

**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Выпуск № 4(25) 2021

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

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

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

Выпуск № 4(25)

Декабрь, 2021

- 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 1 раз в квартал

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор: **Колосов А. И.**, канд. техн. наук, доц.,
Воронежский государственный технический университет

**Заместители
главного редактора:** **Скляр К. А.**, канд. техн. наук, доц.,
Воронежский государственный технический университет
Тульская 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. арх., 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

Куцев 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: *Петрикеева Н. А.* Отв. секретарь: *Аралов Е. С.* Дизайн обложки: *Чуйкина А. А.*

Дата выхода в свет 15.12.2021. Усл. печ. л. 7,1. Формат 60×84/8. Тираж 500 экз. Заказ № 210

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-68664

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

Цена свободная

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ И ИЗДАТЕЛЯ: 394006, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84

АДРЕС РЕДАКЦИИ: 394006, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84, ком. 2133;

тел.: (473)2-71-53-21; e-mail: gik_vgasu@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО: отдел оперативной полиграфии издательства ВГТУ

394006, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----------|
| ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ..... | 6 |
| <i>Кузнецова Г. А., Шафеев Д. Ю., Кузнецов С. Н.</i> | |
| Техническое диагностирование внутридомового газового оборудования как способ продления срока его эксплуатации..... | 6 |
| <i>Гасанов З. С., Горлова А. В., Харин С. О.</i> | |
| Защита от коррозии в системах теплоснабжения..... | 16 |
| <i>Аралов Е. С., Кумицкий Б. М., Бугаевский Д. О.</i> | |
| Эффективность теплоизоляционных материалов, применяемых при строительстве наружных ограждающих конструкций..... | 26 |
| <i>Корниенко Д. Н., Попова Н. М., Долбилова М. А., Калинина А. И.</i> | |
| Состояние и перспективы развития ветроэнергетики в России..... | 32 |
| СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ..... | 38 |
| <i>Артемюк А. А., Колосов А. И., Петрикеева Н. А.</i> | |
| Использование теплоизоляционных покрытий при хранении запасов сжиженного природного газа..... | 38 |
| <i>Кузнецов С. Н., Эпессе Р. К. А., Шевцов А. А.</i> | |
| Последовательная перекачка партий нефти с различными свойствами..... | 48 |
| ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ..... | 52 |
| <i>Николайчик А. В., Тагайчинова А. А.</i> | |
| Влияние коэффициента мощности на токовую нагрузку при выборе автоматических выключателей..... | 52 |
| ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ..... | 60 |

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ

УДК 696.2

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ВНУТРИДОМОВОГО ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ КАК СПОСОБ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Г. А. Кузнецова, Д. Ю. Шафеев, С. Н. Кузнецов

Воронежский государственный технический университет

Г. А. Кузнецова, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

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@ytmil.com

Воронежский государственный технический университет

С. Н. Кузнецов, д-р техн. наук, проф. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Газоснабжение населенных пунктов является важной стратегической задачей. Вопросы газификации постоянно поднимаются перед предприятиями и организациями группы Газпром президентом России, органами государственной и исполнительной власти. Сотни тысяч километров различных газопроводов, сооружения на них, пункты редуцирования газа помогают доставить газ в газоиспользующее оборудование, установленное в домах и квартирах потребителей. Газовые плиты, газовые проточные водонагреватели, различные газовые отопительные приборы эксплуатируются годами. Но каковы оптимальный и предельный срок эксплуатации газоиспользующего оборудования, сколько лет можно безопасно его использовать? Определить текущее техническое состояние газоиспользующего оборудования помогает техническое диагностирование внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

Результаты. В работе рассмотрено проведение технического диагностирования внутриквартирного газового оборудования, как способа определения его технического состояния, исключение возникновения аварийной ситуации, возможности дальнейшей эксплуатации, продление сроков его службы, а также экономия затрат на его замену.

Выводы. Техническое диагностирование внутриквартирного газового оборудования помогает определить техническое состояние газоиспользующего оборудования, возможность дальнейшей эксплуатации, обеспечить его безаварийное использование.

Ключевые слова: диагностика, оборудование, газоснабжение, приборы, эксплуатация, замена, оценка технического состояния, внутриквартирное газовое оборудование.

Введение. В жилых домах большой этажности, многоквартирных и домах индивидуальной застройки установлено газовое оборудование: газовые плиты, проточные газовые водонагреватели, отопительные газовые приборы, проложены газопроводы, отключающие устройства, узлы учета расхода газа и т.д. Все газовое оборудование имеет срок эксплуатации, указанный в паспорте завода-изготовителя и составляет около 10 лет.

Срок эксплуатации – это установленная предприятием-изготовителем календарная продолжительность эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования. Он устанавливается в зависимости от марки оборудования, условий эксплуатации и ряда других параметров. Газовое оборудование, находящееся в удовлетворительном техническом состоянии, с исправно работающей автоматикой безопасности, может послужить еще не один год после окончания срока эксплуатации, что существенно экономит затраты на его замену. Вместе с тем, эксплуатация оборудования, не способного выполнять требуемые функции, может привести к утечке газа, аварии, несчастному случаю при использовании газа в быту и прочим необратимым последствиям. Так как же понять – можно или нельзя эксплуатировать это оборудование и дальше? В этом случае необходимо провести оценку его технического состояния или техническое диагностирование.

1. Определение внутриквартирного газового оборудования. Некоторое оборудование является общим имуществом и относится к внутридомовому газовому оборудованию (далее ВДГО), некоторое – в собственности жильцов и относится к внутриквартирному газовому оборудованию (далее ВКГО).

Согласно [1] к ВКГО в многоквартирном доме (далее МКД) относятся газопроводы МКД, проложенные после запорной арматуры (крана), расположенной на ответвлениях (опусках) к ВКГО, до бытового газоиспользующего оборудования, размещенного внутри помещения, бытовое газоиспользующее оборудование и технические устройства на газопроводах, в том числе регулирующая и предохранительная арматура, системы контроля загазованности помещений, прибор учета газа. Схема разделения сетей на ВДГО и ВКГО представлена на рисунке.

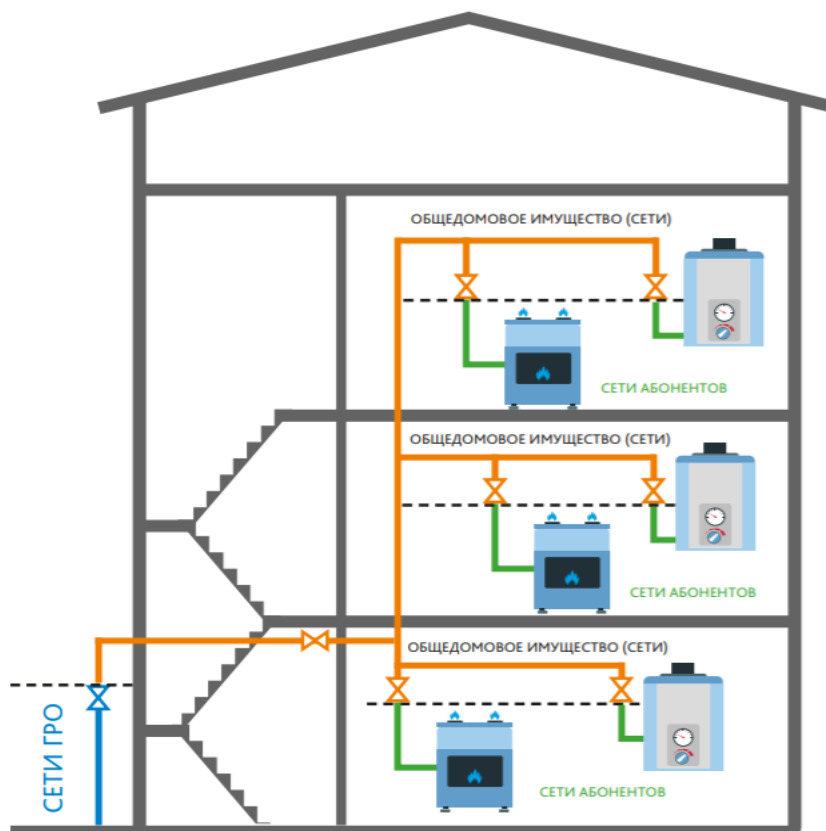


Схема разделения сетей ВДГО и ВКГО [1]:

- сети абонентов (ВКГО),
- общедомовое имущество (ВДГО),
- сети газораспределительной организации (ГРО)

Как же организовать безопасное и безаварийное содержание ВДГО и ВКГО? Согласно [1, 2] безопасное использование ВДГО, и ВКГО обеспечивается путем осуществления следующего комплекса работ:

- техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО;
- аварийно-диспетчерское обеспечение;
- техническое диагностирование ВДГО и ВКГО;
- замена оборудования.

2. Цели и задачи технического диагностирования ВКГО. Техническое диагностирование ВКГО – определение критических параметров технического состояния бытового газоиспользующего оборудования для принятия решения о возможности его дальнейшего использования или необходимости замены. Техническое диагностирование ВКГО проводится в целях снижения риска возникновения аварий (происшествий) в процессе эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования. Для предотвращения аварий газоиспользующее оборудование оснащено автоматикой безопасности.

Автоматика безопасности – это предусмотренное предприятием-изготовителем бытового газоиспользующего оборудования встроенное устройство, позволяющее автоматически отключить подачу газа при отклонении контролируемых параметров за допустимые пределы [3]. К контролируемым параметрам относятся: контроль погасания пламени газогорелочного устройства, нарушения в системе отвода продуктов сгорания, перегрев теплоносителя, нарушения в работе электросети и др. Кроме того, к аварийной ситуации с использованием газа в быту могут привести нарушения в работе дымовых и вентиляционных каналов. Дымоотвод – это соединительная труба для отвода продуктов сгорания от бытового газоиспользующего оборудования в дымовой канал или через наружную строительную конструкцию здания.

В процессе эксплуатации газоиспользующего оборудования оно может достигнуть такого состояния, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. Для этого определяют параметры его технического состояния. Это признак или совокупность признаков, установленных документами по техническому регулированию и стандартизации, эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей и техническим диагностированием, позволяющих оценить техническое состояние бытового газоиспользующего оборудования как работоспособное, неработоспособное или предельное. Если оборудование достигло предельного состояния, оно подлежит замене.

Предельное состояние – это такое техническое состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима, а восстановление работоспособного состояния невозможно. При этом, оборудование, находящееся в работоспособном состоянии способно выполнять свои функции. Кроме того, дефекты оборудования могут быть разные. Какой-то дефект можно устранить, проведя ремонт, а какой-то дефект не подлежит ремонту. Для ремонтнопригодного бытового газоиспользующего оборудования восстановление работоспособного состояния возможно в заданных условиях и экономически целесообразно [4]. Соответственно, оценка технического состояния и техническое диагностирование проводится в целях определения фактического технического состояния бытового газоиспользующего оборудования.

3. Методика проведения технического диагностирования ВКГО. Возможность дальнейшего использования ВКГО может быть определена по результатам выполнения следующих работ:

- по оценке технического состояния бытового газоиспользующего оборудования, проводимой при техническом обслуживании;
- по техническому диагностированию бытового газоиспользующего оборудования [2].

Специализированная организация (далее СО), выполняющая указанные работы, должна иметь в своем составе штат квалифицированных сотрудников, имеющих профильное образование, прошедших обучение и аттестацию, быть укомплектованной средствами контроля и измерений, сертифицированными материалами, комплектующими изделиями, инструментом, приспособлениями, обеспечивающими возможность выполнения соответствующих работ.

Оценка технического состояния бытового газоиспользующего оборудования проводится СО при выполнении работ по техническому обслуживанию такого оборудования в рамках исполнения договора о техническом обслуживании ВКГО. Оценка технического состояния ВКГО, в том числе выявление его неисправностей, дефектов и повреждений, осуществляется с учетом результатов анализа эксплуатационной документации предприятия-изготовителя (при наличии) и заключения по результатам технического диагностирования (при наличии), в рамках проведения следующих работ, включенных в Минимальный перечень, приведенный в приложении к [3]:

– визуальная проверка целостности и соответствия нормативным требованиям (осмотр);

– проверка герметичности соединений и отключающих устройств;

– разборка и смазка кранов;

– проверка работоспособности автоматики безопасности;

– регулировка процесса сжигания газа на всех режимах работы;

– проверка состояния патрубка для удаления продуктов сгорания, дымоотвода.

При анализе эксплуатационной документации на ВКГО проверяются:

– вид (тип) ВКГО;

– год изготовления и срок эксплуатации;

– общее описание бытового газоиспользующего оборудования и порядок его работы;

– технические характеристики;

– характерные неисправности и методы их устранения.

СО по результатам оценки технического состояния ВКГО в рамках технического обслуживания принимает решение о техническом диагностировании такого оборудования в случае выявления одного из следующих факторов:

– отсутствия сведений об установленных предприятием-изготовителем сроках эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования, при неудовлетворительном внешнем состоянии (следы коррозии, наличие механических повреждений, не влияющих на безопасность эксплуатации) и при наличии незначительных дефектов, приведенных в таблицах 1–3 (в количестве трех и более);

– истечения установленного предприятием-изготовителем срока эксплуатации (при наличии таких сведений);

– истечения срока эксплуатации, продленного по результатам технического диагностирования.

Установление факта истечения срока эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования проводится в отношении оборудования, на которое указан срок установлен предприятием-изготовителем. В качестве даты начала эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования принимается год его изготовления. При отсутствии эксплуатационной документации предприятия-изготовителя, датой начала эксплуатации следует считать год ввода в эксплуатацию ВКГО или год его продажи. Техническое диагностирование проводится в отношении оборудования, пригодного к ремонту, находящемуся в работоспособном состоянии. В отношении ВКГО, находящегося в

предельном состоянии, техническое диагностирование не проводится. При техническом диагностировании ВКГО в дополнение к работам, проводимым при оценке его технического состояния, выполняются следующие работы:

- проверка герметичности методом опрессовки газового контура в составе ВКГО, а также (при наличии) подводящего газового шланга;
- проверка давления газа и воды (при наличии) на входе в ВКГО на соответствие данным, указанным в эксплуатационной документации завода-изготовителя;
- визуальный и измерительный контроль состояния наружных и внутренних поверхностей ВКГО;
- проверка состояния гибкого рукава;
- проверка состояния электроизолирующей вставки на подводящем газопроводе, установленной после крана, расположенной на опуске к ВКГО, в том числе наличия электрического потенциала на корпусе бытового газоиспользующего оборудования.

