

**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Выпуск № 2(19) 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

№ 2(19)

Июнь, 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 30.06.2020. Усл. печ. л. 6.97. Формат 60×84/8. Тираж 500 экз. Заказ № 375

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>Чуйкина А. А., Кумаков Р. А., Киселев И. С., Манаева Ю. Н.</i>	
Моделирование падения температуры теплоносителя централизованной системы теплоснабжения.....	6
<i>Шафеев Д. Ю., Мартыненко Г. Н., Китаев Д. Н., Голясикова О. Е.</i>	
Экономичный способ ремонта (замены) трубопроводов тепловых сетей в условиях плотной городской застройки.....	11
<i>Покусаева К. О., Петрикеева Н. А., Чудинов Д. М., Корниенко Д. Н.</i>	
Расчет некоторых аэродинамических параметров для г. Воронеж.....	17
<i>Панов М. Я., Плаксина Е. В., Сорокина Д. Д., Давыдова В. К.</i>	
Численное моделирование температурного поля вокруг трубопроводов тепловой сети.....	25
<i>Викулина М. С., Жерлицина А. С., Мартыненко Г. Н., Толоконникова С. В.</i>	
Оптимальные методы применения восстановления стальных трубопроводов.....	33
СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ.....	39
<i>Исанова А. В., Долгих А. А., Петров С. А., Задвицкий Р. А.</i>	
Использование композитных материалов в нефтегазовой отрасли.....	39
<i>Тулская С. Г., Складов К. А., Ермаков Н. О., Сарычев М. А.</i>	
Комплексная защита резервуаров от коррозии в нефтяной и газовой отрасли.....	45
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	50
<i>Николайчик А. В., Муравлева Л. Г., Харин С. О., Никитина А. А.</i>	
Влияние применения пункта секционирования и учета электроэнергии в электрических сетях 10кв на экономическую эффективность энергосистемы.....	50
ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ.....	59

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ

УДК 697.33:697.34

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАДЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А. А. Чуйкина, Р. А. Кумаков, И. С. Киселев, Ю. Н. Манаева

Воронежский государственный технический университет

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

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

Р. А. Кумаков, старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

И. С. Киселев, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

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

Ю. Н. Манаева, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Одним из основополагающих факторов при проектировании систем теплоснабжения, является эффективность работы системы, которая во многом зависит от величины фактического значения температуры подающего теплоносителя у потребителя. В связи с этим, актуальным является вопрос моделирования падения температуры теплоносителя в централизованных системах теплоснабжения. В качестве объекта исследования рассматривается однетрубная система с бесканальной прокладкой трубопроводов.

Результаты и выводы. Получена математическая зависимость, позволяющая осуществить моделирование падения температуры теплоносителя в однетрубной бесканальной централизованной системе теплоснабжения. Зависимость базируется на устоявшихся математических и инженерных методах расчета систем теплоснабжения, и учитывает конструкцию трубопровода, физические свойства теплоизоляционного материала и свойства окружающей трубопровод среды. Данная зависимость позволяет оценивать возможное падение температуры теплоносителя при ограниченном количестве исходных данных за счет применения нормативных укрупненных параметров тепловой сети.

Ключевые слова: температура теплоносителя, тепловые сети, падение температуры, централизованное теплоснабжение.

Введение. При проектировании систем теплоснабжения современных городов необходимо учитывать множество факторов, оказывающих влияние на их развитие. Так, например, в работе [1] указывается, что при проектировании тепловых сетей часто приходится решать задачу, связанную с целесообразностью подключения потребителя системе. Ошибочное решение, в данном случае, может привести к росту строительных и эксплуатационных затрат, а следовательно снижению общей прибыли. Подобные задачи частично затрагивались в работах [2–7]. В настоящее время системы теплоснабжения принято подразделять на централизованные, автономные и местные. Выбор конкретного типа системы зависит от величины и пространственной структуры населенного пункта, плотности энергетических нагрузок, раз

мещения абонентных потребителей и источников энергии, уровня социальных и санитарно-гигиенических требований, стоимости земель занимаемых под строительство и других факторов определяемых при анализе конкретных условий.

Одним из основополагающих факторов при проектировании рассматриваемых систем, является эффективность работы системы, которая во многом зависит от величины фактического значения температуры теплоносителя у потребителя. В связи с этим актуальным является вопрос моделирования падения температуры теплоносителя в централизованных системах теплоснабжения. Данная величина зависит от многих факторов, это и протяженность тепловой сети, и температурный напор от теплоносителя к окружающей среде, и тип прокладки трубопроводов, тип тепловой изоляции и т.д. Рассмотрим данную задачу на примере наиболее распространенного в последнее время бесканального способа прокладки. В данном случае простейшим является случай однотрубной системы (рис 1).

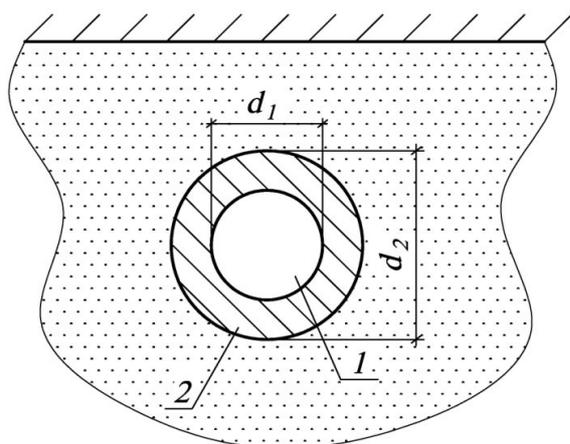


Рис. 1. Схема однотрубной тепловой сети при бесканальной прокладке: 1 – трубопровод; 2 – изоляция; d_1 – диаметр трубы; d_2 – диаметр изолированной трубы

1. Постановка задачи и граничные условия. Существующие методики определения температуры в любой точке водяной тепловой сети подробно изложены в источниках [2, 3, 4, 5]. При этом считается, что потери теплоты по всей длине участка не изменяются. Согласно данным положением, может быть записано уравнение теплового баланса при транспортировании теплоты [2, 3, 4, 5]

$$G \cdot c(T_1 - T_2) = q \cdot l \cdot (1 + \beta), \quad (1)$$

где G – расход теплоносителя на рассматриваемом участке, кг/ч; c – теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг·°С); T_1 и T_2 – температуры теплоносителя в начале и конце рассматриваемого участка, °С; q – удельные тепловые потери в трубопроводе, Вт/м; l – длина участка, м; β – поправочный коэффициент, учитывающий потери теплоты в местных сопротивлениях и определяемый по соотношению $\beta = l_3/l$ ($l_3 = a/l$ – эквивалентная длина, м, где a – коэффициент, учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давления на трение [приводится в справочной литературе]).

Из уравнения (1) видно, что температура теплоносителя в искомой точке может быть найдена по формуле

$$T_2 = T_1 - \frac{q \cdot l \cdot (1 + \beta)}{G \cdot c}. \quad (2)$$

Основная проблема при решении уравнения (2) заключается в определении удельные тепловые потери в трубопроводе. Определить эту величину можно из уравнения теплопередачи многослойной цилиндрической стенки (к которой является изолированная труба)

$$q = k \cdot \pi \cdot (T_{ж1} - T_{ж2}), \quad (3)$$

где k – коэффициент теплопередачи через изолированный трубопровод, Вт/(м·°С); $T_{ж1}$ и $T_{ж2}$ – соответственно температуры греющей и нагреваемой среды, °С.

Совместное решение уравнений (2) и (3) позволит определить температуру в произвольной точке тепловой сети. Однако, для рассматриваемого случая бесканальной однотрубной системы теплоснабжения необходимо ввести ряд ограничений:

- температура греющей жидкости $T_{ж1}$ принимается равной температуре теплоносителя в начальной точке трубопровода T_1 ;
- температура нагреваемой жидкости $T_{ж2}$ принимается равной температуре грунта, $T_{гр}$;
- в связи с незначительной толщиной стенки и возможным отсутствием конструктивного расчета сети на начальном этапе проектирования внутренний $d_{в.мп}$ и наружный $d_{н.мп}$ диаметр неизолированной трубы, а так же внутренний диаметр изоляции $d_{в.уз}$ равны, и определяются по формуле

$$d_{в.мп} = d_{н.мп} = d_{в.уз} = A^e_d \cdot G / R_l, \quad (4)$$

где R_l – удельное линейное падение давления, кг/(м²·м); A^e_d – коэффициент, отнесенный к диаметру трубопровода, зависящий от шероховатости трубы при теплоносителе – вода.

- температура внутренней $T_{в.мп}$ и наружной $T_{н.мп}$ поверхности неизолированного трубопровода, вследствие высокого коэффициента теплопроводности и малой толщины стенки одинакова.

2. Разработка модели падения температуры теплоносителя. При совместном решении уравнений (2), (3) и (4) с учетом упомянутых ограничений наиболее трудоемким является определение коэффициент теплопередачи k . Поскольку исследуемый объект представляет собой многослойную цилиндрическую поверхность коэффициент теплопередачи можно определить по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{n+1}}}, \quad (5)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности трубы, Вт/(м²·°С); α_2 – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности изоляции, Вт/(м²·°С); λ_i – коэффициент теплопроводности материала слоев конструкции, Вт/(м·°С); d_1 – внутренний диаметр конструкции, м; d_{n+1} – наружный диаметр конструкции, м.

Поскольку влияние процесса теплоотдачи слоя стальной трубы на общую величину коэффициента теплопередачи конструкции очень мало, первый член знаменателя уравнения (5) при практических расчетах можно не учитывать. С учетом этого k для рассматриваемого случая можно определить по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{2\pi\lambda_{уз}} \ln \frac{d_{н.уз}}{d_{в.уз}} + \frac{1}{2\pi\lambda_{гп}} \ln \frac{4h_{эк}}{d_{н.уз}}}, \quad (6)$$

где $\lambda_{уз}$ – коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м·°С); $d_{в.уз}$ – внутренний диаметр изоляции, м; $d_{н.уз}$ – наружный диаметр изоляции, м; $\lambda_{гп}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·°С); $h_{эк}$ – эквивалентная глубина заложения, м ($h_{эк} = h + \lambda_{гп}/\alpha$, где α – коэффициент теплоотдачи от поверхности земли к воздуху Вт/(м²·°С); h – глубина заложения трубопровода, м) [2–5].

Определить наружный диаметр изоляции можно по формуле

$$d_{из} = 2 \cdot \delta_{из} + d_{н.мп}, \quad (7)$$

где $\delta_{из}$ – толщина изоляции трубопровода, м, может быть определен по формуле [СП 41-103-2000]

$$\delta_{из} = d_{н.мп} \cdot \frac{e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из} \cdot \left(\frac{K \cdot (T_1 - T_{гп})}{q_n} - R_n^L \right) - 1}}{2}, \quad (8)$$

где K – коэффициент дополнительных потерь; R_n^L – линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной изоляции, (м·°C)/Вт. Данные величины, а так же нормативная величина тепловых потерь q_n определяются по [СП 41-103-2000]; $\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м·°C); $d_{н.мп}$ – наружный диаметр неизолированной трубы, м; T_1 – температура теплоносителя в начале рассматриваемого участка, °C; $T_{гп}$ – температура грунта, °C.

Окончательно, уравнение для определения температуры теплоносителя в произвольной точке тепловой сети может быть записано в виде

$$T_2 = T_1 - \frac{\frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \ln \frac{d_{н.из}}{d_{в.из}} + \frac{1}{2\pi\lambda_{гп}} \ln \frac{4h_{эк}}{d_{н.из}}}{G \cdot c} \cdot (T_1 - T_{гп}) \cdot l \cdot (1 + \beta). \quad (9)$$

Как видно из представленного выше алгоритма, рассмотренный процесс падения температуры теплоносителя в системе теплоснабжения напрямую связан с тепловыми потерями, которые в свою очередь могут быть найдены различными способами, кардинально отличающимися между собой. Так, в рассмотренной методике был принят принцип нормированных потерь, которые определяются по справочной и нормативной литературе. В данном случае требуется наличие законченного конструктивного расчета тепловой сети. Так же, потери могут быть найдены по укрупненным показателям, данный способ удобен при отсутствии конструктивного расчета или его неполноты. Тогда тепловые потери q согласно работам [5, 6, 8] в значительной степени зависят от материальной характеристики, то есть при равных условиях эксплуатации и одинаковых климатических параметрах зависят от поверхности теплообмена, и могут определяться по формуле

$$q_{m.n} = q \cdot M_{yc}, \quad (10)$$

где q – удельные годовые тепловые потери, отнесенные к 1 м² условной материальной характеристики теплосети, Гкал/(год·м²); M_{yc} – условная материальная характеристика теплосети, рассчитанная по наружной поверхности изоляции, м², определяемая по формуле

$$M_{yc} = M + 0,15 \sum l_i, \quad (11)$$

где l_i – длина рассматриваемого участка, м; M – материальная характеристика тепловой сети, м².

Рассмотренный случай однострубно бесканальной тепловой сети является простейшим, но он, в настоящее время практически не применяется, поскольку характерен для открытых систем теплоснабжения. Как правило, применяются двухтрубные системы, с подающим и обратным трубопроводами (рис. 2).

В таких случаях, температурное поле приобретает иной характер, а, следовательно, зависимости, определяющие тепловые потери и падение температуры меняются. Это связано с

тем, что тепловые потоки от двух трубопроводов различны и накладываются друг на друга [9], кроме того, диаметры подающего и обратного трубопроводов могут не совпадать, так же влияние оказывает расстояние между трубопроводами и т.д. Все эти факторы в значительной степени усложняют решение рассматриваемой задачи для двухтрубных систем, однако, в связи со значительным распространением данных систем, она является интересной для дальнейшего изучения.

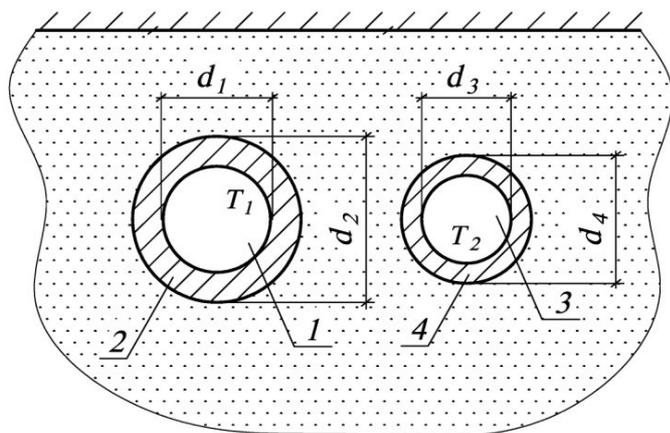


Рис. 2. Схема двухтрубной тепловой сети при бесканальной прокладке: 1 – подающий трубопровод; 2 – изоляция подающего трубопровода; 3 – обратный трубопровод; 4 – изоляция обратного трубопровода; T_1 – температуры теплоносителя в подающем трубопроводе; T_2 – температуры теплоносителя в обратном трубопроводе

Вывод. Основным результатом данной статьи является полученная математическая зависимость позволяющая смоделировать падение температуры теплоносителя в однотрубной бесканальной централизованной системе теплоснабжения. Данная зависимость базируется на устоявшихся математических и инженерных методах расчета систем теплоснабжения, и учитывает конструкцию трубопровода, физические свойства теплоизоляционного материала и свойства окружающей трубопровод среды. Данная зависимость позволяет оценивать возможное падение температуры теплоносителя при ограниченном количестве исходных данных за счет применения нормативных укрупненных параметров тепловой сети.

Библиографический список

1. Melkumov, V. N. Modelling of structure of engineering networks in territorial planning of the city / V. N. Melkumov, 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.
2. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети учебник для вузов. 5-е изд. – М. : Энергоиздат, 1982. – 360 с.
3. Копко, В. М. Теплоснабжение / В.М. Копко [и др.]. – М.: Высшая школа, 1985. – 139 с.
4. Козин, В. Е. Теплоснабжение: Учебное пособие для студентов вузов. – М. : Высш. школа, 1980. – 408 с.
5. Ионин, А. А. Теплоснабжение. Учебник для вузов / А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братенков, Е. Н. Терлецкая. - М: Стройиздат, 1982. – 336 с.
6. Лобода, А. В. Проектирование трасс систем теплоснабжения на основе системного анализа / А. В. Лобода, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 3(55). – С. 11–20.
7. Melkumov, V. N. Criteria of optimality and condition of the comparison of design solutions of systems of heat supply / V. N. Melkumov, K. A. Sklyarov, S. G. Tulskaaya, A. A. Chuikina // Russian Journal of Building Construction and Architecture. – 2018. – № 1 (37). – С. 18–28.
8. Чуйкина, А. А. Планирование оптимальной трассы системы теплоснабжения при равномерном распределении тепловой нагрузки / А. А. Чуйкина, Е. В. Плаксина, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2(15). – С. 50–57.
9. Половников, В. Ю. Численный анализ влияния нестационарности процессов теплопереноса в зонах размещения подземных теплопроводов на их тепловые режимы и тепловые потери / В. Ю. Половников // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – № 10. – С.76–84.

Для цитирования: Чуйкина, А. А. Моделирование падения температуры теплоносителя централизованной системы теплоснабжения / А. А. Чуйкина, Р. А. Кумаков, И. С. Киселев, Ю. Н. Манаева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 6–10.

УДК 697.34

ЭКОНОМИЧНЫЙ СПОСОБ РЕМОНТА (ЗАМЕНЫ) ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ ПЛОТНОЙ ГОРОДСКОЙ ЗАСТРОЙКИ

Д. Ю. Шафеев, Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев, О. Е. Голясикова

Воронежский государственный технический университет

Д. Ю. Шафеев, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (960) 108-92-13, e-mail: dshafeev@yandex.ru

Г. Н. Мартыненко, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (900)304-62-51, e-mail: glen2009@mail.ru

Д. Н. Китаев, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (960)100-88-01, e-mail: dim.kit@rambler.ru

О. Е. Голясикова, старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Теплоноситель в виде горячей воды, в том числе и перегретой, подаётся от котельной или ТЭЦ потребителям по тепловым сетям. В настоящее время наиболее широко применяется прокладка трубопроводов тепловых сетей в непроходных каналах (более 80 %). В процессе эксплуатации тепловых сетей в непроходные каналы попадает вода: при таянии снега, дождя, при этом, отсутствие вентиляции приводит к высокой влажности воздуха. Следовательно, тепловые сети подвергаются внешней коррозии и разрушению, необходимо периодически ремонтировать. Ремонт тепловых сетей заключается в полной замене стальных трубопроводов и полной или частичной замене запорно-регулирующей арматуры.

Результаты и выводы. Выявлено, что в условиях плотной городской застройки, и особенно при необходимости прокладки тепловой сети перпендикулярно к проезжей части улицы или проезда, трубопроводы целесообразно прокладывать в бетонных гильзах. При этом длина гильзы должна быть несколько больше ширины проезжей части улицы. Это позволит не только удалить из гильзы стальные трубопроводы отслужившие свой срок, но и вместо них разместить новые трубопроводы с тепловой изоляцией, не нарушая при этом твердого покрытия проезжей части и, следовательно, не прекращая движения городского транспорта. Таким образом, налицо значительная экономия денежных средств и сроков выполнения работ по замене трубопроводов тепловой сети.

Ключевые слова: тепловые сети, железобетонные гильзы, непроходные каналы для тепловых сетей, ремонт тепловых сетей.

Введение. Тепловые сети являются важной составляющей городской инфраструктуры [1, 2, 5, 6]. От их надежного и бесперебойного функционирования зависит жизнеспособность городских и сельскохозяйственных предприятий, снабжение теплотой жилых и общественных зданий. На стальные трубопроводы тепловых сетей в условиях городской среды большое влияние оказывает внутренняя и особенно внешняя коррозия. Для плановой и быстрой замены трубопроводов тепловых сетей, прокладываемых в стесненных условиях городской застройки, целесообразно прокладку стальных трубопроводов на некоторых участках осуществлять в гильзах [3, 4, 7]. Такая прокладка позволяет осуществить замену стальных трубопроводов в сжатые сроки, с минимальным расходом денежных средств, без нарушения твердого покрытия проезжей части улицы, и без прекращения движения транспорта на данном участке дорожной сети.

1. Надёжность системы теплоснабжения. Надёжность системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) – это способность системы отдавать потребителям теплоноситель в требуемых количествах с соблюдением заданных параметров. Надёжность характеризуется такими свойствами как долговечность и безотказность, т.е. это сохранение работоспособно-

сти в течение расчётного периода времени. Другими словами – долговечность определяет срок между капитальными ремонтами. При отказе некоторых элементов СЦТ их восстанавливают (ремонтируют), а при невозможности восстановления – заменяют новыми.

Современные СЦТ – это системы длительного действия, а срок их службы тесно связан со сроком эксплуатации жилых, общественных и промышленных зданий, которые эти системы обслуживают. Поэтому именно долговечность определяет сроки между капитальными ремонтами системы теплоснабжения [1].

СЦТ – это сложная техническая система, которая требует непрерывного обслуживания и ремонта (текущего и капитального) в течение всего срока эксплуатации. СЦТ характеризуется ремонтпригодностью, т.е. неисправности (отказы) отдельных элементов необходимо предупреждать, обнаруживать и устранять путем проведения технического обслуживания и всех видов ремонтов. Основным показателем ремонтпригодности СЦТ является время восстановления отказавшего элемента. А время восстановления зависит от места размещения теплопроводов, их диаметра и способа прокладки. Известны два пути создания надёжных СЦТ. Первый – повышение качества элементов, из которых монтируется система теплоснабжения. Второй – резервирование элементов СЦТ. Для повышения надёжности чаще используют первый путь, который реализуют при проектировании, строительстве и ремонте тепловой сети [1].

2. Восстановление (замена) системы централизованного теплоснабжения. Рассмотрим последовательность восстановления (замены) подающего и обратного трубопроводов, проложенных в непроходном канале тепловой сети. Непроходной канал 7 расположен на улице с оживленным движением городского транспорта и проложен под прямым углом к проезжей части 1 (рис.1).

