов, С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2017. – № 4 (48). – С. 29–37.
16. **Булыгина, С. Г.** Разработка критериев для обоснования выбора схем и параметров систем централизованного теплоснабжения / С. Г. Булыгина // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2011. – № 1. – С. 9–16.

Для цитирования: **Тульская, С. Г.** Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / С. Г. Тульская, К. А. Складов, П. А. Порядин, Я. В. Логинова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 3 (21). – С. 17–21.

УДК 697.33:697.34

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

А. А. Чуйкина, А. Р. Бохан, Е. О. Благовестная, А. В. Панин

Воронежский государственный технический университет

А.А. Чуйкина, ассистент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: a.a.chuykina@mail.ru

А.Р. Бохан, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: corr-tgs@yandex.ru

Е.О. Благовестная, ассистент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru

А.В. Панин, к.т.н., доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru

Постановка задачи. Определение оптимальной трассировки трубопровода тепловой сети может производиться по многим показателям, в статье рассматриваются материальная характеристика, оборот теплоты и дисперсия. Все перечисленные параметры относятся к укрупненным характеристикам, описывающим общие закономерности изменения тех или иных показателей. Применение укрупненных показателей позволяет проводить оптимизацию трассировки с ограниченным объемом исходных данных.

Результаты и выводы. Выделено несколько критериев оптимальности, которые возможно применять при поиске наиболее выгодного варианта трассировки тепловой сети. Проведено численное исследование критериев оптимальности тепловой сети, рассмотрены методы решения оптимизационной задачи и выбора веса критериев оптимальности.

Ключевые слова: тепловые сети, падение температуры, централизованное теплоснабжение, материальная характеристика тепловых сетей.

Введение. Определение оптимальной трассировки трубопровода тепловой сети может производиться по многим показателям, это может быть материальная характеристика, оборот теплоты, надежность, тепловые потери и т.п. [1–4]. Все перечисленные параметры относятся к укрупненным характеристикам, описывающим общие закономерности изменения тех или иных показателей. Среди них можно выделить несколько, которые описывали бы изменение системы в целом. К таким можно отнести материальную характеристику тепловой сети, оборот теплоты (который можно разделить на теоретический и фактический) [5] и распределение температуры в зоне обслуживания тепловой сети. Далее рассмотрим каждый параметр более подробно.

1. Критерии оптимальности выбора трассы тепловой сети. Наибольшее распространение получил критерий под название материальная характеристика тепловой сети, он отражает материалоемкость системы и является произведением диаметра трубопровода на его длину, при отсутствии данных гидравлического расчета этот критерий можно найти по зависимости [4]

$$M = E \cdot G^{0,38} \cdot l, \quad (1)$$

где M – материальная характеристика тепловой сети; G – расход теплоносителя в магистрали; l – длина участка тепловой сети; E – поправочный коэффициент ($E = \frac{A_7^6}{R_7^{0,11}}$).

Коэффициент A_d может так же определяться по формуле

$$A_d = 0,63k_s^{0,0475} / \rho^{0,19} \quad (2)$$

где R_n – удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м, принимается равным 100 (50) Па/м; k_s – абсолютная эквивалентная шероховатость, равная 0,0005 м; ρ – плотность воды, кг/м³.

Формула (1) актуальна для случая с постоянным расходом сетевой воды на участке, что приводит к необходимости разбиения сети на участки с постоянным расходом.

Для случая когда магистраль с равномерно распределенной нагрузкой по длине (характерно для открытых ТС) [6]. Расход воды в начале магистрали равен G_n . Расход воды в конце магистрали равен нулю. Рассмотрим участок бесконечно малой длины dl на расстоянии l от конца магистрали. Расход воды на этом участке

$$G = \frac{G_n}{L} l, \quad (3)$$

Материальная характеристика рассматриваемого участка длиной dl определяется по формуле [6]

$$dM = EG^{0,35} dl = E \frac{G_n^{0,35}}{L^{0,35}} l^{0,35} dl. \quad (4)$$

Материальная характеристика всей двухтрубной магистрали [6]

$$M = \int_0^L dM = E \frac{G_n^{0,35}}{L^{0,35}} \int_0^L l^{0,35} dl = 0,725 EG_n^{0,35} L. \quad (5)$$

Из уравнений видно, что при прочих равных условиях отношение материальной характеристики магистрали с равномерно распределенным расходом воды к материальной характеристике транзитной магистрали – величина постоянная, равная 0,725. Эта величина не зависит от абсолютного значения расходов и длины сети [6].

Для магистрали с комбинированным распределением нагрузки (расход воды в магистрали уменьшается равномерно по длине от G_n в начале до G_k в конце) материальная характеристика примет вид.

$$M = 0,725 \cdot E \cdot G_n^{0,35} \cdot L \cdot \mu, \quad (6)$$

где $\mu = \frac{1-\beta^{1,35}}{1-\beta}$, $L_\Phi = \frac{L}{1-\beta}$, $\beta = \frac{G_k}{G_n}$.

Чем больше величина момента тепловой нагрузки, тем больше должна быть материальная характеристика тепловой сети. Для тепловых сетей с количеством абонентов n больше единицы характерной является величина суммы моментов тепловых нагрузок, которая определяется по формуле [5]

$$Z_T = \sum Z_i = \sum (Q_{pi} \times l_i). \quad (7)$$

где Q_{pi} – расчетная тепловая нагрузка.

Эта величина названа теоретическим оборотом тепла для заданного расположения абонентов относительно источника теплоснабжения.

Фактическое значение момента тепловой нагрузки определяется по формуле

$$Z_{\phi} = \sum Z_i = \sum (Q_{pi} \times l_{\phi}), \tag{8}$$

где l_{ϕ} – фактическое расстояние от источника тепла до абонента.

Все представленные формулы используются в работе [1].

Смещенной оценкой генеральной дисперсии служит выборочная дисперсия. Эту величину вводят для того, чтобы охарактеризовать рассеяние наблюдаемых значений количественного признака выборки вокруг среднего значения. Смещенная оценка дисперсии определяется как:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (T_{1i} - \bar{T}_1)^2}, \tag{9}$$

где T_{1i} – температура теплоносителя у потребителя; \bar{T}_1 – выборочное среднее значение температуры теплоносителя, определяется по формуле

$$\bar{T}_1 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{1i} \tag{10}$$

2. Численное исследование рассматриваемых критериев оптимальности. Численное исследование материальной характеристики, оборота теплоты и дисперсии для схем теплоснабжения приведенных в работе [1] представлено в таблице 1.

Таблица 1

Результаты численного исследования критериев оптимальности тепловой сети

Схема	№ уч	l_i , м	M	Z_n	Z_{ϕ}	σ	Схема	№ уч	l_i , м	M	Z_n	Z_{ϕ}	σ
1	1	1340	580,6	3914	39140	3,45	2	1	1340	580	3914,89	39140	5,32
	2	1710	701,9	4357	43570			2	1710	701	4357,08	43570	
	3	850	331	1867	18670			3	1710	662	3734,64	37340	
	4	850	218	622	6224,4			4	850	308,8	1556,1	15560	
	5	1710	335,1	622,44	6224,4			5	850	167,5	311,22	3112	
	6	3240	1077	4724,6	47246			6	3240	1076,9	4724,72	47240	
	7	850	218	622,44	6224,4			7	850	167,5	311,22	3112	
	8	1710	335,1	622,44	6224,4			8	850	254,3	933,66	9330	
	9	850	218	622,44	6224,4			9	1710	436	1244,88	12440	
	10	1710	335,1	622,44	6224,4			10	1710	335,1	622,44	6224	
3	1	1340	580,6	3914,89	39140	4,74	8	1	1344	581	3914,89	39140	4,44
	2	850	350,9	2178,54	21780			2	1710	702	4357,08	43570	
	3	850	254,3	933,66	9336,6			3	1710	662	3734,64	37340	
	4	1710	436	1244,88	12440			4	1710	617	31112,2	31120	
	5	1710	335,1	622,44	6224,4			5	4799	1593	6987,053	69870	
	6	3240	1076,9	4724,6	47246			6	1710	509	1867,32	18670	
	7	850	167,5	311,22	3112,2			7	1710	436	1244,88	12440	
	8	850	154,3	933,66	9336,6			8	1710	335	622,44	6220	
	9	1710	436	1244,88	12440			-	-	-	-	-	
	10	1710	335,1	622,44	6224,4			-	-	-	-	-	
4	1	560	242,8	1637,13	16370	4,49	1	560	242,8	1637,13	16370	4,15	

5	2	780	199,8	569,44	5694,4	5	2	780	199,4	569,44	5694
	3	1710	390,9	933,66	9336,6		3	1710	390,9	933,66	9336
	4	1710	335,1	622,44	6224,4		4	1710	335,1	622,44	6224
	5	1710	257,5	311,22	3112,2		5	1710	257,5	311,22	3112
	6	1610	625,6	1758,87	17580		6	1610	625,6	3529,54	35290
	7	780	259,5	1138,88	11380		7	780	199,4	569,44	5694
	8	1710	508,7	20540,52	205400		8	1710	390,9	933,66	9336
	9	1710	436	1244,88	12440		9	1710	335,1	622,44	6224
	10	1710	335,1	622,44	6224,4		10	1710	257,5	622,44	6224
	11	2410	614,8	1715,9	17150		11	2410	800,1	3510,42	35100
	12	1710	390,9	933,66	9336,6		12	1710	508,7	1867,32	18670
	13	1710	335,1	622,44	6224,4		13	1710	436	1244,88	12440
	14	1710	257,5	311,22	3112,2		14	1710	335,1	622,44	6224
	6	1	562	243	1637,13		16370	6	1	2912	1229
2		1912	488	1392,15	1392	2	1710		702	4357,08	43570
3		1710	391	933,66	9330	3	1710		662	3734,64	37340
4		1710	335	622,44	6220	4	1710		618	3112,2	31120
5		1710	258	311,22	3110	5	783		259	1139,902	11390
6		1616	626	3529,54	35290	6	3521		898	2563,43	25630
7		782	259	1138,84	11380	7	1710		391	933,66	9330
8		1710	509	1867,32	18670	8	1710		335	622,44	6220
9		1710	436	1244,88	12440	9	1710		258	311,22	3110
10		1710	335	622,44	6220	10	3521		898	2563,43	25630
11		3527	859	2567,73	25670	11	1710		391	933,66	9330
12		1710	391	933,66	9330	12	1710		335	622,44	6220
13		1710	335	622,44	6220	13	1710		258	311,22	3110
14		1710	258	311,22	3110	-	-		-	-	-
7	1	562	243	1637,13	16370	7	1	7339	3169	21372,62	213720
	2	1447	369	1053,56	10530		2	1969	502	1442,99	14420
	3	1710	391	933,66	9330		3	1710	391	933,66	9330
	4	1710	335	622,44	6220		4	1710	335	622,44	6220
	5	1710	258	311,22	3110		5	1710	258	311,22	3110
	6	792	202	576,503	5760		6	1120,4	434	2446,95	24460
	7	1710	391	933,66	9330		7	855	218	622,66	6220
	8	1710	335	622,44	6220		8	1710	391	933,66	9330
	9	1710	258	311,22	3110		9	1710	335	622,44	6220
	10	3245	1077	1724,72	17240		10	1710	258	311,22	3110
	11	792	202	576,503	5760		11	2125	705	3093,13	30930
	12	1710	391	933,66	9330		12	855	218	622,66	6220
	13	1710	335	622,44	6220		13	1710	391	933,66	9330
	14	1710	258	311,22	3110		14	1710	335	622,44	6224
	15	1905	486	1387,058	13870		15	1710	258	311,22	3110
	16	1710	391	933,66	9330		16	1966	502	1433,21	14330
	17	1710	335	622,44	6220		17	1710	391	933,66	9330
	18	1710	258	311,22	3110		18	1710	335	622,44	6220
-	-	-	-	-	-	19	1710	258	311,22	3112	

3. Векторный критерий оптимальной прокладки тепловой сети. В современных работах отмечается [7, 8], что наиболее простой функцией при определении наиболее выгодного (оптимального) пути трассы тепловой сети является функция

$$H = \sum_i \sum_j \mu_j \varepsilon_{ij}, \quad (11)$$

где μ_j – весовой коэффициент критерия оптимальности; ε_{ij} – значение величины критерия оптимальности.