Таблица 1

Перечень возможных дефектов ВКГО, предназначенного
для приготовления пищи

| Плиты газовые (2-х, 3-х, 4-х конфорочные и более, с духовым шкафом и без него) | | |
|---|---|--------------------------------|
| № п/п | Наименование дефекта | Значимость дефекта, балл |
| Дефекты, не оказывающие влияние на выполнение какой-либо из требуемых функций и на безопасность эксплуатации прибора | | |
| 1 | Неисправен электророзжиг (пьезорозжиг)/вертел | 1 |
| 2 | Изношена капиллярная трубка | 1 |
| 3 | Неисправно освещение/электронное табло духового шкафа | 1 |
| 4 | Неисправна дверца духового шкафа | 1 |
| 5 | Неисправен термометр либо терморегулятор духового шкафа | 1 |
| 6 | Неисправность таймера | 1 |
| 7 | Тугое вращение кранов горелок плиты (после их смазки) | 1 |
| 8 | Сквозные коррозионные повреждения стенок корпуса плиты | 1 |
| 9 | Деформация рассекателя горелки, не приводящая к нарушению ее работы | 1 |
| Дефекты, создающие угрозу безопасности эксплуатации прибора | | |
| 1 | Неисправны горелки стола плиты - отскок пламени, неестественный цвет и т.д. | 2 |
| 2 | Неисправны горелки духового шкафа, в том числе гриля | 2 |
| 3 | Неисправна запорная арматура | 2 |
| 4 | Нарушение герметичности соединений | 2 |
| 5 | Выход из строя автоматики | 2 |
| 6 | Плита разуккомплектована | 2 |
| 7 | Сквозные коррозионные повреждения опорных элементов корпуса и креплений | 2 |
| 8 | Повреждения целостности электрического кабеля, в том числе его изоляции | 2 |
| 9 | Появление электрического потенциала на корпусе плиты вследствие повреждения изоляции внутренней проводки или в результате действия внешних факторов | 2 |
| Критические параметры технического состояния прибора | | |
| 1 | Прогар духового шкафа | 3 |
| 2 | Сквозные коррозионные повреждения духового шкафа | 3 |
| 3 | Коррозионные повреждения рамп (распределительной трубы) плиты | 3 |
| 4 | Невозможность проведения ремонта неработоспособной плиты в связи с отсутствием в обращении (продаже) запасных частей | 3 |
| 5 | Неустранимое нарушение герметичности соединений, разгерметизация трубок, подводящих газ к горелкам. | 3 |

Проверка герметичности газового контура в составе бытового газоиспользующего оборудования, а также (при наличии) подводящего газового шланга проводится методом опрессовки воздухом с избыточным давлением, равным 0,005 МПа в течение 5 мин. Падение давления не допускается. При выявлении падения давления воздуха по результатам опрессовки проводится выявление мест нарушения герметичности с помощью пенообразующего раствора. В случае негерметичности гибкого рукава его дальнейшее использование не допускается.

Таблица 2

Перечень возможных дефектов ВКГО, предназначенного для приготовления горячей воды

| Водонагреватели проточные газовые | | |
|--|--|--------------------------|
| № п/п | Наименование дефекта | Значимость дефекта, балл |
| Дефекты, не оказывающие влияние на выполнение какой-либо из требуемых функций и на безопасность эксплуатации прибора | | |
| 1 | Ненадежная фиксация (отсутствие) ручек на стержнях кранов | 1 |
| 2 | Основная горелка работает не на полную мощность | 1 |
| 3 | Тугое вращение кранов (после проведения их смазки) | 1 |
| 4 | Недостаточный нагрев воды | 1 |
| 5 | Неисправность электронного табло | 1 |
| 6 | Загрязнен фильтр воды | 1 |
| 7 | Неисправность термометра | 1 |
| Дефекты, создающие угрозу безопасности эксплуатации прибора | | |
| 1 | Неисправная система электророзжига (пьезоподжига) | 2 |
| 2 | Не отключается подача газа на основную горелку при отсутствии тяги в дымовом канале (неисправность автоматики контроля наличия тяги) | 2 |
| 3 | Не отключается подача газа на основную горелку при погасании на ней пламени (неисправность автоматики «газ-контроль») | 2 |
| 4 | Не отключается подача газа на основную горелку при перегреве воды (неисправность терморегулятора) | 2 |
| 5 | Не зажигается основная горелка при наличии протока воды | 2 |
| 6 | Гаснет запальник / прогар запальника | 2 |
| 7 | Отсутствие потока воды через водонагреватель при открытых кранах | 2 |
| 8 | Течь воды из разъемных соединений трубопроводов в составе водонагревателя или из теплообменника | 2 |
| 9 | Неисправность тягостабилизатора (тягопрерывателя) | 2 |
| 10 | Нарушение герметичности соединений, разгерметизация трубок, подводящих газ к горелкам | 2 |
| 11 | Появление на корпусе водонагревателя электрического потенциала | 2 |
| Критические параметры технического состояния прибора | | |
| 1 | Деформация корпуса водонагревателя в результате механического или термического воздействия (обгорания) | 3 |
| 2 | Сквозные коррозионные повреждения или прогар корпуса | 3 |
| 3 | Невозможность проведения ремонта неработоспособного водонагревателя в связи с отсутствием в обращении (продаже) запасных частей | 3 |
| 4 | Наличие в конструкции проточного газового водонагревателя элементов не заводского изготовления или не предусмотренных предприятием –изготовителем. | 3 |
| 5 | Использование проточного газового водонагревателя не заводского изготовления. | 3 |

Проверка давления газа и воды на входе в ВКГО осуществляется при помощи контрольного манометра. Оно должно находиться в диапазоне, установленном в эксплуатационной документации на ВКГО, а при отсутствии информации должно соответствовать:

– давление в системе холодного водоснабжения в точке водоразбора в МКД и домовладениях – от 0,03 до 0,6 МПа, у водоразборных колонок не менее 0,1 МПа;

– давление газа – от 0,0012 до 0,003 МПа (отклонение более чем на 0,0005 МПа не допускается) [2, 5].

Визуальный и измерительный контроль состояния наружных и внутренних поверхностей ВКГО предусматривает проверку состояния внешних поверхностей корпуса, духового шкафа, камеры сгорания, теплообменника, теплоизоляции, патрубка для удаления продуктов сгорания или дымоотвода и индивидуального приточного воздуховода, контроль электродов зажигания, термопары, визуальный контроль запальников и основных горелок, газопроводов в составе ВКГО, вентилятора и других элементов – на предмет наличия и величины механических и коррозионных повреждений, деформаций и других поверхностных дефектов. При определении величины дефектов выполняются замеры их геометрических размеров. С целью определения дефектов внутренних частей бытового газоиспользующего оборудования допускается его частичная разборка. Для измерительного контроля используют средства измерений, прошедшие проверку и внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Проверка состояния электроизолирующей вставки на сопротивление протеканию тока, в том числе наличия электрического потенциала на корпусе бытового газоиспользующего оборудования, осуществляется тестером. Дефекты, выявленные по результатам оценки технического состояния или по результатам технического диагностирования ВКГО, оцениваются в баллах от 1 до 3 в зависимости от степени их влияния на выполнение требуемых функций и на безопасность эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования. Перечень возможных дефектов бытового газоиспользующего оборудования приведен в таблицах 1–3.

По результатам оценки технического состояния или по результатам технического диагностирования ВКГО принимается одно из следующих решений:

– ВКГО находится в работоспособном состоянии (дальнейшая эксплуатация ВКГО возможна);

– ВКГО находится в неработоспособном состоянии (дальнейшая эксплуатация ВКГО возможна только после устранения в процессе ремонта следующих дефектов;

– неисправность автоматики безопасности;

– наличие утечки газа;

– неисправность запорной арматуры (кранов) в составе оборудования (трещины, негерметичность или неполное перекрытие;

– нарушение работы горелок (проскок, отрыв пламени, красный цвет пламени и пр.);

– негерметичность теплообменника;

– неудовлетворительное состояние патрубка для удаления продуктов сгорания или дымоотвода, в том числе прогар, наличие сквозных отверстий, деформация, уменьшение проходного сечения, несоответствие требованиям эксплуатационной документации предприятия-изготовителя;

– применение в качестве патрубка для отвода продуктов сгорания или дымоотвода изделия, не предназначенного для таких целей, и/или не заводского изготовления.

Такие дефекты оцениваются в 2 балла, при их наличии бытовое газоиспользующее оборудование является ремонтпригодным, но его эксплуатация без проведения ремонта не допускается (см. табл. 1–3).

Признаками работоспособного состояния бытового газового оборудования являются:

– отсутствие дефектов и способность выполнять требуемые функции;

– наличие незначительных дефектов, не влияющих на выполнение какой-либо из требуемых функций и не оказывающих влияние на безопасность эксплуатации ВКГО.

Таблица 3

Перечень возможных дефектов ВКГО, предназначенного для индивидуального отопления

| Котлы газовые отопительные (одноконтурные) и аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые (водонагреватели емкостные газовые) одноконтурные | | |
|--|--|--------------------------|
| № п/п | Наименование дефекта | Значимость дефекта, балл |
| Дефекты, не оказывающие влияние на выполнение какой-либо из требуемых функций и на безопасность эксплуатации прибора | | |
| 1 | Ненадежная фиксация (отсутствие) ручек на стержнях кранов | 1 |
| 2 | Основная горелка работает не на полную мощность | 1 |
| 3 | Тугое вращение кранов (после проведения их смазки) | 1 |
| 4 | Недостаточный нагрев теплоносителя | 1 |
| 5 | Неисправность таймера | 1 |
| 6 | Неисправность термометра/ манометра | 1 |
| Дефекты, создающие угрозу безопасности эксплуатации прибора | | |
| 1 | Неисправная система электророзжига (пьезоподжига) | 2 |
| 2 | Не отключается подача газа на основную горелку при отсутствии тяги в дымовом канале | 2 |
| 3 | Не отключается подача газа на основную горелку при погасании на ней пламени (неисправность автоматики «газ-контроль») | 2 |
| 4 | Не отключается подача газа на основную горелку при перегреве воды (неисправность терморегулятора) | 2 |
| 5 | Пламя основной горелки зажигается с «хлопком», пламя выбивается из окна кожуха | 2 |
| 6 | Гаснет запальник / прогар запальника | 2 |
| 7 | Отсутствие потока теплоносителя через котел при открытых кранах на системе отопления | 2 |
| 8 | Течь теплоносителя из разъемных соединений трубопроводов в составе котла или из теплообменника | 2 |
| 9 | Неисправность блока (платы) управления | 2 |
| 10 | Местное прогорание огневой камеры / трубки основной горелки | 2 |
| 11 | Нарушение герметичности соединений, разгерметизация трубок, подводящих газ к горелкам | 2 |
| 12 | Износ патрубка для удаления продуктов сгорания | |
| Критические параметры технического состояния прибора | | |
| 1 | Деформация корпуса котла в результате механического или термического воздействия (обгорания) | 3 |
| 2 | Сквозные коррозионные повреждения или прогар корпуса / теплообменника котла | 3 |
| 3 | Невозможность проведения ремонта неработоспособного водонагревателя в связи с отсутствием в обращении (продаже) запасных частей | 3 |
| 4 | Наличие в конструкции проточного газового водонагревателя элементов не заводского изготовления или не предусмотренных предприятием –изготовителем. | 3 |
| 5 | Использование котла не заводского изготовления. | 3 |

При отсутствии возможности провести ремонт ВКГО в ходе выполнения технического обслуживания ВКГО оформляется ремонтная заявка. Целесообразность проведения ремонта определяется собственником (пользователем) жилого помещения. При отсутствии запасных частей и комплектующих для проведения ремонта ввиду прекращения их производства предприятием-изготовителем, оборудование считается неремонтопригодным и подлежит замене. До проведения ремонта ВКГО, находящееся в неработоспособном состоянии, оно

должно быть отключено с установкой заглушки на подводящем газопроводе и составлением акта о приостановлении подачи газа. В случае нарушения работы горелки ВКГО, предназначенного для приготовления и подогрева пищи, допускается проводить отключение такой горелки путем установки герметичной заглушки.

В случае нарушения работы одного из двух контуров аппаратов газовых двухконтурных допускается эксплуатация такого бытового газоиспользующего оборудования при отсутствии дефектов, создающих угрозу безопасности эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования и наличия возможности дальнейшего ремонта.

Отопительные печи с установленным газогорелочным устройством дополнительно проверяются на отсутствие сквозных трещин в кирпичной кладке (наличие трещин не допускается), а также на предмет отсутствия шибера на дымовом канале печи, препятствующего отводу продуктов сгорания газа [6].

Критическими параметрами технического состояния, при наличии которых состояние ВКГО оценивается как предельное, являются:

- деформация и/или механическое повреждение корпуса ВКГО, влияющее на его безопасную работу;
- невозможность проведения ремонта неработоспособного ВКГО в связи с отсутствием в продаже запчастей;
- сквозное коррозионное повреждение или прогар камеры сгорания (духового шкафа) ВКГО;
- не заводское изготовление ВКГО;
- наличие в конструкции ВКГО элементов (автоматика безопасности, теплообменник, газогорелочное устройство) не заводского изготовления или не предусмотренных предприятием-изготовителем ВКГО.

Дефекты, являющиеся критическими параметрами технического состояния бытового газоиспользующего оборудования, оцениваются в 3 балла, при их наличии бытовое газоиспользующее оборудование подлежит замене, эксплуатация такого оборудования запрещается [7, 8, 9]. Бытовое газоиспользующее оборудование должно быть отключено с установкой заглушки на подводящем газопроводе и составлением акта о приостановлении подачи газа. То же относится и к импортному газооборудованию [10].