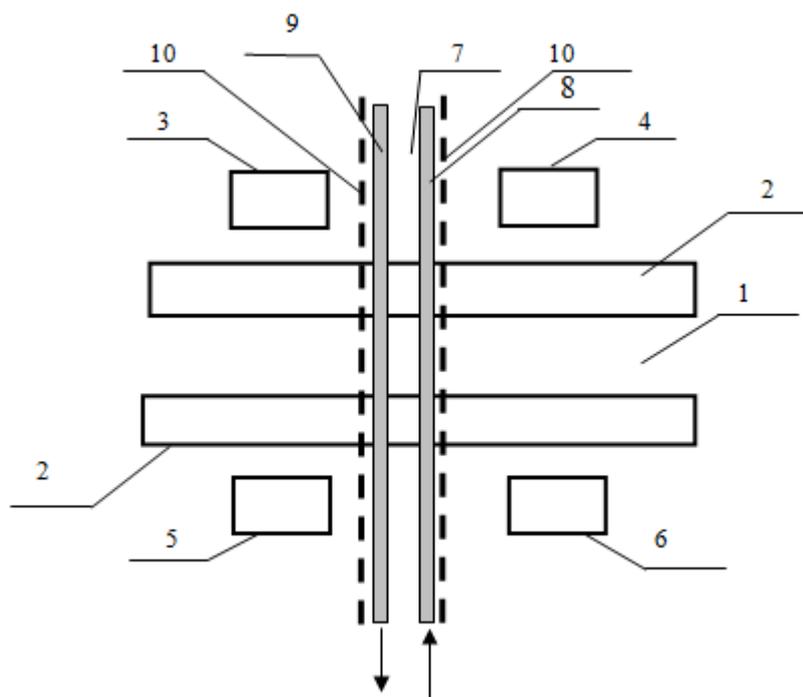


Рис. 1. Схема расположения тепловой сети с прокладкой трубопроводов в непроходном канале: 1 – проезжая часть улицы; 2 – тротуар; 3, 4, 5, 6 – жилые дома; 7 – непроходной канал тепловой сети; 8 – подающая магистраль тепловой сети; 9 – обратная магистраль тепловой сети, 10 – стенка непроходного канала тепловой сети

Возможны два варианта выполнения ремонтных работ по замене трубопроводов 8 и 9:

- а) движение городского транспорта полностью прекращено на этом участке улицы;
- б) проезжая часть улицы перекрыта на 50 %, т.е. движение осуществляется только по одной полосе в одну или в две стороны.

Рассмотрим первый вариант подробнее. Работы выполняются в следующей последовательности:

1) вскрытие асфальтового покрытия, механическая и ручная выемка грунта, погрузка грунта на автомобиль и транспортирование на значительное расстояние для постоянного или временного хранения;

2) демонтаж автомобильным краном железобетонных плит перекрытия или лотковых элементов и складирование их на бровке траншеи (при наличии места) или транспортирование автомобильным транспортом на специальную площадку для временного хранения;

3) снятие гидроизоляции, теплоизоляции и вывоз на специальную стоянку;

4) разрезка трубопроводов тепловой сети на части, погрузка краном на автомобиль и вывоз на переработку;

5) укладка новых трубопроводов в непроходной канал, установка временных заглушек на торцах трубопроводов и проведение гидравлических испытаний, оформление и подписание акта освидетельствования скрытых работ [4];

6) нанесение на трубопроводы противокоррозионного покрытия, тепловой и гидроизоляции;

7) укладка плит перекрытий или лотковых элементов и проведение требуемых строительных работ, например, заделки щелей цементным раствором, обмазка битумом и т.д;

8) засыпка траншеи речным песком с трамбовкой и восстановление асфальтового покрытия.

Если замена трубопроводов тепловой сети выполняется по второму варианту, то последовательность выполнения работ остаётся такой же, но работы выполняются сначала для одной полосы дорожного движения, а затем для другой. В этом случае время ремонта увеличивается приблизительно в два раза.

Изложенное позволяет сделать вывод, что для замены подающего и обратного трубопроводов, проложенных в непроходных каналах, которые расположены перпендикулярно проезжей части улицы, необходимо выполнить большой объём общестроительных работ, кроме того, необходимо организовать (перераспределить) движение городского транспорта, что создаёт большие неудобства для жителей.

На рис. 2 показан вариант прокладки тепловой сети в гильзах, т.е. подающий трубопровод 9 проложен в гильзе 7, а обратный трубопровод – 10 в гильзе 8. Гильза – это, как правило, железобетонная труба, внутренний диаметр которой больше наружного диаметра стального трубопровода, покрытого тепловой изоляцией. Обе гильзы сохраняются с непроходным каналом в плоскостях 1 и 2, т.е. в том месте, где отсутствует движение транспорта и пешеходов.

Ремонт тепловой сети (замену трубопроводов) в этом случае целесообразно проводить в такой последовательности. Во-первых, следует удалить грунт из непроходных каналов и удалить плиты перекрытия указанных каналов. Затем удалить гидро- и теплоизоляцию с трубопроводов и в плоскостях № 1 и № 2 отсоединить (отрезать) трубы, проложенные в гильзе, от труб, проложенных в непроходных каналах.

После этого следует удалить трубопроводы 9 и 10 из гильз (соответственно) 7 и 8. Удаление подающего и обратного трубопроводов из железобетонных гильз 7 и 8 можно осуществить с помощью ручной или электрической лебедки – в зависимости от диаметра трубопровода и его длины, т.е. от массы перемещаемой трубы.

Удаление подающего и обратного и трубопроводов из железобетонных гильз 7 и 8 (рис. 2) с помощью ручной или электрической лебедки, в зависимости от диаметра трубопровода и его длины. Вместо лебедки может использоваться другой механизм. Для удаления (вытягивания) трубы из гильзы трос от лебедки присоединяют к торцу, например, подающего трубопровода, и вращают барабан лебедки. Трос наматывается на барабан лебедки и тянет за собой трубопровод. Вытянув из гильзы часть стального трубопровода (обычно от 4 до 6 метров) его отрезают (отделяют), а трос отсоединяют от торца трубопровода. Отрезанный участок трубопровода удаляют, укладывают на бровку непроходного канала, а затем отвозят на

площадку для складирования. Указанную операцию продолжают до тех пор, пока весь трубопровод не будет извлечен из гильзы. Удаление обратного трубопровода 10 из гильзы 8 осуществляется аналогичным образом.

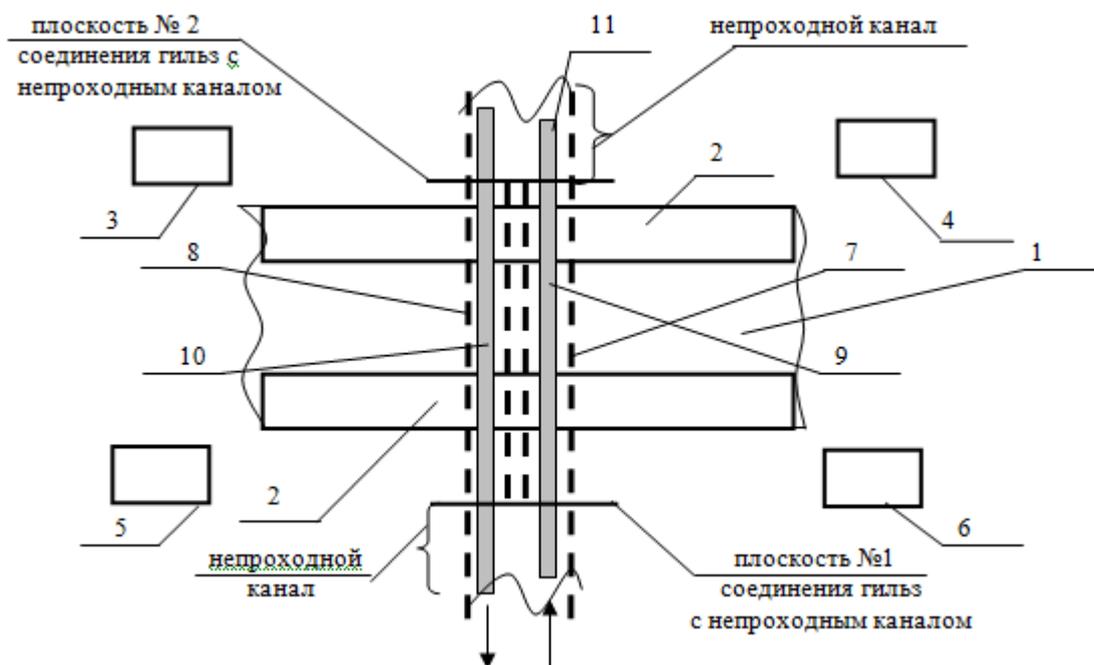


Рис. 2. Схема расположения тепловой сети с прокладкой трубопроводов в гильзах: 1 – проезжая часть улицы; 2 – тротуар; 3, 4, 5, 6 – жилые дома; 7 – гильза для размещения подающего трубопровода; 8 – гильза для размещения обратного трубопровода; 9 – подающий трубопровод; 10 – обратный трубопровод; 11 – торец трубы подающего трубопровода

После удаления из гильзы 7 подающего трубопровода в нее на скользящих центрирующих опорах вдвигается подающий трубопровод с нанесенной тепловой изоляцией. Проталкивание трубопровода в гильзу может осуществляться домкратом, а также протягиваться ручной или электрической лебедкой в зависимости от диаметра трубопровода и его длины, т.е. массы трубопровода. Размещение обратного трубопровода 10 в гильзе 8 осуществляется аналогичным образом.

Следует отметить, что гильзы для прокладки трубопроводов могут быть круглого или прямоугольного сечения. Если участок теплотрассы прямой и имеет достаточную длину и компенсация температурных удлинений труб, расположенных в гильзе, осуществляется П-образными (или сальниковыми) компенсаторами, то целесообразно применять гильзы круглого сечения.

При этом скользящие (подвижные) и центрирующие опоры жёстко (сваркой) присоединяются к стальному трубопроводу, а плоскость скольжения указанных опор должна иметь криволинейную поверхность, радиус кривизны должен быть равен внутреннему радиусу железобетонной гильзы. Оба торца каждой опоры следует выполнять с изгибом вверх (в форме лыжи), это необходимо, чтобы при движении подающего или обратного трубопровода внутри железобетонной гильзы, трубопровод мог свободно преодолевать случайно появившиеся внутри гильзы неровности (препятствия). Например, неровности при стыковке двух железобетонных гильз, или при осадке одного торца гильзы на большую величину, чем другого торца.

На рис. 3 показано расположение стального трубопровода в железобетонной гильзе. Высота центрирующих опор 2 и 3 должна быть несколько меньше, чем высота скользящих

опор. Количество опор и расстояние между ними зависит от диаметра стальных трубопроводов и определяется расчетом. Внутренний диаметр гильзы зависит от диаметра стальной трубы, толщины тепловой изоляции и схемы компенсации температурных удлинений.

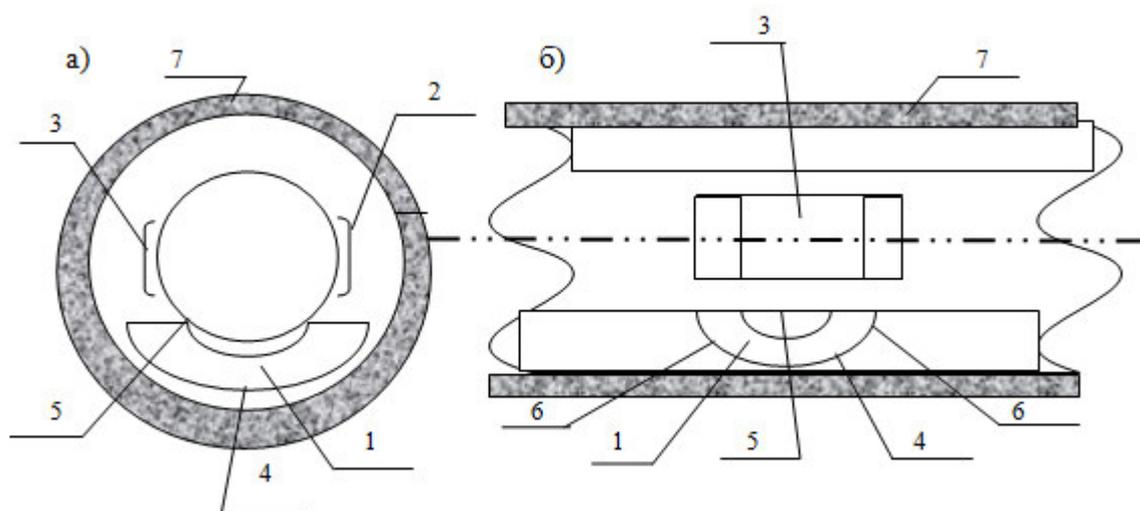


Рис. 3. Расположение стального трубопровода в железобетонной гильзе: а) поперечный разрез; б) продольный разрез; 1 – скользящая опора; 2, 3 – центрирующая опора; 4 – плоскость скольжения опоры 1; 5 – сварочный шов; 6 – изгиб скользящей и центрирующей опор; 7 – железобетонная гильза

Если компенсацию температурных удлинений трубопроводов, проложенных в гильзе необходимо осуществлять за счёт использования поворота трассы (самокомпенсация), то необходимо использовать квадратные гильзы. Такая компенсация может использоваться независимо от диаметра трубопроводов и параметров теплоносителя при величине угла от 90 до 150 градусов. Длина L плеча должна иметь удлинение не больше, чем расстояние от наружной поверхности тепловой изоляции до внутренней поверхности стенки гильзы с некоторым запасом, $L1$.

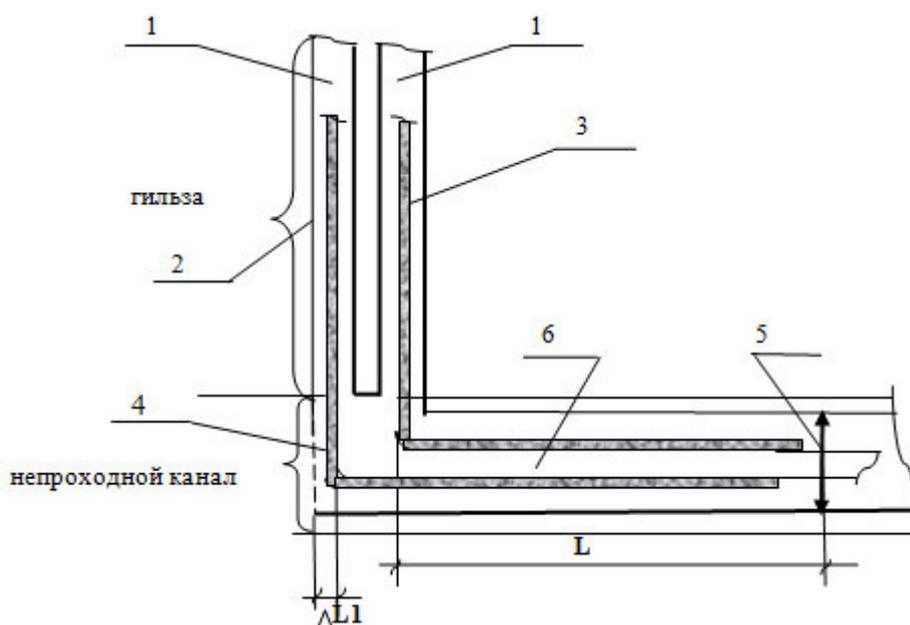


Рис. 4. Самокомпенсация теплового удлинения трубопровода: 1 – железобетонная гильза; 2 – внутренняя стенка гильзы; 3 – стальной трубопровод; 4 – наружная поверхность тепловой изоляции; 5 – неподвижная опора, 6 – плечо трубопровода

Вывод. При капитальном ремонте тепловой сети (замене трубопроводов) проложенных в непроходных камерах, расположенных перпендикулярно проезжей части улицы, необходимо выполнить большой объём общестроительных работ. Кроме того, требуется перенос движения автомобильного транспорта на соседние улицы, что, в свою очередь, создает большие неудобства для жителей [8, 9, 10]. Поэтому при проектировании и устройстве тепловых сетей, проложенных в непроходных каналах, в местах с интенсивным движением транспорта, тепловые сети следует прокладывать в железобетонных гильзах. Такая прокладка позволяет быстро и в большом объёме общестроительных работ заменить трубопроводы тепловых сетей при капитальном ремонте [11-13]. Следует отметить, что прокладка небольших участков тепловых сетей в железобетонных гильзах практически не увеличивает капитальные затраты на устройство тепловых сетей.

Библиографический список

1. **Ионин, А. А.** Надёжность систем тепловых сетей. / А. А. Ионин. – М. : Стройиздат, 1989. – 265 с.
2. **Ионин, А. А.** Теплоснабжение: учебник для ВУЗов / А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братенков, Е.Н. Терлецкая. – М. : Стройиздат, 1982. – 336 с.
3. **СП 124.13330.2012.** Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. – Введ. 2013-01-01. – М. : изд-во стандартов, 2012. – 77 с.
4. **РД-11-02-2006.** Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2017. – 35 с.
5. **Соколов, Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети: учебное пособие / Е. Я. Соколов. – Москва-Ленинград.: Государственное энергетическое издательство. – 1963. – 360 с.
6. **СП 41-101- 95.** Проектирование тепловых пунктов. – Введ. 2020-01-02. – М. : изд-во стандартов, 2020. – 79 с.
7. **Хрилев, Л. С.** Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / Л. С. Хрилев И. А. Смирнов. – М. : Энергия. – 1978. – 264 с.
8. **Мелькумов, В. Н.** Критерии оптимальности и условия сравнения проектных решений систем теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов, С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2017. – № 4(48). – С.29–37.
9. **Мелькумов, В. Н.** Влияние планировки функциональных зон городов на развитие систем теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов, С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 1(53). – С.116–123.
10. **Чуйкина, А. А.** Планирование оптимальной трассы системы теплоснабжения при равномерном распределении тепловой нагрузки / А. А. Чуйкина, Е. В. Плаксина, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2(15). – С.50–57.
11. **Исанова, А. В.** Аспекты внедрения теплонасосных систем теплоснабжения / А. В. Исанова, Г. Н. Мартыненко, В. И. Лукьяненко // в сборнике: Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения Труды научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2014. – С. 82–86.
12. **Каширин, М. А.** Выбор оптимальной трассы тепловых сетей промпредприятия / М. А. Каширин, Д. Н. Китаев // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 2 (11). – С. 9–12.
13. **Семенов, В. Н.** Актуальные проблемы теплоснабжения муниципальных образований (на примере городского округа город Воронеж) / В. Н. Семенов, Д. Н. Китаев, А. С. Овсянников // Вестник центрального регионального отделения Российской академии архитектуры и строительных наук. – 2015. – № 14. – С. 100.
14. **Китаев, Д. Н.** Уравнения характерных значений температурных графиков / Д. Н. Китаев, Г. Н. Мартыненко, А. В. Лобода // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 3 (55). – С. 21–27.
15. **Китаев, Д. Н.** Современные отопительные приборы и система теплоснабжения / Д. Н. Китаев, Т. В. Щукина // Энергосбережение. – 2012. – №6. – С. 59 – 63.

Для цитирования: **Шафеев, Д. Ю.** Экономичный способ ремонта (замены) трубопроводов тепловых сетей в условиях плотной городской застройки / Д. Ю. Шафеев, Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев, О. Е. Голяскова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 11–16.

УДК 620.91

РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ Г. ВОРОНЕЖ

К. О. Покусаева, Н. А. Петрикеева, Д. М. Чудинов, Д. Н. Корниенко

Воронежский государственный технический университет

К. О. Покусаева, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(950) 777-03-51, e-mail: 7kriss2016@mail.ru

Н. А. Петрикеева, канд. техн. наук, доц. 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. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(951)5491957, e-mail: dmch_@mail.ru

Д. Н. Корниенко, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Расчет аэродинамических параметров является обязательным пунктом при проектировании высотных зданий и сооружений различного назначения. При этом необходимо отметить ряд трудностей, например близлежащие здания, оказывающие существенное влияние на обтекание рассматриваемого объекта, преобладающие сильные ветра, которые образуют устойчивые завихрения. Необходим поиск решения проблемы, возникающей при влиянии ветровых потоков на здания и сооружения, а также повышение их надежности.

Результаты. Проведен анализ воздействия ветровых потоков на высотное здание, сделаны выводы о его устойчивости и сопротивлении. На основе проведенного расчета построен ряд графических зависимостей.

Выводы. Необходима минимизация негативных последствий от ветровых потоков на высотное здание с учетом расчета аэродинамических процессов и применения конструктивных особенностей и защиты на стадии проектирования.

Ключевые слова: аэродинамика зданий, воздушный поток, аэродинамическая тень, роза ветров.

Введение. Для осуществления безопасности при проектировании различного назначения сооружений, одним из определяющих факторов является аэродинамика зданий. Такие здания могут иметь разнообразное назначение и форму, что делает расчёт аэродинамических процессов довольно непростым занятием.

Действующие ветровые нагрузки должны обязательно учитываться, т.к. они сильно нагружают здания. Для того чтобы определить характеристики расчета загрязнения различного рода выбросов и пыли, необходимо знать застойные зоны, которые могут возникнуть при обтекании здания ветром [1, 3].

В турбулентном состоянии атмосфера находится всегда. Наиболее распространённой причиной является механическая турбулентность, возникающая при трении неровной земной поверхности с движущимся потоком. Примерами такого воздействия могут служить растительность, холмистая местность, городская застройка и т.д.

1. Влияние ветровых потоков на высотные здания. При обтекании высотных зданий воздушный поток деформируется. Характер и степень деформации зависят от скорости, температуры, направления набегающего потока, конфигурации здания и его характерных особенностей (наличия балконов, сквозных проёмов, углов здания, ориентации застройки, шероховатости поверхности и т.д) [2, 11].

При расположении однотипных сооружений вблизи друг друга могут возникать значительные аэродинамические нагрузки, приводящие к разрушению зданий.

Это связано с тем, что при столкновении ветра с высотными зданиями зарождаются сильные вихревые потоки, которые существенно затрудняют расчёты аэродинамических процессов (рис.1).