Под значение ε_{ij} в рассматриваемой задаче понимаются приведенные выше критерии, весовые же значения необходимо задать. Наибольшее распространение при задании веса критерия оптимальности получила экспертная оценка.

Из всего многообразия методов с экспертными оценками, наиболее подходящим с точки зрения точности и времени затрачиваемого на оценку является метод ранжирования, при этом, в качестве величин относительной важности применяют частоту преобразованных рангов, определенную по формуле

$$\lambda_i = \frac{\sum_{j=1}^m R_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m R_{ij}}, \quad (12)$$

где R_{ij} – преобразованный ранг критерия.

Для примера можно рассмотреть определение весов рассматриваемых трех критериев десятью экспертами. Результаты ранжирования представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты ранжирования весовых значений коэффициентов

Критерии	Эксперты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M	1	0	2	0	0	1	1	0	1	0
Z	2	2	1	2	1	0	0	2	0	2
σ	0	1	0	1	2	2	2	1	2	1

Время, затрачиваемое на ранжирование коэффициентов при этом методе составляет порядка 7 минут. Весовые значения критериев оптимальности примут значения $\lambda_M = 0,2$; $\lambda_Z = 0,4$; $\lambda_\sigma = 0,4$. Таким образом, для практики, допустимо применять метод ранжирования, который дает решение с допустимой погрешностью при не значительных временных затратах. Решая уравнение (12) с учетом полученных весовых значений для каждой схемы, можно определить наиболее оптимальный вариант трассировки.

Выводы. В представленной статье выделено несколько критериев оптимальности, которые возможно применять при поиске наиболее выгодного варианта трассировки тепловой сети [7–17]. Проведено численное исследование критериев оптимальности тепловой сети. Проведено ранжирование числовых функций материальной характеристики тепловой сети, момента тепловой нагрузки и дисперсия. Разработан векторный критерий оптимальности для поиска наиболее предпочтительного варианта трассировки тепловой сети на начальном этапе проектирования при не явном топологическом развитии системы теплоснабжения.

Библиографический список

1. **Чуйкина, А. А.** Исследование связи материальных характеристик тепловой сети и момента тепловой нагрузки / А. А. Чуйкина, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева, // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – №4(13). – С. 9–16.
2. **Melkumov, V. N.** Solving the multi-criteria optimization problem of heat energy transport / V. N. Melkumov, S. G. Tul'skaya, A. A. Chuikina, V. Yu. Dubanin // Advances in Intelligent Systems and Computing. – 2021. – Т. 1258. – С. 3–10.
3. **Melkumov, V. N.** Influence of the layout of functional zones of cities on the development of heat supply systems / V. N. Mel'kumov, S. N. Kuznetsov, S. G. Tul'skaya, A. A. Chuikina // Russian Journal of Building Construction and Architecture. – 2019. – № 2 (42). – С. 85–92.
4. **Melkumov, V. N.** Criteria of optimality and condition of the comparison of design solutions of systems of heat supply / V. N. Mel'kumov, K. A. Sklyarov, S. G. Tul'skaya, A. A. Chuikina // Russian Journal of Building Construction and Architecture. – 2018. – № 1 (37). – С. 18–28.
5. **Папушкин В. Н.** Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое / В. Н. Папушкин // Новости теплоснабжения. – 2010. – №9. – С. 44–49.
6. **Соколов, Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – М.: МЭИ, 2001. – 472 с.
7. **Сеннова, Е. В.** Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем / Е. В. Сеннова, В. Г. Сидлер. – Новосибирск: Наука, 1987. – 219 с.
8. **Melkumov, V. N.** Modelling of structure of engineering networks in territorial planning of the city / V. N. Mel'kumov, S. V. Chujkin, A. M. Papshickij, K. A. Sklyarov // Scientific Herald of the Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering. Construction and Architecture. – 2015. – № 4 (28). – С. 33–40.
9. **Китаев, Д. Н.** Развитие системы теплоснабжения городского округа город Воронеж в долгосрочной перспективе / Д. Н. Китаев // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 2. – С. 72–77.
10. **Китаев, Д. Н.** Вариантное проектирование систем теплоснабжения с учетом надежности тепловой сети / Д. Н. Китаев // Молодой ученый. – 2010. – № 7. – С. 46–48.
11. **Щукина, Т. В.** Влияние расположения бесканальной тепловой сети на теплопотери / Т. В. Щукина, Д. Н. Китаев, О. В. Тертычный // В сборнике: Наука и образование в XXI веке сборник научных трудов по материалам Международной заочной научно-практической конференции: в 5 частях. – 2012. – С. 136–139.
12. **Семенов, В. Н.** Влияние энергосберегающих технологий на развитие тепловых сетей / В. Н. Семенов, Э. В. Сазонов, Д. Н. Китаев, О. В. Тертычный, Т. В. Щукина // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2013. – № 8 (656). – С. 78–83.
13. **Мелькумов, В. Н.** Математическое моделирование процессов тепломассообмена в сетевых трубопроводах систем теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, Р. В. Сорокин // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Инженерные системы зданий и сооружений. – 2003. – № 1. – С. 37–38.
14. **Мелькумов, В. Н.** Энергосбережение в системах традиционного и альтернативного теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, О. А. Сотникова, В. С. Турбин, Д. Н. Китаев, Р. В. Сорокин // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2004. – № 2. – С. 62.
15. **Мелькумов, В. Н.** Прогнозирование параметров отказов элементов тепловых сетей методом авторегрессивного интегрированного скользящего среднего / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов, Р. Н. Кузнецов, А. А. Горских // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2009. – № 4. – С. 28–32.
16. **Панов, М. Я.** Перспективность использования гелиоустановок горячего водоснабжения / М. Я. Панов, Д. М. Чудинов, А. И. Колосов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2016. – № 2 (42). – С. 33–39.
17. **Кладов, Д. Б.** Разработка математической модели процессов аэродинамики и теплообмена в котлах малой мощности вихревого типа / Д. Б. Кладов, А. И. Колосов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2011. – № 3. – С. 40–48.

Для цитирования: **Чуйкина, А. А.** Многокритериальная оценка при выборе оптимальной трассы тепловой сети / А. А. Чуйкина, А. Р. Бохан, Е. О. Благовестная, А. В. Панин // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 22–27.

УДК 699.86

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ,
ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТРУБОПРОВОДНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ**

К. А. Григорьева, Е. Е. Ерилова, Н. А. Петрикеева, Д. М. Чудинов

*Воронежский государственный технический университет**К. А. Григорьева, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел. : +7(988) 486-98-66, e-mail: xamidulina.97@mail.ru**Е. Е. Ерилова, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел. : +7(915) 581-66-51, e-mail: alenkasoshnikova97@gmail.com**Н. А. Петрикеева, канд. техн. наук, доц., доцент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел. : +7(952)101-72-96, e-mail: petrikeeva.nat@yandex.ru**Д. М. Чудинов, канд. техн. наук, доц., доцент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел. : +(7951)549-19-57, e-mail: dmch_@mail.ru*

Постановка задачи. Рынок теплоизоляционных материалов в настоящее время достаточно обширен за счет появления на нем продукции отечественных и зарубежных фирм, предлагающих широкую номенклатуру теплоизоляционных материалов. При этом предлагаемые материалы и изделия существенно различаются по цене, составу и свойствам. Необходимо провести сравнительный анализ изоляционных покрытий и определить оптимальный вариант конструкции.

Результаты. Проведен сравнительный анализ таких показателей теплоизоляционного материала, как коэффициент теплопроводности, требуемая толщина тепловой изоляции, требуемый объем тепловой изоляции. На основе проведенного расчета построен ряд графических зависимостей.

Выводы. На основании проведенных расчетов и построенных графических зависимостей сделан вывод о целесообразности применения вида теплоизоляционного материала для данной конструкции и условий ее использования.

Ключевые слова: теплоизоляционные материалы, тепловая сеть, теплопроводность, наземная прокладка, подземная прокладка

Введение. В России широко развит крупнейший в мире топливно-энергетический комплекс. Системы централизованного теплоснабжения обеспечивают тепловой энергией более половины всех имеющих потребителей [1, 2]. При общей протяженности теплосетей более 300 тыс. км, преобладающим видом прокладки, около 80 %, является подземная в непроходных каналах. Бесканальная прокладка и наземные трубопроводы составляют не более 20 %. По опубликованным данным, реальные тепловые потери трубопроводов тепловых сетей составляют 324 млн. Гкал/год, или 59,5 млн. т у.т./год, что составляет около 15 % отпускаемой потребителям теплоты. Из этого следует, что в существующих теплосетях имеются резервы экономии тепла в частности и топлива в целом [3, 4].

В настоящее время одной из проблем эффективного теплоснабжения является уменьшение потерь теплоты, аварийности и износа тепловых сетей с доведением соответствующих показателей до нормативных значений [5, 6].

В последние годы активные действия по усилению защиты оборудования, трубопроводов и потребителей теплоты предпринимаются на законодательном уровне. Ужесточение энергосберегающей политики требует применения материалов нового поколения с улучшенными теплотехническими свойствами [7, 8]. Они должны соответствовать следующим требованиям СНиП: плотность не более 200 кг/м³; коэффициент теплопроводности не более 0,06 Вт/(м·°С) при средней температуре 25 °С и др. [9].

Путей оптимизации теплопотерь и реконструкции сетей и оборудования можно выделить несколько [10]. Российский рынок теплоизоляционных материалов в настоящее время достаточно обширен за счет появления на нем продукции отечественных и зарубежных фирм, предлагающих широкую номенклатуру теплоизоляционных материалов. При этом предлагаемые материалы и изделия существенно различаются по цене, составу и свойствам. Рассмотрим некоторые из них с теплотехнической точки зрения более подробно.

1. Исходные данные для проведения сравнительного расчета. Задача оптимизации толщины теплоизоляционного слоя рассматривалась нами ранее, но несколько с иных позиций.

В данной работе рассмотрим расчет для двух заданных материалов и условий работы конструкции. Проведем сравнительный расчет для двух типов изоляции теплосетей: минераловатной изоляции для участков тепловой сети, проходящей от производственно-отопительной котельной по территории промпредприятия (наземно) и затем идущей для теплоснабжения жилого микрорайона (подземная прокладка) – 1 вариант; и изоляции из ППУ (пенополиуретан) для аналогичных условий – 2 вариант.

Исходные данные представлены в табличной форме (табл.1). Расчет проводим для климатологических данных г. Воронеж [1–8].