4. Оформление результатов технического диагностирования ВКГО. Результаты оценки технического состояния ВКГО заносятся в Акт оценки технического состояния ВКГО, в котором указываются адрес, дата, время выполнения работ, реквизиты исполнителя и заказчика. Акт оформляется в случаях: необходимости замены ВКГО (предельное состояние), истечении установленного предприятием-изготовителем срока эксплуатации ВКГО, истечении продленного по результатам технического диагностирования срока эксплуатации ВКГО. В других случаях оформление Акта необязательно. В Акте указываются сведения о фактическом техническом состоянии ВКГО, а также заключение о возможности его дальнейшего использования. Акт подписывает представитель СО, осуществляющей техническое обслуживание и ремонт ВКГО, и собственник (пользователь) жилого помещения.

В случае если при проведении очередных работ по техническому обслуживанию ВКГО установлено, что собственник (пользователь) жилого помещения не выполнил в установленные сроки требования полученного ранее Акта в части проведения работ по техническому диагностированию или замене ВКГО, СО уведомляет собственника (пользователя) жилого помещения о предстоящем приостановлении подачи газа в порядке, установленном [11].

В случае уклонения собственника (пользователя) жилого помещения от замены ВКГО или заключения договора о техническом диагностировании ВКГО, СО направляет копию

выданного ранее Акта в орган государственного жилищного надзора, конкретно в Воронежской области – в Государственную жилищную инспекцию Воронежской области.

Выводы. Техническое диагностирование ВКГО является важнейшим этапом эксплуатации, залогом безаварийного снабжения потребителей природным газом [12, 13]. Техническое диагностирование ВКГО осуществляется в целях определения фактического технического состояния указанного газового оборудования либо его составных частей, поиска и определения неисправности ВКГО, определения срока возможного дальнейшего использования ВКГО. Своевременное выявление утечек, дефектов и неисправностей газопроводов и газового оборудования позволяет избежать аварийных ситуаций. В свою очередь обоснованное продление сроков эксплуатации ВДГО существенно экономит расходы на его замену.

Библиографический список

1. Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования» в редакции от 19 марта 2020 года. Москва. 42 с.
2. Инструкция по безопасному использованию газа при удовлетворении коммунально-бытовых нужд, утверждена Приказом Минстроя РФ от 05.12.2017 N 1614/пр. Москва. 6 с.
3. Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 06 мая 2011 года № 354. Москва. 10 с.
4. Методика определения возможности дальнейшего использования бытового газоиспользующего оборудования. АО «Газпром газораспределение» рекомендации организации. Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Газпром Газораспределение 2.18 – 2019» // Разработана АО «Гипрониигаз», утверждена и введена в действие Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 26.06.2019 № 81-Р/24 (срок действия 3 года). С. – Петербург. 38 с.
5. Кузнецова Г.А. Технологическая надежность газового оборудования // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2016. №1 (22). С. 25–29.
6. Кузнецова Г.А. Продолжительность эксплуатации внутридомового газового оборудования // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2016. №1 (22). С. 54–58.
7. Оценка надежности газоснабжения отдельных потребителей с использованием цифрового моделирования / Г.Н. Мартыненко, Н.А. Петрикеева, С.А. Горских, А.А. Горских // Альтернативная и интеллектуальная энергетика: материалы II Международной научно-практической конференции. Воронеж. 2020. С. 159–160.
8. Реконструкция инженерного оборудования жилых зданий / О.А. Сотникова, Д.М. Чудинов, Н.А. Петрикеева, Н.М. Попова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. 2018. №1. С. 216–223.
9. Кузнецов С.Н., Кузнецова Г.А. Внутридомовое газовое оборудование // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2020. №4 (21). С. 39–43.
10. Мартыненко Г.Н., Исаева Е.С., Милыева А.В. Применение газового оборудования "ТАРТАРИНИ" фирмы «ИТГАЗ» в России // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2018. №2 (11). С. 13–21.
11. Колосов А.И., Кузнецова Г.А., Гнездилова О.А. Управление работой аварийно-восстановительных служб газораспределительной организации // Научный журнал строительства и архитектуры. 2018. №1 (49). С. 29–36.
12. Анализ статистических данных по аварийности в системах газоснабжения / Е.С. Аралов, С.Г. Тульская, К.А. Скляр, Д.О. Бугаевский // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2019. №1 (14). С. 9–14.
13. Щеглов А.С. Состояние и проблемы эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового ОБОРУДОВАНИЯ // Инженерные кадры - будущее инновационной экономики России. 2017. №1. С. 136–139.

Для цитирования: Кузнецова Г.А., Шафеев Д.Ю., Кузнецов С.Н. Техническое диагностирование внутридомового газового оборудования как способ продления срока его эксплуатации // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 6–15.

УДК 620.19

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

З. С. Гасанов, А. В. Горлова, С. О. Харин

*Воронежский государственный технический университет**З. С. Гасанов, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: zgasanov@cchgeu.ru**А. В. Горлова, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(951)866-81-95, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**С. О. Харин, ассистент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: kharin_sergey.93@mail.ru*

Постановка задачи. По мере увеличения срока службы металлических трубопроводов возрастает опасность их коррозионного разрушения. Актуальным представляется решение задачи совершенствования технологий по защите систем теплоснабжения от негативного коррозионного воздействия.

Результаты. Для достижения поставленной задачи была рассмотрена сущность коррозионного воздействия на трубопроводы и существующие методы защиты от коррозии.

Выводы. Комплексное применение различных способов борьбы с образованием коррозии на металлических трубопроводах в тепловых сетях дает возможность бесперебойного и качественного снабжения населенных пунктов и населения горячей водой и отоплением.

Ключевые слова: коррозия, отложения, разрушение труб, катодные и анодные ингибиторы, электрохимическая защита.

Введение. Коррозией металла называется процесс, при котором происходит постепенное поверхностное разрушение верхних слоев металла с течением времени в результате химического и электрохимического взаимодействия его с внешней средой. Следовательно, коррозия внешних поверхностей стальных подземных трубопроводов происходит под действием химических реакций, проходящих между металлом и средой имеющихся в почве, и блуждающих электрических токов [1].

Надежность систем теплоснабжения городов и промышленных объектов во многом зависит и определяется эффективностью защиты оборудования и трубопроводов от коррозии. Актуальной задачей, на данный момент, является решение задачи совершенствования технологий по защите систем теплоснабжения.

Самое распространенное в России отопление – водяное. Вода, как оптимальный теплоноситель, в отличие от перегретого пара, имеет ряд преимуществ. Существенным недостатком воды является склонность к появлению коррозии.

1. Сущность коррозии. Главным источником коррозии является кислород, который присутствует в воздухе и растворен в воде. Следовательно, можно считать, что коррозия – вечное явление. Катализатором коррозии является углекислый газ и пары воды. Процесс ускорения коррозии наблюдается при концентрации углекислого газа около 0,01 %. На тепловых сетях может наблюдаться как внутренняя, так и внешняя коррозия металлических трубопроводов. В добавок, в городах может наблюдаться и электрокоррозия.

Скорость процессов коррозии оценивают в мм/год. В наиболее неблагоприятных случаях она составляет до 1,0–3,0 мм/год [2].

На рис. 1 представлена классификация видов коррозии и механизм развития повреждения на трубопроводе.



Рис. 1. Механизм развития процессов коррозии на металлических трубопроводах [2]

По мере увеличения срока службы металлических трубопроводов возрастает опасность их коррозионного разрушения [3]. Связано это с тем, что с течением времени происходит процесс старения не только металла, который приводит к повышению развития хрупкого разрушения, а также снижение защитных свойств изоляционных покрытий.

1. Внутренняя коррозия и отложения. Источником внутренней коррозии является теплоноситель, протекающий по трубе, то есть вода и примеси, которые растворены в воде. Дистиллированная вода не содержит CO_2 и O_2 , в такой воде нет коррозии, и она является диэлектриком. К сожалению, через неплотности стыков или при закачивании воды в трубопровод незначительные концентрации углекислого газа и кислорода все же попадают в нее и тем самым влияют на развитие внутренней коррозии.

Предотвращение образования коррозии на внутренней поверхности трубопровода имеет огромное значение для долговечности и эффективности систем теплоснабжения, а также для экономии теплоты. В процессе образования коррозии безвозмездно теряется металл, образования налета на внутренней поверхности трубы повышают ее шероховатость, в следствии чего повышается гидравлическое сопротивление и увеличивается расход электроэнергии на перекачку теплоносителя. В процессе образования коррозии увеличивается объем образующихся продуктов коррозии, который возрастает в несколько раз, в следствии чего уменьшается поперечное сечение трубопровода, а твердые частицы, смытые водой с внутренней поверхности трубопровода, разносятся по всей системе теплоснабжения, что приводит к засорению приборов и арматуры отопительной системы. Отложения снижают теплопроизводительность подогревателей.

Рассмотрим, как образуются отложения внутри трубопровода. Как мы знаем, выпадающее в осадок вещество – накипь, состоит из карбонатов ($CaCO_3$) и слабых оснований (типа $Mg(OH)_2$). Отличительной характеристикой образования накипи от

коррозии является то, что эти вещества не контактируют с железом стенки теплопровода, а лишь выпадают в виде наслоений из воды (рис. 2).

В процессе эксплуатации количество накипи увеличивается настолько, что перекрывает проходное сечение трубы. Особенно актуальна данная проблема в трубопроводах котлов и теплообменников [4].

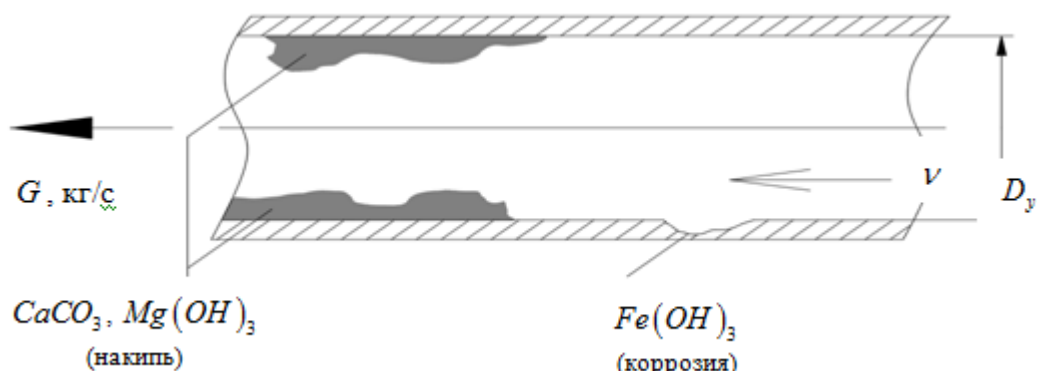


Рис. 2. Внутренние процессы, разрушающие трубопровод: коррозия и накипь [2]

Определенную концентрацию карбонатов, которые содержатся в перекачиваемой жидкости по трубопроводам, рассматривают как показатель жесткости \mathcal{J}_k , мг/л. Чем выше жесткость воды, тем больше содержание в ней карбонатов и слабых оснований $Mg(OH)_2$. В соответствии с этим для различных трубопроводов жесткость воды не должна превышать 0,5–2,0 мг/л [5].

Оценку кислотно-щелочного параметра воды определяют с помощью водородного показателя: если $pH > 7$, то водная среда считается щелочной, в ней больше гидроксид-ионов; если $pH < 6$, то водная среда считается кислотной, в ней большее количество ионов водорода; при $pH = 7$ среда является нейтральной. Рекомендуемый показатель pH для закрытых систем теплоснабжения составляет 8,3 – 9,5, а для открытых систем теплоснабжения составляет 8,3 – 9,0. Из данных условий видно, что более предпочтительной средой для трубопроводов является щелочная. В тех случаях, когда используются трубопроводы из нержавеющей стали, рекомендуют использовать кислотную среду с $pH < 5,0$, такой процесс называется подкислением воды. Кислотный показатель среды положительно влияет на размывание накипи, но отрицательно воздействует на железо, в результате образуются растворимые в воде соли железа из-за которых стенка стального трубопровода уменьшается.

Подводя итог из вышесказанного констатируем, что кислая среда с $pH < 4,0$ не должна быть использована в системах. Кислотно-щелочные параметры устанавливаются на самой теплостанции, что позволяет защитить трубопроводы от внутреннего коррозионного износа.

2. Внешняя коррозия. Данная коррозия обусловлена наличием в грунте солей, кислот и щелочей. Вследствие неоднородности металла (наличие царапин или шероховатость) одна его область поляризуется анодно, а тем временем другая часть – катодно. В полученном соединении движение тока из грунта в стальную трубу происходит от катода к аноду, которое не подвергается растворению стали. А в месте выхода тока из стальной трубы в грунт от катода к аноду наоборот, приводит к растворению стальной стенки трубы. Разрушение чаще всего носит поверхностный характер.

К внешней коррозии следует отнести и коррозию блуждающими токами, которая обусловлена большим количеством электрифицированного транспорта и подземных кабелей

с высоким напряжением (рис. 3). При укладке рельсового полотна, в местах соединения образуются различные зазоры между рельсами, чем больше данный зазор, тем выше сопротивление, что характеризуется высоким продольным сопротивлением железнодорожных путей. Если присутствуют места где нарушена изоляция рельсов от земли, то данное место обладает низким переходным сопротивлением, в следствии чего способствует стеканию тока в грунт, порождая блуждающий ток. В процессе стекания тока в грунт, он старается найти участки с минимальным сопротивлением (с нарушенной изоляцией), что приводит к возникновению гальванического элемента, в результате чего анодные участки растворяются очень активно.

На рис. 3 приведена принципиальная схема возникновения гальванического элемента на металлическом трубопроводе вблизи электрифицированного транспорта.