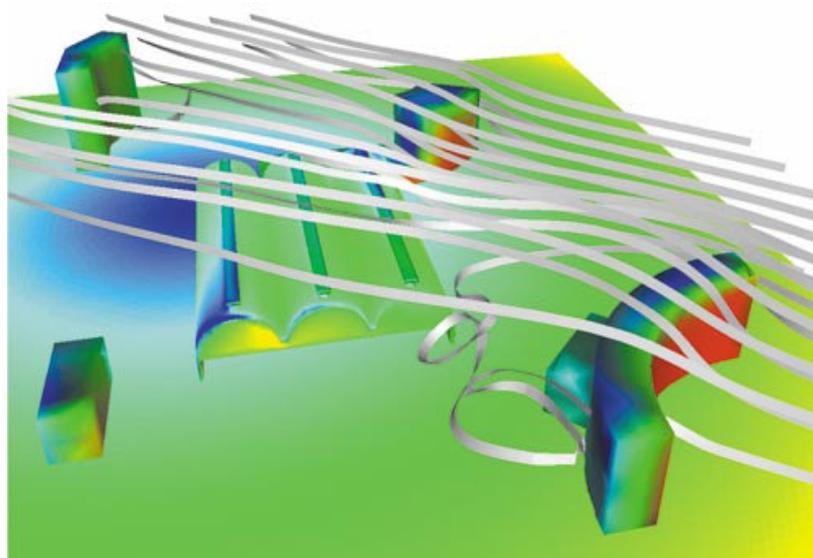


Рис.1. Распределение воздушных потоков для близстоящих зданий

Поэтому при проектировании новых высотных зданиях различного назначения необходимо учитывать близлежащую застройку.

Окружающие здания имеют наиболее сильное влияние на обтекание рассматриваемого объекта ветровыми потоками в том случае, если расстояния между объектом и другими зданиями меньше пятикратной высоты выбранного объекта [11, 13].

Воздействие ветра негативно сказывается на оконных конструкциях, т.к. они не обладают необходимым сопротивлением воздухопроницанию из-за разности давлений на внешней и внутренней поверхностях здания. Учёт преобладающего ветра и построение «розы ветров» при проектировании сооружения в условиях городской застройки поможет выбрать оптимальную оконную конструкцию, а также исключить лёгкие разрушения, которые могут возникнуть при скорости ветра выше 12 м/с [5, 7, 12]. При достижении потока ветра в 5-6 м/с за сооружениями образуются устойчивые завихрения (рис. 2).

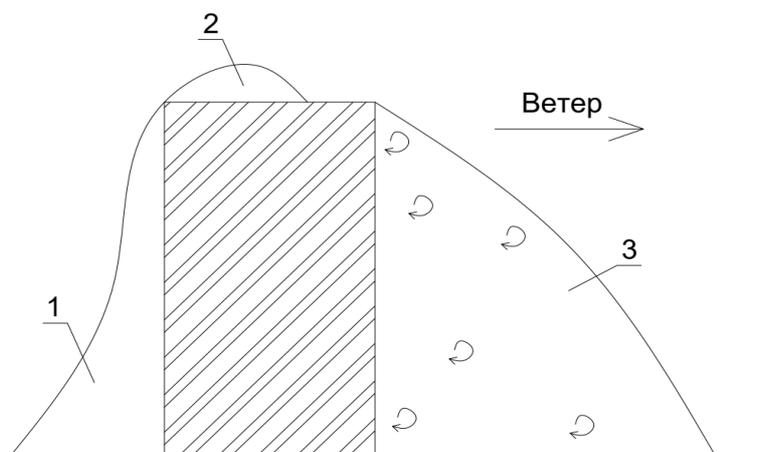


Рис. 2. Ветровые тени здания:
1 – зона подпора; 2 – зона обтекания; 3 – аэродинамическая тень

В такую зону нередко попадают вредные примеси, газы и выбросы, накапливаясь и принося вред окружающей среде и здоровью человека. Поэтому все выбросы с промышленных предприятий необходимо направлять выше зоны аэродинамической тени [4, 6, 8]. Вращающиеся столбы воздуха и завихрения образуют за собой слои песка и массивные сугробы снега. Снизить ветровые нагрузки в условиях плотной городской застройки можно с помощью конструктивных особенностей здания. Это могут быть здания с скруглёнными краями, сужением к верхней части или здания, по форме близким к аэродинамически совершенному (крыло самолёта, капля и т.д.). Также можно проектировать сооружения со сквозными проёмами, позволяющими ветру проходить сквозь здание [8, 9, 11].

2. Преобладающие ветра в г. Воронеж. В Воронеже и Воронежской области преобладают ветры с западной составляющей. Это ветры западного (16 %), юго-западного (15 %) направлений. Наименее часты северные и южные ветры – по 8-12 %. Среднегодовая скорость ветра составляет 3,3–5,2 м/с [10].

Построим «розу ветров» для г. Воронеж по данным [10].

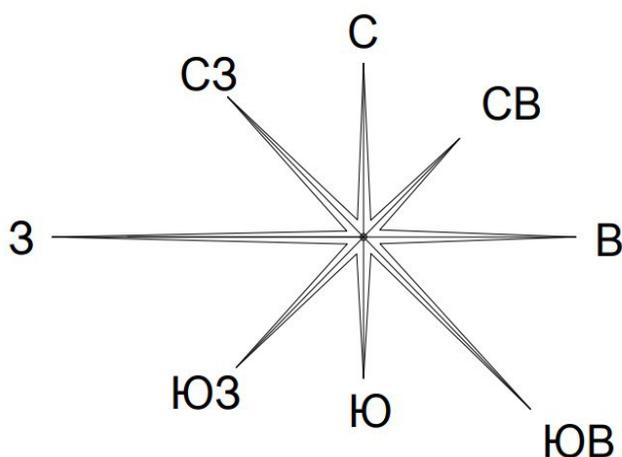


Рис. 3. Роза ветров для г. Воронежа

Известно, что в холодный и теплый период года температура наружного воздуха понижается примерно на 1 °С через каждые 150 м высоты, атмосферное давление понижается примерно на 1 гПа через каждые 8 м высоты, а скорость ветра увеличивается [8, 11]. Изменение по высоте температуры и атмосферного давления описываются следующими формулами [11]:

$$t_n = t_0 - 0,0065 \cdot h, \quad (1)$$

$$p_h = p_0 \left(1 - 2,225 \cdot 10^{-5} \cdot h \right)^{5,2559}, \quad (2)$$

где t_h , p_h – температура, °С, и давление, Па, на высоте h , м; t_0 , p_0 – температура, °С, и давление, Па, у поверхности земли;

Для оценки изменения скорости ветра по высоте используются различные модели, позволяющие оценить скорость ветра v на высоте h , если известна скорость ветра v_0 на высоте h_0 .

Например, степенной закон изменения скорости ветра по высоте имеет вид [8, 11]:

$$v_h = v_0 \left(h / h_0 \right)^a, \quad (3)$$

где v_h – скорость ветра, м/с, на высоте h , м; v_0 – скорость ветра, м/с, измеренная на высоте h_0 , м (как правило, скорости ветра измеряются на высоте 10–15 м, и в этом случае $h_0 = 10–15$ м); a – показатель степени, зависящий от типа местности и устанавливаемый экспериментально; в [9, 11] рекомендуется для центров крупных городов принимать $a = 0,33$.

3. Расчёт параметров для г. Воронеж. Выполним в данной работе расчёт параметров по формулам (1–3) для города Воронежа.

Значения температуры и барометрического давления у поверхности земли приняты в соответствии с [10]. Для холодного периода: параметр А – расчетное значение температуры наружного воздуха $t_0 = -13$ °С, а параметр Б – расчетное значение температуры наружного воздуха $t_0 = -24$ °С; для теплого периода: параметр А – расчетное значение температуры наружного воздуха $t_0 = 25$ °С, параметр Б – расчетное значение температуры наружного воздуха $t_0 = 29$ °С; барометрическое давление $p_0 = 999$ гПа.

Скорость ветра для холодного периода года принимаем равной 4 м/с, одинаковую для параметров А и Б, в соответствии с [10]. Скорость ветра для тёплого периода года принимаем 2 м/с.

По формуле (1) рассчитаем значения температуры t для тёплого периода года в зависимости от высоты здания:

По параметру А:

$$t(3) = 25 - 0,065 \cdot 3 = 24,805 \text{ °С};$$

$$t(6) = 25 - 0,065 \cdot 6 = 24,61 \text{ °С};$$

$$t(9) = 25 - 0,065 \cdot 9 = 24,415 \text{ °С};$$

$$t(12) = 25 - 0,065 \cdot 12 = 24,22 \text{ °С};$$

$$t(15) = 25 - 0,065 \cdot 15 = 24,025 \text{ °С};$$

$$t(18) = 25 - 0,065 \cdot 18 = 23,83 \text{ °С};$$

$$t(21) = 25 - 0,065 \cdot 21 = 23,635 \text{ °С};$$

$$t(24) = 25 - 0,065 \cdot 24 = 23,44 \text{ °С};$$

$$t(27) = 25 - 0,065 \cdot 27 = 23,245 \text{ °С};$$

$$t(30) = 25 - 0,065 \cdot 30 = 23,05 \text{ °С}.$$

Аналогично проведем расчет t_h по параметру Б.

По формуле (2) считаем изменения атмосферного давления в зависимости от высоты здания:

$$P_h(3) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 3)^{5,2559} = 998,475 \text{ Па};$$

$$P_h(6) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 6)^{5,2559} = 998,290 \text{ Па};$$

$$P_h(9) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 9)^{5,2559} = 997,935 \text{ Па};$$

$$P_h(12) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 12)^{5,2559} = 997,580 \text{ Па};$$

$$P_h(15) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 15)^{5,2559} = 997,225 \text{ Па};$$

$$P_h(18) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 18)^{5,2559} = 996,870 \text{ Па};$$

$$P_h(21) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 21)^{5,2559} = 996,515 \text{ Па};$$

$$P_h(24) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 24)^{5,2559} = 996,161 \text{ Па};$$

$$P_h(27) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 27)^{5,2559} = 996,806 \text{ Па};$$

$$P_h(30) = 999 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot 30)^{5,2559} = 996,452 \text{ Па}.$$

По формуле (3) считаем изменение скорости ветра в зависимости от высоты здания для тёплого периода года:

$$v_h(15) = 2 \cdot (15/12)^{0,33} = 2,153 \text{ м/с};$$

$$v_h(18) = 2 \cdot (18/12)^{0,33} = 2,286 \text{ м/с};$$

$$v_h(21) = 2 \cdot (21/12)^{0,33} = 2,406 \text{ м/с};$$

$$v_h(24) = 2 \cdot (24/12)^{0,33} = 2,514 \text{ м/с};$$

$$v_h(27) = 2 \cdot (27/12)^{0,33} = 2,614 \text{ м/с};$$

$$v_h(30) = 2 \cdot (30/12)^{0,33} = 2,706 \text{ м/с.}$$

Результаты расчёта сводим в табл.2.

По формуле (1) считаем значения температуры для холодного периода года в зависимости от высоты здания:

По параметру А:

$$t_h(3) = -13 - 0,0065 \cdot 3 = -13,019 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(6) = -13 - 0,0065 \cdot 6 = -13,039 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(9) = -13 - 0,0065 \cdot 9 = -13,059 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(12) = -13 - 0,0065 \cdot 12 = -13,078 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(15) = -13 - 0,0065 \cdot 15 = -13,098 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(18) = -13 - 0,0065 \cdot 18 = -13,117 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(21) = -13 - 0,0065 \cdot 21 = -13,137 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(24) = -13 - 0,0065 \cdot 24 = -13,156 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(27) = -13 - 0,0065 \cdot 27 = -13,176 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_h(30) = -13 - 0,0065 \cdot 30 = -13,195 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Аналогично проведем расчет t_h по параметру Б.

По формуле (3) считаем изменение скорости ветра в зависимости от высоты здания для холодного периода года:

$$v_h(15) = 4 \cdot (15/12)^{0,33} = 4,306 \text{ м/с};$$

$$v_h(18) = 4 \cdot (18/12)^{0,33} = 4,572 \text{ м/с};$$

$$v_h(21) = 4 \cdot (21/12)^{0,33} = 4,812 \text{ м/с};$$

$$v_h(24) = 4 \cdot (24/12)^{0,33} = 5,028 \text{ м/с};$$

$$v_h(27) = 4 \cdot (27/12)^{0,33} = 5,228 \text{ м/с};$$

$$v_h(30) = 4 \cdot (30/12)^{0,33} = 5,412 \text{ м/с}.$$

Результаты расчётов по формулам (1–3) сводим в таблицы. Значения температуры наружного воздуха и наружного барометрического давления, рассчитанные по формулам (1) и (2) приведены в табл.1; значения скоростей ветра – в табл.2.

Таблица 1

Изменение по высоте температуры наружного воздуха и барометрического давления

Высота над поверхностью земли, м	Температура, °С				Барометрическое давление, гПа
	Холодный период		Тёплый период		
	Параметр А	Параметр Б	Параметр А	Параметр Б	
3	-13,019	-24,020	24,805	28,981	998,475
6	-13,039	-24,039	24,610	28,961	998,289
9	-13,059	-24,059	24,415	28,942	997,935
12	-13,078	-24,078	24,220	28,922	997,579
15	-13,098	-24,098	24,025	28,903	997,225
18	-13,117	-24,117	23,830	28,883	996,869
21	-13,137	-24,137	23,635	28,864	996,15
24	-13,156	-24,156	23,440	28,844	996,161
27	-13,176	-24,176	23,245	28,825	995,806
30	-13,195	-24,195	23,050	28,805	995,451

Таблица 2

Изменение по высоте скорости ветра

Высота над поверхностью земли, м	Скорость ветра, м/с	
	Холодный период	Тёплый период
	Параметры А и Б	Параметры А и Б
15	4,306	2,153
18	4,572	2,286
21	4,812	2,406
24	5,028	2,514
27	5,228	2,614
30	5,412	2,706

Данные, полученные на основании приведённого выше расчёта, представим в виде графиков (рис. 4–10).

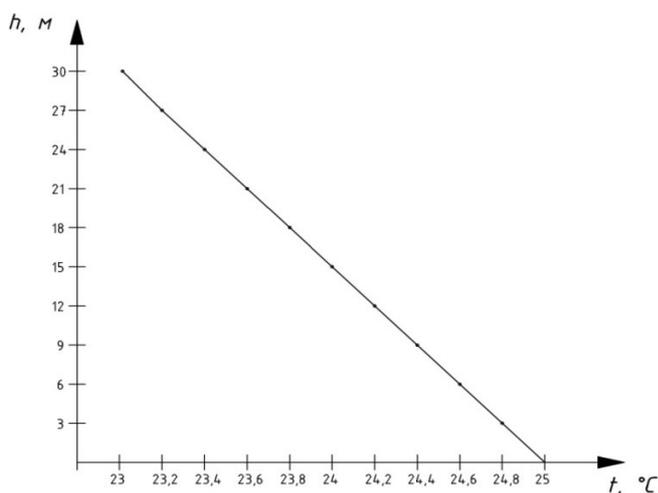


Рис. 4. График зависимости температуры от высоты над поверхностью земли для теплого периода (параметр А)

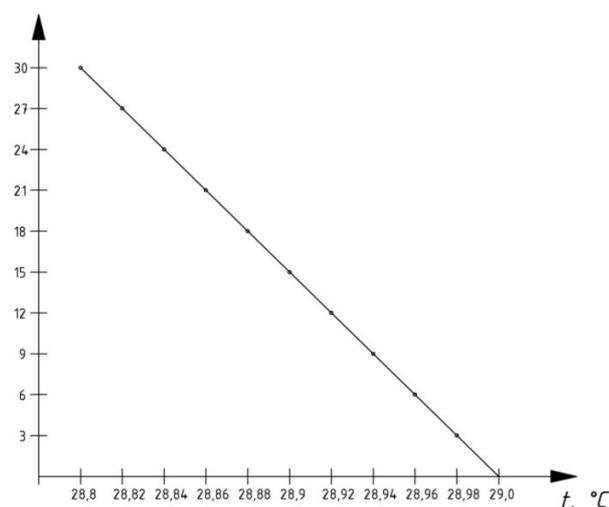


Рис. 5. График зависимости температуры от высоты над поверхностью земли для теплого периода (параметр Б)

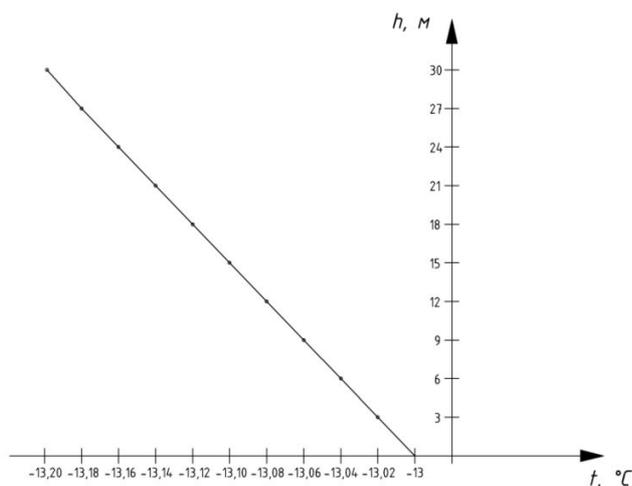


Рис. 6. График зависимости температуры от высоты над поверхностью земли для холодного периода (параметр А)

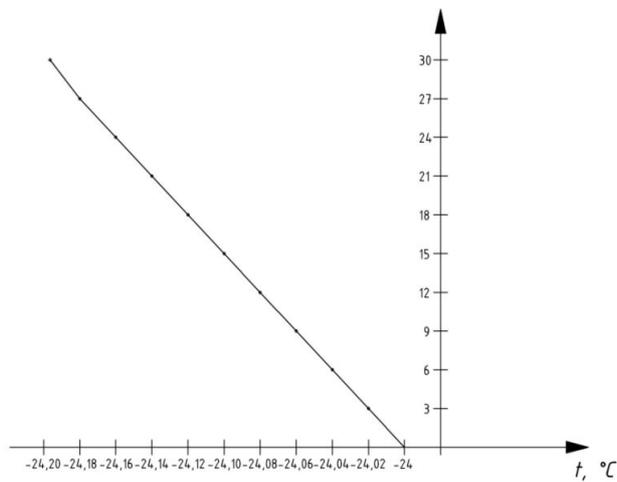


Рис. 7. График зависимости температуры от высоты над поверхностью земли для холодного периода (параметр Б)

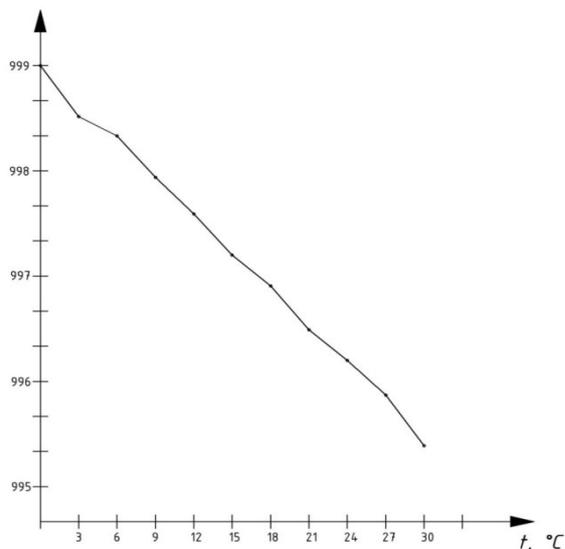


Рис. 8. График зависимости барометрического давления от высоты над поверхностью земли для теплого периода (параметры А и Б)

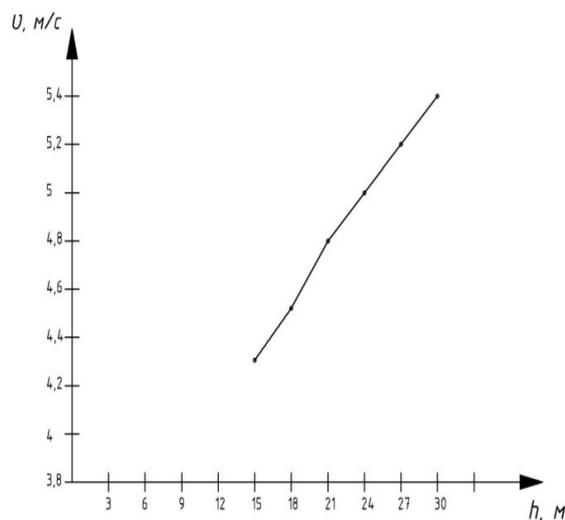


Рис. 9. График зависимости скорости ветра от высоты над поверхностью земли для холодного периода (параметры А и Б)

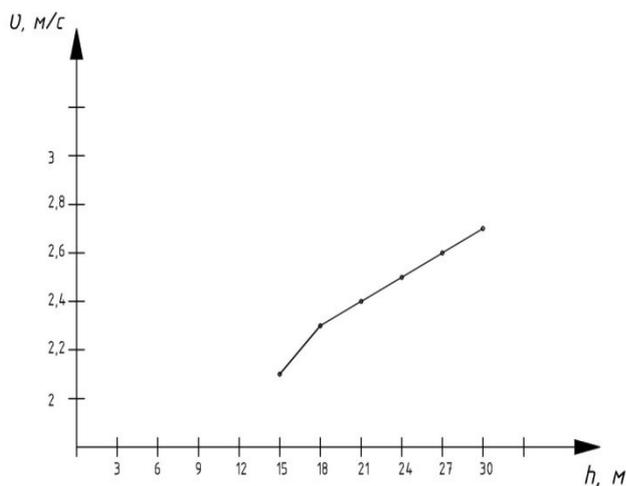


Рис. 10. График зависимости скорости ветра от высоты над поверхностью земли для теплого периода (параметры А и Б)

Выводы. Задачи, связанные с аэродинамикой, являются одними из самых важных при проектировании и строительстве зданий. В связи с увеличением застройки высотными зданиями во многих городах вопросы аэродинамики становятся всё более актуальными. Это обусловлено, в том числе спецификой перемещения потоков воздуха и влияния наружных климатических воздействий на больших высотах. Аэродинамика является сложной, но перспективной областью науки в условиях развивающихся крупных городов. Исследования в этой сфере очень важны и могут иметь большое значение в современном строительстве [12, 14–19].