Таблица 1

Исходные данные

Характеристика тепловой сети	Двухтрубная
Вид прокладки	<i>Вариант А.</i> Наземная (участок по территории промпредприятия от котельной) <i>Вариант Б.</i> Подземная в непроходном канале сечением 1,9×0,9 м (теплосеть на микрорайон)
Протяженность	1000 м
Наружный диаметр трубопроводов (подающего и обратного)	530 мм
Место строительства	г. Воронеж
Тип регулирования	качественное
Температурный график	150/70
Период эксплуатации	круглогодичный
Теплоизоляция	Минераловатная изоляция – 1 вариант ППУ (пенополиуретан) – 2 вариант

2. Расчет минераловатной изоляции при наземной прокладке. Согласно требованиям СП 61.13330 расчет должен выполняться по нормам теплового потока, численные значения которых определяются на основании данных, представленных в таблицах 2 и 3 СП 61.13330. При продолжительности отопительного периода менее 5000 часов норма плотности теплового потока принимается согласно данным табл. 3 СП 61.13330 [9, 10].

Согласно требованиям СП 61.13330 расчетную температуру в трубопроводах примем:

- подающем: 90 °С;
- обратном: 50 °С.

Для трубопроводов с условным диаметром 500 мм нормы плотности теплового потока:

– при температуре 50 °С: $q_{50} = 71$ Вт/м;

– при температуре 100 °С: $q_{100} = 118$ Вт/м.

Норму плотности теплового потока для трубопровода условным диаметром 500 мм и температуре теплоносителя 90°С методом интерполяции составит:

$$q_{90} = q_{50} + \frac{(q_{100} - q_{50})}{\Delta t} * 40, \quad (1)$$

$$q_{90} = 71 + \frac{118 - 71}{100 - 50} * 40 = 108,6 \text{ Вт/м}$$

где q_{50} и q_{100} – нормы плотности теплового потока при температурах 50 и 100 °С соответственно.

Также при расчете пользуемся расчетными зависимостями, приведенными в [20].

Требуемую толщину теплоизоляции определим как

$$\delta_{из} = \frac{d_{из}^{эм} (B - 1)}{2}. \quad (2)$$

Величина В рассчитывается из выражения:

$$\ln B = 2\pi\lambda_{из} * \left[\frac{(t_в - t_н) * K}{q_{из}^L} - R_{из}^L \right], \quad (3)$$

где К – коэффициент дополнительных тепловых потерь через опоры трубопроводов, по нормам плотности теплового потока принимается равным 1; $R_{из}^L$ – линейное термическое сопротивление теплоотдаче от наружной поверхности цилиндрической теплоизоляционной конструкции к окружающему воздуху, м·°С/Вт, примем $R_{из}^L$ по табл. В.3 [9]:

$$R_{из50}^L = R_{из90}^L = 0,02 \text{ м} \cdot \text{°С/Вт}.$$

Для конкретного значения температуры теплоносителя теплопроводность изоляции рассчитывается по формуле:

$$t_m = \frac{t_в}{2}, \quad (4)$$

где $t_в$ – температура среды внутри изолируемого трубопровода, °С.

Тогда для рассчитываемых условий эксплуатации средняя температура теплоизоляционного слоя составит:

– на подающем трубопроводе: $t_{тп}^п = \frac{90}{2} = 45$ °С;

– на обратном трубопроводе: $t_{тп}^о = \frac{50}{2} = 25$ °С.

При этих условиях эксплуатации теплопроводность изоляции составит:

$$\lambda_{45} = \lambda_{25} + \frac{(\lambda_{50} - \lambda_{25})}{(50 - 25)} * (45 - 25), \quad (5)$$

$$\lambda_{45} = 0,038 + \frac{(0,04 - 0,038)}{25} * 20 = 0,040 \text{ Вт/м} \cdot \text{°С}$$

Тогда, для подающего трубопровода:

$$\ln B = 2 * 3,14 * 0,040 * \left[\frac{(90 - 6,6) * 1}{88,2} - 0,02 \right] = 0,233$$

$$B = 1,262$$

$$\delta_{из}^П = \frac{0,530(1,262-1)}{2} = 0,069 \text{ м}$$

Для обратного трубопровода:

$$\ln B = 2 * 3,14 * 0,038 * \left[\frac{(50 - 6,6) * 1}{56,84} - 0,02 \right] = 0,177$$

$$B = 1,194$$

$$\delta_{из}^О = \frac{0,530(1,194-1)}{2} = 0,051 \text{ м}$$

При монтаже минераловатного утеплителя на трубопровод следует учитывать монтажное уплотнение материала. Коэффициент монтажного уплотнения изделий составляет 2,4. Тогда с учетом уплотнения требуемая толщина изоляции составит:

– для подающего трубопровода:

$$\delta_{тр}^П = \delta_p * K_c * \frac{d + \delta_p}{d + 2\delta_p}, \quad (6)$$

$$\delta_{тр}^П = 0,069 * 2,4 * \frac{0,530 + 0,069}{0,530 + 2 * 0,069} = 0,148 \text{ м}$$

Принимаем двухслойную изоляцию из изделий с толщами 50+100 мм ($\delta_{из_п}$).

– для обратного трубопровода:

$$\delta_{тр}^О = \delta_p * K_c * \frac{d + \delta_p}{d + 2\delta_p}, \quad (7)$$

$$\delta_{тр}^О = 0,051 * 2,4 * \frac{0,530 + 0,051}{0,530 + 2 * 0,051} = 0,113 \text{ м}$$

Принимаем двухслойную изоляцию из изделий с толщами 50+100 мм ($\delta_{из_о}$).

Рассчитаем площадь поверхности теплоизоляционной конструкции:

– для подающего трубопровода

$$S_{п} = \pi * (d_{тр} + \delta_{из_п}) * L, \text{ м}^2 \quad (8)$$

$$S_{п} = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 1000 = 2145 \text{ м}^2$$

– для обратного трубопровода:

$$S_o = \pi * (d_{\text{тр}} + \delta_{\text{из.н}}) * L, \text{ м}^2 \quad (9)$$

$$S_{\text{п}} = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 1000 = 2145 \text{ м}^2$$

Рассчитаем требуемый объем изоляции:

– для подающего трубопровода:

$$V_{\text{п}} = \pi * (d_{\text{тр}} + \delta_{\text{из.н}}) * \delta_{\text{из.н}} * L, \text{ м}^3 \quad (10)$$

$$V_{\text{п}} = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 0,15 * 1000 = 320 \text{ м}^3$$

– для обратного трубопровода:

$$V_o = \pi * (d_{\text{тр}} + \delta_{\text{из.н}}) * \delta_{\text{из.н}} * L, \text{ м}^3 \quad (11)$$

$$V_{\text{п}} = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 0,15 * 1000 = 320 \text{ м}^3.$$

3. Расчет минераловатной изоляции при подземной прокладке. Проведем аналогично расчет требуемой толщины слоя теплоизоляции тепловой сети при подземной прокладке трубопроводов в непроходных каналах для минераловатного утеплителя. Для этого случая:

– глубина заложения канала: 1,6 м

– тип грунта: суглинок, плотностью 1600 кг/м³, влажностью 15 %

– теплопроводность грунта: 1,78 Вт/(м·К)

Согласно требованиям СП 61.13330 расчет должен выполняться по нормам теплового потока с погонного метра подающего и обратного трубопроводов вместе взятых.

По табл. 9 [9] находим, что для трубопроводов с условным диаметром 500 мм норма плотности линейного теплового потока составляет 137 Вт/м.

Расчет требуемой толщины изоляции для подающего и обратного трубопровода выполняется методом последовательных приближений:

– на первом этапе задается начальное значение толщины изоляции, одинаковое для подающего и обратного трубопровода, после чего рассчитывается суммарная линейная плотность теплового потока $q_{1,2}^L$, Вт/м:

$$q_{1,2}^L = q_1^L + q_2^L = \frac{(t_{\text{кан}} - t_{\text{н}}) * K}{R_{\text{кан}} - R_{\text{гр}}}, \quad (12)$$

где $t_{\text{кан}}$ – температура воздуха в канале, °С; $t_{\text{н}}$ – средняя за температура грунта на глубине заложения оси трубопровода, °С; $R_{\text{кан}}$ – сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м²·К/Вт; $R_{\text{гр}}$ – термическое сопротивление слоя грунта, м²·К/Вт.

– на втором этапе заданное значение толщины изоляции корректируется; корректировка продолжается до тех пор, пока отклонение между расчетным и нормативным значением линейной плотности теплового потока не составит менее 1 %.

Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{t_{\text{в}1}}{R_{\text{ИЗ}1}^L + R_{\text{Н}1}^L} + \frac{t_{\text{в}2}}{R_{\text{ИЗ}2}^L + R_{\text{Н}2}^L} + \frac{t_{\text{н}}}{R_{\text{кан}}^L + R_{\text{гр}}^L}}{\frac{1}{R_{\text{ИЗ}1}^L + R_{\text{Н}1}^L} + \frac{1}{R_{\text{ИЗ}2}^L + R_{\text{Н}2}^L} + \frac{1}{R_{\text{кан}}^L + R_{\text{гр}}^L}}, \quad (13)$$

где $t_{\text{в}1}, t_{\text{в}2}$ – температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, соответственно, °С; $R_{\text{ИЗ}1}^L, R_{\text{ИЗ}2}^L$ – термическое сопротивление изоляции подающего и обратного трубопровода, соответственно, $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$; $R_{\text{Н}1}^L, R_{\text{Н}2}^L$ – сопротивление теплоотдаче наружной поверхности соответственно

подающего и обратного трубопровода, $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$.

Приближенные значения сопротивлений теплоотдаче при заданных температурах теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе согласно данным табл. В.3 [9] принимаются равными:

$$R_{\text{Н}50}^L = R_{\text{Н}90}^L = 0,05 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}.$$

Сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала $R_{\text{кан}}$ рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{\text{к}} \cdot \frac{2 \cdot b + h}{b + h}}, \quad (14)$$

где $\alpha_{\text{к}}$ – коэффициент теплоотдачи, принимаемый равным $11 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$.

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{3,14 \cdot 11 \cdot \frac{2 \cdot 1,9 \cdot 0,9}{1,9 + 0,9}} = 0,024 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}.$$

Термическое сопротивление слоя грунта $R_{\text{гр}}$ рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{гр}} = \frac{\ln \left[3,5 \cdot \frac{h}{b} \cdot \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right) \cdot \lambda_{\text{гр}}}, \quad (15)$$

$$R_{\text{гр}} = \frac{\ln \left[3,5 \cdot \frac{1,6}{0,9} \cdot \left(\frac{0,9}{1,9} \right)^{0,25} \right]}{\left(5,7 + 0,5 \frac{1,9}{0,9} \right) \cdot 1,78} = 0,136 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}.$$

Расчетную толщину изоляции в первом приближении примем: $\delta_{\text{ИЗ}1} = \delta_{\text{ИЗ}2} = 0,05 \text{ м}$.

Учтем, что теплопроводность изоляции для конкретных температур эксплуатации следует рассчитывать по формуле:

$$t_m = \frac{(t_{\text{в}} + 40)}{2} \quad (16)$$

Тогда средняя температура изоляции составит:

– для подающего трубопровода: $65 \text{ }^\circ\text{С}$;

– для обратного трубопровода: $45 \text{ }^\circ\text{С}$.