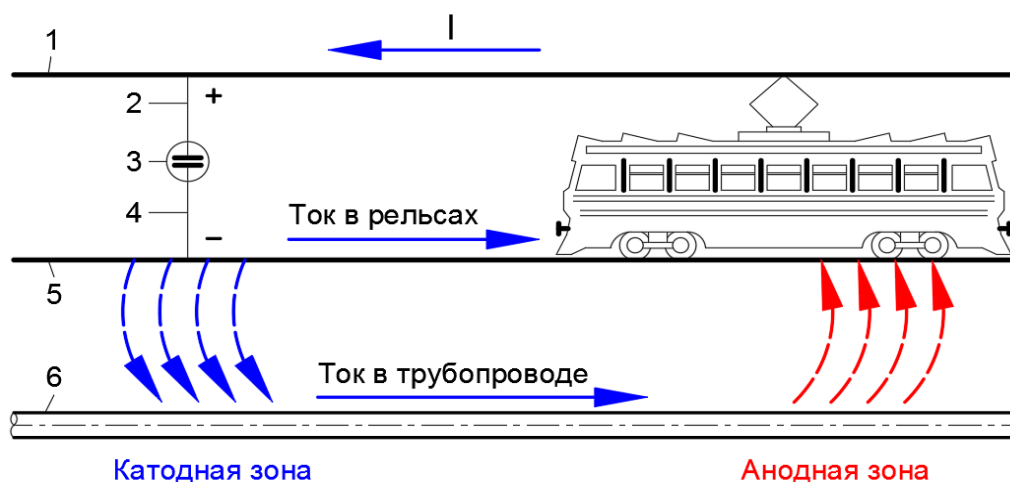
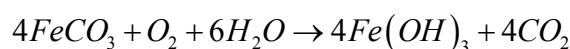


Рис. 3. Принципиальная схема возникновения гальванического элемента на металлическом трубопроводе вблизи электрифицированного транспорта [2]: 1 – контактный воздушный провод; 2 – питающая линия; 3 – тяговая подстанция; 4 – дренажная линия; 5 – рельсы электрифицированного транспорта; 6 – металлический трубопровод; пунктирные стрелки – блуждающие токи; сплошные стрелки – тяговый ток

Коррозия под действием блуждающего тока становится значительной, когда скорость превышает скорость коррозии под действием почвенного электролита (0,1–0,2 мм/год).

3. Микробиологическая коррозия. Микробиологическая коррозия металла вызвана результатом жизнедеятельности микроорганизмов, которые обитают в грунте. Наибольшую опасность для металлических труб или конструкций представляют сульфатвосстанавливающие бактерии. Данный вид бактерий относится к классу анаэробных, которым не требуется кислород для их жизнедеятельности. Аэробные бактерии – для нормальной жизнедеятельности которых необходимо присутствие кислорода. Оба вида бактерий имеют общую среду обитания и, благодаря развитию одних бактерий, зачастую создаются благоприятные условия для других (рис. 4).

Соответственно в результате протекания анодного процесса при коррозии металлических сплавов выделяются ионы Fe^{2+} , поскольку в присутствии окислителя которым является кислород, ионы Fe^{2+} перерабатываются железобактериями согласно следующей реакции [4]



Также немаловажное воздействие на разрушение металла оказывают аэробные серобактерии. Весьма распространенными представителями группы прокариотов являются тионовые бактерии, которые окисляют восстановленные соединения серы.

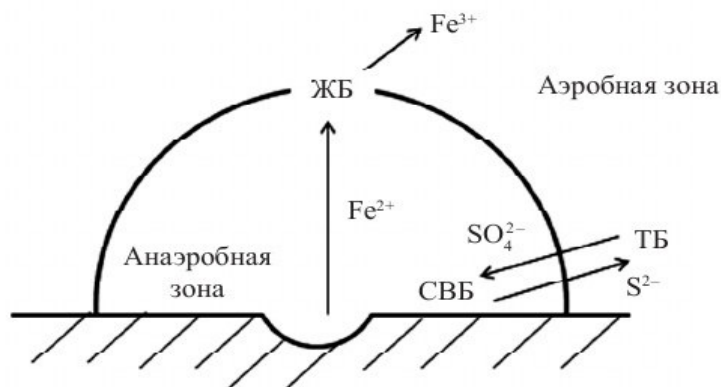
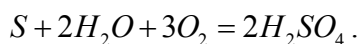
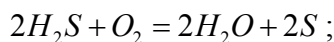


Рис. 4. Схема взаимодействия адгезированных на металле микроорганизмов [1]

Например, те виды, которые обитают в земле и в результате своей жизнедеятельности сероводород окисляют в серу, а после – в серную кислоту как показано в следующих реакциях



Для размножения сульфатвосстанавливающих бактерий необходимо наличие воды, определенная температура, показатель pH . Сетевая вода, как правило, содержит эти соединения. Наиболее опасными являются:

- железобактерии;
- бактерии, участвующие в преобразовании соединений серы: тионовые сульфатвосстанавливающие;
- нитрифицирующие бактерии в процессе своей жизнедеятельности используют аммиак, в дальнейшем преобразуется в азотистую кислоту HNO_2 .

Тионовые (сероокисляющие) бактерии (рис. 5) могут развиваться при очень малых содержаниях кислорода. Их жизнедеятельность обеспечивается за счет окисления серы и серосодержащих соединений до сульфат-ионов и серной кислоты. Эффективный способ борьбы с биологической коррозией – промывка не реже одного раза в год участков трубопроводов водой со скоростью 4 – 6 м/с.



Рис. 5. Участок существующего трубопровода, пораженного коррозией под действием сероокисляющих бактерий [1]

4. Стояночная коррозия систем теплоснабжения. Работа систем теплоснабжения сезонна, а для трубопроводов и оборудования тепловых сетей во время простоев коррозия создает большие проблемы. Воду на время неотапливаемого периода из теплосетей сливают, большая часть высыхает, но существует вероятность сохранения влаги, даже возможно течение слабого потока воды. В развитии стояночной коррозии принимают участие и аэробные бактерии.

Стояночная коррозия является самым распространенным видом коррозии. Данному виду коррозии подвергаются все металлические элементы котлов и оборудования, которые изготовлены из низкоуглеродистых и углеродистых сталей, имеющих непосредственный контакт с водной средой имеющий в своем составе различную концентрацию кислорода. Для предотвращения стояночной коррозии в период длительного простоя все теплофикационное оборудование, включая пиковые водогрейные котлы, должно быть законсервировано [4, 6].

Выделяют следующие способы консервации:

- высушивание – полное удаление воды и размещение влагопоглотителей;
- заполнение щелочными растворами ($NaOH$, Na_3PO_4), благодаря им устанавливается полная устойчивость защитной пленки на поверхности металла;
- заполнение азотом;
- при кратковременных простоях – консервация способом заполнения деаэрированной водой с поддержанием $P_{изб}$;
- разработана технология окислительной очистки и пассивации водогрейных котлов (время обработки - несколько суток).

Тип системы теплоснабжения не оказывает влияния на протекающие там процессы и виды коррозии. В закрытых системах теплоснабжения присосы водопроводной воды приводят к повышению содержания кислорода в сетевой воде и непосредственное увеличение жесткости, что приводит к накипеобразованию в теплообменном оборудовании.

В открытые же системы теплоснабжения попадает большее количество агрессивных газов (кислород и углекислый газ). Более высокая скорость коррозии металла наблюдается именно в таких системах теплоснабжения, следовательно, в сетевой воде находится огромное количество накопления соединений железа и образование накипи в водогрейных котлах будет выше [7].

5. Защита систем теплоснабжения от коррозионного разрушения. На сегодняшний день предупреждение коррозии оборудования систем теплоснабжения является актуальной проблемой, но ее решение затрудняется рядом следующих обстоятельств:

1. Невозможность обеспечения одним водозабором крупных водопотребляемых объектов.
2. Низкое качество цинкового покрытия на трубах.
3. Внутренняя поверхность трубопроводов остается мокрой (при опорожнении системы из-за недостаточного напора) без защиты от коррозии при ремонтных работах и простаивании оборудования.
4. Избыточная концентрация кислорода в водном растворе связана с подсосом воздуха из-за плохого технического состояния теплоснабжающей системы.

Если использовать в качестве теплоносителя воду, то ее состав должен быть оптимальным для того, чтобы на внутренней поверхности не образовывалась коррозия и не протекал процесс образования осадка карбоната кальция при повышенной температуре. Для поддержания необходимого состава водной смеси при которой не будет образовываться коррозия металла на внутренней поверхности трубопроводов, необходимо тщательно контролировать следующие параметры: показатель кислотности pH , общая жесткость, содержание кислорода и диоксида углерода, щелочность, концентрация хлоридов и сульфатов [3, 5].

При получении кондиционированной воды для тепловых сетей используют нормативные параметры с целью улучшения качества воды для данных сетей [5]. Вода для подпитки в тепловых сетях должна соответствовать определенным нормам [6]:

- свободная углекислота – отсутствие;
- растворенный кислород – 0,1 мг/л;
- pH в пределах 6,5 – 8,5;
- карбонатная жесткость – 1,5 ммоль/л;
- взвешенные частицы – не более 5 мг/л [5].

Во избежание электрохимической коррозии металлических трубопроводов применяют: защитные и изолирующие покрытия, ингибирование и деаэрацию воды, и другие методы.

Для уменьшения коррозии используют сплавы с высокой коррозионной стойкостью, такие как никель, алюминий, медь, титан и сплавы на их основе. Данные сплавы, хоть и имеют высокую стоимость, дают возможность получить конструкции фактически не подверженные коррозии. В случае отсутствия возможности использования таких материалов, поверхность покрывают различными защитными пленками из лака, красок, эмалей или других металлов. Качество покрытия имеет большое значение, так как подвергается воздействию не только воды и кислорода, а также других агрессивных сред.

При использовании катодных или анодных ингибиторов, можно замедлить электродные реакции. Существуют так же ингибиторы смешенного действия, которые можно использовать в обоих случаях.

В случае катодной защиты внешний источник тока с отрицательным полюсом подсоединяем к защищаемой конструкции, а положительный – к вспомогательному электроду. Внешний ток берется от станции катодной защиты (СКЗ). Схема защиты подземного трубопровода с использованием СКЗ показана на рис. 6.

Существует метод защиты металла путем использования протектор – анода из более активного металла, разрушаясь который защищает основной металл. Например, для железа – это магний, цинк или алюминий. Известно, что один магниевый анод сохраняет до 8 км трубопровода [2].

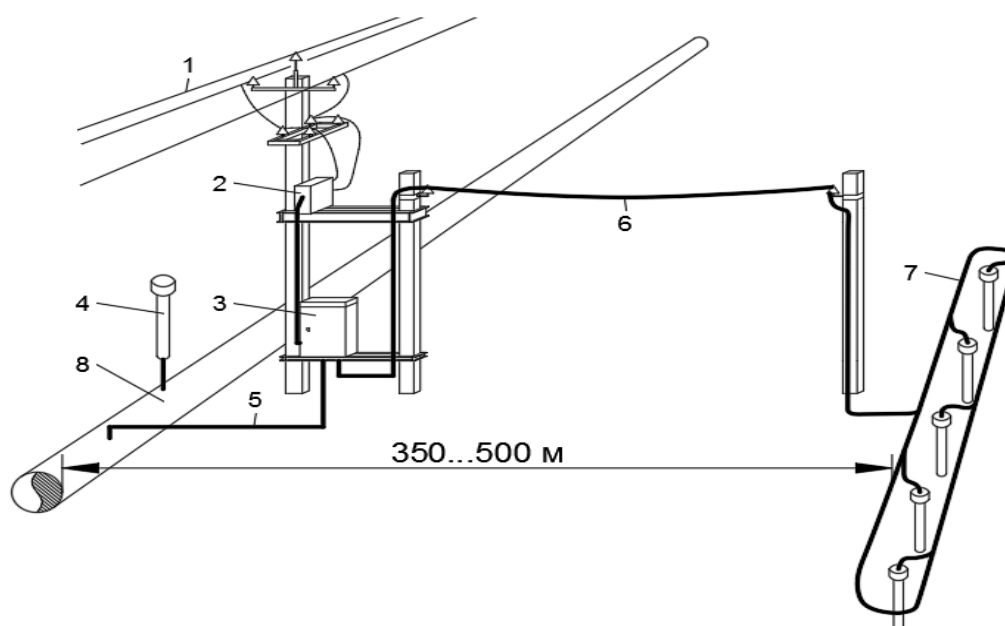


Рис. 6. Принципиальная планировка станции катодной защиты трубопровода [2]:
 1 – линия электропередачи; 2 – понижающий трансформатор; 3 – преобразователь;
 4 – контрольно-измерительный пункт; 5 – кабельная подземная катодная линия;
 6 – надземная анодная линия; 7 – анодные заземлители; 8 – защищаемая конструкция

Для расчета основных параметров катодной защиты трубопровода необходимо определить количество установок катодной защиты (УКЗ) по следующей формуле [8]

$$N = \frac{L}{L_3}, \quad (1)$$

где N – количество установок катодной защиты, шт; L – длина трубопровода, м; L_3 – длина защитной зоны участка катодной защиты, м.

Для расчета длины защитной зоны одного участка катодной защиты используем формулу

$$L_3 = \frac{4}{\alpha(t)} \cdot \ln \cdot \frac{U_{mzo}}{k \cdot U_{mzm}}, \quad (2)$$

где U_{mzo} – смещение разности потенциалов труба-земля в точке дренажа, В; U_{mzm} – максимальное смещение разности потенциалов труба-земля, В; $\alpha(t)$ – постоянная распространения тока вдоль трубопровода, 1/м; k – коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних УКЗ (для одиночной УКЗ $k=1$, для УКЗ, работающей рядом с соседней, $k=2$).

$$U_{mzm} = |U_m| - |U_e|; \quad (3)$$

$$U_{mzo} = |U_o| - |U_e|, \quad (4)$$

где U_m – минимальный защитный потенциал, В (определяют из РД-91.020.00-КТН-149-06); U_e – естественная разность потенциалов труба-земля, В (принимают равной 0,55 В); U_o – максимальный защитный потенциал, В (определяют из РД-91.020.00-КТН-149-06).

Постоянную распространения тока вдоль трубопровода вычисляют по следующей формуле

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{R_m}{R_{из}(t)}}, \quad (5)$$

где R_m – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м (определяют из РД-91.020.00-КТН-149-06); $R_{из}(t)$ – прогнозируемое сопротивление изоляции трубопровода, Ом·м² (определяют из РД-91.020.00-КТН-149-06).

Для определения силы тока i , А, катодной установки определяют на начальный и конечный периоды эксплуатации из выражения

$$i = \frac{2 \cdot U_{mzo}}{Z_{em}(t)}, \quad (6)$$

где $Z_{em}(t)$ – входное сопротивление трубопровода, Ом.

Напряжение на выходе преобразователя V , В, вычисляют по формуле

$$V = i \cdot [Z_{ex}(t) + R_l + R_3], \quad (7)$$

где $Z_{ex}(t)$ – выходное сопротивление трубопровода, Ом; R_l – сопротивление дренажной линии, соединяющей катодную станцию с трубопроводом и анодным заземлением, Ом; R_3 – переходное сопротивление анодного заземления, Ом.