Необходима минимизация негативных последствий от ветровых потоков на высотное здание с учетом расчета аэродинамических процессов и применения конструктивных особенностей и защиты на стадии проектирования.

Библиографический список

1. **Волкова, Ю. В.** Технологические схемы очистки дымовых газов от оксидов серы / Ю. В. Волкова, Н. А. Петрикеева // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 2. – С. 10–13.
2. **Кузнецов, С. Н.** Экологическая безопасность воздушной среды помещений с выделением вредных веществ различной плотности / С. Н. Кузнецов, Н. А. Петрикеева // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2013. – № 1 (29). – С. 82–90.
3. **Лысенко, Э. Н.** Определение суммарной безразмерной концентрации выбросов загрязняющих веществ / Э. Н. Лысенко, Н. А. Петрикеева, Н. В. Шуменко, Ю. С. Денисова // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 1 (2). – С. 244–248.
4. **Петрикеева, Н. А.** Влияние величины тепловых выбросов на концентрацию оксидов азота в дымовых газах теплогенераторов / Н. А. Петрикеева, Л. В. Березкина, Д. А. Письменный // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 1 (2). – С. 234–237.
5. **Петрикеева, Н. А.** Влияние инсоляции на интенсивность теплопоступлений в жилые помещения / Н. А. Петрикеева, Л. В. Березкина // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 2 (3). – С. 100–103.
6. **Петрикеева, Н. А.** Зависимость концентрации оксидов азота от величины теплопотерь 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.
7. **Петрикеева, Н. А.** Пути снижения энергопотребления зданиями / Н. А. Петрикеева, А. Н. Садовников, А. В. Никулин // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 1. – С. 13–17.
8. **Поддаева, О. И.** Архитектурно-строительная аэродинамика: учебное пособие / О. И. Поддаева, А. С. Кубенин, П. С. Чурин. – М. : Изд. МГСУ, 2015. – 88 с.
9. **СП 20.13330.2016.** Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*. – М. : Стандартинформ, 2018. – 95 с.
10. **СП131.13330.2012.** Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99*. – Мин-регион Россия, 2012. – 113 с.
11. **Табунщиков, Ю. А.** Аэродинамика высотных зданий / Ю. А. Табунщиков, Н. В. Шилкин // АВОК. – 2004. – № 8. – С.36–44.
12. **Чудинов, Д. М.** Энергосберегающие мероприятия в многоквартирных жилых домах / Д. М. Чудинов, Т. В. Щукина, Н. А. Петрикеева, Н. М. Попова // Высокие технологии в строительном комплексе. – 2019. – № 1. – С. 32–36.
13. **Шилькрот, Е. О.** Воздушный режим зданий с проемами в наружных ограждениях, оборудованных воздушными завесами // АВОК. – 2005. – №8. – С.50–56.
14. **Мартыненко, Г. Н.** Перспективы развития системы газоснабжения городского округа г. Воронеж на период до 2035 г. / Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – №3(51). – С.11–21.
15. **Чудинов, Д. М.** Влияние параметров оборудования гелиоустановок на эффективность альтернативного теплоснабжения зданий / Д. М. Чудинов, Т. В. Щукина, О. А. Сотникова // Промышленная энергетика. – 2008. – № 9. – С. 44–46.
16. **Чуйкина, А. А.** Исследование существующих зависимостей для определения материальной характеристики тепловой сети / А. А. Чуйкина, К. А. Хамидулина, Е. Е. Сошникова, М. А. Яковлева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 2 (11). – С. 34–41.
17. **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.
18. **Китаев, Д. Н.** Диапазоны работы пароводяного инжектора в тепловой сети / Д. Н. Китаев, Д. А. Михайлов, Е. С. Блинкова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019 – № 4 (17). – С. 12-16
19. **Сидорова, В. В.** Анализ переходного сопротивления изоляции при разрушающих воздействиях / В. В. Сидорова, Н. В. Забегалина, С. С. Минакова, Г. Н. Мартыненко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019 – № 4 (17). – С. 17–23.

Для цитирования: **Покусаева, К. О.** Расчет некоторых аэродинамических параметров для г. Воронеж / К. О. Покусаева, Н. А. Петрикеева, Д. М. Чудинов, Д. Н. Корниенко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 17–24.

УДК 697.33:697.34

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ВОКРУГ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОЙ СЕТИ

М. Я. Панов, Е. В. Плаксина, Д. Д. Сорокина, В. К. Давыдова

Воронежский государственный технический университет

М. Я. Панов, д-р., техн., наук, проф. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Е. В. Плаксина, старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Д. Д. Сорокина, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,

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

В. К. Давыдова, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Одной из наиболее распространенных задач моделирования систем тепло-снабжения, является построение полей температуры в каком либо изучаемом пространстве. К подобным задачам относится и задача моделирования температурного поля вокруг трубопроводов тепловой сети. Данная работа посвящается численному исследованию температурного поля грунта вокруг однострубногo и двухтрубногo бесканального теплопровода и разработке программы расчета температурного поля грунта.

Результаты и выводы. Проведено численное исследование температурного поля грунта вокруг однострубногo и двухтрубногo теплопровода при бесканальной прокладке. Для упрощения численного исследования разработан программный продукт на языке программирования с++ в интерактивной среде разработки Visual Studio 2010 Express Edition, который является частью продуктовой линейки Visual Studio 2010 Express family – свободного набора инструментов, разработанных компанией Microsoft под операционной системой Windows. Разработанная программа позволяет сократить трудоемкость проведения инженерных расчетов по определению тепловых потерь трубопроводом и температуры окружающего грунта в произвольной точке при проектировании систем теплогазоснабжения.

Ключевые слова: температурное поле, тепловые сети, температура грунта, централизованное теплоснабжение, бесканальная прокладка.

Введение. Одной из наиболее распространенных задач моделирования систем тепло-снабжения, является построение полей температуры в каком либо изучаемом пространстве. К подобным задачам относится и задача моделирования температурного поля вокруг трубо-проводов тепловой сети. Актуальна она по причине значительного влияния величины тепло-вых потерь на эффективность доставки тепловой энергии потребителям. За счет применимо-сти бесканальной прокладки тепловых сетей в централизованных и автономных системах теплоснабжения они получили наибольшее распространение, как в нашей стране, так и зару-бежом. По этой причине в качестве объекта исследования примем наиболее простейший случай подобной прокладки, а именно однострубногo бесканальной, и наиболее распростра-ненный двухтрубногo.

Поскольку, математическое моделирование построения температурных полей пред-ставляется сложной задачей с большим объемом требуемых вычислений, исследование рассматриваемого объекта удобно проводить с помощью компьютерных средств проекти-рования с использованием разработанных программных комплексов. Данная работа посвя-

щается численному исследованию температурного поля грунта вокруг однострубно и двухтрубного бесканального теплопровода и разработке программы расчета температурного поля грунта.

1. Численное исследование температурного поля грунта вокруг однострубно и двухтрубного теплопровода. При прокладке трубопроводов тепловой сети бесканальным способом в грунте он представляет собой определенное термическое сопротивление. Тепловой поток направлен от теплоносителя (через стенку трубопровода, тепловую изоляцию и грунт) к поверхности земли и далее в окружающую среду [1–4]. На рис. 1 показана схема одного изолированного трубопровода, проложенного в грунте, что встречается в случае проектирования открытой однострубно системы теплоснабжения.

Согласно работе [4] изотермы, представляют собой окружности, центры которых с уменьшением температуры смещаются вниз от поверхности. Линии теплового потока симметричны относительно вертикальной плоскости, проходящей через ось трубопровода, берут начало у его поверхности и выходят из грунта по нормали к последнему. Данная карт может наблюдаться только в идеальном случае.

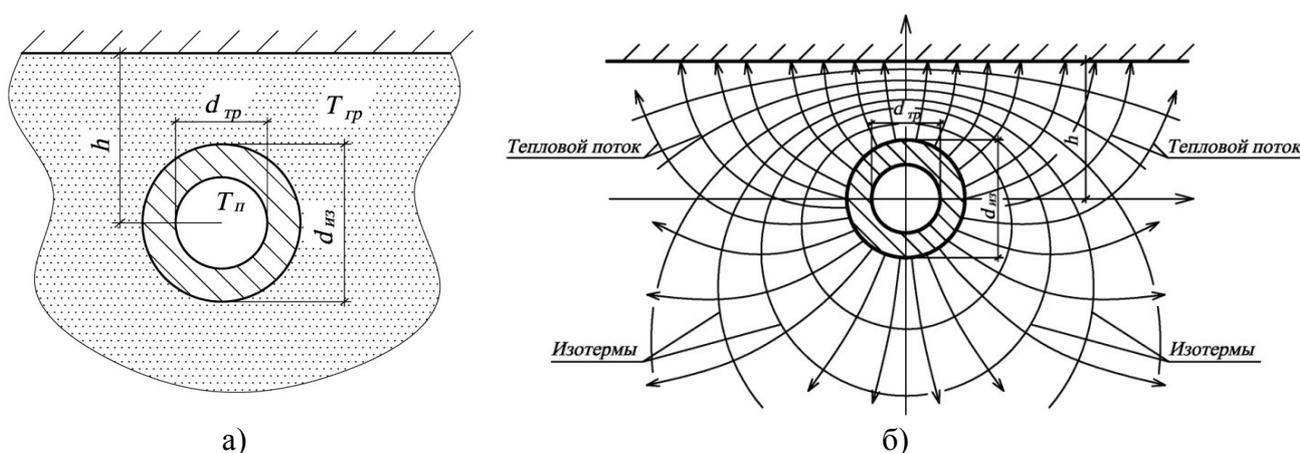


Рис. 1. Простейшая схема: а) однострубно тепловая сеть при бесканальной прокладке; б) температурное поле вокруг одной трубы тепловая сеть [4]

В ряде случаев возникает необходимость в расчете температурного поля в грунт вблизи проложенных теплопроводов. Это можно сделать с помощью приведенных в работах [1-4] формул (показанных ниже) в зависимости от координат точки.

$$t_{x,y} = t_n + (\tau - t_n) \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{zp}} \cdot \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}}, \quad (1)$$

где $t_{x,y}$ – температура грунта, °С, в точке с координатами x, y (рис. 2); τ – температура теплоносителя, °С; R – суммарное термическое сопротивление изолированного трубопровода и грунта, °С/(Вт/м); λ_{zp} – теплопроводность грунта, Вт/(м·°С).

На рисунке 2 и в таблице 1 представлены расчетная схема и результаты численного моделирования температурного поля грунта вокруг одиночного изолированного трубопровода тепловой сети. Основным достоинством данных зависимостей является их относительная простота в применении при инженерных расчетах. Однако существуют и недостатки, основным из которых является условие стационарности происходящих процессов тепловых потерь

и равномерности распределения температуры в тепловой сети. Влияния нестационарности частично были рассмотрены в работах [5, 6].

Однако данные модели требуют доработки в плане упрощения их применения рядовыми проектировщиками, подготовка которых зачастую не позволяет применять сложные дифференциальные зависимости. В связи с этим на практике целесообразно применять доступные методики, и на их основе разрабатывать расчетные комплексы.

Таблица 1

Значение температуры грунта

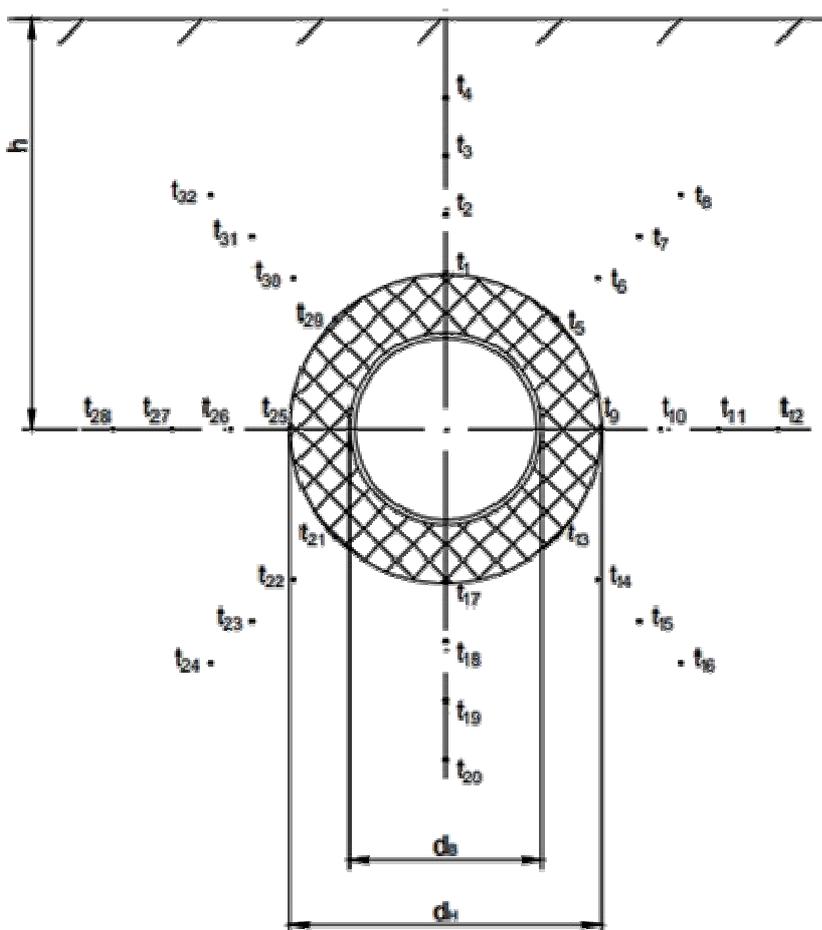


Рис. 2. Схема расположения точек вокруг однотрубного теплопровода при бесканальной прокладке тепловой сети, в которых определяется температура грунта

№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}, ^\circ\text{C}$
	x	y	
1	0,00	0,70	12,39
2	0,00	0,60	9,14
3	0,00	0,50	6,52
4	0,00	0,40	4,27
5	0,19	0,78	12,81
6	0,26	0,71	9,78
7	0,33	0,64	7,44
8	0,40	0,57	5,51
9	0,26	0,96	13,68
10	0,36	0,96	11,03
11	0,46	0,96	9,07
12	0,56	0,96	7,52
13	0,19	1,15	14,40
14	0,26	1,22	11,99
15	0,33	1,29	10,23
16	0,40	1,36	8,88
17	0,00	1,23	14,67
18	0,00	1,33	12,33
19	0,00	1,43	10,64
20	0,00	1,53	9,33
21	0,19	1,15	14,40
22	0,26	1,22	11,99
23	0,33	1,29	10,23
24	0,40	1,36	8,88
25	0,26	0,96	13,68
26	0,36	0,96	11,03
27	0,46	0,96	9,07
28	0,56	0,96	7,52
29	0,19	0,78	12,81
30	0,26	0,71	9,78
31	0,33	0,64	7,44
32	0,40	0,57	5,51

Температурное поле вокруг двухтрубного теплопровода при бесканальной прокладке в грунте рассчитывается по следующей формуле [4]

$$t_{x,y} = t_n + \frac{Q_1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{cp}} \cdot \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}} + \frac{Q_2}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{cp}} \cdot \ln \sqrt{\frac{(x-b)^2 + (y+h)^2}{(x-b)^2 + (y-h)^2}}, \quad (2)$$

где $t_{x,y}$ – температура грунта, °C, в точке с координатами x, y (x отсчитывается от плоскости, проходящей через ось подающего теплопровода); b – расстояние между осями теплопроводов, м; Q_1, Q_2 – тепловые потери подающего и обратного трубопроводов.

В случае двухтрубной системы вид температурного поля влияют два трубопровода с различными температурами. Причем, за счет того, что температура в подающем трубопроводе может быть намного выше температуры в обратном трубопроводе, тепловые потери в последнем могут стремиться к нулю. Данный факт приводит к значительному изменению картины распространения тепловых потоков от трубопроводов. На рисунке 3 и в таблице 2 представлены расчетная схема и результаты численного моделирования температурного поля грунта вокруг двухтрубной изолированной тепловой сети.

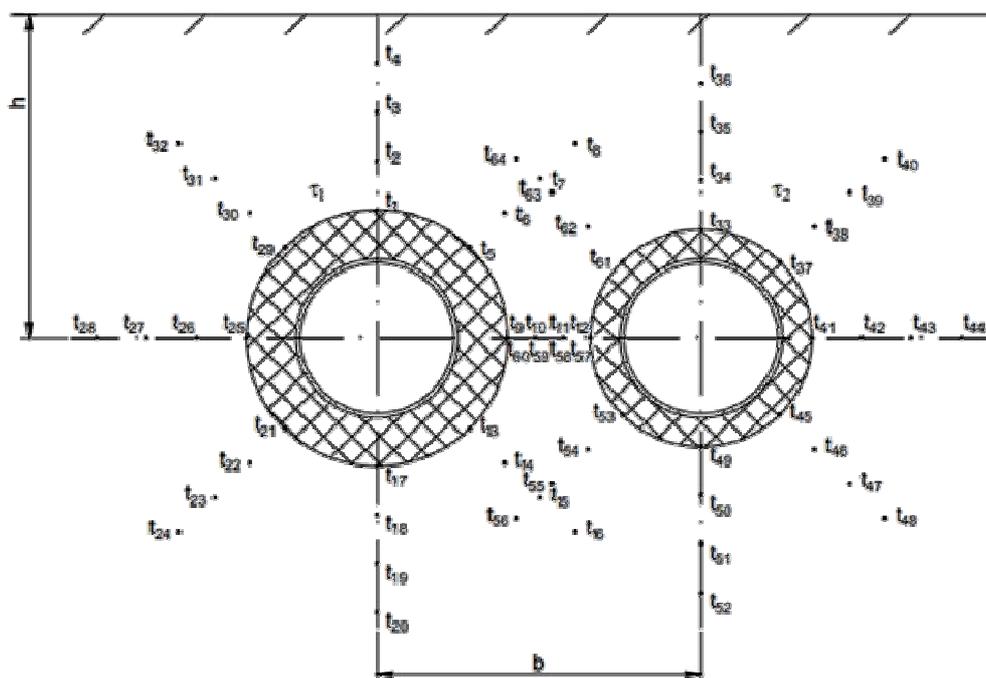


Рис. 3. Схема расположения точек вокруг двухтрубного теплопровода при бесканальной прокладке тепловой сети, в которых определяется температура грунта

Таблица 2

Значение температуры грунта для двухтрубной системы

№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}$, °C	№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}$, °C	№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}$, °C
	x	y			x	y			x	y	
1	0,00	0,70	21,59	23	0,33	1,29	21,95	45	0,81	1,12	20,69
2	0,00	0,60	18,42	24	0,40	1,36	20,70	46	0,88	1,19	18,70
3	0,00	0,50	15,75	25	0,26	0,96	25,39	47	0,95	1,26	17,20
4	0,00	0,40	13,36	26	0,36	0,96	24,39	48	1,09	1,33	15,27
5	0,19	0,78	23,34	27	0,46	0,96	24,60	49	0,65	1,19	22,06
6	0,26	0,71	20,87	28	0,56	0,96	26,71	50	0,65	1,29	20,39
7	0,33	0,64	18,81	29	0,19	0,78	23,34	51	0,65	1,39	19,08
8	0,40	0,57	16,89	30	0,26	0,71	20,87	52	0,65	1,49	17,97
9	0,26	0,96	25,39	31	0,33	0,64	18,81	53	4,93	1,12	5,83
10	0,32	0,96	24,69	32	0,40	0,57	16,89	54	4,22	1,19	6,17

Окончание табл. 2

№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}, ^\circ\text{C}$	№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}, ^\circ\text{C}$	№ точки	Координаты		Т-ра $t_{x,y}, ^\circ\text{C}$
	x	y			x	y			x	y	
11	0,37	0,96	24,36	33	0,65	0,74	20,05	55	3,51	1,26	6,70
12	0,43	0,96	24,38	34	0,65	0,64	17,45	56	2,81	1,33	7,62
13	0,19	1,15	25,11	35	0,65	0,54	15,19	57	0,43	0,96	24,38
14	0,26	1,22	23,33	36	0,65	0,44	13,13	58	0,33	0,96	24,63
15	0,33	1,29	21,95	37	0,81	0,81	19,33	59	0,32	0,96	24,69
16	0,40	1,36	20,70	38	0,88	0,73	16,75	60	0,26	0,96	25,39
17	0,00	1,23	24,06	39	0,95	0,66	14,71	61	0,49	0,81	22,26
18	0,00	1,33	21,87	40	1,09	0,59	12,36	62	0,42	0,73	20,72
19	0,00	1,43	20,19	41	0,87	0,96	19,72	63	0,35	0,66	19,37
20	0,00	1,53	18,82	42	0,97	0,96	17,46	64	0,28	0,59	17,96
21	0,19	1,15	25,11	43	1,07	0,96	15,80	-	-	-	-
22	0,26	1,22	23,33	44	1,17	0,96	14,45	-	-	-	-

2. Разработка программы численного исследования температурного поля вокруг трубопроводов тепловой сети. Моделирование температурного поля вокруг тепловой сети и связанных с ним тепловых потерь трубопроводом может применяться при решении различных задач, например планирования оптимальной трассы системы теплоснабжения, или решение вопроса подключения того или иного потребителя к тепловым сетям [7–10]. Для упрощения построения поля температур целесообразно разработать программу расчета. Для этого, была разработана блок-схема, представленная ниже на рисунке 4.

Рассмотрим работу программы на примере подбора изоляционного материала и оптимальной глубины заложения сети, а также в двухтрубной системе оптимального горизонтального расстояния между осями труб сети. На первом этапе пользователь должен определиться, какую систему он будет рассчитывать. Для этого ему следует воспользоваться блок-схемой. На рисунке 5 показан фрагмент работы программы в режиме ввода исходных данных для двухтрубной систем.

В зависимости от выбора расчетной схемы будет меняться перечень исходных данных. Далее пользователь вводит исходные данные, необходимые для расчета, в соответствии с приведенным перечнем: температура теплоносителя; температура наружного воздуха; коэффициент теплопроводности i -го слоя изоляции; наружный диаметр i -го слоя изоляции; внутренний диаметр i -го слоя изоляции; коэффициент теплопроводности грунта; эквивалентная глубина заложения; глубина заложения трубопровода от поверхности земли до его оси; коэффициент теплопередачи от поверхности земли к воздуху; горизонтальное расстояние между осями труб; наружная температура; температура теплоносителя в первом трубопроводе; температура теплоносителя во втором трубопроводе; термическое сопротивление первого трубопровода; термическое сопротивление второго трубопровода. Также, следует учитывать, в каком грунте будет находиться трубопровод. При расчете следует выбрать один из подходящих вариантов: сухой, маловлажный, средневлажный, сильновлажный. Для расчета двухтрубной системы первоначально нужно вычислить значения условного дополнительного термического сопротивления и термического сопротивления трубопровода.