Рассчитаем методом интерполяции теплопроводность слоя изоляции. Получим:

– для подающего трубопровода:

$$\lambda_{65} = \lambda_{50} + \frac{(\lambda_{100} - \lambda_{50})}{(100 - 50)} * (65 - 50), \text{Вт/м} \cdot \text{°C} \quad (17)$$

$$\lambda_{65} = 0,04 + \frac{(0,051 - 0,04)}{(100 - 50)} * (65 - 50) = 0,043 \text{ Вт/м} \cdot \text{°C}$$

– для обратного трубопровода:

$$\lambda_{45} = \lambda_{25} + \frac{(\lambda_{50} - \lambda_{25})}{(50 - 25)} * (45 - 25), \text{Вт/м} \cdot \text{°C} \quad (18)$$

$$\lambda_{45} = 0,038 + \frac{(0,04 - 0,038)}{(50 - 25)} * (45 - 25) = 0,04 \text{ Вт/м} \cdot \text{°C}$$

Численные значения термических сопротивлений изоляции подающего и обратного трубопровода рассчитаем по формуле:

$$R_{\text{из}}^L = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_{\text{из}}} \ln \frac{d_{\text{в}} + 2\delta_{\text{из}}}{d_{\text{н}}} \quad (19)$$

– для подающего трубопровода:

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2 * 3,14 * 0,043} \ln \frac{0,53 + 2 * 0,05}{0,53} = 0,640 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$$

– для обратного трубопровода:

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2 * 3,14 * 0,040} \ln \frac{0,53 + 2 * 0,05}{0,53} = 0,688 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$$

На основании полученных расчетных значений вычислим температуру воздуха в канале:

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{90}{0,640 + 0,05} + \frac{50}{0,688 + 0,05} + \frac{2,5}{0,024 + 0,136}}{\frac{1}{0,640 + 0,05} + \frac{1}{0,688 + 0,05} + \frac{1}{0,024 + 0,136}} = 23,62 \text{ °C}$$

Таким образом, суммарный тепловой поток составит:

$$q_{1,2}^L = \frac{(23,62 - 2,5) * 1}{0,024 + 0,136} = 132 \text{ Вт/м}$$

Относительное отклонение между расчетным и нормативным значением линейной плотности теплового потока превышает 1 %

$$\varepsilon = \left| \frac{q_{1,2}^L - q_{1,2}^{\text{норм}}}{q_{1,2}^L} \right| * 100, \quad (20)$$

$$\varepsilon = \left| \frac{132 - 137}{132} \right| * 100 = 3,79 \%$$

При этом расчетное значение линейной плотности теплового потока меньше нормированного значения. Следовательно, толщину изоляции можно уменьшить. Примем расчетную толщину слоя изоляции равной 0,047 м и повторим процедуру расчета.

Получим следующие расчетные показатели:

- для подающего трубопровода:

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2 * 3,14 * 0,043} \ln \frac{0,53 + 2 * 0,047}{0,53} = 0,605 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$$

- для обратного трубопровода:

$$R_{\text{из1}}^L = \frac{1}{2 * 3,14 * 0,040} \ln \frac{0,53 + 2 * 0,047}{0,53} = 0,650 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$$

На основании полученных расчетных значений вычислим температуру воздуха в канале:

$$t_{\text{кан}} = \frac{\frac{90}{0,605 + 0,05} + \frac{50}{0,650 + 0,05} + \frac{2,5}{0,024 + 0,136}}{\frac{1}{0,605 + 0,05} + \frac{1}{0,650 + 0,05} + \frac{1}{0,024 + 0,136}} = 24,39 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таким образом, суммарный тепловой поток составит:

$$q_{1,2}^L = \frac{(24,39 - 2,5) * 1}{0,024 + 0,136} = 136,81 \text{ Вт/м}$$

Относительное отклонение между расчетным и нормативным значением линейной плотности теплового потока в этом случае составит менее 1 %

$$\varepsilon = \left| \frac{q_{1,2}^L - q_l^{\text{норм}}}{q_{1,2}^L} \right| * 100$$

$$\varepsilon = \left| \frac{136,81 - 137}{136,81} \right| * 100 = 0,14 \%$$

Толщину изоляции 0,047 м примем в качестве расчетного значения.

При монтаже минераловатного утеплителя на трубопровод следует учитывать монтажное уплотнение материала. Коэффициент монтажного уплотнения изделий составляет 2,4. Тогда с учетом уплотнения требуемая толщина изоляции составит:

- для подающего трубопровода:

$$\delta_{\text{тр}} = 0,047 * 2,4 * \frac{0,530 + 0,047}{0,530 + 2 * 0,047} = 0,104 \text{ м}$$

Принимаем двухслойную изоляцию из изделий с толщинами: 50+100 мм.

Рассчитаем площадь поверхности теплоизоляционной конструкции:

$$S = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 2 * 1000 = 4270,4 \text{ м}^2.$$

Рассчитаем требуемый объем изоляции:

$$V = \pi * (d_{\text{тр}} + d_{\text{изп}}) * d_{\text{изп}} * 2 * L, \text{ м}^3 \quad (21)$$

$$V = 3,14 * (0,530 + 0,15) * 0,15 * 2 * 1000 = 640,56 \text{ м}^3.$$

По приведенному алгоритму проведем также расчет ППУ изоляции (пенополиуретана) для аналогичных условий (см. исходные данные).

4. Сравнительный анализ теплоизоляционных материалов. По полученным расчетным данным построим сравнительные характеристики (столбчатые диаграммы), представленные на рис.1–4.

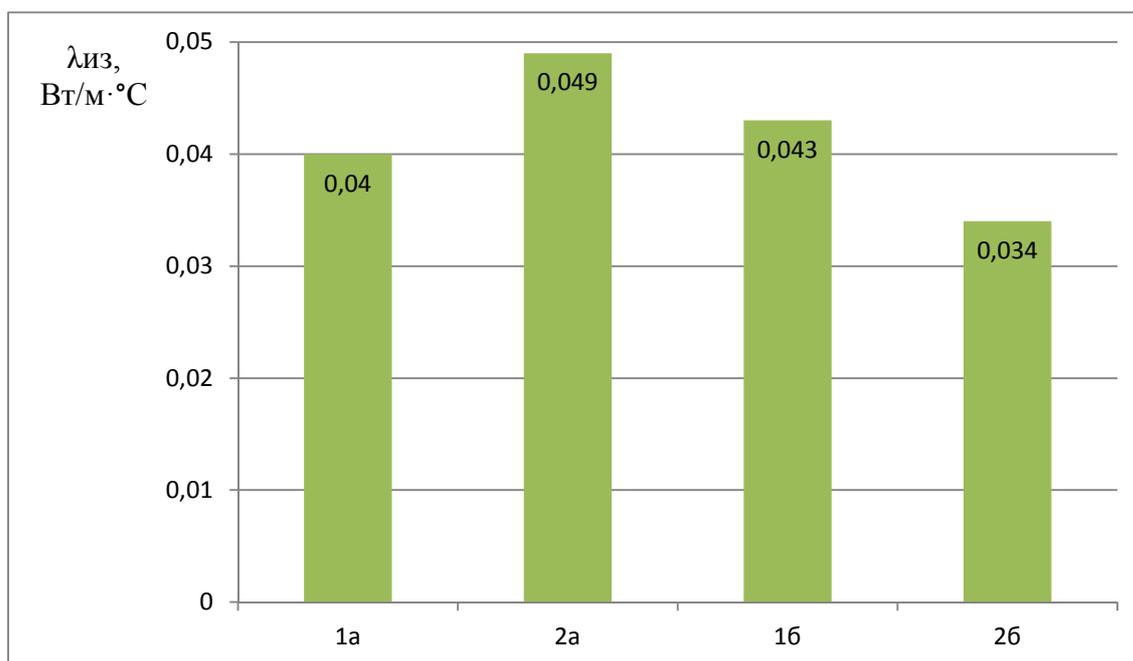


Рис. 1. Показатель расчетного коэффициента теплопроводности теплоизоляции в зависимости от расчетного варианта

Сравнительный анализ проведем по следующим показателям:

- 1) По показателю расчетного коэффициента теплопроводности материала – рис.1.
- 2) По показателю толщины теплоизоляционного материала в подающем трубопроводе сети – рис.2.
- 3) По показателю толщины теплоизоляционного материала в обратном трубопроводе сети – рис.2.
- 4) По расчетному требуемому объему теплоизоляционного материала – рис.4.

Здесь вариант 1а – минераловатная изоляция при надземной прокладке участка теплосети; вариант 1б – минераловатная изоляция при подземной прокладке в непроходных каналах участка теплосети; вариант 2а – ППУ–изоляция при надземной прокладке участка теплосети; вариант 2б – ППУ–изоляция при подземной прокладке в непроходных каналах участка теплосети.

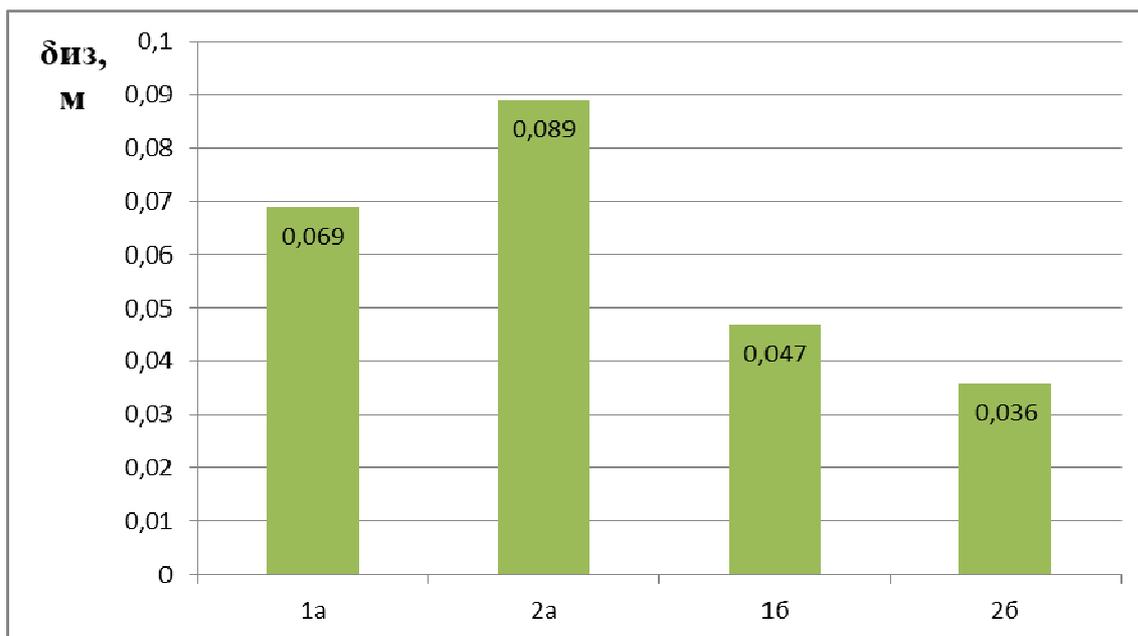


Рис. 2. Показатель толщины теплоизоляционного материала на подающем трубопроводе в зависимости от расчетного варианта