Сопротивление дренажной линии вычисляют по формуле [8]

$$R_n = \rho_m \cdot \frac{y + y_c}{S_{np}}, \quad (8)$$

где y , y_c – длина анодного провода и спусков провода с опор преобразователя катодной защиты к анодному заземлению и трубопроводу, м; S_{np} – сечение провода дренажной линии, м²; ρ_m – удельное электрическое сопротивление, Ом·м (для меди $\rho_m = 1,8 \cdot 10^{-8}$ Ом·м, для алюминия $\rho_m = 2,8 \cdot 10^{-8}$ Ом·м).

Мощность на выходе катодного преобразователя, W , Вт, определяют по формуле

$$W = i \cdot V. \quad (9)$$

В результате расчета таких параметров как сила тока, напряжение УКЗ и мощность, можно выбрать тип катодной защиты. При прокладке стального трубопровода в грунте с высокой коррозионной агрессивностью необходимо увеличить в 1,5 раза требуемую максимальную силу тока при выборе типа преобразователя [1, 2, 9].

Для защиты трубопровода от разрушения блуждающими токами так же используют соединение проводниками участков стекания блуждающих токов, с трамвайными рельсами или с рельсами электропоездов. Чтобы сократить потери металла, заземлитель помещают в специальную коксовую засыпку (рис. 7).

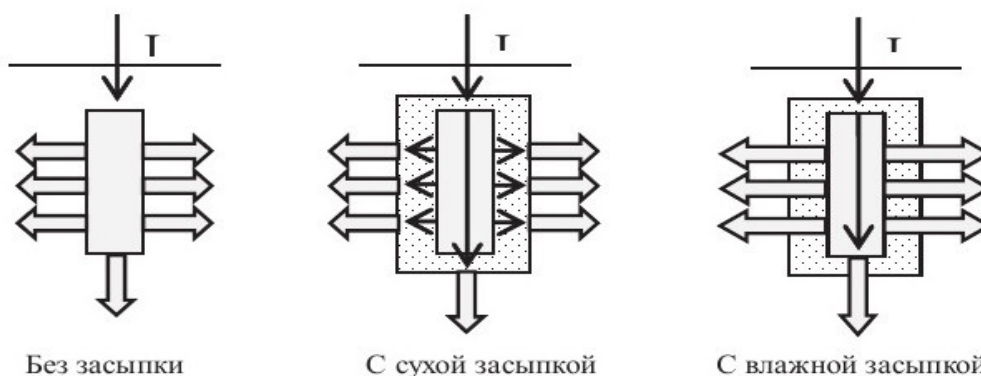


Рис. 7. Установка анодных заземлителей [2]

Основное влияние на коррозию трубопроводов оказывает внешняя среда. Что, в свою очередь, ведет к использованию изоляционного покрытия, где особое внимание следует обратить на участки сварных соединений. Если прокладка трубопровода производится в грунт, то его первостепенно известкуют для уменьшения кислотности почвы [2, 5].

6. Коррозия водогрейных котлов. Коррозия в водогрейных котлах встречается намного чаще, чем в паровых системах. Как следствие, это связано с тем, что при проектировании водогрейных котельных уделяется меньше внимания проблеме коррозии. Так, растворенный кислород, который не удаляется при деаэрации, соли жесткости, CO_2 поступающие вместе с питательной водой, вызывают различные виды коррозии: щелочную, кислородную, хелатную, подшламовую, при чем, хелатная коррозия образуется и при наличии химических реагентов – «комплексонов». Необходимо серьезно относиться к подготовке воды, предназначенной для подпитки, чтобы предотвратить возникновение коррозии.

В настоящее время для качественной водоподготовки тепловых сетей, водогрейных котлов и всего теплофикационного оборудования используют специальные химические реагенты. Недостаточная подготовка воды ведет к неблагоприятным последствиям, связано с

тем, что в ней находится огромное количество нежелательных примесей. Самые простые механические примеси – глина, песок, грязь; также имеются продукты коррозии передающихся поверхностей, трубопроводов и других элементов системы, постоянно соприкасающиеся с водой. Предупредить возникновение коррозии возможно при наличии точного понимания причины ее появления.

Наиболее частая причина, возникновения коррозии водогрейных котлов – это карбонатные отложения, при использовании воды с повышенной жесткостью. Удаление этих отложений возможно при промывке теплообменника.

В результате присутствия солей жесткости, накипь образуется даже при очень низкой температуре в отопительном оборудовании. Так, при нагреве воды до температуры более 130 °С, растворимость сульфата кальция снижается, итог – слой плотной накипи.

Деаэрация является главной задачей при подготовке воды в системах теплоснабжения, так как является основной защитой от коррозии в простое, увеличивая срок эксплуатации оборудования. Выбор деаэрационной установки принимается после проведения технико-экономических расчетов на данном объекте.

Выводы. Системы теплоснабжения на протяжении многих лет являются объектами разрушения под действием коррозии и энергетических потерь. Применение нового оборудования требует более строгих требований к качеству воды для систем теплоснабжения. Целесообразен повышенный контроль водно-химического состава тепловых сетей. Необходимо вести контроль внутренней коррозии тепловых сетей путем анализа сетевой воды и установки индикатора в характерных точках. Что касается внешней коррозии от блуждающих токов, то целесообразна своевременная проверка теплопроводов не реже одного раза в три года.

Совокупное использование нескольких методов защиты от коррозии дает возможность бесперебойного обеспечения потребителей горячей водой и теплом.

Библиографический список

1. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 250 с.
2. Ярославцева О.В. Теория и технология электрохимических методов защиты от коррозии: учеб.–метод. пособие / О.В. Ярославцева, В.М. Рудой, Н.И. Останин, Т.Н. Останина, А.А. Трофимов. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2016. 96 с.
3. Гришанович А.И., Татаринцев Я.С. Исследование коррозионных процессов металлических конструкций // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2017. №3 (8). С. 46–51.
4. Оценка технического состояния тепловых сетей в РФ / Н.М. Попова, В.Е. Таран, Н.А. Петрикеева, Д.М. Чудинов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. №1 (22). С. 16–21.
5. СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированные редакция СНиП 41-02-2003. М.: Изд-во стандартов, 2012. 74 с.
6. Реконструкция инженерного оборудования жилых зданий / О.А. Сотникова, Д.М. Чудинов, Н.А. Петрикеева, Н.М. Попова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. 2018. №1. С. 216–223.
7. Петрикеева Н.А., Березкина Л.В., Колосов А.И. Зависимость концентрации оксидов азота от величины теплотерь с уходящими дымовыми газами теплогенерирующих установок // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. 2010. №2 (18). С. 121–125.
8. Чуенко А.А., Ахтямов Р.Г. Расчет катодной защиты магистральных трубопроводов от электрохимической коррозии // Проблемы обеспечения безопасности (Безопасность 2020): материалы II Международной научно-практической конференции. 2020. С. 121–124.
9. Хорошилова Е.Л., Петрикеева Н.А., Попова Н.М. Повышение противокоррозионных свойств защиты газонефтепроводов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2018. №2 (11). С. 42–49.

Для цитирования: Гасанов З.С., Горлова А.В., Харин С.О. Защита от коррозии в системах теплоснабжения // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 16–25.

УДК 699.86

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАРУЖНЫХ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ

Е. С. Аралов, Б. М. Кумицкий, Д. О. Бугаевский

Воронежский государственный технический университет

Е. С. Аралов, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Б. М. Кумицкий, канд. физ.-мат. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Д. О. Бугаевский, ассистент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. В настоящее время выбор материалов, используемых в качестве утеплителя, достаточно широк. Наиболее популярными в Воронежской области являются минеральная вата, пенополистирол, керамзит. В данной статье проведено сравнение технических характеристик наиболее распространенных теплоизоляционных материалов.

Результаты. Предложены некоторые рекомендации по выбору теплоизоляции для наружных стен на основании приведенных расчётов. Определен наиболее эффективный утеплитель посредством сравнения коэффициентов теплопередачи.

Выводы. Результаты проведённого исследования позволяют сделать вывод о том, что теплолен и пластигран являются наиболее эффективными теплоизоляционными материалами, применяемыми при строительстве наружных ограждающих конструкций. Но стоимость этих материалов в разы выше, чем у традиционных утеплителей, что является весомым аргументом в пользу других теплоизоляционных материалов. Учитывая современные тенденции рынка, наиболее выгодным вариантом утеплителя наружных стен как с технической, так и с экономической точки зрения являются материалы: минеральная вата, пенополистирол.

Ключевые слова: утеплитель, материал, теплоизоляционный материал, коэффициент теплопередачи, термическое сопротивление.

Введение. Основной функцией утеплителя является препятствие теплообмену между внешней и внутренней средами, находящимися по обе стороны ограждения. Знание эксплуатационных характеристик материалов поможет не ошибиться с выбором утеплителя и минимизировать теплопотери через ограждающие конструкции. При выборе материала для утепления необходимо обратить внимание на следующие технические показатели: гигроскопичность, водопоглощение, воздухопроницаемость, химическую стойкость, биостойкость, пластичность, огнеупорность [1].

Районом исследования выбран город Воронеж, в котором в настоящее время ведется активная застройка. Так как город находится в зоне умеренного климата, при проектировании здания необходимо предусмотреть теплоизоляцию стен.

1. Анализ существующих видов теплоизоляционных материалов. В настоящее время выбор материалов, используемых в качестве утеплителя, достаточно широк – пенополистирол, пенопласт, минеральная вата, стекловолокно, керамзит, вспененный полиэтилен и другие. Наиболее популярными в Воронежской области являются минеральная вата, пенополистирол, керамзит.

Подробнее рассмотрим эксплуатационные свойства каждого материала.

Минеральной ватой называется материал, состоящий из переплетенных между собой тонких волокон стекловидной формы. В зависимости от особенностей производства минеральная вата бывает трех видов: каменная минеральная вата, на основе шлака, на основе стекловолокна. Отметим ряд преимуществ данного материала. Минеральная вата не расплавляется при температурах до 1000 °С, её состав устойчив к различному роду химических воздействий, устойчив перед плесенью и грибок, не подвергается атакам грызунов, не дает усадки благодаря высокой плотности, является отличным звукоизолятором. Но у данного утеплителя есть ряд недостатков. Для нормального функционирования минеральной ваты её необходимо использовать в комплексе с материалами гидроизоляционного и пароизоляционного характера. Существует риск попадания волокон минеральной ваты на кожу, что приводит к её раздражению. С учетом всех эксплуатационных характеристик срок службы данного материала составляет более 45 лет [1, 2].

Пенополистиролом называют материал, полученный в результате вспенивания легкокипящей жидкости. Основными эксплуатационными свойствами данного утеплителя являются высокая гигроскопичность, что приводит к уменьшению затрат на отопление и увеличению срока службы, паропроницаемость, прочность, хорошо реагирует на контакт с растительностью и грунтом, что обуславливается его биологической устойчивостью. К недостатку пенополистирола можно отнести горючесть, реакцию на природные осадки и восприимчивость к воздействию УФ лучей [1, 2]. Производители утверждают, что срок службы пенополистирола составляет 60–80 лет, однако верить этим цифрам не стоит, можно рассчитывать максимум на 30–35 лет качественной теплоизоляции.

Керамзитом называют материал, полученный в результате обжига гранул глины. Такой способ производства позволяет считать керамзит экологически чистым материалом. К основным эксплуатационным свойствам керамзита можно отнести: прочность, шумоизоляцию, морозоустойчивость, огнестойкость, биологическую стойкость, ввиду малого веса материала отсутствует необходимость в применении мощного основания. Основными недостатками материала являются высокий коэффициент влагопоглощения и хрупкость [1, 3].

Самые доступные и популярные теплоизоляционные материалы, которые приобретаются в любом строительном магазине, были рассмотрены выше. Далее исследуем новинки современного рынка – фибролит, пластмигран, теплолен. Для начала выясним, что представляет собой каждый из перечисленных материалов.

Всем известен фибролит, как древесно-стружечный утеплитель, применяемый ещё в далеком СССР. Но инновационные разработки не стоят на месте, и сейчас фибролит выступает в роли усовершенствованного материала, созданного на основе жидкого стекла, древесного волокна и портландцемента. Производители утверждают, что срок службы данного материала достигает 100 лет. Этот утеплитель обладает рядом достоинств: сейсмостойкостью, морозостойкостью, влагостойкостью, устойчивостью к грибковым поражениям, высокой шумо- и теплоизоляцией, удобством монтажа [4]. Наряду с уникальными свойствами фибролита существует один недостаток – цена, которая в несколько раз превышает стоимость традиционных материалов.

Пластмигран представляет собой волокнистый материал, созданный на базе пыли полистирола и частиц минеральной ваты. После смешения этих компонентов, однородную массу помещают в металлический модуль с перфорацией. Далее под высоким давлением масса продувается паром. Экологичность материала достигается за счет отсутствия химических добавок при производстве. Пластмигран непроницаем для влаги, устойчив к химическим и биологическим воздействиям [3]. Недостатками данного теплоизоляционного материала является дороговизна и дефицит на отечественном рынке.

Теплолен не является инновационной разработкой последних лет, но в нашей стране он сравнительно недавно попал на рынок. Теплолен это материал, созданный на базе льняного волокна. Утеплитель в силу своего природного происхождения является экологически чистым продуктом. К ряду достоинств теплолена относятся хорошие звукоизоляционные свойства, устойчивость к температурам и микроорганизмам, простота монтажа, отсутствие усадки и долговечность [1, 3]. К недостаткам можно отнести стоимость данного теплоизоляционного материала, которая достаточно высока, а также дополнительную пропитку от огня и влаги.

2. Определение эффективности различных видов теплоизоляционных материалов. Для проведения исследования необходимо сравнить коэффициент теплопередачи каждого теплоизоляционного материала (табл. 1). Источником исходных данных является СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» [5].