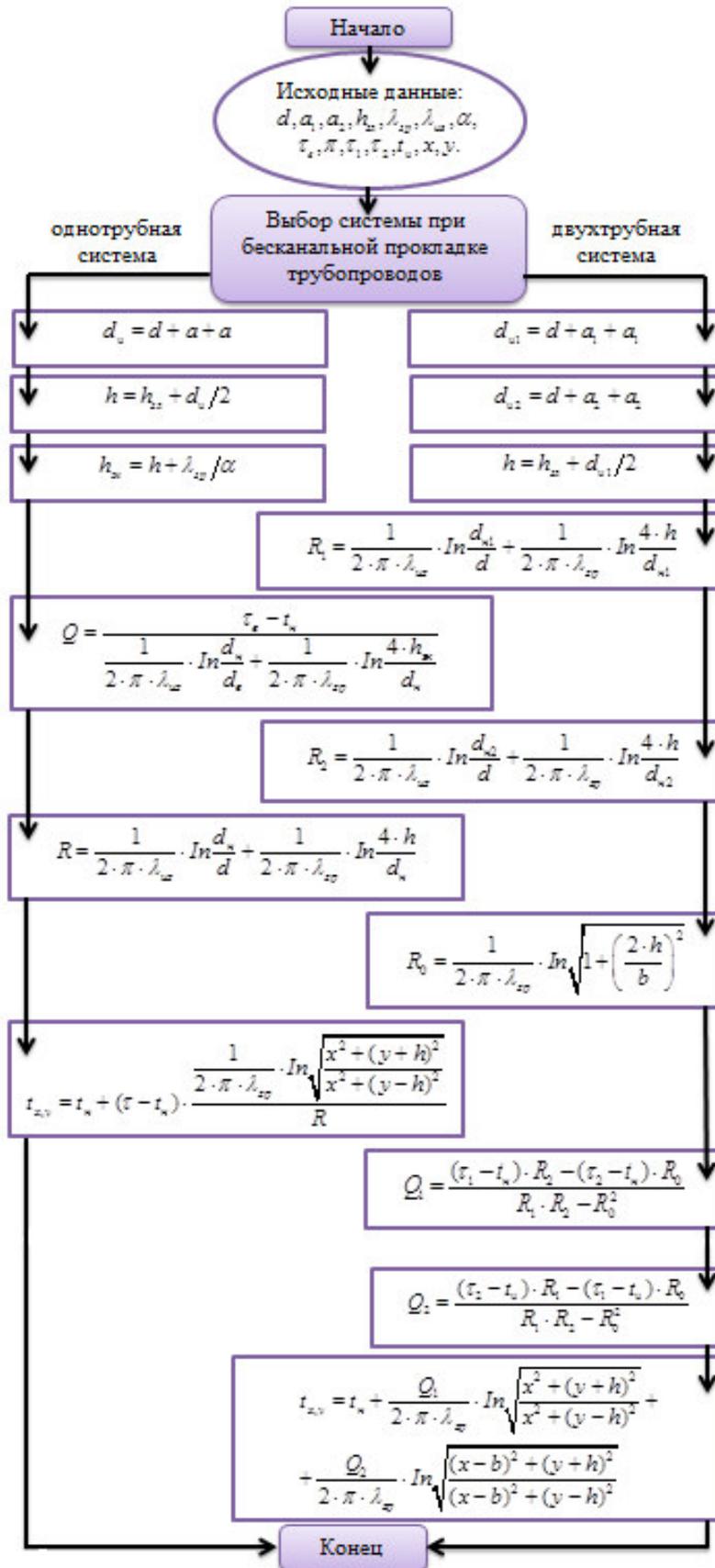


Рис. 4. Блок схема для расчета теплотерь однотрубной и двухтрубной системы при бесканальной прокладке

Расчет теплотерь при бесканальной прокладке

Однотрубная Двухтрубная

Термическое сопротивление трубопроводов

диаметр трубопроводов

толщина изоляции подающего трубопровода

толщина изоляции обратного трубопровода

коэф. теплопроводности изоляции

термическое сопротивление 1 трубопровода

термическое сопротивление 2 трубопровода

Условное доп. термическое сопротивление

глубина заложения трубопровода до верха изоляции

грунт

расстояние между осями трубопроводов

условное доп. термическое сопротивление

Теплотери двухтрубной системы при бесканальной прокладке

средняя t теплоносителя в подающем трубопроводе

средняя t теплоносителя в обратном трубопроводе

t окр. среды

Вычислить теплотери

теплотери подающего трубопровода

теплотери обратного трубопровода

общие теплотери

Температурное поле в координатах (x,y) вокруг однотрубного теплопровода

координата x

координата y

Вычислить температурное поле

температурное поле

Очистить все

Рис. 5. Фрагмент работы с программой в режиме ввода исходных данных для двухтрубной системы

Однотрубная Двухтрубная

Термическое сопротивление трубопроводов

диаметр трубопроводов

толщина изоляции подающего трубопровода

толщина изоляции обратного трубопровода

коэф. теплопроводности изоляции

термическое сопротивление 1 трубопровода

термическое сопротивление 2 трубопровода

Рис. 6. Расчет условного дополнительного термического сопротивления

По такой же методике пользователь проводит расчет тепловых потерь и для других теплоизоляционных материалов с целью найти наиболее подходящий ему по нужным для него параметрам.

Температурное поле в координатах (x,y) вокруг однотрубного теплопровода

координата x	0,0	Вычислить температурное поле
координата y	0,7	
температурное поле	16.43	Очистить все

Рис. 7. Расчет температуры в произвольной точке

Вывод. В работе проведено численное исследование температурного поля грунта вокруг однотрубного и двухтрубного теплопровода при бесканальной прокладки. Для упрощения численного исследования разработан программный продукт на языке программирования с++ в интерактивной среде разработки Visual Studio 2010 Express Edition, который является частью продуктовой линейки Visual Studio 2010 Express family – свободного набора инструментов, разработанных компанией Microsoft под операционной системой Windows. Разработанная программа позволяет сократить трудоемкость проведения инженерных расчетов по определению тепловых потерь трубопроводом и температуры окружающего грунта в произвольной точке при проектировании систем теплогаснабжения.

Библиографический список

1. **Козин В. Е.** Теплоснабжение: Учебное пособие для студентов вузов. – М. : Высш. школа, 1980. – 408 с.
2. **Копко, В. М.** Теплоснабжение / В. М. Копко [и др.]. – М. : Высшая школа, 1985. – 139 с.
3. **Соколов, Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети учебник для вузов. 5-е изд. – М. : Энергоиздат, 1982. – 360 с.
4. **Ионин, А. А.** Теплоснабжение. Учебник для вузов / А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братенков, Е. Н. Терлецкая. – М. : Стройиздат, 1982. – 336 с.
5. **Половников, В. Ю.** Численный анализ влияния нестационарности процессов теплопереноса в зонах размещения подземных теплопроводов на их тепловые режимы и тепловые потери / В. Ю. Половников // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – №10. – С.76–84.
6. **Половников, В. Ю.** Тепловые режимы и тепловые потери подземных трубопроводов с учетом реальных условий теплообмена на внешнем контуре взаимодействия / В. Ю. Половников // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – № 1. – С. 124–131.
7. **Чуйкина, А. А.** Планирование оптимальной трассы системы теплоснабжения при равномерном распределении тепловой нагрузки / А. А. Чуйкина, Е. В. Плаксина, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2(15). – С. 50–57.
8. **Mel'kumov, 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. **Mel'kumov, 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. Tulsкая, A. A. Chuikina // Russian Journal of Building Construction and Architecture. – 2018. – № 1 (37). – С. 18–28.
10. **Лобода, А. А.** Проектирование трасс систем теплоснабжения на основе системного анализа / А. В. Лобода, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 3(55). – С. 11–20.

Для цитирования: **Панов, М. Я.** Численное моделирование температурного поля вокруг трубопроводов тепловой сети / М. Я. Панов, Е. В. Плаксина, Д. Д. Сорокина, В. К. Давыдова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 25–32.

УДК 621.643

ОПТИМАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М. С. Викулина, А. С. Жерлицина, Г. Н. Мартыненко, С. В. Толоконникова

Воронежский государственный технический университет

М. С. Викулина, студент кафедры жилищно-коммунального хозяйства

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(915)557-23-30, e-mail: vikulina.98@inbox.ru

А. С. Жерлицина, студент кафедры жилищно-коммунального хозяйства

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(906)583-20-90, e-mail: anzherl@mail.ru

Г. Н. Мартыненко, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(920)459-09-07, e-mail: glen2009@mail.ru

С. В. Толоконникова, магистр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. В практике замены трубопроводов, подвергшихся коррозии и износу, применяются несколько способов восстановления. Чаще всего эти методы сопровождаются вскрытием траншеи, в которой происходит замена участка трубопровода или всей сети такими же стальными трубами, расположенными к износу. Более современным способом замены трубопровода выступает метод введения в него полиэтиленовых плетей. Такая технология выработана для разного рода условий использования реконструируемых трубопроводов.

Результаты и выводы. В данной работе рассмотрены основные виды технологий бестраншейного ремонта трубопроводов. Рассмотрена задача по замене старого трубопровода. Результаты расчета доказывают эффективность замены старой трубы новыми полимерными трубами методом Swagelining.

Ключевые слова: трубопровод, восстановление, оптимальные методы, реновация, релайнинг.

Введение. Для оптимального функционирования любых гидравлических систем необходима их целостность, возможность оперативного ремонта и управления [1–13]. В мировой практике на сегодняшний день используются шесть способов бестраншейной реставрации поврежденных трубопроводов, с использованием разного рода технологий:

– «труба в трубу» – суть данного метода заключается в просовывании во внутрь исправляемого трубопровода нового полиэтиленового. Применить данный способ возможно при условии, что наружный диаметр полиэтиленовой трубы меньше внутреннего диаметра реставрируемого трубопровода. В случае увеличения диаметра на один размер произойдет разламывание реставрируемого трубопровода. Это позволяет использовать полиэтиленовую трубу с диаметром больше, чем изношенный стальной трубопровод;

– внутреннюю поверхность реставрируемого трубопровода покрывают цементно-песчаным раствором. При этом труба изнутри должна быть заранее промыта и отшлифована. Такой способ не является долговечным, так как начинает происходить механическое или химическое разрушение нового слоя;

– «чулочная технология» – в предварительно обработанный высоким давлением трубопровод протягивают синтетический чулок. После этого происходит полимеризация чулка, который находится в воде определенной температуры. Следующим шагом является кварцевание ультрафиолетом. Для гарантии появления на внутренней поверхности трубы надёжной прослойки применяют кварцевание ультрафиолетом;

– способ «U – лайнер» – принцип работы заключается в протягивании во внутрь старой трубы новой U-образной полиэтиленовой. Затем осуществляют её выпрямление при помощи теплоносителя определенной температуры;

– использование ремонтного робота и ремонтной вставки для реставрации трубопровода.

В настоящее время мы наблюдаем следующую статистику применения данных способов бестраншейной замены трубопроводов:

- «труба в трубе» – 68–72 %;
- «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода – 8–10 %;
- цементно–песчаная облицовка внутренней поверхности – 6–8 %;
- «чулочная» технология – 5–8 %;
- технология «U – лайнер» – 2–4 %;
- локальный ремонт – 1–2 %.

1. Способы замены трубопроводов. В наше время сборка и реставрация трубопроводов осуществляется с использованием следующих видов бестраншейной технологии:

1. Горизонтальное бурение. Происходит пробуривание с применением бурового аппарата. При этом само отверстие может иметь диаметр намного больший, чем разрез проводимой трубы. Данный способ даёт возможность работникам во время прокладки управлять маршрутом бура, с целью обогнуть препятствие.

2. Прокалывание. Почва прокалывается специальной трубой, оборудованной наконечником, сделанным в форме бура. Прокалывание выполняется на малое расстояние. Такая технология используется для трубопровода с небольшим диаметром.

3. Продавливание. Для магистралей гораздо большего сечения используется продавливание. Такой способ допускает прокладку труб без траншей на дальние расстояния. Продавливание чаще всего применяется при замене стальных трубопроводов, а способ проведения работ соответствует названию.

4. Санация – реставрация плети трубопровода, выполняемая без рытья траншеи. В процессе износа и механических повреждений непригодные трубы подвергаются частичной или полной замене. Чаще всего такие трубы находятся в диапазоне диаметром от 50 до 800 миллиметров. Технология применима в следующих случаях:

- при появлении отложений на внутренней поверхности труб и уменьшение проходимости;
- в процессе истирания стальных трубопроводов;
- после изменения давления во внутренней части трубы, уменьшение пропускной способности;
- после появления трещин и забивания сетей;
- при корродировании трубопровода, что может привести к утечке переносимой жидкости;
- из-за повреждений трубопроводной сети корнями деревьев;
- в случаях разрушения канализационных сетей.

Известны два вида санации: реновация (Pipe Bursting) – сопровождается разрушением старой трубы; релайнинг (Pipe Lining) – изношенная труба остаётся целой [12].

Реновация применима в случаях, когда осуществить восстановительные работы способом «труба в трубе» невозможно, например, при недостатке нужного напора в трубе. Также реновация используется при надобности увеличения диаметра протягиваемой трубы. Работы происходят с помощью статического взлома старых труб, участок трубы, который нужно разрушить, обязательно должен быть прямолинейным. Роликовый резак со специальными ножами и расширителем проталкивается в трубопровод через стартовый котлован. Все это проводится гидросиловым механизмом, тянущим рабочую установку из приемного котлована на себя. К резаку прицеплен расширитель, единый механизм разрушает старую трубу, а обломки от нее впрессовываются в почву. В получившуюся полость пропускается новая труба.

Релайнинг (способ «труба в трубе») осуществляется методом протаскивания в старые, заранее обработанные от коррозии, разрушенные плети, новых полиэтиленовых. Через рабочий котлован в заменяемые трубы при помощи сцепного устройства, зафиксированного в приемном котловане, гидросиловым механизмом и тянущим тросом с контролируемым тяговым усилием протаскиваются новые плети. В таком случае диаметр изношенных труб должен быть больше диаметра новых на 12–15 %. Так как внутренняя поверхность полиэтиленовой трубы имеет более гладкую структуру, чем у стальных, уменьшение диаметра трубы не повлияет на условия эксплуатации и его рабочие параметры за счет улучшения гидравлических характеристик трубопровода. Гидравлическая способность трубопровода увеличивается. Обновленные данным методом трубы отличаются высокими антикоррозионными характеристиками и увеличивают срок службы трубопровода на многие годы (рис.1).

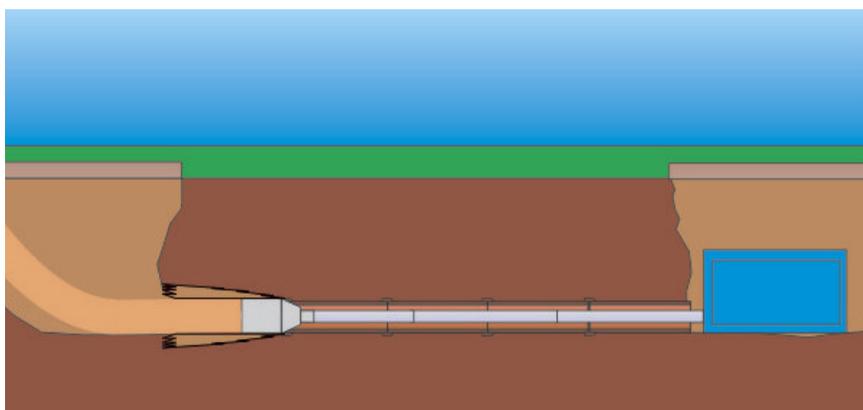


Рис. 1. Релайнинг [16]

При необходимости сохранения либо увеличения диаметра трубы применяют метод статического взламывания. Такая технология выполняется в следующей последовательности:

1. Вырывается приемный котлован размером 2х3м;
2. Со стороны котлова протягиваются штанги через реставрируемый трубопровод;
3. В котловане на конце штанг фиксируется расширительный нож. Он закреплен с растягиваемой трубой через вертлюг;
4. На раме, находящейся в приёмном котловане, устанавливаются гидравлические домкраты. В них затягивают штанги;
5. Каретка, на которой удерживаются штанги, домкратами побуждается к движению. С целью надежного закрепления рамы, в котловане заранее монтируется упорная плита;
6. Полимерная труба тянется до выхода расширительного ножа в приемный котлован.

Во время протягивания штанги (длина 1,5 метра) периодически достаются. В результате применения такого способа изношенная труба перерезается ножом, расширяется и в её полость протягивается новый пластмассовый трубопровод.

2. Метод Swagelining. Реставрация старых трубопроводов является необходимостью при окончании сроков эксплуатации или при возникновении аварий на магистралях или ответвлениях. Замены трубопроводов по методу Swagelining обеспечивает эффект ресурсо- и энергосбережения. Метод Swagelining – это бестраншейная технология, характеризуется сжатием по профилю плетей полиэтиленовых труб, затем протягивание в старые изношенные трубопроводы. Стоит заметить, что краткосрочное термомеханическое сжатие трубы не допускает нарушение основных отличий труб из термопластов поддерживать явление памяти начальной формы: в течение малого отрезка времени они выпрямляются и надежно облегают внутреннюю стенку изношенного трубопровода без появления какого-либо межтрубного участка. Метод Swagelining допускает ремонтировать трубы диаметром от 100 до 1200 мм при большой протяженности восстанавливаемого участка. Реставрирование изношенных

трубопроводов может совершаться некоторым количеством захваток длиной до 300 м с применением начального и конечного котлованов.

Сущность метода Swagelining – полимерный трубопровод, который подлежит сжатию, протягивается через топочную камеру, там же совершается нагрев до 70...80 °С.

Перед топочной камерой подлежащие сжатию трубы совмещаются с помощью сварки встык, создавая плетъ из некоторого количества труб. В конце топочной камеры натягиваемый трубопровод проходит через отдельное устройство – сужающую матрицу. Из-за этого осуществляется сужение диаметра трубы без ее растяжения. На выходе из камеры, трубопровод подверженный сжатию, протягивается при помощи специального устройства (например, лебедки или прибора с гидравлическим управлением). Скорость деформации и протягивания трубопровода для труб диаметром порядка 1000 мм составляет от 40 и 80 м/ч, что допускает за сутки преодолевать расстояния длиной от 300 до 800 м. На протяжении работы следят за силами протяжения, чтобы те не выходили за определенные пределы. Как только проводимая труба достигает последнего колодца, напряжение медленно понижается и происходит процесс расширения диаметра до плотного прилегания полимерной трубы к внутренней поверхности изначально данного трубопровода. Плюсом рассмотренного способа Swagelining в купе с применением номенклатуры полиэтиленовых труб с разными значениями SDR (отношение диаметра к толщине стенки) является возможность приобретения большого количества внутренних диаметров на восстанавливаемом участке трубы. Значения SDR в зависимости от диаметра записаны в таблице.

Таблица

Сводная таблица для анализа расчетных данных

Расчетные величины	Величина SDR						
	9	11	17	21	26	33	41
1. Внутренний диаметр нового трубопровода после реновации $d_{вн.нов.}$, мм	122,91	129,57	139,86	143,49	146,52	149,13	150,95
2. Толщина стенки после операций сжатия-распрямления трубы x , мм	18,05	14,71	9,57	7,75	6,24	4,93	4,03
3. Потери напора: до реновации (в старом трубопроводе) $H_{вн.стар.}$, м	14,91	14,91	14,91	14,91	14,91	14,91	14,91
после реновации в новом трубопроводе, $H_{вн.нов.}$, м	42,59	31,48	20,32	17,55	15,57	14,07	13,13
4. Среднегодовая экономия электроэнергии, кВт·ч:							
на погонный метр трубопровода $\Delta \text{Э}1\text{м}$	-7,98	-4,78	-1,56	-0,76	-0,19	0,24	0,51
по всей длине трубопровода $\text{Э}1$	-3990	-2390	-780	-380	-95	120	255

Для проведения исследования была использована полиэтиленовая труба, имеющая наружный диаметр $d_{нар} = 160$ мм. Для соблюдения условий задачи полиэтиленовую трубу сжали термомеханическим способом, затем протаскивали в стальной старый трубопровод с внутренним диаметром $d_{вн.стар} = 159$ мм [13].

Далее определялась толщина стенки после сжатия и выпрямления полиэтиленовой трубы в ветхом трубопроводе, при этом учитывалось сохранение массы вещества в полиэтиленовой трубе. Площади торцевых частей на полиэтиленовой трубе – это площади круговых колец. Эти площади оказались одинаковы до операции сжатия и после. Это объясняется тем, что при сжатии полиэтиленовой трубы ее поверхность не растягивалась.

Площадь кругового кольца $S_{нач}$ до сжатия определяется по формуле

$$S_{нач} = \pi \left[\frac{d^2}{4} - \frac{(d_{нар} - 2m)^2}{4} \right] = \pi (d_{нар} \cdot m - m^2) \quad (1)$$

Проводя аналогичные математические операции, площадь кругового кольца после сжатия $S_{кон}$ может быть представлена в виде уравнения:

$$S_{кон} = \pi (d_{нар}^* \cdot x - x^2). \quad (2)$$

Площади остаются неизменными до и после операций термомеханического сжатия позволяет приравнять площади круговых колец до и после сжатия, т.е. $S_{нач} = S_{кон}$

$$d_{нар} \cdot m - m^2 = d_{нар}^* \cdot x - x^2 = 0. \quad (3)$$

Приведя полученную зависимость к стандартному виду квадратного уравнения, в итоге получим результирующее уравнение:

$$x^2 - d_{нар}^* \cdot x + d_{нар} \cdot m - m^2 = 0. \quad (4)$$

Наружный диаметр полиэтиленовой трубы $d_{нар}^*$, который получился после сжатия и протаскивания в ветхий стальной трубопровод по условиям задачи является внутренним диаметром стального трубопровода $d_{вн.стар}$. То есть $d_{нар}^* = d_{вн.стар}$. Следовательно, уравнение (4) примет новый вид:

$$x^2 - d_{вн.стар} \cdot x + d_{нар} \cdot m - m^2 = 0. \quad (5)$$

Далее, отталкиваясь от значения стандартных диаметров $d_{нар}$ и толщины стенки m трубопроводов, подбираем нужное значение SDR. После термомеханического сжатия и выпрямления полиэтиленовых труб, ищется истинное значение внутренних диаметров $d_{вн}$ и толщины стенок (табл.).