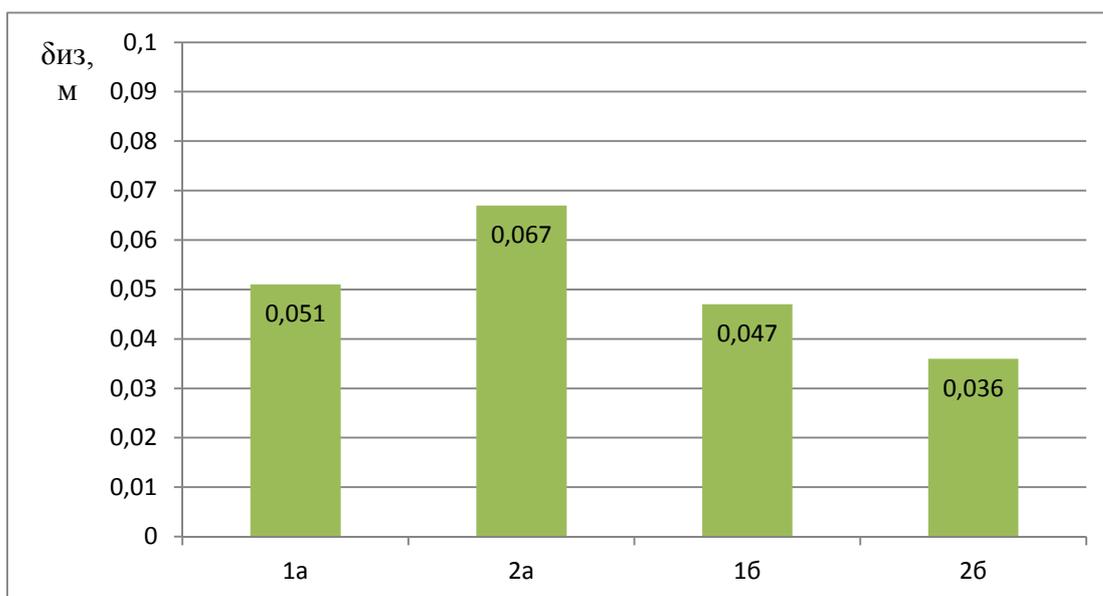


Рис. 3. Показатель толщины теплоизоляционного материала на обратном трубопроводе в зависимости от расчетного варианта

Выводы. В работе проведен сравнительный расчет для двух типов изоляции при одинаковых условиях эксплуатации для климатологии г. Воронеж. По результатам расчета построены диаграммы сравнения на основании которых можно сделать вывод о том, что для данных расчетных условий ППУ–изоляция более выгодна для применения, чем минераловатная. Расчет показал, что ППУ–изоляция необходима в меньшем объеме из-за своих конструктивных особенностей, хотя тепловой показатель у нее немного ниже.

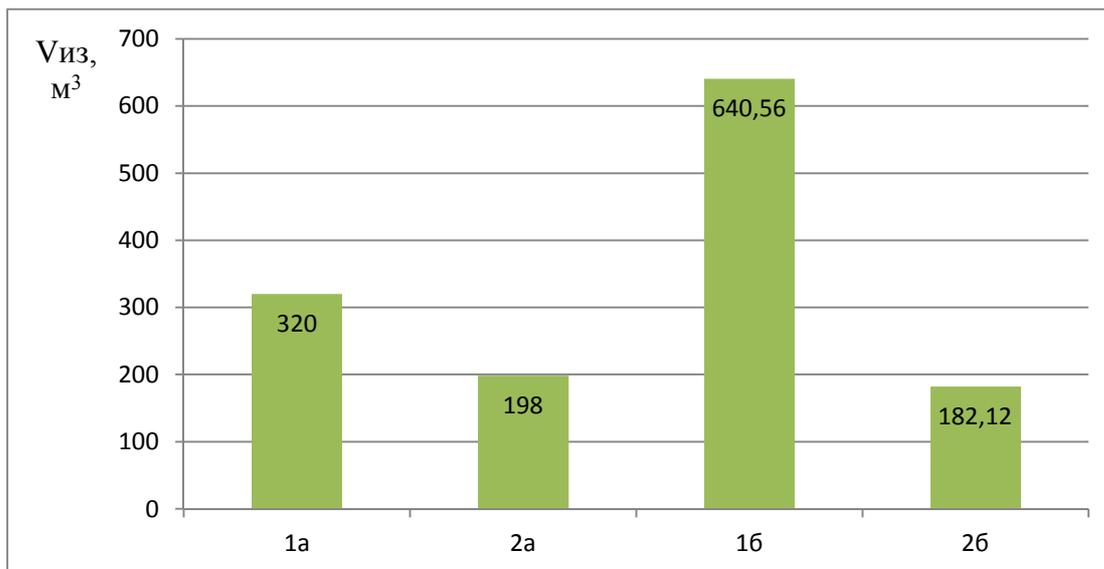


Рис. 4. Показатель требуемого объема теплоизоляционного материала в зависимости от расчетного варианта

Библиографический список

- Петрикеева, Н. А.** Использование теплоты конденсации продуктов сгорания теплогенерирующих установок систем теплоснабжения / Н. А. Петрикеева, О. С. Цуканова, Д. А. Письменный // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1 (1). – С. 107–113.
- Турбин, В. С.** Методика технико-экономического обоснования схем теплогенерирующих установок с напорными теплоутилизаторами / В. С. Турбин, Н. А. Петрикеева // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2006. – Т. 2. № 6. – С. 120–122.
- Гладышева, Т. Ю.** Децентрализация как способ реконструкции инженерных систем зданий и сооружений / Т. Ю. Гладышева, Н. А. Петрикеева, Т. М. Заид // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2017. – № 1 (6). – С. 14–18.
- Петрикеева, Н. А.** Использование полной теплоты сгорания топлива в котельных установках // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2014. – № 4–2 (17). – С. 76–80.
- Куликова, Е. А.** Оптимизация работы энергосистем. определение вероятного ущерба от перерывов энергоснабжения / Е. А. Куликова, Н. М. Попова, Н. В. Коротких, Н. А. Петрикеева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 4 (13). – С. 29–36.
- Цуканова, О. С.** Проблема борьбы с шумом. история и основные направления развития методов снижения уровня шума / О. С. Цуканова, Н. А. Петрикеева // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1 (1). – С. 67–74.
- Усачёв, Е. Г.** Повышение противокоррозионных свойств нефтехимического и газового оборудования / Е. Г. Усачёв, А. В. Добычин, М. М. Островская, Н. А. Петрикеева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 1 (14). – С. 22–28.
- Хорошилова, Е. Л.** Повышение противокоррозионных свойств защиты газонефтепроводов / Е. Л. Хорошилова, Н. А. Петрикеева, Н. М. Попова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 2 (11). – С. 42–49.
- Гладышева, Т. Ю.** Основные направления реконструкции инженерных систем зданий и сооружений / Т. Ю. Гладышева, Н. А. Петрикеева // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2016. – № 2 (23). – С. 14–21.
- Петрикеева, Н. А.** Зависимость концентрации оксидов азота от величины теплотерь с уходящими дымовыми газами теплогенерирующих установок / Н. А. Петрикеева, Л. В. Березкина, А. И. Колосов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2010. – № 2 (18). – С. 121–125.

Для цитирования: **Григорьева, К. А.** Сравнительный расчет изоляционных материалов, применяемых в трубопроводных конструкциях / К. А. Григорьева, Е. Е. Ерилова, Н. А. Петрикеева, Д. М. Чудинов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 28–38.

УДК 696.2

ВНУТРИДОМОВОЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

С. Н. Кузнецов, Г. А. Кузнецова

*Воронежский государственный технический университет**С. Н. Кузнецов, д-р техн. наук, проф. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел. : +7 (473)271-53-21, e-mail: netkuzpr@mail.ru**Г. А. Кузнецова, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: netkuzpr@mail.ru*

Постановка задачи. В последнее время наблюдается рост числа аварий при эксплуатации газового оборудования в жилых домах. Основными причинами подобных аварий являются изношенность газового оборудования и нарушение порядка технического обслуживания и ремонта внутридомового газового оборудования.

Результаты и выводы. Выполнен анализ состава внутридомового газового оборудования на примере г. Воронежа. Исследовано распределение общего количества оборудования по срокам эксплуатации. Наблюдаемый рост количества оборудования привел к увеличению числа ремонтных заявок и росту нагрузки на подразделения, обслуживающие оборудование. Полученные результаты позволяют оценить реальное состояние внутридомового газового оборудования и наметить пути его улучшения.

Ключевые слова: внутридомовое газовое оборудование, аварии, ремонт, газ.

Введение. Безопасная эксплуатация внутридомового газового оборудования приобретает в Российской Федерации все большую актуальность. В последние годы регулярно происходят взрывы бытового газа, связанные с эксплуатацией внутридомового газового оборудования, особенно в осеннее - зимний период, что указывает на то, что проблемы технического состояния и обслуживания внутридомового газового оборудования имеют системный характер. Статистика пожаров и взрывов, связанных с использованием природного газа показывает, что наибольший риск аварий по сравнению с газораспределительными сетями, объектами энергетики, промышленности и транспорта имеется при использовании внутридомового газового оборудования.

Наиболее часто различные инциденты и аварии возникают в местах непосредственного контакта газораспределительных сетей и потребителей газа, т.е. в местах прокладки внутридомовых газовых сетей и установки внутридомового газового оборудования. Также увеличивается количество аварий, вызванных неудовлетворительным техническим состоянием и обслуживанием внутридомового газового оборудования.

В этих условиях средством повышения надежности эксплуатации оборудования наряду с заменой устаревшего оборудования становится улучшение обслуживания, использующее новые критерии оценки надежности внутридомового газового оборудования и новые методики оценки работы ремонтных служб. Все эти вопросы требуют разработки новых методик, алгоритмов и программ.

Повышение качества технического обслуживания и ремонта оборудования является важной проблемой газоснабжения. Для определения объемов работ по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового газового оборудования необходимо знать состав оборудования и продолжительность его эксплуатации.

Анализ состава оборудования. Анализ состава оборудования выполнен на примере

[1–5]. В табл. 1 приведены основные технические характеристики системы газораспределения ОАО «Газпром газораспределение Воронеж».

Таблица 1

Технические характеристики системы газораспределения
ОАО «Газпром газораспределение Воронеж»

№ №	Наименование показателя	Величина	Ед. изм.
1	Количество газифицированных квартир	805025	ед.
2	Протяженность наружных газопроводов из них:	26715,074	км
	высокого давления 1 категории	3281,67	км
	высокого давления 2 категории	4164,58	км
	среднего давления	1881,37	км
	низкого давления	17387,45	км
3	Количество ГРП, ГРПБ, ГРУ	1102	ед.
4	Количество ШРП	5345	ед.
5	Количество установок электрохимической защиты	3285	ед.
6	Газифицированные промпредприятия	281	ед.
7	Газифицированные коммунально-бытовые объекты	5276	ед.
8	Газифицированные сельхозпредприятия	48	ед.
9	Газифицированные котельные	631	ед.
10	Протяженность внутренних газопроводов	8367,5	км

На рис. 1. приведено распределение внутридомового газового оборудования по основным видам.

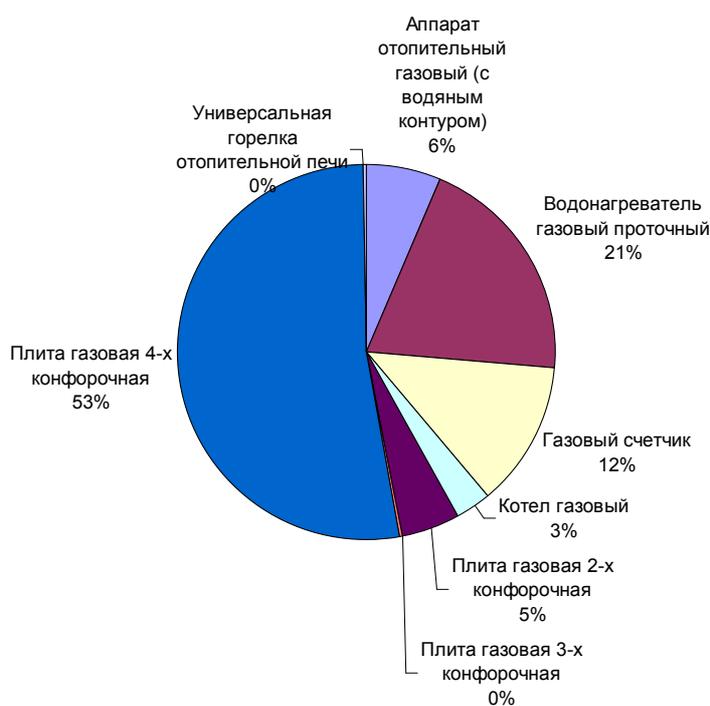


Рис. 1. Распределение внутридомового газового оборудования по основным видам

Основным видом внутридомового газового оборудования являются четырехконфорочные газовые плиты, они составляют 53 % от общего количества оборудования: 21 % – проточные газовые водонагреватели; 12 % – газовые счетчики и 6 % – аппараты газовые отопительные.