Таблица 1

Исходные данные

| Наименование материала | Толщина слоя δ , м | Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·°С) |
|------------------------|------------------------------|---|
| Пенополистирол | 0,03 | 0,06 |
| Минеральная вата | 0,03 | 0,045 |
| Керамзит | 0,03 | 0,16 |
| Фибролит | 0,03 | 0,09 |
| Пластмигран | 0,03 | 0,044 |
| Теплолен | 0,03 | 0,038 |

Для дальнейших исследований рассчитан коэффициент теплопередачи слоя в конструкции многослойного ограждения, K , Вт/(м²·°С) по формуле [1, 2]

$$K = 1 / R, \quad (1)$$

где R – термическое сопротивление теплоизоляционного слоя в конструкции многослойного ограждения, (м²·°С)/Вт, определяемое по формуле

$$R = \delta / \lambda, \quad (2)$$

где δ – толщина слоя утеплителя, м; λ – коэффициент теплопроводности материала-утеплителя, Вт/(м·°С).

Результаты расчетов для выбранных материалов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчёта

| Наименование материала | Термическое сопротивление R , (м ² ·°С)/Вт | Коэффициент теплопередачи K , Вт/(м ² ·°С) |
|------------------------|--|--|
| Пенополистирол | 0,5 | 2 |
| Минеральная вата | 0,67 | 1,49 |
| Керамзит | 0,19 | 5,3 |
| Фибролит | 0,33 | 3,03 |
| Пластмигран | 0,68 | 1,47 |
| Теплолен | 0,79 | 1,3 |

На основании расчетов, представленных выше, были построены график зависимости термического сопротивления слоя материала от его толщины (рис. 1) и график зависимости коэффициента теплопередачи от термического сопротивления (рис. 2).

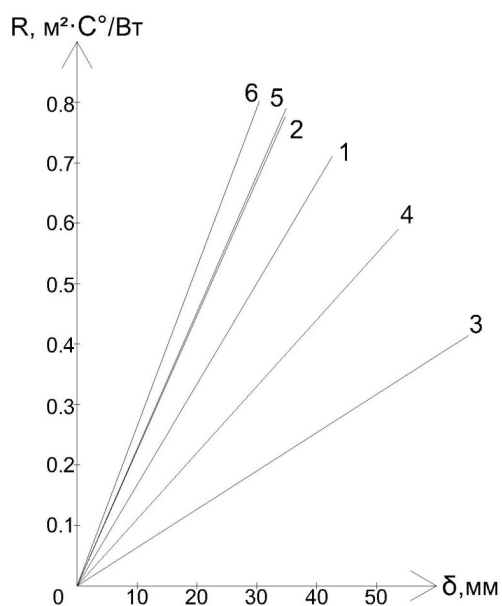


Рис. 1. Зависимость термического сопротивления слоя теплоизоляции от его толщины:
 1 – пенополистирол, 2 – минеральная вата, 3 – керамзит, 4 – фибролит, 5 – пластмигран, 6 – теплолен

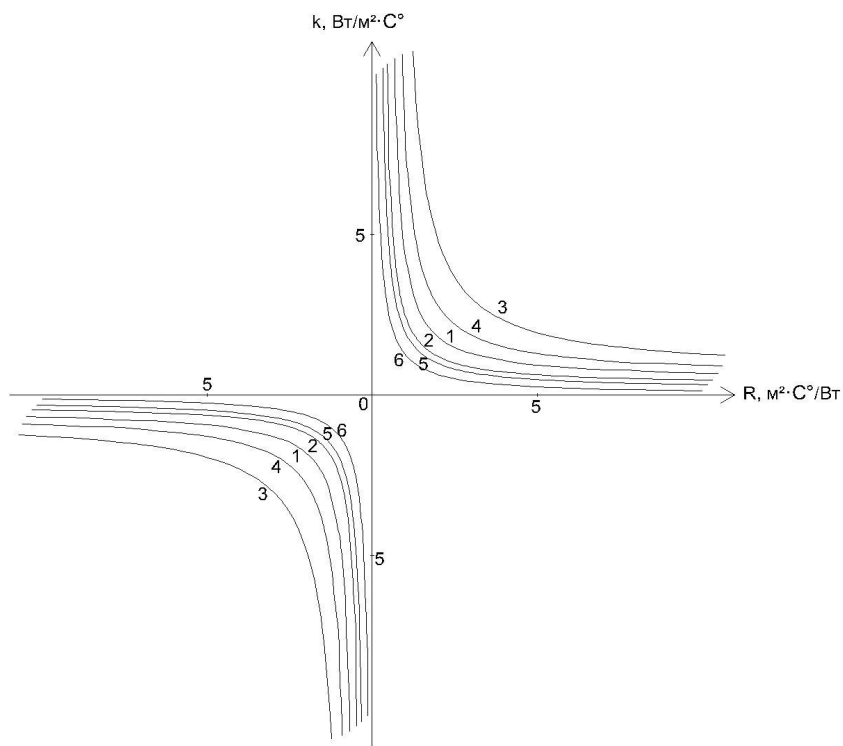


Рис. 2. Зависимость коэффициента теплопередачи от термического сопротивления:
 1 – пенополистирол, 2 – минеральная вата, 3 – керамзит, 4 – фибролит, 5 – пластмигран, 6 – теплолен

Ранее в работе [2] проводился сравнительный расчет для минераловатной изоляции и ППУ, результатом которого явилась столбчатая диаграмма, представленные на рис. 3.

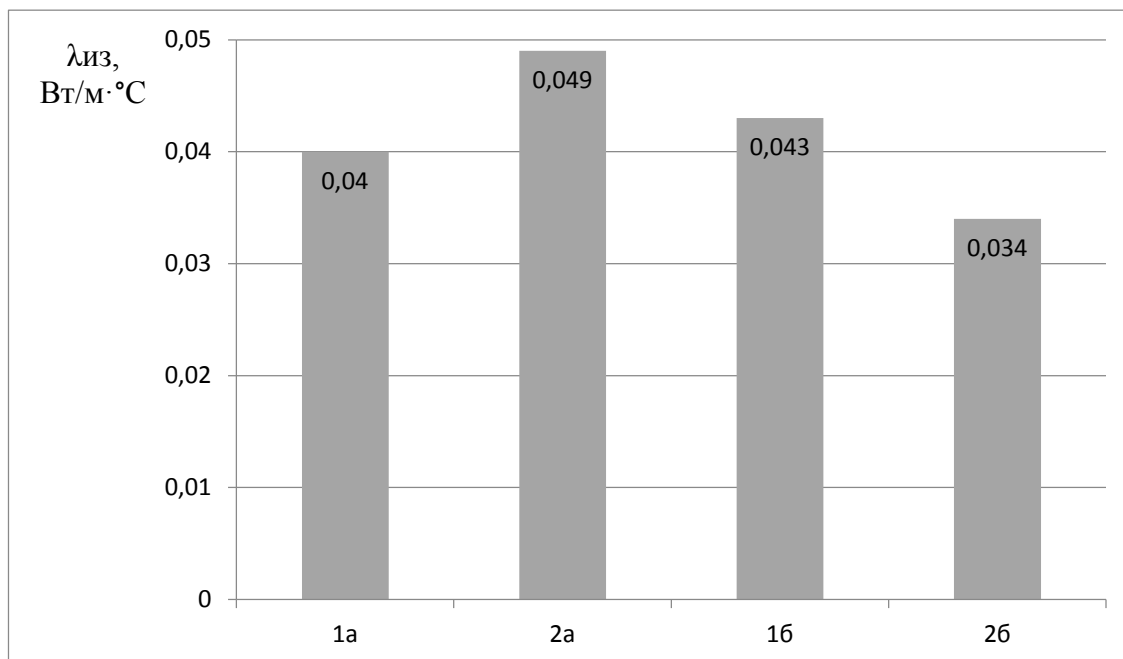


Рис. 3. Показатель расчетного коэффициента теплопроводности теплоизоляции в зависимости от расчетного варианта [9]: 1а – минераловатная изоляция при надземной прокладке участка теплосети; 1б – минераловатная изоляция при подземной прокладке в непроходных каналах участка теплосети; 2а – ППУ–изоляция при надземной прокладке участка теплосети; 2б – ППУ–изоляция при подземной прокладке в непроходных каналах участка теплосети

При теплотехнических расчетах жилых помещений учитывают их тепловлажностный режим, уровень инсоляции, шумозащитные характеристики, ремонтпригодность, эстетичность и общую стоимость проекта [6–9]. Рассчитав величину коэффициента теплопередачи, перейдем к определению затрат на утепление дома (рис. 4).



Рис. 4. Утепляемый дом

Для данного дома, площадь стен для утепления которого составляет $64,2 \text{ м}^2$, при утеплении стен в 3 см, понадобится 2 м^3 теплоизоляционного материала. Проанализировав строительный рынок, была выбрана средняя стоимость исследуемых теплоизоляционных материалов. В табл. 3 представлены затраты при выборе каждого из перечисленных утеплителей.

Таблица 3

Затраты на материалы

| Наименование материала | Цена за 2 м^3 , руб. |
|------------------------|--------------------------------|
| Пенополистирол | 4400 – 4600 |
| Минеральная вата | 8600 – 8800 |
| Керамзит | 3200 – 3800 |
| Фибролит | 12600 – 14000 |
| Пластмигран | 13200 – 14600 |
| Теплолен | 10200 – 11200 |

Выводы. Результаты проведённого исследования позволяют сделать вывод о том, что теплолен и пластмигран являются наиболее эффективными теплоизоляционными материалами, применяемыми при строительстве наружных ограждающих конструкций. Но стоимость этих материалов в разы выше, чем у традиционных утеплителей, что является весомым аргументом в пользу других теплоизоляционных материалов. Гораздо менее эффективным из представленных материалов для утепления является керамзит, так как он обладает высоким коэффициентом теплопроводности, что говорит о его способности более интенсивно проводить тепло. Учитывая современные тенденции рынка, наиболее выгодным вариантом утеплителя наружных стен, как с технической, так и с экономической точки зрения являются материалы: минеральная вата, пенополистирол.

Библиографический список

1. Зарубина Л.П. Теплоизоляция зданий и сооружений. Материалы и технологии. СПб.: БХВ–Петербург, 2012. 406 с.
2. Сравнительный расчет изоляционных материалов, применяемых в трубопроводных конструкциях / К.А. Григорьева, Е.Е. Ерилова, Н.А. Петрикеева, Д.М. Чудинов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2020. №4 (21). С. 28–38.
3. ООО «Импульс» // Инновационные утеплители: новинки рынка теплоизоляционных материалов. URL: <http://blog.flexyheat.ru/> (дата обращения: 19.10.2021).
4. Булькин Е.А. Особенности применения инновационных технологий при производстве фибролитовых плит в России // Экономика и менеджмент инновационных технологий. 2012. № 6. URL: <http://ekonomika.snauka.ru/2012/06/1038> (дата обращения: 21.10.2021).
5. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий». М.: Минрегион России, 2012. 96 с.
6. Калинина А.И., Плаксина Е.В., Долбилова М.А. Основы расчета влажностного режима ограждающих конструкций // Инновации и инвестиции. 2021. №4. С. 231–234.
7. Математическая модель процессов конденсации водяных паров на теплообменных поверхностях / Петрикеева Н.А., Турбин В.С., Сотникова О.А. // Известия Тульского государственного университета. Серия: Строительство, архитектура и реставрация. 2006. №10. С. 159–163.
8. Петрикеева Н.А., Березкина Л.В. / Влияние инсоляции на интенсивность теплоступлений в жилые помещения // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2010. №2 (3). С. 100–103.
9. Цуканова О.С., Петрикеева Н.А. Проблема борьбы с шумом. История и основные направления развития методов снижения уровня шума // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2009. №1 (1). С. 67–74.

Для цитирования: Аралов Е.С., Кумицкий Б.М., Бугаевский Д.О. Эффективность теплоизоляционных материалов, применяемых при строительстве наружных ограждающих конструкций // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 26–31.

УДК 620.91

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Д. Н. Корниенко, Н. М. Попова, М. А. Долбилова, А. И. Калинина

*Воронежский государственный технический университет**Д. Н. Корниенко, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: daria.iushkova@yandex.ru**Н. М. Попова, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: exclusiv.na@mail.ru**М. А. Долбилова, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: kirnova.ma@gmail.com**А. И. Калинина, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: alina27.03@mail.ru*

Постановка задачи. Ухудшение экологической ситуации в мире и истощение месторождений природного топлива требует внедрения альтернативных решений в энергетике. В связи с этим появилась потребность в механизмах, не требующих топливного хозяйства. На территории России достаточно благоприятных мест для развития ветроэнергетики. Однако недостаточное финансирование тормозит этот процесс.

Результаты. В работе обосновывается преимущество и выделяются некоторые недостатки работы ветроэлектростанций. Описывается их принцип работы. Кроме промышленных масштабов, полезным и выгодным является использование ветрогенераторов для обеспечения фермерских хозяйств, усадеб, частных домов и других объектов, которым трудно подключиться к сетевым источникам.

Выводы. Проанализированы состояние и перспективы развития ветроэнергетики на территории РФ. Даны некоторые рекомендации по их работе.

Ключевые слова: нетрадиционная энергетика, ветроэнергетика, мощность, ветроэлектростанций.

Введение. Загрязнение воздуха от сжигания ископаемого топлива приводит к мировым экономическим потерям в \$8 млрд. ежедневно. Согласно отчету Центра исследований энергетики и Greenpeace Юго-Восточной Азии, загрязнение воздуха от сжигания ископаемого топлива приводит к мировым экономическим потерям в \$8 млрд. в день. Это составляет около 3,3 % мирового валового внутреннего продукта, или \$2,9 трлн. в год.

Загрязнение воздуха продолжает ежедневно причинять вред миллиардам людей, несмотря на усилия ряда стран и компаний по расширению использования возобновляемых источников энергии и более чистого топлива. Greenpeace в документе отметил, что сжигание природного топлива оказывает негативное влияние на здоровье человека, особенно пыль опасна для детей. В 2019 году около 6,3 млрд человек жили в местах с показателем загрязнением воздуха выше, чем установленные ВОЗ для нормальной жизнедеятельности [1].

На сегодняшний день наша страна далеко позади от европейских стран в развитии и эффективном применении нетрадиционной энергетики, в основе которой лежит использование возобновляемых и экологичных энергоресурсов, таких как солнце, ветер, вода и т.д. Огромные пустующие участки, небольшая плотность населения (особенно за центральной частью) и редкие постройки дают большие перспективы для установки там ветроэлектростанций (ВЭС) с минимальными экологическими рисками.