Значения, полученные в результате решения задачи, являются сведениями для инженера при выборе конечного решения по восстановлению старого трубопровода путем подбора истинного значения SDR восстанавливающего трубопровода, который должен иметь высокую степень энергосбережения. В настоящее время самый точный расчет при проведении ремонтных работ и проектировании будет получен с использованием компьютерных программ, которые служат для создания гидравлических моделей и расчетов.

Вывод. При использовании в качестве нового трубопровода полиэтиленовой трубы со значением SDR 9 отмечается увеличение потерь напора, из-за чего экономические показатели по электроэнергии имеют отрицательные значения. Добиться положительного потенциала энергосбережения получится в случае использования труб с SDR 33 и SDR 41.

С помощью перебора параметров и различных значений SDR при определённом диаметре полимерных труб, подлежащих сжатию, проектировщик может подобрать наиболее подходящий способ реновации. При таком варианте потери напора должны быть минимальными и затраты электроэнергии для движения воды/газа должны быть минимальными.

В проведенных исследованиях были рассмотрены основные виды технологий бестраншейного ремонта трубопроводов. Метод введения в повреждённый трубопровод секций полиэтиленовых труб явился наиболее прогрессивным. Дана оценка возможности энергосбережения после выполнения бестраншейной технологии Swagelining, которая позволяет достичь ресурса и энергосбережения, снизить затраты на транспортировку воды/газа. Рассмотрена задача по замене старого трубопровода. Результаты расчета доказывают эффективность замены старой трубы новыми полимерными трубами методом Swagelining.

Библиографический список

1. **Мартыненко, Г. Н.** Моделирование процессов оперативного управления городскими системами газоснабжения на основе факторного анализа: дис. канд. техн. наук: 05.23.03 / Мартыненко Галина Николаевна; ВГТУ; науч. рук. М.Я. Панов. – Воронеж, 2004. – 182 с.
2. **Панов, М. Я.** Алгоритм идентификации гидравлических характеристик управляемых дросселей на ветвях структурного графа абонентских подсистем / М. Я. Панов, Г. Н. Мартыненко, И. А. Дмитриев // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2008. – № 3 (11). – С. 106–112.
3. **Мартыненко, Г. Н.** Оптимальный синтез гидравлических трубопроводных систем в области оперативного управления / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов, В. И. Щербаков, И. П. Давыдова // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2004. – № 2 (542). – С. 78–83.
4. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / ред. проф. В. В. Клюева. – М. : Машиностроение. – 2003. – 636 с.
5. **Алдалис, Х.** Формирование математической модели оперативного управления функционированием систем газоснабжения с использованием узловой схемы отбора путевой нагрузки / Х. Алдалис, М. Я. Панов, Г.Н. Мартыненко // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1 (1). – С. 75–80.
6. **Мартыненко, Г. Н.** Анализ существующей схемы управления газопотоками в городских системах газоснабжения и перспективы ее развития в рамках оперативного управления / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Инженерные системы зданий и сооружений. – 2005. – № 2. – С. 23–26.
7. **Алдалис, Х.** Управление системами газоснабжения с узловой схемой отбора путевой нагрузки / Х. Алдалис, М.Я. Панов, Г.Н. Мартыненко // Газовая промышленность. – 2009. – № 8 (635). – С. 75–77.
8. **Мартыненко, Г. Н.** Применение методологии факторного анализа для моделирования дроссельных характеристик газораспределительных систем / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов, И. С. Капошин // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 7 (535). – С. 99–103.
9. **Маслова, Т. О.** Энергосбережение в жилищном фонде / Т.О. Маслова, И.С. Курасов, Г.Н. Мартыненко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 1 (10). – С. 20–31.
10. **Лукьяненко, В. И.** Оперативное управление функционированием городских систем газоснабжения / В. И. Лукьяненко, Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // в сборнике: Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения. Труды научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2012. – С. 89–94.
11. **Колосов, А. И.** Расчет газовых сетей населенных пунктов: учебно-методическое пособие для студентов бакалавриата направлений подготовки 08.03.01 «Строительство», 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения / А. И. Колосов, Г. Н. Мартыненко, С. В. Чуйкин. – Воронеж: ВГТУ. – 2017. – 94 с.
12. **Мартыненко, Г. Н.** Применение факторного анализа для обоснования санации изношенных газопроводов / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 9 (537). – С. 110–112.
13. **Орлов, В. А.** Восстановление ветхих трубопроводов предварительно сжатыми полимерными трубами / В. А. Орлов, К. Е. Хренов, И. О. Богомолова // Вестник МГСУ. – 2014. – № 2. – С. 105–113.

Для цитирования: **Викулина, М. С.** Оптимальные методы применения восстановления стальных трубопроводов / М. С. Викулина, А. С. Жерлицина, Г. Н. Мартыненко, С. В. Толоконникова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 33–38.

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 678.01

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А. В. Исанова, А. А. Долгих, С. А. Петров, Р. А. Задвицкий

Воронежский государственный технический университет

А. В. Исанова, канд. техн. наук, доц. кафедры жилищно-коммунального хозяйства

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(900)304-62-51, e-mail: glen2009@mail.ru

А. А. Долгих, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(919)236-24-60, e-mail: Alechka18_3@mail.ru

С. А. Петров, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(952)551-79-10, e-mail: ser.petrov13@mail.ru

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

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(980)543-48-08, e-mail: vit21kot23@mail.ru

Постановка задачи. Экономическая оценка трубопроводного транспорта на данном этапе технологического развития является столь же приоритетной, как и его безопасность. Ключевой проблемой современной нефтегазовой отрасли стал вопрос об устаревших материалах транспортировки и значительных тратах на поддержание их коррозионной стойкости. Важный аспект применения новых материалов – значительное удешевление монтажа трубопровода и, как следствие, дополнительного (антикоррозионного) оборудования.

Результаты. Произведён физический анализ состава композитных материалов, что позволило выделить основные плюсы и минусы их эксплуатации. Обзор мирового рынка таких материалов и их экономической составляющей помог выделить наиболее выгодные стороны его использования для нефтегазовой отрасли.

Выводы. Сравнительный анализ стальных и композитных материалов показал, что магистральные трубопроводы из композитов в эксплуатации имеют значительную экономическую выгоду. При доработке герметичности композиты превосходят стальные трубопроводы на 80 %.

Ключевые слова: транспорт нефти и газа, стальной трубопровод, композитные материалы, коррозия.

Введение. На протяжении многих десятилетий основным видом транспорта нефти и газа является использование магистральных трубопроводов. В первую очередь это связано с надежной работой системы транспортировки, ее бесперебойностью и гарантированным обеспечением потребителей.

Для поддержания высокого срока службы магистрального газопровода в качестве основного материала используют сталь. К преимуществам стальных изделий относится их высокая прочность, а качественно выполненные сварочные работы обеспечивают надежность и герметичность шва. Однако одним из основных минусов данного материала является подверженность коррозии из-за большого содержания в транспортируемой среде коррозионно-активных компонентов, а также под воздействием внешних факторов срок службы магистрального трубопровода будет значительно сокращаться.

Применение различных видов защиты трубопроводов от коррозии, например, активная защита, требует значительных затрат для её реализации, а использование ингибиторов коррозии, как показала практика, приводит к несущественному увеличению срока службы.

Если до 90-х годов производились и применялись исключительно стальные трубопроводы, то с течением времени, в свете развития технологий, появились другие материалы для производства труб, например, композитные.

1. Общие сведения о композитных материалах. Материалы, полученные из двух или более компонентов и состоящие из двух или более фаз, называют композиционными [1, 4, 8]. Один компонент (матрица) образует непрерывную фазу, другой является наполнителем. Композиционные материалы являются гетерогенными системами и могут быть разделены на три основных класса:

- матричные системы, состоящие из непрерывной фазы (матрицы) и дисперсной фазы (дискретных частиц);
- композиции с волокнистыми наполнителями;
- композиции, имеющие взаимопроникающую структуру двух или более непрерывных фаз.

Прочность связи армирующих элементов и матриц, а также соотношение свойств между ними определяют механическое поведение композита. Работоспособность и эффективность материала зависят от технологии совмещения исходных компонентов и правильного подбора, призванного обеспечить прочную связь между компонентами при сохранении их первоначальных характеристик.

Комплекс свойств композита образуется в результате совмещения армирующих элементов и матрицы. Он не только отражает исходные характеристики его компонентов, но и включает свойства, которыми изолированные компоненты не обладают. Например, наличие границ раздела между армирующими элементами и матрицей существенно повышает трещиностойкость материала. В композитах повышение статической прочности приводит не к снижению, а, как правило, к повышению характеристик вязкости разрушения в отличие от металлов.

Преимущества композиционных материалов:

- высокая удельная прочность;
- высокая усталостная прочность;
- высокая износостойкость;
- высокая жёсткость (модуль упругости 130-140 ГПа);
- лёгкость.

Разные классы композитов могут обладать одним или несколькими преимуществами. Некоторых преимуществ невозможно добиться одновременно. Большинство классов композитов (но не все) обладают недостатками:

- высокая стоимость;
- необходимость профильного дорогостоящего оборудования и сырья;
- анизотропия свойств;
- низкая ударная вязкость;
- композитные материалы могут выделять пары, которые часто являются токсичными.

Исходя из прогнозов Transparency Market Research [2] глобальный рынок композитов будет непрерывно расти. На рис. 1 показан график развития мирового рынка композитов по областям его применения.

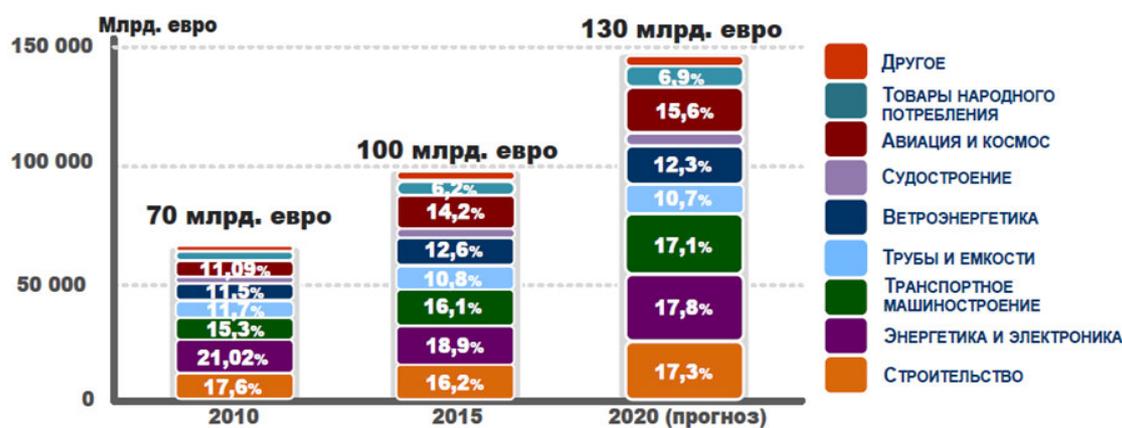


Рис. 1. Развитие мирового рынка композитов с 2010 по 2020 год [2]

Сегодня лидерами в производстве композитов являются Китай и США, которые производят 28 % и 22 % от общего объема композитов соответственно. Что касается России, то мы изготавливаем скромный 1 % от общего объема материала. На рис.2 представлена диаграмма основных производителей композитов.

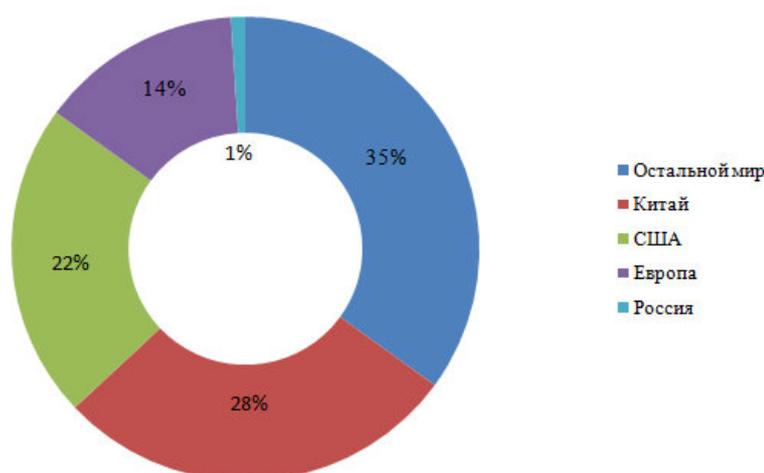


Рис. 2. Основные производители композитов [3]

2. Композиты в нефтегазовой отрасли. Вследствие повышения требований к современному нефтегазовому оборудованию, усложнений условий нефтегазодобычи, а также для освоения арктических месторождений, требуется использование композитных сверхпрочных труб [5]. Преимущества труб из композитных материалов:

- служат значительно дольше стальных труб;
- не требуют катодной защиты;
- не подвержены коррозии;
- высокая надежность при воздействии механических перегрузок;
- за счет гладкости стенок потери напора на трение на 30 % ниже, чем в стальных трубах, пропускная способность выше, чем у стальных;
- композитные трубы в несколько раз легче стальных, что облегчает их транспортировку и монтаж;
- трубы обладают химической стойкостью к агрессивным средам, под влиянием которых традиционные материалы корродируют и стареют;
- теплостойкость до 135 °С;

- использовать трубу можно при наличии ударных и вибрационных нагрузок – под автомагистралями, железными дорогами;

- цена труб довольно высокая, но с учетом затрат на эксплуатацию и длительного периода службы, экономия очевидна.

К недостаткам труб из композитных материалов можно отнести:

- существующую вероятность утечек транспортируемых сред с последующим разрыхлением структуры композита из-за низкой трещиностойкости стенок труб под действием внутреннего давления;

- проницаемость транспортируемой среды через герметизирующий слой вследствие длительного действия внутреннего давления;

- сложность обеспечения синхронности работы герметизирующих оболочек совместно со стенкой трубы из-за различных деформационных характеристик;

- недостаточную надежность соединительных элементов;

- разгерметизацию трубопровода при явлении «кессонного отслаивания» герметизирующего слоя при сбросах внутреннего давления.

В таблице проведено сравнение основных параметров труб в исполнении из стальных и композитных материалов.

Еще одним немало важным фактором сравнения является экономическая составляющая прокладки и эксплуатации трубопровода.

На рис. 3 представлены затраты на этапы проектирования, производства и укладки стальных и композитных труб.

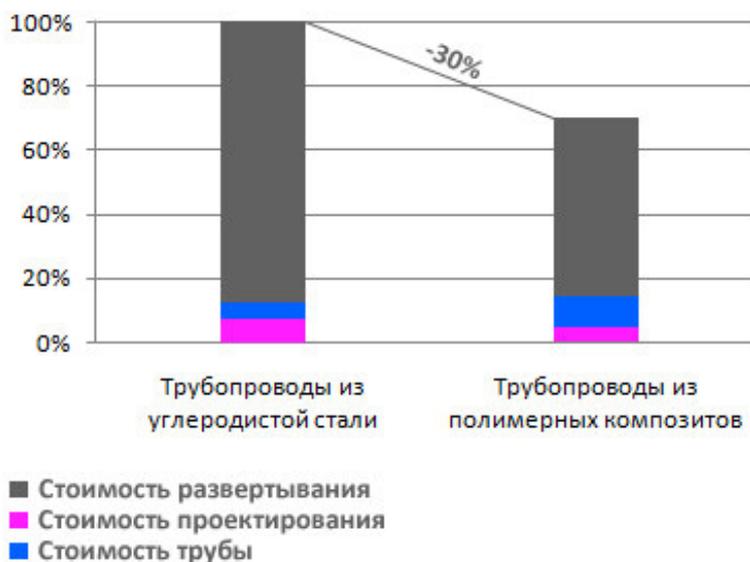


Рис. 3. Стоимость владения трубопроводами [3]

Что касается затрат на эксплуатацию трубопровода, не стоит забывать, что для стальных газопроводов необходимо использовать активные виды защиты от коррозии - это существенно повышает стоимость владения трубопроводом [6, 7].

Исходя из этих данных можно с уверенностью сказать, что при использовании композитных материалов для производства магистральных трубопроводов позволит сэкономить как минимум 30 % затрат от использования стальных газопроводов.

Таблица

Сравнительные характеристики труб

№	Сравниваемый параметр	Стальные трубы	Композиционные трубы	Примечание/пояснение
1	Рабочее давление на действующих трубопроводах	До 32 МПа	До 10 МПа (для жидких сред)	–
2	Срок службы	Фактический – около 60-и лет на действующих трубопроводах	Декларативно – свыше 50 лет	Предельный срок службы металлических труб не установлен. В настоящее время продолжают успешно эксплуатироваться магистральные трубопроводы построенные в период с 50-х годов XX века
3	Диаметр	Фактические возможности существующих производств: – до 2500 мм спиральношовные; – до 1422 мм прямошовные	Свыше 1420 мм (теоретически)	Для строительства газопроводов применение труб диаметром свыше 1420 мм не предусматривается
4	Длина	До 18 м	До 18 м	–
5	Вес трубы	В 2÷2,5 раза выше композиционных	В 2÷2,5 раза меньше стальных	Точный вес композиционных труб зависит от способа изготовления и используемых материалов. Повышение рабочих напряжений (диаметра и давления) неизбежно приведет к повышению толщины стенки и соответственно веса композиционных труб
6	Герметичность при рабочих давлениях транспортировки газа	Обеспечена	Недостаточно данных	Согласно ряду исследований под воздействием внутреннего давления газа неизбежен процесс растрескивания связующего композиционной трубы, приводящий к ее разгерметизации
7	Проблема «кессонного эффекта»	Нет	Да	Для решения проблемы газопроницаемости и «кессонного эффекта» в композиционных трубах потребуются разработка специальных материалов и/или конструкций, что приведет к удорожанию труб

Вывод. Композитные трубопроводы хорошо зарекомендовали себя в простоте транспортировки и монтажа, а также по показателям снижения затрат на сооружение и эксплуатацию, по стойкости к электрохимической коррозии, по крайне низкой шероховатости внутренней поверхности с увеличением пропускной способности трубы на 10–12 %. Как альтернатива стальным газораспределительным трубопроводам используются полиэтиленовые (ПЭ) трубы с похожими характеристиками [9, 10, 12, 14, 17]. Их применение исчерпывающе описано в ряде источников [9–18], однако их применение для магистральных трубопроводов невозможно по ряду причин. Технические характеристики и сортамент ПЭ труб ограничивают область применения. В связи с этим, различные виды композитных материалов дадут более широкие перспективы применения их для строительства магистральных систем.

Библиографический список

1. **Скворцов, Ю. В.** Механика композиционных материалов [Электронный ресурс]. URL: <https://docviewer.yandex.ru/view/0/> (дата обращения: 04.06.2020).
2. Transparency Market Research. Composites. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.transparencymarketresearch.com/composites-market-reports-9.html> (дата обращения: 04.06.2020).
3. Производство сверхпрочных нефтегазовых RTP труб под-ключ. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.teo.ru/pps.htm> (дата обращения: 04.06.2020).
4. **Бузник, В. М.** Фторполимерные материалы: применение в нефтегазовом комплексе / В.М. Бузник // Академические чтения. – М. : Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2009. – Вып.61–31 с.
5. **Ягубов, Э. З.** Композиционно-волоконная труба нефтегазового назначения / Э. З. Ягубов // Технологии нефти и газа. – 2009. – №4 – С.55–57.
6. **Мазур, И. И.** Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О.–М. Иванцов. – М.: Недра. – 2004. – 700 с.
7. **Тимонин, В. А.** Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии / В. А. Тимонин // Антикор-Гальваносервис. Труды Международной научно-практической конференции. – 2007. – С.54-57.
8. **Виллемсон, А. Л.** Фторполимерные материалы как средство повышения эффективности нефтегазовой отрасли / А. Л. Виллемсон, Б. А. Логинов // Коррозия территории нефтегаз. – 2009. – Вып. 11. – С. 26–29.
9. **Колосов, А. И.** Исследование влияния условий эксплуатации на прочностные характеристики трубопроводов систем теплогазоснабжения / А. И. Колосов, О. А. Сотникова, Г. Н. Мартыненко // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1 (1). – С. 113–118.
10. **Мартыненко, Г.Н.** Перспективы развития системы газоснабжения городского округа г. Воронеж на период до 2035 г / Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 3 (51). – С. 11–21.
11. **Мартыненко, Г. Н.** Анализ существующей схемы управления газопотоками в городских системах газоснабжения и перспективы ее развития в рамках оперативного управления / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Инженерные системы зданий и сооружений. – 2005. – № 2. – С. 23–26.
12. **Мартыненко, Г. Н.** Применение методологии факторного анализа для моделирования дроссельных характеристик газораспределительных систем / Г.Н. Мартыненко, М.Я. Панов, И.С. Капошин // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 7 (535). – С. 99–103.
13. **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 (6). – С. 46–49.
14. **Мартыненко, Г. Н.** Применение факторного анализа для обоснования санации изношенных газопроводов / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 9 (537). – С. 110–112.
15. **Мартыненко, Г. Н.** Моделирование процессов оперативного управления городскими системами газоснабжения на основе факторного анализа: автореф. дис. кан.-та технических наук: 05.23.03 / Мартыненко Галина Николаевна; Воронежский государственный архитектурно-строительный университет; науч.рук. М.Я. Панов. – Воронеж, 2004. – 18с.
16. **Колосов, А. И.** Расчет газовых сетей населенных пунктов: учебно-методическое пособие для студентов бакалавриата направлений подготовки 08.03.01 «Строительство», 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения / А. И. Колосов, Г. Н. Мартыненко, С. В. Чуйкин. – Воронеж. – 2017. – 94 с.
17. **Панов, М. Я.** Многофакторный анализ городских систем газоснабжения / М. Я. Панов, Г. Н. Мартыненко // Газовая промышленность. – 2003. – № 4. – С. 38–39.
18. **Martynenko, G. N.** Prospects for the development of the gas supply system of the city district of voronezh for the period till 2035 / G. N. Martynenko, D. N. Kitaev, A. A. Sedaev // Russian Journal of Building Construction and Architecture. – 2018. – № 4 (40). – С. 26–39.