Распределение общего количества четырехконфорочных газовых плит по годам ввода в эксплуатацию приведено на рис. 2.

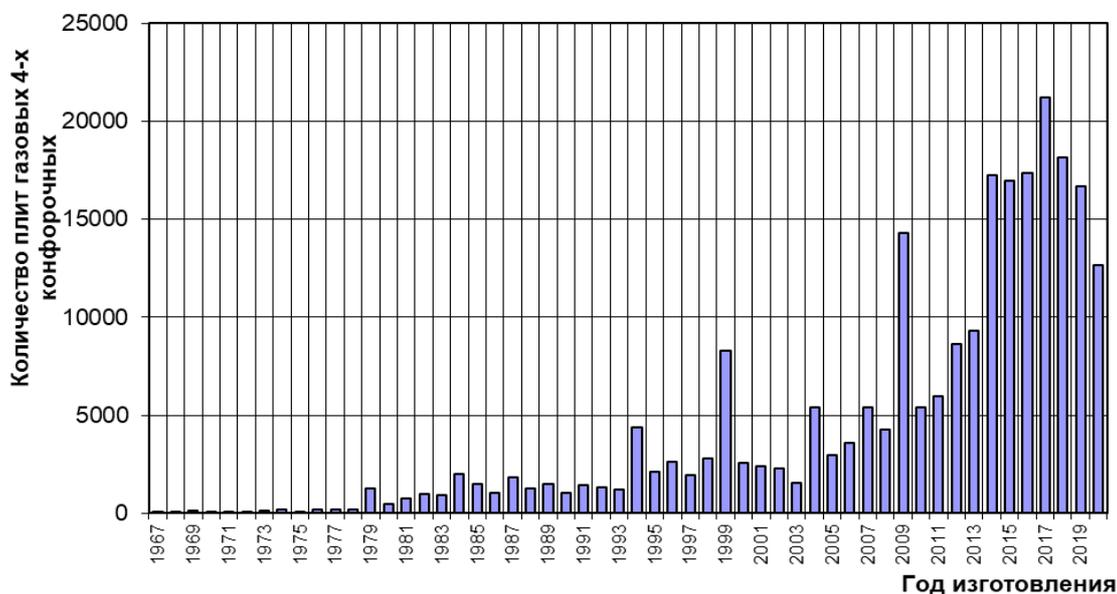


Рис. 2. Распределение общего количества четырехконфорочных газовых плит по годам ввода в эксплуатацию

По продолжительности эксплуатации четырехконфорочные газовые плиты можно разделить на следующие группы: до 10 лет – 61,1 %; от 11 до 20 лет – 20,1 %; от 21 года до 30 лет – 12,1 %; от 31 года до 40 лет – 5,4 %, от 41 года до 50 лет – 1,2 %, старше 50 лет – 0,1 %.

Распределение общего количества проточных газовых водонагревателей по годам ввода в эксплуатацию приведено на рис. 3.

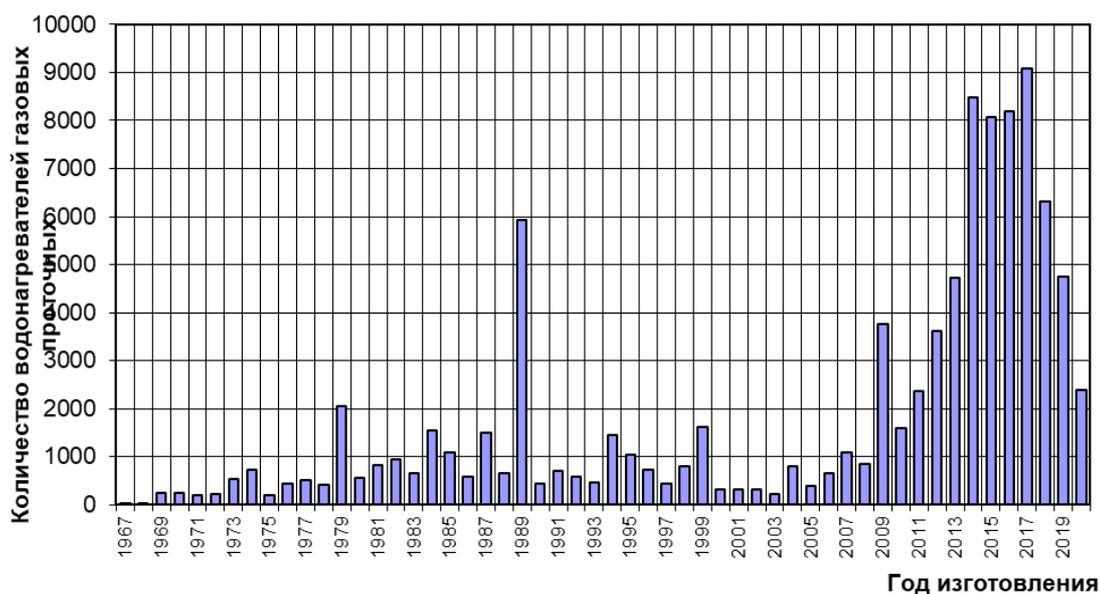


Рис. 3. Распределение общего количества проточных газовых водонагревателей по годам ввода в эксплуатацию

По продолжительности эксплуатации проточные газовые водонагреватели можно разделить на следующие группы: до 10 лет – 60,0 %; от 11 до 20 лет – 10,3 %; от 21 года до 30 лет – 8,4 %; от 31 года до 40 лет – 14,7 %, от 41 года до 50 лет – 6,1 %, старше 50 лет – 0,5 %.

Рост общего количества эксплуатируемых газовых котлов приведен на рис. 4.

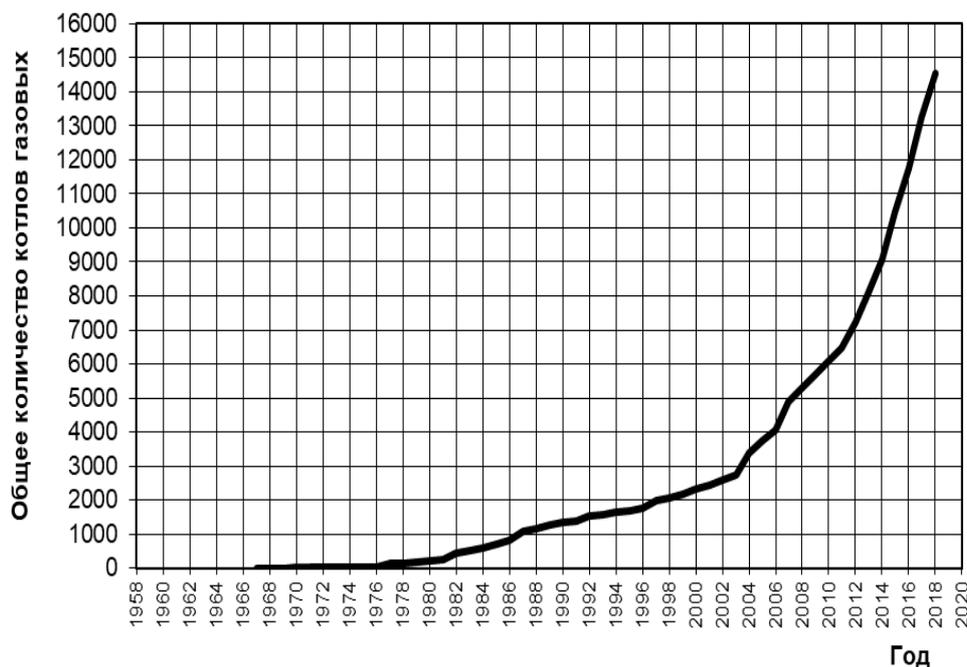


Рис. 4. Рост общего количества эксплуатируемых газовых котлов

По продолжительности эксплуатации газовые котлы можно разделить на следующие группы: до 10 лет – 63,5 %; от 11 до 20 лет – 22,4 %; от 21 года до 30 лет – 6,2 %; от 31 года до 40 лет – 6,8 %, от 41 года до 50 лет – 1,0 %, старше 50 лет – 0,03 %.

Изменение общего количества эксплуатируемого оборудования приведено на рис. 5.

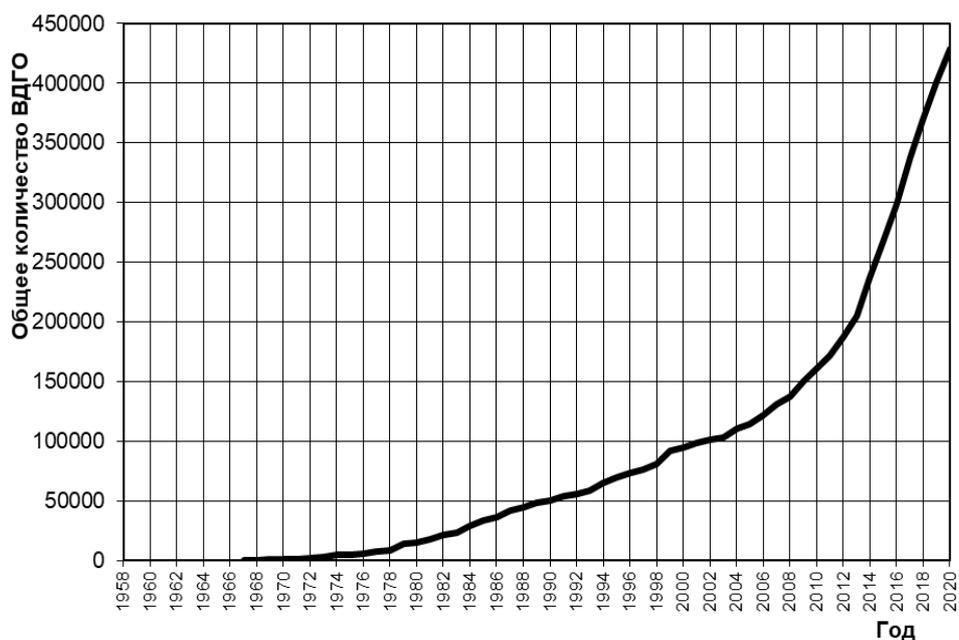


Рис. 5. Рост общего количества эксплуатируемого оборудования

По продолжительности эксплуатации оборудование можно разделить на следующие группы: до 10 лет – 62,6 %; от 11 до 20 лет – 15,2 %; от 21 года до 30 лет – 10,4 %; от 31 года до 40 лет – 8,2 %, от 41 года до 50 лет – 3,3 %, старше 50 лет – 0,2 %.

В последние 10 лет наблюдается рост количества оборудования от 6,4 % до 13,5 % в год. С 2002 года по 2019 год рост общего количества оборудования составил около 170 %, что привело к росту количества ремонтных заявок на оборудование и росту нагрузки на подразделения, обслуживающие оборудование.