Однако отсутствие развитого транспортного сообщения при немалых расстояниях между потенциальными потребителями тормозят процесс нарастания мощностей ветростанций и затрудняют их обслуживание. На территории России достаточно благоприятных мест для развития ветроэнергетики. Однако, недостаточное финансирование тормозит этот процесс. При должном внимании к вопросам альтернативного топлива наше государство сможет присоединиться к передовым в вопросах экологии державам.

1. Работа ветряной электростанции. На данный момент ветряные электростанции в России находятся в Чукотском автономном округе, в республиках Калмыкия, Чувашия, Башкортостан, Коми, в Астраханской, Калининградской, Ростовской, Оренбургской, Мурманской, Саратовской областях. По мнению специалистов в ближайшем будущем география расположения ветряков значительно расширится [2].

Конструктивно система (рис. 1) состоит из:

- ветрогенераторной установки;
- контроллера заряда;
- аккумуляторной батареи;
- инвертора.

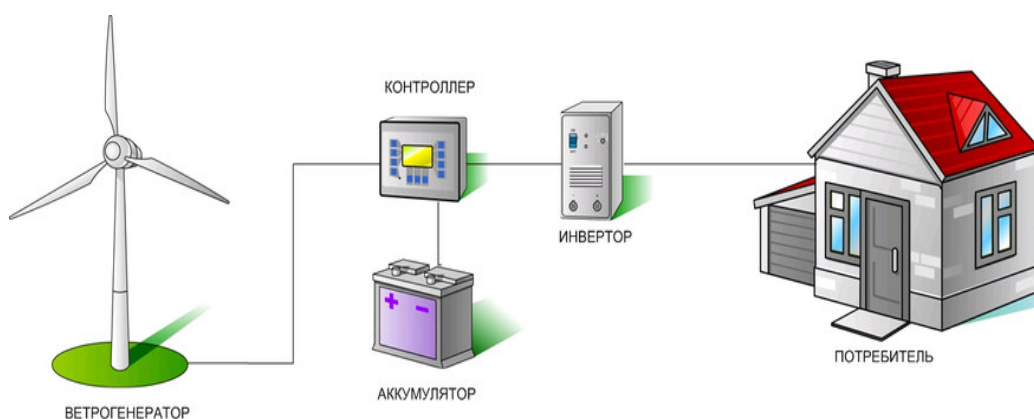


Рис. 1. Конструкция ветряной электростанции [3]

Сам ветрогенератор (рис. 2) состоит из следующих элементов:

- мачты (башни);
- турбины – это подвижный ротор, преобразующий энергию прямолинейного движения воздушного потока;
 - системы управления турбиной;
 - генератора;
 - ланки передачи энергии – преобразователя скорости вращения;
 - выпрямителя (из-за наличия генератора переменного тока);
 - системы азимутального привода или хвоста («хвост» поворачивается в зависимости от направления ветра).

Выбор установки зависит от направления ветряного потока и его средней скорости. Мощность же выбирается исходя из значений скорости ветра и диаметра винта. Самая максимальная мощность достигается при скорости в диапазоне 9–12 м/с [4, 5].

Формулы для расчета мощности ветроустановки:

$$P = \frac{D^2 \cdot V^3}{7000}, \quad (1)$$

где P – мощность установки, кВт; D – диаметр винта, м; V – скорость ветра, м/с.

$$P = 0,6 \cdot S \cdot V^3, \quad (2)$$

где S – площадь лопасти, на которую перпендикулярно дует ветер, m^2 .



Рис. 2. Конструкция ветрогенератора [4]

Исходя из данных формул, делаем вывод, что изменения диаметра винта в большую сторону в разы увеличивают мощность агрегата (рис. 3). Следовательно, для расчета оптимального значения мощности мы меняем величину диаметра, т.к. на скорость ветра мы повлиять не можем. Также проверяется целесообразность возведения ветряка. Вполне возможно, будет выгоднее установить комплекс ветряков или солнечные батареи.

2. Технический комплекс отечественных ветрогенераторов. Министерство энергетики России предложило до 2035 года ввести в эксплуатацию 5 ГВт «экологически чистой» генерации, стоимостью 400 млрд. руб., из которых на ветроэнергетику решили направить 240,5 млрд. руб. [6].

В настоящее время реализуется множество масштабных проектов, с помощью которых обеспечить энергоне­зависимость многих удаленных регионов, таких как Карелия, Чукотка, Башкортостан и т.д. Некоторые их характеристики представлены в таблице.

Действующие станции предусмотрены под аварийное энергоснабжение, но могут функционировать для уменьшения и перераспределения расходов на электроэнергию. Мощность самых распространенных генераторных установок равна 0,1–2 МВт, они основа национального ветроэнергетического комплекса. Многокомпонентные системы с несколькими генераторами по 250–550 кВт в настоящее время набирают большую популярность (рис. 3). В среднем за год эти генераторы могут произвести 0,4 млн кВт·ч.

Современная российская ветроэнергетика характеризуется распространением индивидуальных генераторов. Они представляют собой небольшие установки, благодаря которым частные домовладения способны покрывать энергетические нужды – на уровне 1–5

кВт. Однако, и маломощные ветряки трудны в проектировании и комплектующие для них далеко недешевы.



Рис. 3. Ветряные установки [6]

Установленная мощность вводимых в эксплуатации ВЭС в 2021–2022 г.

| Название | Установленная мощность, МВт | Регион | Ожидаемый год ввода в эксплуатацию |
|--------------------------|-----------------------------|---------------------|------------------------------------|
| ВЭС | 100 | Адыгея | 2021–2022 |
| Ветропарки 23, 24 | 100 | Татарстан | 2022 |
| ВЭС Азов–5 | 90,09 | Ростовская область | 2021 |
| Ветропарки 19, 20 | 64 | Ставропольский край | 2021 |
| Кургановкая ВЭС | 40 | Курганская область | 2022 |
| Пилотная ВЭС | 460 | Краснодарский край | 2021 |
| Ветропарки 13-18 | 236 | Ульяновская область | 2021–2022 |
| Пилотная и Береговая ВЭС | 220 | Краснодарский край | 2021–2022 |
| Мурманская ВЭС-21 | 200,97 | Мурманская область | 2021 |
| Ветропарки 9, 10, 21, 22 | 150 | Краснодарский край | 2021–2022 |
| Ветропарки 25–28 | 150 | Мурманская область | 2022 |

3. Суммарная мощность генерируемой электроэнергии ветроустановками в РФ.

Совокупный потенциал мощности российских ветроэнергетических установок составляет около 184,12 МВт, доля от всех электрогенерирующих мощностей всего 0,07 % [7]. По оценкам специалистов, при должном развитии отрасли количество электроэнергии, полученной с помощью ветра, может достигать 40 млрд. кВт·ч. Однако, возможным это станет при среднегодовой скорости ветра примерно на уровне 6 м/с. В этом заключается сложность перераспределения вырабатываемых ресурсов. Сегодня ветроэнергетика в России расположена преимущественно в островных и прибрежных зонах – Байкал, районы Баренцева, Охотского и Каспийского морей, Камчатка. При этом именно европейская и центральная части страны больше нуждаются в электрической и тепловой энергии.

Кроме вышеупомянутых технических проблем наращивания и совершенствования ветроэнергетического потенциала, не стоит забывать о экономических и социальных негативных факторах. Традиционный энергетический комплекс весьма эффективен, что главным образом и тормозит развитие альтернативных источников энергии.

Следующим неблагоприятным фактором являются высокие риски, которые затрудняют инвестиционные вложения энергетических инвесторов, ограниченность информации и неправильные представления о энергетических возможностях ветрогенераторов. Также отметим отсталость энергетического оборудования и небольшие участки с пригодными климатическими условиями для использования ветряков.

Самая крупная действующая ветровая электростанция РФ – Ульяновская ВЭС, с установленной мощностью 35 МВт. Этот показатель мощности много меньше показателя гидроэлектростанций (ГЭС). Станция функционирует с января 2018 года, два года продолжалось строительство комплекса. ВЭС принадлежит компании «Фортум». В составе ветроэнергетической станции имеются четырнадцать ветротурбин, каждая мощностью 2,5 МВт.

По сообщению аппарата полномочного представителя президента России, в Приволжском федеральном округе (ПФО) по результатам совета округа до начала следующего года вступят в строй семь объектов солнечной и ветровой генерации электроэнергии.

Как процитировало сообщение ТАСС: «Приволжский федеральный округ находится в семерке лидеров по генерации «зеленой» электроэнергетики. Ранее, в 2019 году в Самаре была введена в эксплуатацию третья очередь Самарской СЭС–2, а близ Оренбурга начали функционировать три солнечных электростанции с общей мощностью 65 МВт. Также, в 2021 году ожидается подача электроэнергии семи объектам ветровой и солнечной генерации в Самарской, Оренбургской и Ульяновской областях суммарной мощностью 115 МВт» [8].

По сообщению ПАО «Энел Россия», в конце прошлого месяца начаты работы по возведению Кольской ВЭС – ветропарк данной компании, который будет построен в Мурманской области. Ожидаемая установленная мощность 201 МВт, что является самым крупным показателем за Полярным кругом.

На конец 2021 года запланировали введение Кольской ВЭС в эксплуатацию. Ежегодно около 750 ГВт·ч ветропарк будет вырабатывать, при этом сокращая выброс в атмосферу углекислого газа почти на 600 тыс. т. Суммарная площадь ветропарка около 257 га и будет оснащена 57 турбинами [9].

4. Аргументы в пользу развития российской ветроэнергетики. Концепция ветроэнергетических установок, как альтернативного источника энергии, исключает ухудшение экологии окружающей среды. В последнее время стало популярно ветростанции устанавливать в открытом море на плавучих платформах. С их помощью сохраняются обильные территории для сельскохозяйственной сферы. Германия, Голландия и Дания являются передовыми державами по развитию морских ветроэлектростанций.

По заявлению Ассоциации развития использования возобновляемой энергетики (АРВЭ), в Астраханской области начнут развивать первую в Российской Федерации морскую ветроэнергетику. По данным этой ассоциации, на данный момент себестоимость выработки морской электроэнергии примерно равна \$78 на МВт·ч, что более чем в два раза меньше этого показателя 10 лет назад. Этот спад обуславливается снижением стоимости технологий и проектированием гигантских турбин большей производительностью. За полгода в мире приняли в работу 28 проектов новых морских объектов. Эксперты АРВЭ предрекают развитию такой ветрогенерации в России, благодаря большим водным просторам.

Таким образом, рост мощности ВЭС в последнее время значительно вырос и эти темпы не снижаются (рис. 4).

Резюмируя вышесказанное, можно выделить такие плюсы ветроэнергетики, как:

- универсальность по месту монтажа и эксплуатации;
- установка безопасна для экологии;
- внушительный срок службы;
- для нормальной работы ветроустановки дополнительных вложений не требуется.

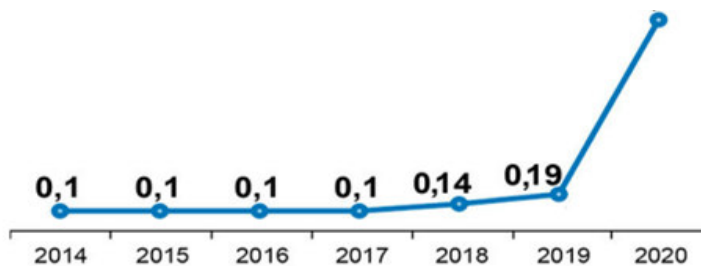


Рис. 4. Рост мощности ВЭС в России [9]

Кроме промышленных масштабов, полезным и выгодным является использование ветрогенераторов для обеспечения фермерских хозяйств, усадеб, частных домов и других объектов, которым трудно подключиться к сетевым источникам.

Выводы. В связи с ухудшением экологической ситуации и истощением природных ресурсов, необходимо уделить больше внимания и финансирования альтернативным источникам энергии [10]. Из всего вышеизложенного следует, что на данном этапе Российская ветроэнергетика обладает большими перспективами развития, но сейчас ее роль в суммарной энергетике страны очень незначительна. Процесс укрепления позиций энергии ветра тормозится за счет географических и климатических факторов, которые увеличивают стоимость и усложняют, с технической точки зрения, использование ветряков. Однако, в некоторых районах России перспективы энергии ветра возрастают, что и привлекает на данные территории инвесторов с крупными вложениями.

Библиографический список

1. Новости энергетики. Greenpeace подсчитал, что загрязнение воздуха обходится миру в \$8 млрд ежедневно [Электронный ресурс]. URL: <https://novostienergetiki.ru/greenpeace-podschital-chto-zagryaznenie-vozduxa-obhoditsya-miru-v-8-mlrd-ezhednevno/> (дата обращения: 11.10.2021).
2. Устройство, принцип работы, преимущества и недостатки ветряных электростанций. Принцип работы двигателей ветряной электростанции [Электронный ресурс]. URL: <https://danykom.ru/ustroystvo-princip-raboty-preimushchestva-i-nedostatki-vetryanyh/> (дата обращения: 11.10.2021).
3. Ветрогенераторы: принцип действия, типы, применение, эффективность работы [Электронный ресурс]. URL: <https://alterair.ua/articles/vetrogeneratoryi/> (дата обращения: 11.10.2021).
4. Экоресурс Плюс. Ветроэлектрические установки (ветрогенераторы) [Электронный ресурс]. URL: [http://ecoresursplus.com/oborudovanie/vozobnovlyaemye-istochniki-energii/vetroelektricheskie-ustanovki-\(vetrogeneratoryi\).html](http://ecoresursplus.com/oborudovanie/vozobnovlyaemye-istochniki-energii/vetroelektricheskie-ustanovki-(vetrogeneratoryi).html) (дата обращения: 11.10.2021).
5. Elenergi.ru. Преобразование энергии ветра в электрическую энергию с помощью ветрогенератора [Электронный ресурс]. URL: <https://elenergi.ru/preobrazovanie-energii-vetra-v-elektricheskuyu-energiyu-s-pomoshhyu-vetrogeneratora.html> (дата обращения: 11.10.2021).
6. Новости энергетики. Минэнерго России предложило построить только 5 ГВт «зеленой» генерации до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://novostienergetiki.ru/minenergo-rossii-predlozhilo-postroit-tolko-5-gvt-zelenoj-generacii-do-2035-goda/> (дата обращения: 11.10.2021).
7. Министерство энергетики РФ. Основные характеристики Российской энергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 11.10.2021).
8. Новости энергетики. «Энел Россия» начала возведение Кольского ветропарка. [Электронный ресурс]. URL: <https://novostienergetiki.ru/enel-rossiya-nachala-vozvedenie-kolskogo-vetroparka/> (дата обращения: 11.10.2021).
9. Ветровые электростанции [Электронный ресурс]. URL: <https://alter220.ru/veter/vetrovye-elektrostantsii.html#i-7> (дата обращения: 11.10.2021).
10. 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.