Для цитирования: **Исанова, А. В.** Использование композитных материалов в нефтегазовой отрасли / А. В. Исанова, А. А. Долгих, С. А. Петров, Р. А. Задвицкий // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 39–44.

УДК 620.19

КОМПЛЕКСНАЯ ЗАЩИТА РЕЗЕРВУАРОВ ОТ КОРРОЗИИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С. Г. Тульская, К. А. Складов, Н. О. Ермаков, М. А. Сарычев

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. Складов, канд. техн. наук, доц. кафедры техносферной и пожарной безопасности
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: u00078@vgasu.vrn.ru*

*Н. О. Ермаков, аспирант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

*М. А. Сарычев, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. Проблема коррозии резервуара на нефтебазах актуальна на сегодняшний день. Данная проблема выводит из строя оборудование, отрицательно сказывается на экономике предприятия. Резервуары, предназначенные для транспортирования и хранения нефти и газа должны соблюдать ряд требований по сохранению герметичного состояния. Главной задачей при эксплуатации резервуара минимизировать аварии, поломки и защитить с помощью средств антикоррозийной защиты. Коррозия, может поражать как внутреннюю часть, так и внешнюю часть резервуара. В результате коррозии возникают утечки газов, нефтепродуктов, которые приводят к загрязнению окружающей среды и возникновению аварийных ситуаций. Поэтому очень важно своевременно находить дефекты в оборудовании нефтепереработки и предотвращать их.

Результаты и выводы. В данной статье была исследована коррозионная стойкость различных частей резервуара для хранения нефти и газа. Рассмотрены основные методы расчета коррозии металлического материала. Установлено, что должна проводиться комплексная защита резервуаров от коррозии, которая позволит минимизировать капитальные затраты на предприятии и уменьшить вред окружающей среде.

Ключевые слова: коррозия, резервуар, нефтебаза, сталь, защита, нефтепродукт, экологическая безопасность.

Введение. Транспорт и хранение нефти и газа, а также готовых нефтепродуктов являются важными составляющими нефтяной и газовой отрасли. Хранение нефти и нефтепродуктов на нефтебазах в России регламентируют «Правила технической эксплуатации нефтебаз», утвержденные приказом номер 232 Министерства энергетики РФ в июне 2003-го года. В правилах технической эксплуатации прописаны основные требования, которым должны соответствовать прием и отгрузка нефтепродуктов, хранение светлых нефтепродуктов, нефти и её темных фракций, сроки хранения нефтепродуктов и многое другое.

Все сооружения и здания, а также энергетическое и технологическое оборудование и вспомогательные устройства нефтебазы необходимо эксплуатировать в строгом соответствии с требованиями, разработанными при проектировании и закрепленными в проектно-эксплуатационной документации. Нефтебазы должны быть полностью укомплектованы необходимыми техническими средствами и материалами, предназначенными для локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций, а также для их предупреждения.

Проблема работоспособности материалов является одним из краеугольных камней в вопросах надежной эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли. Коррозия и родственные ей процессы – основные факторы, снижающие надежность оборудования. Данные проблемы

возникают на всех этапах жизненного цикла производства углеводородов, убытки компаний, вызванные авариями оборудования и соответствующими ремонтными операциями, простоями, упущенной выгодой и т.д. Таким образом, одна из ключевых задач, стоящих перед транспортно-энергетическим комплексом – разработка сложных, зачастую нестандартных подходов к вопросам повышения надежности оборудования и защите материалов от агрессивного воздействия эксплуатационных условий [1–5].

1. Общие сведения о коррозии. Коррозия, это самопроизвольное разрушение металлов в результате химического или физико–химического взаимодействия с окружающей средой. Наиболее распространенными видами локальной коррозии, приносящими основной ущерб, являются щелевая (ЩК), питтинговая (ПК), межкристаллитная (МКК) коррозия. Наличие механических растягивающих напряжений ведет обычно к еще более локализованной местной коррозии – коррозионная усталость (КУ) и коррозионное растрескивание (КР) (см. рис) [6–8].



Рис. Резервуары подтверждены коррозии [9]

Процессы коррозии отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Поэтому пока нет единой и всеобъемлющей классификации встречающихся случаев коррозии.

По типу агрессивных сред, в которых протекает процесс разрушения, коррозия может быть следующих видов: газовая коррозия; атмосферная коррозия; коррозия в неэлектролитах; коррозия в электролитах; подземная коррозия; биокоррозия; коррозия под воздействием блуждающих токов. Биокоррозия – неотъемный спутник нефте- и газопромышленности. В результате протекания биокоррозии на поверхности металла появляются небольшие углубления (блестящие либо шероховатые), раковины, неровности, которые могут быть заполнены продуктами коррозии. Биокоррозия в большинстве случаев носит язвенный либо питтинговый характер. Чаще всего биокоррозия является локальным разрушением [8].

2. Коррозия резервуара. Коррозия наносит огромные убытки в отрасли нефтебазы. К основным относятся убытки, связанные с отказом оборудования, пришедшего в негодность из-за коррозионных процессов, его простоя, замены или ремонта, порчей продукции других производств в следствии загрязнения ее продуктами коррозии, высокими допусками на коррозию, стоимость дополнительно потраченной электроэнергии, воды, материалов, стоимость испорченных коррозией трубопроводов, оборудования, машин и др.

Утечки нефтепродуктов из-за коррозии конструкций резервуаров является наиболее непредсказуемым и опасным процессом. Эксплуатационный опыт стального резервуара подтверждается рядом факторов воздействия коррозионной среды. Большая часть коррозионных процессов происходит во внутренней части резервуара. Аварийные ситуации возникают в связи со сквозным разрушением резервуара.

Коррозии металлических материалов оценивают следующими основными методами:

1. Средняя скорость коррозии, $г/(м^2 \cdot ч)$, (коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени):

а) по убыванию массы

$$K_b^- = \frac{m_0 - m_1}{S_0 \cdot \tau}, \quad (1)$$

б) по увеличению массы

$$K_b^+ = \frac{m_0 + m_2}{S_0 \cdot \tau}, \quad (2)$$

где m_0, m_1, m_2 – масса образца соответственно исходного, после коррозионного испытания и с продуктами коррозии; S_0 – площадь, м^2 ; τ – время, ч.

2. Глубинный показатель коррозии Π , $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, (т.е. глубину коррозионного разрушения металла в единицу времени) учитывает плотность материала и выражается уравнением:

$$\Pi = \frac{K_b}{\rho}, \quad (3)$$

где ρ – плотность материала $\text{г}/\text{см}^3$; K_b – средняя скорость коррозии, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

3. Измерение электрического сопротивления образца

$$K_R = \frac{R_1 - R_0}{R_0}, \quad (4)$$

где R_0, R_1 – электрическое сопротивление образца соответственно до коррозии и после коррозионного испытания в течение τ , ч.

Определение скорости коррозии расчетным путем является косвенным измерением. Для бесконтактного мониторинга коррозии в нефтегазовой отрасли, предприятия включились в процесс информатизации и автоматизации производства и на сегодня добились хороших результатов. Электронная информационная модель с датчиками для мониторинга всех инженерных систем нефтегазовых комплексов, которая объединяет в одном информационном пространстве всех специалистов, работающих над добычей, транспортировкой и хранением нефтепродуктов, является удобным и эффективным инструментом.

Основным инструментом в построение информационной модели является лазерное сканирование, основной задачей которого является деформационный мониторинг. Сканирование РВС емкостью 5000 м^3 , которое занимает около часа, в дальнейшем при обработке на компьютере, позволяет получить подробную модель поверхности резервуара, анализ дефектов поверхности резервуара путем сравнения его формы с идеальным цилиндром, анализ отклонения резервуара от вертикали; анализ наклона окрайки резервуара; анализ геометрии сварных швов, как горизонтальных, так и вертикальных.

Одним из основных способов отслеживания коррозии с помощью датчиков, является способ неразрушающего контроля. И здесь в большинстве случаев применяется ультразвуковые системы мониторинга. Использование данной системы гарантирует полное покрытие поверхности; точность оценки дефектов, получение видов с верху и с боку; наложение изображений, вывод отчетов, архивирование информации и анализ результатов, возможность наблюдения роста дефектов от одного обследования до другого, толкование данных с помощью компьютера, таблицы дефектов и отчеты.

Мониторинг, это первый этап к борьбе с коррозией. Главной задачей является правильный выбор и технологии нанесения антикоррозийной защиты для резервуаров. Покрытия должны обладать высокой атмосферо- и влагостойкостью, а также к агрессивным средам,

иметь высокую адгезию к металлу, прочность на изгиб и удар и длительный срок эксплуатации. Антикоррозийные покрытия комбинированной защиты показали себя как наиболее стойкие к агрессивному воздействию углеводородов [3, 5].

Комбинированная защита заключается в следующем. После завершения строительно-монтажных работ и проведения гидравлических испытаний резервуара выполняются работы по противокоррозионной защите внутренней поверхности резервуара и крыши. Защита производится полиуретановыми однокомпонентными материалами. Тепловая изоляция осуществляется способом напыления горючего полимерного теплоизоляционного материала на все конструктивные элементы резервуара. Применяется ППУ плотностью 60 кг/м с толщиной слоя 50 мм. На поверхность ППУ изоляции наносится слой полиуретановой краски толщиной не менее 2 мм стойкой к углеводородам. Что позволяет защитить ППУ от воздействия газовой среды. Срок службы такой антикоррозийной защиты по расчетному сроку около 30 лет.

3. Экологическая безопасность. Кроме технико-экономических убытков, огромной проблемой является проблема экологии. Из-за отсутствия или некачественной антикоррозийной защиты, происходят утечки в почву, вследствие чего загрязняется водоносный горизонт. Так, например, на нефтебазе, расположенной в г. Воронеж, действующей, с начала 50-х годов, в 1998 году было обнаружено загрязнение подземных вод расположенных, под территорией организации, была построена наблюдательная сеть скважин и разработана программа по мониторингу и ликвидации (рис.2). Однако за счет длительного накопления загрязнителя в грунтах зоны аэрации, постоянного поступления нефтепродуктов с поверхности в результате проливов, уровень загрязнения подземных вод увеличился за шесть лет в среднем на 25 %. И на сегодняшний день, необходимо ежемесячный контроль и откачка нефтепродукта, на что тратятся значительные деньги [7].

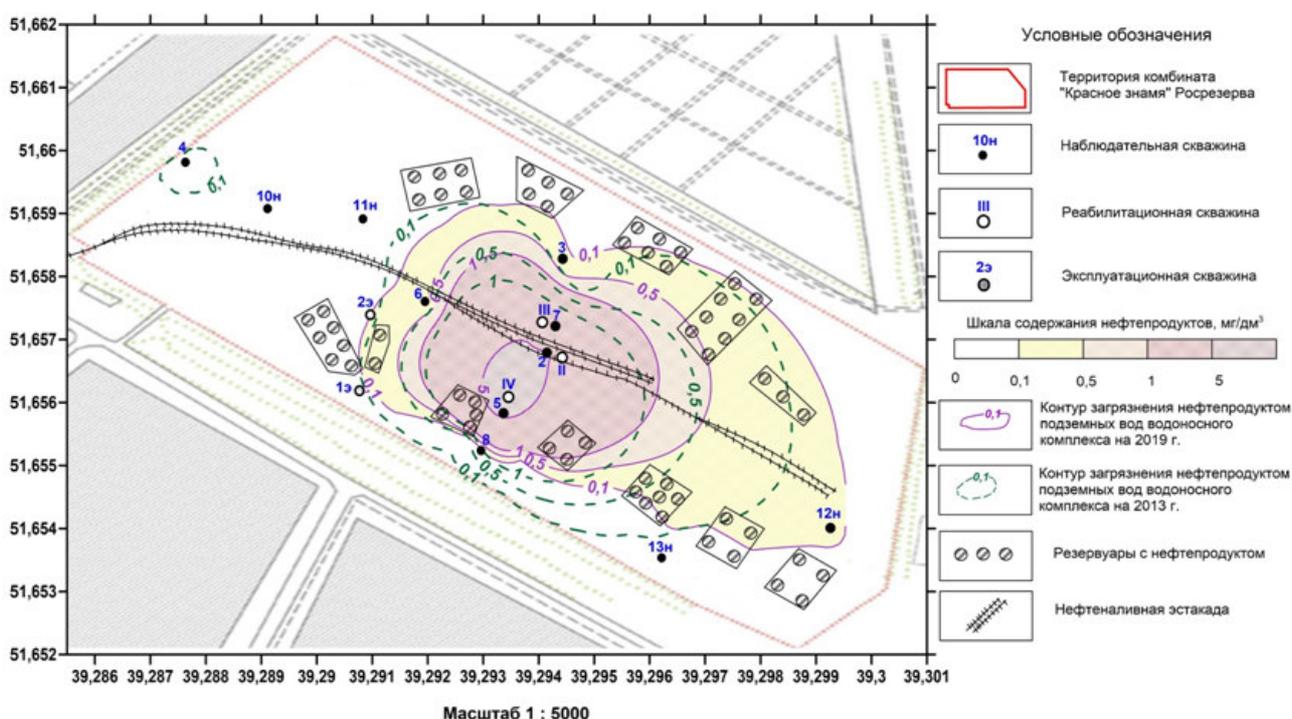


Рис. 2. Карта-схема загрязнения нефтепродуктами подземных вод территории комбината «Красное знамя»

Несмотря на сравнительно небольшие потери, приходящиеся на одну базу, они представляют большую экологическую опасность, так как создают мелкоочаговое, но практиче-

ски равномерное загрязнение. Поэтому очень важно принятие неотложных мер по всемерному сокращению потерь нефтепродуктов.

Для оценки масштабов загрязнения подземных вод нефтепродуктами научным автором Гольдбергом В. М. [4] предложен основной расчет определения площади плавающей линзы нефтепродукта. Запасы нефтепродуктов в линзе подразделяются на общие и извлекаемые. Общие запасы нефтепродукта определяются по формуле:

$$W_0 = F \cdot m \cdot n, \quad (5)$$

где F – площадь линзы нефтепродукта; m – мощность линзы нефтепродукта; n – коэффициент пустотности грунтов, насыщенных нефтепродукта.

Извлекаемые запасы нефтепродукта рассчитываются по формуле:

$$W_u = W_0 \cdot E_n, \quad (6)$$

где E_n – коэффициент нефтеотдачи, который характеризует долю извлекаемых из линзы нефтепродукта.

Вывод. Положительный опыт сокращения потерь нефтепродуктов, нефтегазовых корпораций, как зарубежных, так и российских, где уже давно применяют информационные технологии, в совместной работе с необходимой антикоррозийной защитой, позволяет сказать, что комплексная защита резервуаров от коррозии, является необходимой не только для сокращения убытков компаний, но и для уменьшения вреда окружающей среде.

Библиографический список

1. Гоник, А. А. Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения / А. А. Гоник. – М. : Недра, 1976. – 189 с.
2. Шрейдер, А. В. Влияние водорода на нефтяное и химическое оборудование / А. В. Шрейдер, И. С. Шпарбер, Ю. И. Арчаков. – М. : Машиностроение, 1976. – 88 с.
3. Тульская, С. Г. Альтернативная тепловая изоляция резервуаров с помощью жидких керамических теплоизоляционных покрытий / С. Г. Тульская, С. А. Петров // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2016. – № 2 (23). – С. 71–77.
4. Гольдберг, В. М. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В. М. Гольдберг, В. П. Зверев, А. И. Арбузов и др.; Институт геоэкологии РАН. – М. : Наука, 2001. – 125 с.
5. Петрикеева, Н. А. Задача технико-экономической оптимизации при определении толщины теплоизоляционного слоя теплосетей / Н. А. Петрикеева, А. В. Черемисин, А. В. Копытин // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2016 – № 1 (41). – С. 21–28.
6. Мартыненко, Г. Н. Применение факторного анализа для обоснования санации изношенных газопроводов / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003 – № 9 (537). – С. 110–112.
7. Тульская, С. Г. Экологические проблемы загрязнения окружающей среды нефтепродуктами в ходе разлива из резервуаров / С. Г. Тульская, К. А. Складов, А. А. Харьковская // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2016 – № 4 (5). – С. 45–51.
8. Колосов, А. И. Постановка задачи моделирования восстановления систем теплогазоснабжения при авариях / А. И. Колосов, А. Р. Макаров // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2017 – № 4 (3). – С. 35–41.
9. Защита резервуаров от коррозии [Электронный ресурс]. URL: <https://kemerovo.snmarsh.ru/images/articles/zashita-ot-korrozii/main.jpg> (дата обращения: 03.06.2020).

Для цитирования: Тульская, С. Г. Комплексная защита резервуаров от коррозии в нефтяной и газовой отрасли / С. Г. Тульская, К. А. Складов, Н. О. Ермаков, М. А. Сарычев // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 45–49.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

УДК 621.31

ВЛИЯНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПУНКТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 10КВ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

А. В. Николайчик, Л. Г. Муравлева, С. О. Харин, А. А. Никитина

Воронежский государственный технический университет

А. В. Николайчик, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (920) 461-98-58, e-mail: A.Nikolaichik@yandex.ru

Л. Г. Муравлева, студентка кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (908) 132-76-86, e-mail: muravleva.mila@list.ru

С. О. Харин, ассистент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

А. А. Никитина, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Исследование влияния технических решений, принимаемых при создании и эксплуатации электроэнергетических систем и комплексов, на их финансово экономические и инвестиционные показатели, региональную экономику.

Результаты. Произведены расчеты потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях по действующей методике. На основании примера определено количество потерь электроэнергии за год и ее стоимость.

Выводы. На основании приведенных выше теоретических данных и практических расчетов установлено, что применение ПСС-10-СУ (пункта секционирования и учета электроэнергии) в электрических сетях 10 кВ решает такие важные задачи, как повышение надежности электроснабжения потребителей и снижение коммерческих потерь электроэнергии, что в целом оказывает положительное влияние на экономическую эффективность энергосистемы в целом.

Ключевые слова: пункт секционирования, учет электроэнергии, надежность электроснабжения, потери электроэнергии, силовые трансформаторы, кабельные линии, энергосистема.

Введение. Создание и эксплуатация электроэнергетических систем и комплексов непосредственно связано с передачей энергии от источника к потребителю и ее потреблением. Вопросы связанные с потерями энергии при ее транспортировке (передачи), и работы оборудования всегда так или иначе влияют на экономическую эффективность энергосистемы в целом. В связи с этим применение новых технических решений, оказывающих влияние на эти проблемы, наиболее актуально остается на сегодняшний день.

Применение ПСС-10-СУ позволяет без дополнительных затрат на управление отпайкой вести учет электроэнергии и выполнять все функции защиты и автоматики на современном уровне требований к надежности ЛЭП [1], решая тем самым две важные задачи:

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- снижение коммерческих потерь электроэнергии.

1. Повышение надежности электроснабжения потребителей. Как правило, ПСС-10-СУ устанавливается на ответвление линий 6-10 кВ (отпайка к потребителю), на границе балансовой принадлежности (рис. 1).

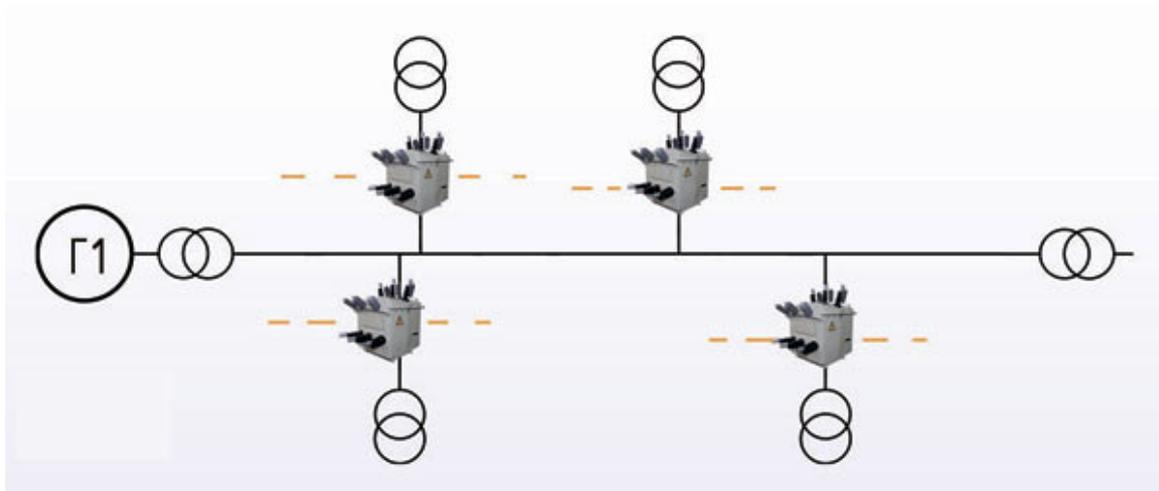


Рис. 1. Установка ПСС-10-СУ на границе балансовой принадлежности [1]

При такой установке ПСС-10-СУ осуществляет учет переданной электроэнергии потребителю в точке балансовой принадлежности и контролирует лимит установленной мощности у потребителя. В случае возникновения короткого замыкания на магистральной линии ПСС-10-СУ защищает от повреждений электротехническое оборудование, установленное у потребителя, а в случае возникновения аварийной ситуации у потребителя ПСС-10-СУ автоматически отключает поврежденный участок от магистрали, сохраняя тем самым уровень надежности электроснабжения потребителей основного фидера.

В ином случае ПСС-10-СУ может быть установлен на границе зоны различных субъектов рынка электроэнергии по напряжению 6-10 кВ.