Выводы. Выполнен анализ состава внутридомового газового оборудования на примере ОАО «Газпром газораспределение Воронеж». Исследовано распределение общего количества оборудования по срокам эксплуатации.

Наблюдаемый рост количества оборудования привел к увеличению числа ремонтных заявок и росту нагрузки на подразделения, обслуживающие оборудование.

Полученные результаты позволили оценить реальное состояние внутридомового газового оборудования и наметить пути его улучшения. Внедрение полученных результатов в производственную практику дает возможность повысить эффективность работы ремонтных подразделений газораспределительной организации.

Библиографический список

1. **Мелькумов, В. Н.** Математическое моделирование полей концентраций вредных веществ при производстве строительных материалов [Текст] / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 1 (29). – С. 99–107.
2. **Мелькумов, В. Н.** Математическое моделирование полей концентраций вредных веществ при производстве строительных материалов / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 1 (29). – С. 99–107.
3. **Мелькумов, В. Н.** Повышение надежности внутридомового газового оборудования / В. Н. Мелькумов, Г. А. Кузнецова, М. Я. Панов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2012. – № 4 (28). – С. 32–40.
4. **Мелькумов, В. Н.** Моделирование процесса ремонта внутридомового газового оборудования / В. Н. Мелькумов, Г. А. Кузнецова // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 1 (29). – С. 14–23.
5. **Петрикеева, Н. А.** Экологический эффект при полном сгорании топлива в котельных установках [Текст] / Н. А. Петрикеева, С. Н. Кузнецов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 1 (29). – С. 108–113.
6. **Кузнецов, С. Н.** Составление карт влияющих факторов при определении оптимальной трассы автомобильной дороги [Текст] / С. Н. Кузнецов, Г. А. Кузнецова, А. Г. Мкртчян // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2014. – № 4–3 (17). – С. 202–206.
7. **Кузнецова, Г. А.** Продолжительность эксплуатации внутридомового газового оборудования [Текст] / Г. А. Кузнецова // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2016. – № 1 (22). – С. 54–58.
8. **Колосов, А. И.** Управление работой аварийно-восстановительных служб газораспределительной организации / А. И. Колосов, Г. А. Кузнецова, О. А. Гнездилова // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 1 (49). – С. 29–36.
9. **Кузнецов, С. Н.** Управление надежностью газораспределительных сетей / С. Н. Кузнецов, П. А. Головинский, А. В. Черемисин // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2009. – № 1 (13). – С. 36–42.
10. **Кузнецова, Г. А.** Мониторинг надежности распределительных инженерных сетей / Г. А. Кузнецова, И. В. Личковаха, Е. В. Мамонтов // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 2. – С. 14–20.

Для цитирования: **Кузнецов, С. Н.** Внутридомовое газовое оборудование / С. Н. Кузнецов, Г. А. Кузнецова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 39–43.

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 624.014.27

ПЛАВАЮЩИЕ АЛЮМИНИЕВЫЕ ПОНТОНЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

С. Г. Тульская, В. В. Вихарев, А. С. Волох, Е. С. Захарова

Воронежский государственный технический университет

С. Г. Тульская, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: TCdtnkfjf2014@yandex.ru

В. В. Вихарев, бакалавр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@ygasu.vrn.ru

А. С. Волох, бакалавр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@ygasu.vrn.ru

Е. С. Захарова, бакалавр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г Воронеж, тел. : +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@ygasu.vrn.ru

Постановка задачи. В процессе доставки нефтепродуктов до потребителя ведутся многократные перевалки и хранение нефти и нефтепродуктов, что неминуемо ведет к потерям от испарения. При этом уменьшается сырье для нефтехимического синтеза, ухудшается качество нефтепродукта, добывающие, транспортирующие и сбытовые компании несут финансовые потери. В данном случае следует найти наиболее выгодное решение, с помощью которого будет достигнуто уменьшение испарения хранимого продукта в резервуаре.

Результаты. Рассмотрен алюминиевый понтон – простое и эффективное средство сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров, который отличается практической непотопляемостью и экономической эффективностью.

Выводы. В ходе исследования был выявлен наиболее выгодный экономический и технический способ устранения испарения нефти и нефтепродуктов в резервуаре вертикальном стальном с плавающей крышей (РВСПК).

Ключевые слова: резервуар, плавающая крыша, алюминиевый понтон, критерий экономичности.

Введение. Нефть и ее продукты, вырабатываемые в больших количествах, сохраняются в резервуарах или бассейнах, материал и конструкция которых могут быть крайне разнообразны, причем, как и во всяком промышленном сооружении, разнообразие это является результатом сочетания местных экономических условий и технических познаний строителей.

В нашей стране резервуаростроение занимает значительное место. Резервуары широко используются многими отраслями – в нефтяной, химической, газовой, нефтеперерабатывающей промышленности, строительстве, транспорте и сельском хозяйстве, чем и объясняется разнообразие их конструктивных решений [1, 2–8].

В данной статье детально рассмотрен резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (РВСПК), в котором используется не стандартный металлический плавающий понтон, а алюминиевый, рассмотрена его конструкция, очевидные преимущества.

1. Общие понятия. Понтоны для резервуаров РВС – это внутренние плавающие крыши, разработанные для вертикальных резервуаров, используемых в нефтяной и нефтехимической промышленности. Установка понтонов возможна не только в строящихся резервуарах, но и в выведенных в ремонт вертикальных емкостях. Чаще всего понтоны для резервуаров РВС изготавливаются из легких материалов (алюминия, нержавеющей стали или их комбинации).

Понтоны бывают следующих разновидностей [9, 10]:

- понтон однодечной конструкции;
- понтоны двухдечной конструкции из герметичных коробов.
- понтоны на поплавках имеют герметичный настил, покрытие таких понтонов находится над продуктом;
- поплавкового типа из рулонных заготовок;
- поплавкового из сборных алюминиевых элементов;
- многослойный понтон с металлической мембраной, покрытую слоем пенополиуретана не менее 40 мм толщиной с металлической или полиуретановой обшивкой.

Понтон обеспечивает:

- снижение потерь хранящегося в резервуаре нефтепродукта от испарений;
- снижение процессов окисления хранящегося нефтепродукта;
- повышения пожаровзрывобезопасности резервуара;
- снижение загрязнений окружающей среды парами нефтепродукта.

2. Назначение. Алюминиевый понтон предназначен для снижения потерь нефтепродукта от испарения при хранении в вертикальных цилиндрических резервуарах, повышения пожарной безопасности эксплуатации резервуаров, снижения вредного взаимодействия на окружающую среду.

Понтон алюминиевый является простым и наиболее эффективным средством сокращения потерь от испарения из резервуаров и отличается практической непотопляемостью. Сокращая потери от испарения до 98 %, понтон достаточно быстро окупает затраты на его приобретение: на бензиновых резервуарах за 6–8 месяцев, на резервуарах с нефтью за 14–15 месяцев. В дальнейшем понтон будет продолжать давать экономию хранимого продукта не менее 20 лет.

Его эффективность по экспериментальным данным, проведенным на резервуаре объемом 10 000 м³, составляет не менее 98 %.

3. Устройство и принцип работы. Поверхность понтона (настил) собирается из листов алюминия, соединенных с помощью системы балок, которая не только обеспечивает герметичность соединений, но и создает совместно с поплавками необходимую жесткость всей конструкции.

Для опоры на днище резервуара понтон оснащен плавающими опорными стойками, которые в зависимости от требований могут быть постоянной или переменной высоты. Также понтон может быть оснащен вместо опорных стоек стальной стационарной опорой, монтируемой на днище резервуара.

Понтон алюминиевый представляет собой тонкостенный диск (диаметром на 400 мм меньше диаметра резервуара), лежащий на цилиндрических поплавках, плавающих на поверхности продукта. Так как поплавки погружаются в продукт только на 50 % от своего диаметра, то между поверхностью продукта и поверхностью понтона образуется свободное пространство, заполняющееся парами хранимой жидкости.

Понтон представляет собой сборно-разборную алюминиевую конструкцию поплавкового типа максимальной заводской готовности. Конструктивно состоит из сегментированной юбки (1), стоек опор или цепей подвеса (4), съёмных поплавков (5), настила (7), противоположных устройств (11), дыхательных систем (10), устройств заземления (12), системы удаления нефтепродукта с поверхности настила (4) (см. рис.).

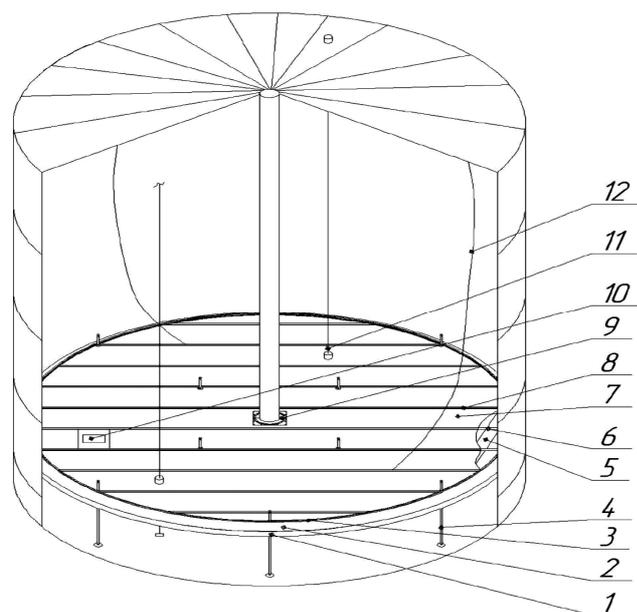


Рис. Общий вид понтона в резервуаре:
 1 – сегментированная юбка; 2 – затвор (с пружинным блоком или без него);
 3 – прижим затвора;
 4 – опорная стойка или цепь подвеса понтона; 5 – поплавков; 6 – несущая балка;
 7 – настил (мембрана); 8 – прижим настила; 9 – тоннель направляющей трубы;
 10 – люк-лаз-клапан; 11 – устройство противоповоротное; 12 – устройство заземления

Необходимое количество поплавков обеспечивают **понтону** заданную плавучесть. Запас плавучести понтона – 100 %. Поплавки обеспечивают поперечную жесткость конструкции, а также служат для передачи нагрузки от собственного веса конструкции на опорные стойки. Поплавки располагаются параллельными рядами в центральной части понтона и по окружности на периферии, причем в каждом ряду поплавки жестко скреплены между собой.

Периферийная юбка образует гидрозатвор, исключая прорыв паров хранимого продукта из-под экрана в газовое пространство резервуара, для чего она погружена в продукт не менее 100 мм. Конструктивно периферийная юбка состоит из элементов, собираемых друг с другом встык на болтах.

Настил представляет собой ленту из алюминиевого сплава. Настил служит для сокращения потерь от испарения хранимого продукта путем герметизации пространства между продуктом и настилом для предотвращения прорыва (попадания) паров хранимой жидкости в газовое пространство резервуара.

Люк перехода предназначен для обеспечения перехода обслуживающего персонала в под и над понтонное пространство, а также автоматического поддержания требуемого давления под понтоном.

С целью удаления конденсата или нефтепродукта с поверхности понтона и минимизации потерь нефтепродукта за счёт испарений предусмотрены интегрированные в каждую стойку устройства слива. Так как стойки не крепятся к мембране, то соответственно и не колеблются вместе с ней при воздействии паров нефтепродукта.

Когда в резервуаре заканчивается продукт, понтон опирается на днище резервуара стойками, которые начинаются на стыке периферийного кольца с рядами поплавков. Благодаря оптимальной высоте стоек обеспечивается возможность размещения в нижней части резервуара патрубков ввода и вывода продуктов, сифона и прочего оборудования, а также возможность проведения регламентных работ.

Зазор, образованный периферийным кольцом и стенкой резервуара, закрывается уплотнением (уплотняющими затворами), обеспечивающим газонепроницаемость.

4. Технические характеристики. Алюминиевые понтоны стойки ко многим продуктам на основе углеводов. В конструкциях понтонов такого типа используются болты из нержавеющей стали или других неискрообразующих материалов, чем достигается прочность и жесткость конструкции. Алюминий подходит для 80 % продуктов нефтяной и нефтехимической промышленности [9, 10].

Для резервуаров объемом от 300 м³ до 50 000 м³ масса понтона будет определяться по формуле

$$m_{\text{п}} = 38 \cdot D + 2,64 \cdot D^2,$$

где D – диаметр резервуара, м.

Конструктивные особенности:

- сборная конструкция на болтовых соединениях, позволяющая производить загрузку сборочных единиц через имеющиеся в резервуаре люки-лазы;
- выполнен из алюминиевых профилей и листопроката;
- затвор (периферийное уплотнение) механического типа - набор по периферии подпружиненных щеток с фартуком, выполненным из лакоткани (стеклоткань, эмульгированная фторопластом).

Особенности затвора:

- пояс обтюрации расположен над уровнем настила на расстоянии (200-250) мм для снижения испарения продукта за счет капиллярного эффекта с случае наличия на стенке резервуара слоя рыхлой ржавчины, а также удобства обслуживания;

- зазор между стенкой резервуара и периферийным кольцом закрывается лентой (фартуком) из лакоткани закрепляемой на периферийном кольце и несущих уголках обтюрирующих сегментов.

Лакоткань для обтюрирующих пластин и фартука представляет стеклотканевую основу, эмульгированную фторопластом-4. Уникальные свойства фторопласта обеспечивают удовлетворительную работу уплотнения практически в любых продуктах, стойкость при пропариваниях резервуара до 250 °С износостойкость, совместимость с продуктом и отличные пожаровзрывобезопасные условия эксплуатации.

Расчетный срок службы понтона – не менее 20 лет. Конструкция понтона ремонтно-пригодна и позволяет замену любых составных частей, поставляемых заводом-изготовителем. Алюминиевая конструкция не имеет определенного срока службы. Срок службы уплотнения оценивается на весь срок службы понтона без замены. Затвор испытан возвратно-поступательными движениями по имитатору стенки резервуара покрытого наждачной тканью. Испытания прекращены после 30000 м наработки без видимого визуального износа.

Выводы. В процессе доставки нефтепродуктов до потребителя ведутся многократные перевалки и хранение нефти и нефтепродуктов, что неминуемо ведет к потерям от испарения. При этом уменьшается сырье для нефтехимического синтеза, ухудшается качество нефтепродукта, добывающие, транспортирующие и сбытовые компании несут финансовые потери.

Величина потерь от «малых» и «больших дыханий» резервуаров зависит от ряда факторов: климатических условий, температурного режима хранилищ, конструкции и оборудования емкостей, наличия или отсутствия улавливающих газосборных обвязок, соотношения размеров и степени заполнения резервуара, свойств хранимого нефтепродукта, допустимого давления в газовом пространстве, количества циклов заполнения-опорожнения (оборачиваемости) и пр.

При этом надо отметить, что испаряются, прежде всего, легкие фракции, а следовательно, понижается октановое число нефтепродукта. Таким образом, сегодня стоит острая

проблема оптимизации резервуарного оборудования для снижения испарений хранимых продуктов. С этой целью применяют плавающие покрытия – алюминиевые понтоны, которые обладают рядом убедительных преимуществ.

Библиографический список

1. **Сафарян, М. К.** Металлические резервуары и газгольдеры. – М. : Недра, 1987. – 200 с.
2. **Тульская, С. Г.** Прием и отпуск нефтепродуктов на нефтебазах при различных видах транспорта / С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина, Е. С. Аралов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2017. – №1 (6). – С. 69–77.
3. **Тульская, С. Г.** Подогрев и вероятная температура нефтепродуктов в резервуарах при хранении / С. Г. Тульская, С. В. Чуйкин, С. А. Петров // Молодой ученый. – 2016. – № 21 (125). – С. 226–228.
4. **Тульская, С. Г.** Новый тип нефтяных залежей / С. Г. Тульская, Г. А. Кузнецова, Д. А. Добровольский, А. Р. Головня // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 3 (20). – С. 38–42.
5. **Курицын, Б. Н.** Резервуарные установки на базе подземных вертикальных резервуаров с естественной регазификацией / Б. Н. Курицын, О. Н. Медведева, Н. Н. Осипова // Строительство – 2000. – Ростов на Дону, 2000. – С. 37–38.
6. **Мартыненко, Г. Н.** Моделирование утечек газа из подземных газопроводов при авариях / Г. Н. Мартыненко, О. С. Поддубная // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 1. – С. 43–45.
7. **Мартыненко, Г. Н.** Анализ роли газовой отрасли в энергетике и экономике страны / Г. Н. Мартыненко, О. С. Поддубная, С. Н. Гнатюк // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 1. – С. 46–49.
8. **Кузнецов, С. Н.** Распределение концентраций природного газа в диагностической скважине / С. Н. Кузнецов, Г. А. Кузнецова, Е. А. Губанова, В. А. Мурашкин, Д. В. Сазонов, А. А. Ольховский // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2 (15). – С. 31–34.
9. **Крец, В. Г.** Основы нефтегазового дела [Электронный ресурс]: учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. – Томск : Томский политехнический университет, 2016. – 200 с.
10. **Воробьева, Л. В.** Основы нефтегазового дела [Электронный ресурс] : Учебное пособие / Л. В. Воробьева. – Томск : Томский политехнический университет, 2017. – 202 с.

Для цитирования: **Тульская, С. Г.** Плавающие алюминиевые понтоны при эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов / С. Г. Тульская, В. В. Вихарев, А. С. Волох, Е. С. Захарова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 4 (21). – С. 44–48.

ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

Уважаемые авторы, пожалуйста, строго следуйте правилам написания и оформления статей для опубликования в журнале «Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации».

1. Изложение материала должно быть ясным, логически выстроенным. Обязательными структурными элементами статьи являются *Введение* (~0,5 страницы) и *Выводы* (~0,5 страницы), другие логические элементы (пункты и, возможно, подпункты), которые следует выделять в качестве заголовков.

1.1. *Введение* предполагает:

- обоснование актуальности исследования;
- анализ последних публикаций, в которых начато решение исследуемой в статье задачи (проблемы) и на которые опирается автор в своей работе;
- выделение ранее не решенных частей общей задачи (проблемы);
- формулирование цели исследования (постановка задачи).

1.2. Основной текст статьи необходимо структурировать, выделив логические элементы заголовками (например, «Анализ характера разрушения опытных образцов...», «Расчет прочности тела фундамента»). В основном тексте рекомендуется выделение не менее двух пунктов (разделов).

1.3. Завершить изложение необходимо *Выводами*, в которых следует указать, в чем заключается научная новизна изложенных в статье результатов исследования («Впервые определено/рассчитано...», «Нами установлено...», «Полученные нами результаты подтвердили/опровергли...»).

2. Особое внимание следует уделить аннотации: она должна в сжатой форме отражать содержание статьи. Логически аннотация, как и сам текст статьи, делится на три части - *Постановка задачи* (или *Состояние проблемы*), *Результаты* и *Выводы*, которые также выделяются заголовками. Каждая из этих частей в краткой форме передает содержание соответствующих частей текста - введения, основного текста и выводов.

Требуемый объем аннотации – 7÷10 строк, набранных шрифтом высотой 10 пт.

3. Статьи представляются в электронном и отпечатанном виде, печатный экземпляр должен быть подписан всеми авторами.

4. Обязательно указание мест работы всех авторов, их должностей, контактной информации (сведения об авторах приводятся в начале статьи и набираются шрифтом высотой 10 пт.).

5. Объем статьи должен составлять не менее 5 и не более 10 страниц формата А 4. Поля слева и справа – по 2 см, снизу и сверху – по 2,5 см.

6. Обязательным элементом статьи является индекс УДК.

7. Сведения об авторах, аннотация, ключевые слова и библиографический список приводятся на русском и на английском языках.

8. Для основного текста используйте шрифт Times New Roman высотой 12 пунктов с одинарным интервалом. Не используйте какой-либо другой шрифт. Для обеспечения однородности стиля не используйте курсив, а также не подчеркивайте текст. Отступ первой строки абзаца – 1 см.

9. Графики, рисунки и фотографии монтируются в тексте после первого упоминания о них. Название иллюстраций (10 пт., обычный) дается под ними после слова Рис. с порядковым номером (10 пт., полужирный). Если рисунок в тексте один, номер не ставится. Все рисунки и фотографии желателен представлять в цветном варианте; они должны иметь хороший контраст и разрешение не менее 300 dpi. Избегайте тонких линий в графиках (толщина линий должна быть не менее 0,2 мм). Рисунки в виде ксерокопий из книг и журналов, а также плохо отсканированные не принимаются.

10. Слово «Таблица» с порядковым номером размещается по правому краю. На следующей строке приводится название таблицы (выравнивание по центру без отступа) без точки в конце. Единственная в статье таблица не нумеруется.

11. Используемые в работе термины, единицы измерения и условные обозначения должны быть общепринятыми. Все употребляемые автором обозначения и аббревиатуры должны быть определены при их первом появлении в тексте.

12. Все латинские обозначения набираются курсивом, названия функций (\sin , \cos , \exp) и греческие буквы - обычным (прямым) шрифтом. Все формулы должны быть набраны в редакторе формул MathType. Пояснения к формулам (экспликация) должны быть набраны в подбор (без использования красной строки).

13. Ссылки на литературные источники в тексте заключаются в квадратные скобки [1]. Библиографический список приводится после текста статьи на русском языке в соответствии с требованиями ГОСТ 7.1-2003. Список источников приводится в алфавитном порядке или по порядку их упоминания в тексте.

14. Редакция обеспечивает рецензирование статей. Статья рецензируется не более двух раз, после повторной отрицательной рецензии статья отклоняется.

15. Для публикации статьи необходимо заполнить и выслать на адрес редакции сопроводительное письмо (шаблон письма размещен на сайте журнала <http://journal-gik.wmsite.ru>).

16. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописи.

17. Редакция поддерживает связь с авторами преимущественно через электронную почту - будьте внимательны, указывая адрес для переписки.

18. Представляя рукопись в редакцию, автор гарантирует, что:

- он не публиковал и не будет публиковать статью в объеме более 50 % в других печатных и (или) электронных изданиях, кроме публикации статьи в виде препринта;

- статья содержит все предусмотренные действующим законодательством об авторском праве ссылки на цитируемых авторов и издания, а также используемые в статье результаты и факты, полученные другими авторами или организациями;

- статья не включает материалы, не подлежащие опубликованию в открытой печати, в соответствии с действующими нормативными актами.

Автор согласен с тем, что редакция журнала имеет право:

- предоставлять материалы научных статей в российские и зарубежные организации, обеспечивающие индексы научного цитирования;

- производить сокращения и редакционные изменения текста рукописи;

- допечатывать тираж журнала со статьей автора, размещать в СМИ предварительную и рекламную информацию о предстоящей публикации статьи и вышедших в свет журналах.

19. Рукописи статей авторам не возвращаются (даже в случае отказа в публикации) и вознаграждение (гонорар) за опубликованные статьи не выплачивается.