Основные функции:

- учет электроэнергии переданной потребителю по стороне 6–10 кВ;
- контроль за превышением заданного лимита мощности потребителем;
- максимальная токовая защита (МТЗ) (направленная) до 4-х ступеней, минимальная уставка от 1 А;
- автоматическое восстановление нормального режима (АВНР);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) с контролем тока нулевой последовательности (направленная) до 2-х ступеней минимальная уставка от 0,6 А;
- автоматическое повторное включение (АПВ) до 4-х ступеней;
- автоматический ввод резервного питания (АВР);
- защита минимального напряжения (ЗМН) до 2-х ступеней;
- защита от повышения напряжения до 2-х ступеней;
- автоматическое отключение поврежденного участка ЛЭП ВКЛ/ОТКЛ участка сети вручную и с радио-брелока;
- автоматическое и ручное переконфигурирование электросети;
- сбор, обработка и передача информации о параметрах режимов работы сети.

В состав ПСС–10–СУ входит (рис. 2):

1. Высоковольтный Модуль (ВМ).
2. Низковольтный Модуль (НМ).
3. Соединительный кабель.

4. Трансформатор собственных нужд.
5. Монтажные рамы крепления ВМ на опоры.
6. Монтажная рама крепления НМ на опору.
7. Рама крепления ТСН на опору (при наружном размещении ТСН).

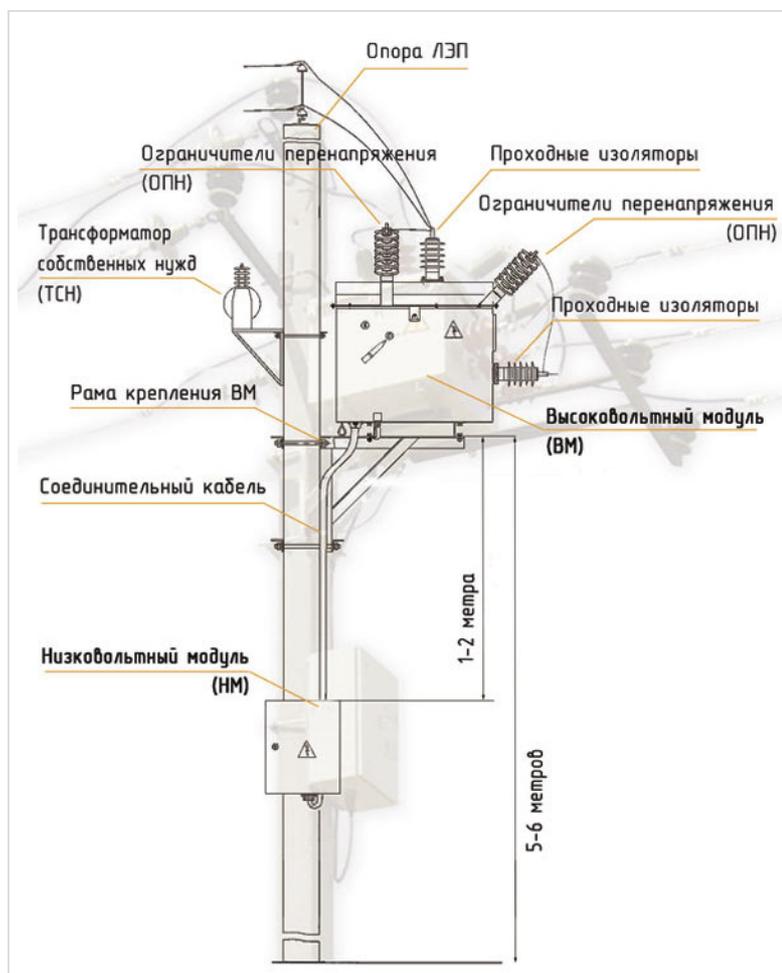


Рис. 2. Состав ПСС-10-СУ

Внутри корпуса высоковольтного модуля (рис. 3) размещены:

- вакуумный выключатель;
- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- трансформатор(ы) собственных нужд (ТСН).

Внутри корпуса низковольтного модуля (рис. 4) расположены устройства, обеспечивающие учет электроэнергии, управление выключателем, работу релейной защиты и противоаварийной автоматики, зарядку встроенного аккумулятора, устройства внешних коммуникаций:

- счетчик электроэнергии;
- испытательная коробка;
- опломбируемый бокс с автоматическим выключателем;
- устройство релейной защиты и автоматики (рза);
- модуль бесперебойного питания и управления;
- емкостной накопитель электрической энергии;
- приборы внешних коммуникаций.

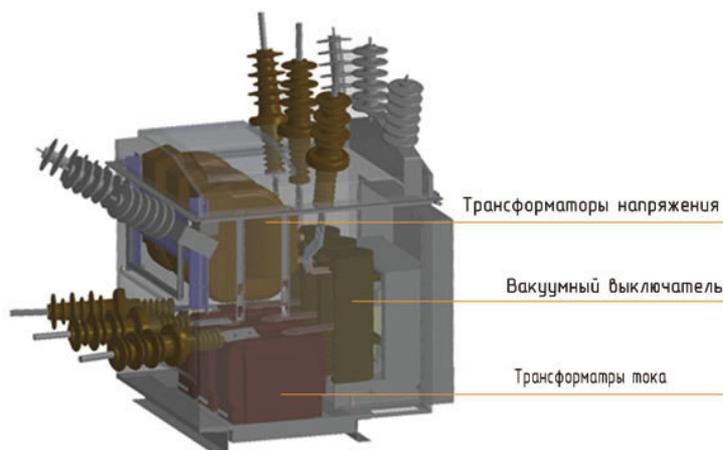


Рис. 3. Высоковольтный модуль [1]



Рис. 4. Низковольтный модуль [1]

2. Снижение коммерческих потерь электроэнергии. При установке ПСС–10–СУ в точке балансовой принадлежности учет электроэнергии переданной потребителю осуществляется по высокой стороне (напряжение 6–10кВ), что позволяет учитывать потери электроэнергии в питающей линии электропередачи и работе понижающего трансформатора у потребителя. В отличие от учета электроэнергии по низкой стороне (напряжение 0,4кВ), когда потребителю все равно приходится платить за потери электроэнергии, которые включаются в расчеты стоимости выставяемой энергосбытовой организацией по самым жестким условиям электроснабжения, здесь оплата отпущенной электроэнергии потребителю осуществляется строго в соответствии с показаниями счетчика электрической энергии и зачастую составляет меньшую стоимость электроэнергии от расчетной.

Рассмотрим потери электроэнергии, которые возникают в силовых трансформаторах мощность от 100 до 1600 кВА при их работе 12 ч/сутки и в питающей линии электропередачи по высокой стороне (напряжение 6-10кВ) за календарный год.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах можно рассчитать в соответствии с методикой расчета потерь электроэнергии [2], они состоят из потерь электроэнергии холостого хода и нагрузочных потерь:

$$\Delta W_{cm} = \Delta W_{xx} + \Delta W_n. \quad (1)$$

В соответствии с методикой расчета потерь электроэнергии [2] формула расчета потерь электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе, кВт·ч, имеет вид:

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T_o, \quad (2)$$

где ΔP_{xx} – потери мощности холостого хода трансформатора (приводятся в паспорте трансформатора), кВт; T_o – число не рабочих часов трансформатора за рассчитываемый период, ч.
 $T_o = 12 \cdot 365 = 4380$ ч

Результаты расчетов потерь электроэнергии холостого хода в силовых трансформаторах мощность от 100 до 1600 кВА представлены в таблице 1.

Таблица 1

Расчеты потерь электроэнергии холостого хода в силовых трансформаторах
мощность от 100 до 1600 кВА

ΔW_{xx} , кВт·ч	Мощность силовых трансформаторов марки ТМГ, кВА						
	100	160	250	400	630	1000	1600
	1226,4	1708,2	2277,6	3285,0	4380,0	6132,0	8541,0

Формула расчет нагрузочных потерь в силовом трансформаторе [2] имеет вид:

$$\Delta W_n = 1,101 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T, \quad (3)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери мощности короткого замыкания (приводятся в паспорте трансформатора), кВт; T – число рабочих часов трансформатора за рассчитываемый период, ч.
 $T = 12 \cdot 365 = 4380$ ч

Результаты расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах мощность от 100 до 1600 кВА представлены в таблице 2.

Таблица 2

Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах
мощность от 100 до 1600 кВА

ΔW_n , кВт·ч	Мощность силовых трансформаторов марки ТМГ, кВА						
	100	160	250	400	630	1000	1600
	9500,1	12779,3	17842,8	26040,9	36650,1	51117,2	77158,1

Возвращаясь к формуле (1) определения полных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах получаем следующие результаты, которые представлены в таблице 3.

Таблица 3

Полные потери электроэнергии в силовых трансформаторах

$\Delta W_{см}$, кВт·ч	Мощность силовых трансформаторов марки ТМГ, кВА						
	100	160	250	400	630	1000	1600
	10726,5	14487,5	20120,4	29325,9	41030,1	57249,2	85699,1

Зависимость потерь электроэнергии от мощности силовых трансформаторов представлена на рис. 5.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в воздушной и кабельной линиях электропередачи также можно рассчитать в соответствии с методикой [2] по высокой стороне (напряжение 6-10кВ) за календарный год по формуле:

$$\Delta W_n = \frac{W_a^2}{U_{cp}^2} \cdot \frac{R_o \cdot L}{T} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где W_a – значение активной составляющей потребляемой электроэнергии за рассчитываемый период, кВт·ч; U_{cp} – среднее напряжение линии за рассматриваемый период, кВ; R_o – удельное активное сопротивление на 1 км провода (кабеля) при его температуре 20 °С (паспортные данные), Ом/км; L – длина линии, км.

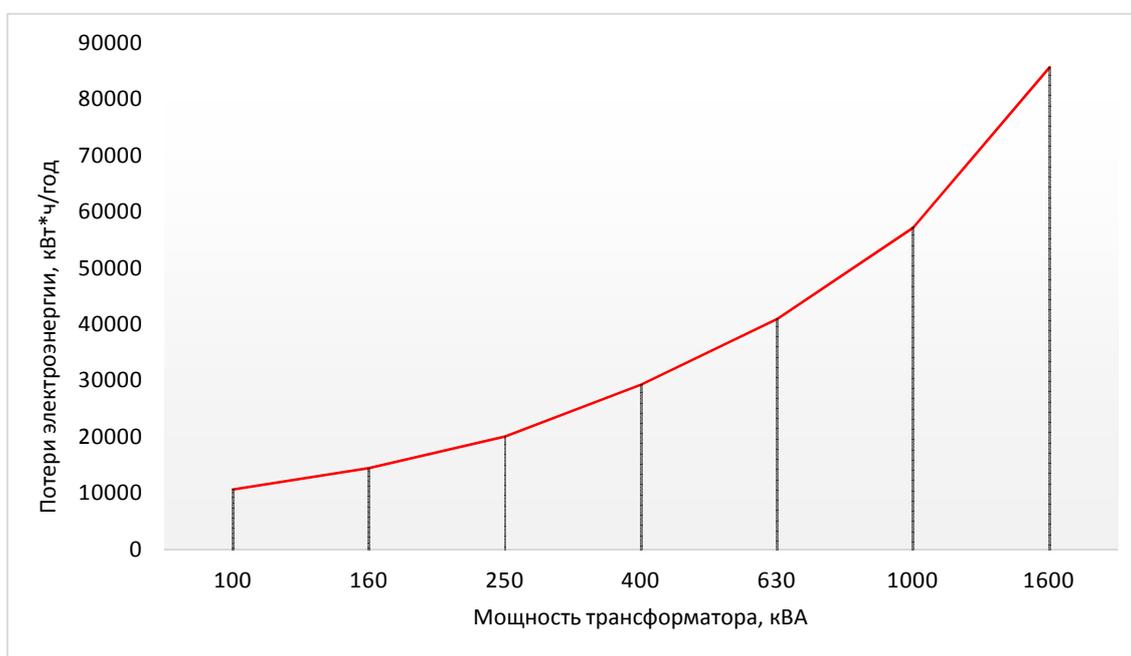


Рис. 5. График зависимость потерь электроэнергии от мощности силовых трансформаторов

Анализируя формулу (4) эмпирически можно установить зависимость нагрузочных потерь электроэнергии в линиях электропередач от ее протяженности и передаваемой через нее мощности, так как при одинаковых остальных параметрах линии (допустимой нагрузки, сечения проводника и значения падения напряжения в пределах нормируемых показателей) изменение этих значений ощутимо сказывается на нагрузочных потерях электроэнергии передаваемых по линии электропередач. Например, кабельная линия напряжением 10кВ выполненная маркой кабеля ААБл и сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$, способна по допустимому току нагрузки передать максимальную мощность 2350кВт (159,8А) на расстояние до 4,5км в пределах допустимого падения напряжения в линии (не более 5 %). Соответственно нагрузочные потери в линии составят 48219,87 кВт·ч/год (при работе оборудования 12ч в сутки). Если изменять вышеуказанные параметры (мощность и протяженность линии) с шагом в 50 %, то можно проследить зависимость изменения нагрузочных потерь электроэнергии в линии (от протяженности линейная зависимость, а от мощности не линейная).

Результаты расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в кабельной линии мощность 2350 кВА, в зависимости от протяженности линии от 1 до 4,5 км (с шагом в 0,5 км) представлены в таблице 4.

Таблица 4

Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии
в кабельной линии мощность 2350 кВА

ΔW_n , кВт·ч	Протяженность кабельной линии, км.							
	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
	10715,53	16073,29	21431,06	26788,82	32146,58	37504,35	42862,11	48219,87

Результаты расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в кабельной линии протяженностью 4,5км, в зависимости от мощность от 950 до 2350 кВА (с шагом в 350кВт) представлены в таблице 5.

Таблица 5

Расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в кабельной линии
протяженностью 4,5 км

ΔW_n , кВт·ч	Мощность кабельной линии, кВт.				
	950	1300	1650	2000	2350
	7880,20	14756,29	23771,59	34926,12	48219,87

Зависимость потерь электроэнергии от протяженности кабельной линии представлена на рис. 6.

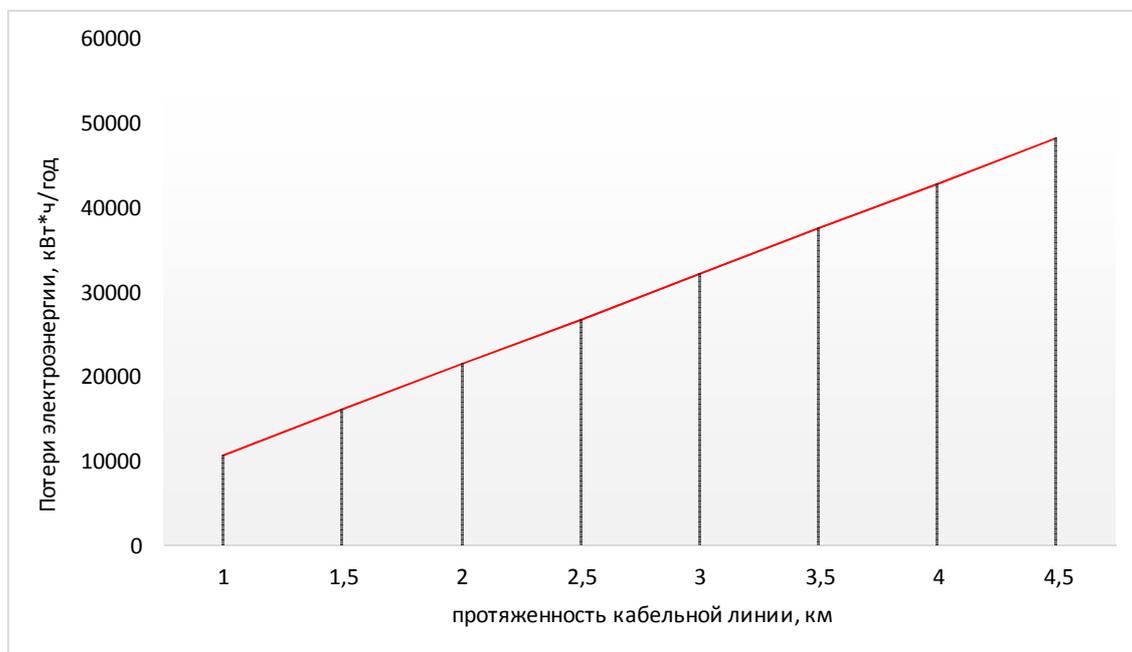


Рис. 6. График зависимость потерь электроэнергии от протяженности кабельной линии

Зависимость потерь электроэнергии от изменения мощности кабельной линии представлена на рис. 7.

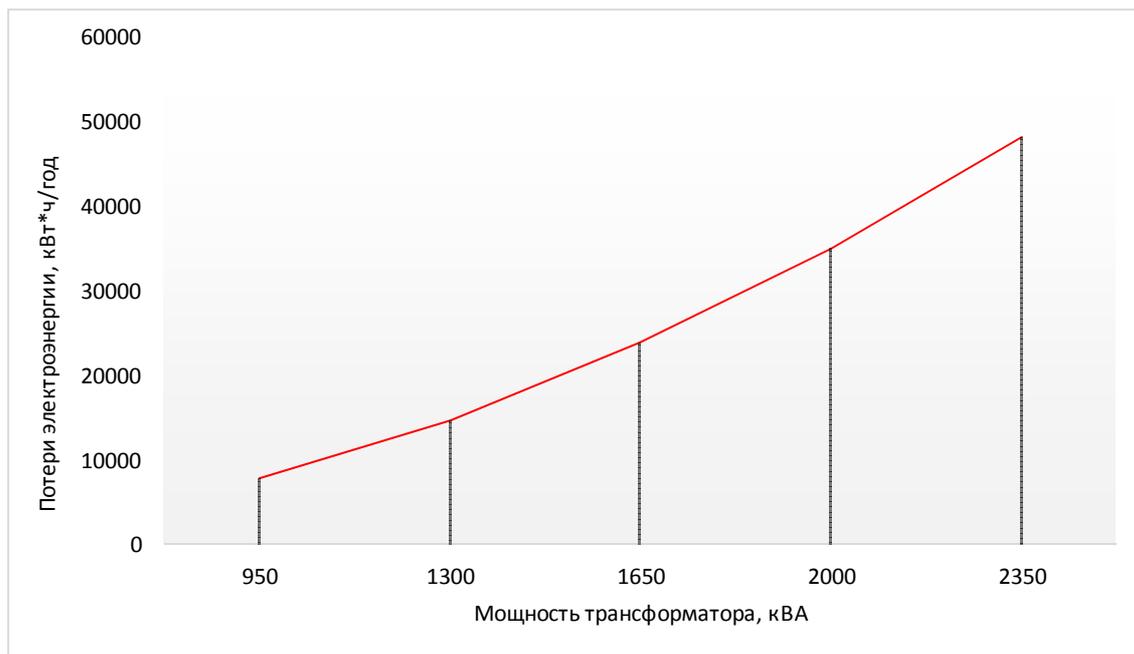


Рис. 7. График зависимость потерь электроэнергии от изменения мощности кабельной линии

Подводя итоги проведенных нами расчетов потерь электроэнергии для силовых трансформаторов и линий электропередач, можно установить, что при мощности в 2350кВт (это силовые трансформаторы номиналом 1000 и 1600кВА) и протяженности линии в 4,5 км суммарные потери составят:

$$\Delta W_{\text{общ}} = \Delta W_{\text{ст}} + \Delta W_{\text{н}},$$

где $\Delta W_{\text{ст}}$ – суммарные потери электроэнергии в силовых трансформаторах, кВт·ч; $\Delta W_{\text{н}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в воздушной и кабельной линиях электропередачи, кВт·ч.

$$\Delta W_{\text{общ}} = 57249,2 + 85699,1 + 48219,87 = 191168,17 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Величина удельной стоимости электроэнергии (потерь) зависит от тарифов на электроэнергию в данной энергосистеме и от режима потребления электроэнергии. Для средних предприятий Воронежской области стоимость электроэнергии (потерь) составляет 5,93 руб./кВт·ч. по состоянию на июль 2019 года [3].

Таким образом, расчетная стоимость потерь электроэнергии в год будет равна: $191168,17 \cdot 5,93 = 1133627,25 \text{ руб.}$

Ориентировочная стоимость применяемого оборудования ПСС-10-СУ исчисляется в пределах от 500 тыс. руб. и выше (в зависимости от комплектации) [4].

Соответственно, окупаемость оборудования может быть достигнута в течение от полугода до нескольких лет только за счет учета потерь электроэнергии. Помимо добавляется возможность выполнять все необходимые функции защиты и автоматики на современном уровне требований к надежности ЛЭП.

Выводы. На основании приведенных выше теоретических данных и практических расчетов установлено, что применение ПСС-10-СУ (пункта секционирования и учета электроэнергии) в электрических сетях 10 кВ решает такие важные задачи, как повышение надежности электроснабжения потребителей и снижение коммерческих потерь электроэнергии, что в

целом оказывает положительное влияние на экономическую эффективность энергосистемы в целом.

Библиографический список

1. Пункт секционирования и учета электроэнергии ПСС -10-СУ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vakuum.ru/catalog/proizvodstvo-i-izgotovlenie/reklouzery/pss-10-su> (дата обращения: 10.05.2020).
2. Методика расчета потерь электроэнергии, возникающих на участке электросети от границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики до места установки расчетного прибора учета // МУП РГРЭС, г. Рязань, 2012. – 10 с.
3. Тарифы на электроэнергию в регионах РФ для средних предприятий в 2019 году [Электронный ресурс]. URL: <http://time2save.ru/articles/tarify-na-elektroenergiyu-dlya-srednih-predpriyatiy-v-2019> (дата обращения: 10.05.2020).
4. Продажа реклоузеров пунктов секционирования столбовых ПСС-10 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://flagma.ru/reklouzer-pss-so229290-1.html> (дата обращения: 14.05.2020).

Для цитирования: **Николайчик, А. В.** Влияние применения пункта секционирования и учета электроэнергии в электрических сетях 10кв на экономическую эффективность энергосистемы / А. В. Николайчик, Л. Г. Муравлева, С. О. Харин, А. И. Никитина // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 2 (19). – С. 50–58.

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 желательно 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.