Для цитирования: Состояние и перспективы развития ветроэнергетики в России / Д.Н. Корниенко, Н.М. Попова, М.А. Долбилова, А.И. Калинина // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 32–37.

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 662.998

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ПРИ ХРАНЕНИИ ЗАПАСОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

А. А. Артемюк, А. И. Колосов, Н. А. Петрикеева

Воронежский государственный технический университет

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

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

А. И. Колосов, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. В последнее время достаточно активно развиваются проекты по расширению производства сжиженных природных газов (СПГ), которые определяют использование специальных изотермических хранилищ для обеспечения требуемых условий хранения природного газа в жидком агрегатном состоянии. Здесь необходимо отметить отсутствие единообразия отечественной нормативно-технической базы, посвященной вопросу проектирования данных технических сооружений. Проанализированы актуальные методы расчёта материалов для эффективной изоляции резервуара для хранения сжиженного природного газа.

Результаты. Проведено сравнение некоторых изоляционных материалов, которые используются в индустрии СПГ в настоящее время. Найден, опираясь на описанные методики, материал для изотермического резервуара, который будет способствовать наименьшему испарению сжиженных природных газов.

Выводы. В результате проведенных расчётов был найден оптимальный по характеристикам и эффективности материал для лучшей изоляции резервуаров при хранении сжиженных природных газов.

Ключевые слова: изотермический резервуар, изоляционный материал, сжиженный природный газ, хранение, коэффициент теплопроводности.

Введение. В настоящее время практический опыт работы с сжиженными природными газами (СПГ) на территории России незначительный. И всё же сейчас активно развиваются проекты по расширению производства СПГ, которые определяют использование специальных изотермических хранилищ для обеспечения требуемых условий хранения природного газа в жидком агрегатном состоянии. Здесь необходимо отметить отсутствие единообразия отечественной нормативно-технической базы, посвященной вопросу проектирования данных технических сооружений.

На сегодняшний день в нашей стране имеется незначительное число нормативных документов по изотермическим резервуарам СПГ, но, даже существующие, не содержат полных методик по расчету тепловых режимов изотермических резервуаров.

Несмотря на это, такими отечественными авторами, как Рачевский Б.С. [1], Рахманин А.И. [2-3], Иванцова С.Г. [2-3], Пирогов С.Ю. [4] написано достаточно работ, посвященных расчету теплового потока через стенки изотермического резервуара. Все методики в приведенных ими работах основываются на законах теплопроводности Фурье и Ньютона-Рихмана.

Задача работы состоит в том, чтобы, опираясь на работы вышеперечисленных авторов, провести расчёт для нахождения эффективного изоляционного материала для изоляции резервуаров СПГ.

1. Анализ конструкции. Самым распространенным в мировой практике резервуаром для хранения крупных объемов СПГ является двухболоочечный изотермический резервуар. Этот тип резервуаров отличается компактностью и более высоким уровнем безопасности по сравнению с одинарными и двойными резервуарами, а также более простым процессом сооружения по сравнению с заглубленными [5]. Именно двухболоочечный изотермический резервуар (ИР) (рис. 1) был выбран в качестве объекта исследования в данной работе. Зададимся резервуаром номинальным объёмом 100000 м^3 , элементы конструкции которого приведены в табл. 1.

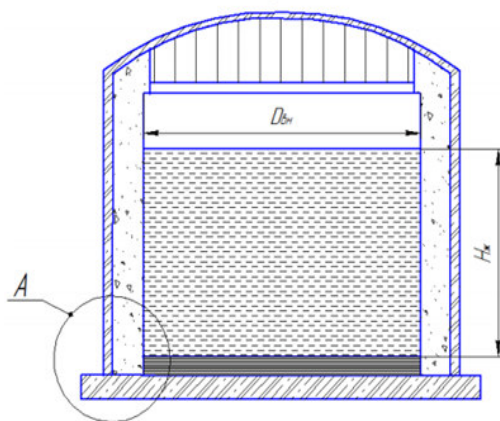


Рис. 1. Общий вид исследуемого двухболоочечного изотермического резервуара [5]

Таблица 1

Элементы конструкции стенки исследуемого резервуара

| Элемент | Толщина, мм | Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К) |
|---|-------------|--|
| Внешний ж/б резервуар | 400 | 1,7 |
| Облицовка внутренней поверхности стенки внешнего резервуара углеродистой сталью | 5 | 80 |
| Слой упругих компенсационных матов из минваты | 300 | 0,038 |
| Внутренний резервуар состоящий из стали | 30 | 20 |
| Слой изоляции: | — | — |
| перлит | — | 0,0430 |
| пеностекло «Foamglas S3» | — | 0,0338 |
| пеностекло «НЕОПОРМ® D 130» | — | 0,0345 |
| вспененный синтетический каучук «Armaflex LTD» / «AF/Armaflex» | — | 0,028 / 0,03508 |
| «K-FLEX ST» | — | 0,023 |
| «Cryogel™Z» | — | 0,013 |

При этом рассмотрим три варианта выполнения изоляции:

1. Вспученный перлит с компенсационными матами из минеральной ваты (рис. 2а).
2. Изоляция материалом одной из следующих марок: «Foamglas S3», «НЕОПОРМ®D 130», «K-FLEX ST», «Cryogel™Z» (рис. 2б).
3. Изоляция двумя марками материалов: «Armaflex LTD» и «AF/Armaflex» (рис. 2в).

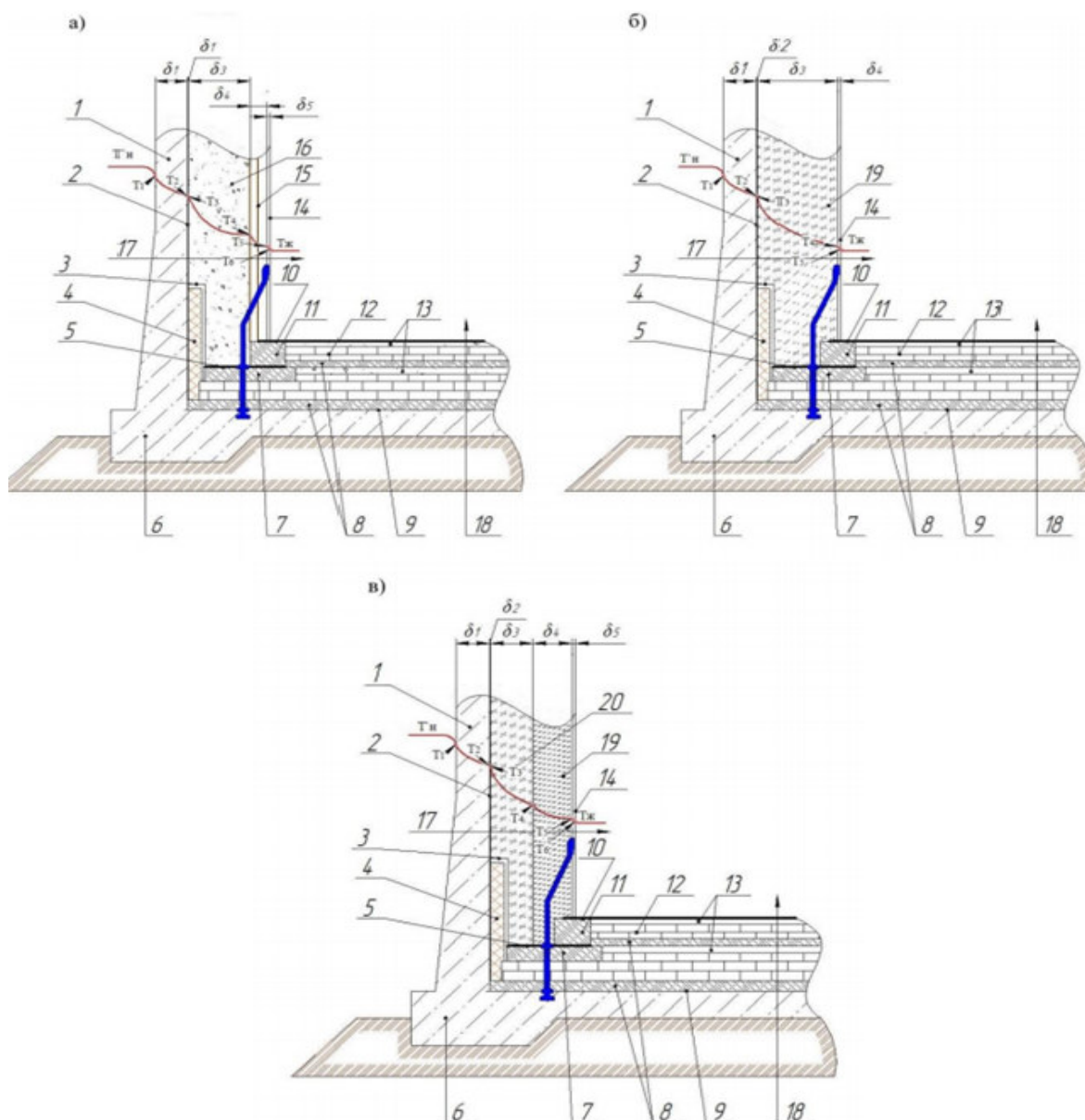


Рис. 2. Ограждающие конструкции стенки двухболочного изотермического резервуара [5]:

- 1 – железобетонная стенка, контактирующая с атмосферой; 2 – облицовка стенки углеродистой сталью;
- 3 – обечайка системы тепловой защиты угловой зоны (включающая 9 % Ni); 4 – пеностекловые блоки;
- 5 – окрайка дна второго порядка; 6 – фундамент из бетона; 7 – нижнее кольцо из бетона;
- 8 – слой бетона, ответственный за выравнивание; 9 – внешнее днище; 10 – обрамление внутреннего днища;
- 11 – верхнее кольцо железобетонное; 12 – пеностекловые блоки; 13 – песок; 14 – внутренняя стенка (включающая 9 % Ni); 15 – упругие компенсационные маты; 16 – перлит; 17 – приток тепла к сжиженному природному газу через поверхность корпуса, контактирующей с жидкостью; 18 – приток тепла к сжиженному природному газу через днище; 19 – основной слой изоляции; 20 – дополнительный слой изоляции

2. Исходные данные для расчета. Из практики известно, что скорость выкипания из типичного ИР СПГ составляет около 0,05 % по массе в день. Вскипание происходит в результате притока тепла в резервуар через крышу, стенки и днище.

Для оценки влияния характеристик теплоизоляционных покрытий на снижение потерь СПГ рассмотрим теплоприток только через стенки резервуара, который согласно [6] в общем тепловом балансе составляет 45–50 %. Поэтому зададимся величиной испарения продукта – не более 0,025 % по массе в день и, исходя из этой величины, вычислим необходимую толщину тепловой изоляции корпуса.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 2 [7–9].

Таблица 2

Исходные данные

| Обозначение | Размерность | Значение | Параметр |
|--------------------|-------------------|--------------------|---|
| T_n | °С | 20 | Температура наружного воздуха |
| $T_{жс}$ | °С | минус 163 | Температура жидкости внутри резервуара |
| $V_{ном}$ | м ³ | 100000 | Номинальный объем изотермического резервуара |
| $D_{вн}$ | м | 60 | Диаметр внутренней емкости изотермического резервуара |
| $H_{жс}$ | м | 33,85 | Высота налива |
| $\rho_{жс}$ | кг/м ³ | 422 | Плотность хранимого сжиженного природного газа |
| $\lambda_{жс}$ | Вт/(м·К) | 0,185 | Коэффициент теплопроводности СПГ |
| r | кДж/кг | 526,6 | Массовая скрытая теплота образования пара |
| τ | ч | 24 | Время хранения |
| $\nu_{жс}$ | м ² /с | $2,787 \cdot 10^7$ | Кинематическая вязкость СПГ |
| $c_{ржс}$ | Дж/(кг·К) | $3,41 \cdot 10^3$ | Изобарная теплоемкость СПГ |
| $\varepsilon_{жб}$ | – | 0,85 | Показатель черноты ж/б поверхности резервуара, взаимодействующей с атмосферой |
| ν | м/с | 8 | Скорость атмосферного ветра |
| $Q_{рад}$ | Вт/м ² | 155 | Солнечное излучение извне |
| $T_{вых}$ | °С | минус 155 | Температура выходящего из изотермического резервуара газа |
| $h_{пр}$ | м | 1,5 | Высота образовавшейся воздушной прослойки |
| $\delta_{пр}$ | Вт/(м·К) | 0,1 | Толщина образовавшейся воздушной прослойки |
| λ_0 | Вт/(м·К) | 0,0138 | Коэффициент теплопроводности неподвижного воздуха прослойки |
| T | °С | минус 120 | Средняя температура в воздушной прослойке |
| ϑ | К | 5 | Отклонение температур поверхностей, граничащих с прослойкой |
| ρ_0 | кг/м ³ | 150 | Плотность изолирующего материала (перлита) до уплотнения |
| w | м/с | 0,05 | Скорость движения слоя СПГ |

Величины, входящие в формулы (1–17), описаны в табл. 2.

Объем резервуара, заполненного СПГ определим из зависимости

$$V_{\text{прод}} = H_{\text{жс}} \cdot \pi \cdot \frac{D_{\text{жс}}^2}{4}. \quad (1)$$

$$V_{\text{прод}} = H_{\text{жс}} \cdot \pi \cdot \frac{D_{\text{жс}}^2}{4} = 94294,903 \text{ м}^3$$

Масса СПГ в резервуаре составит

$$M_{\text{прод}} = V_{\text{прод}} \cdot \rho. \quad (2)$$

$$M_{\text{прод}} = V_{\text{прод}} \cdot \rho = 3,979 \cdot 10^4 \text{ т}$$

Допустимые потери на испарение определим как

$$M_{\text{исп}} = \frac{M_{\text{прод}} \cdot 0,025}{100}. \quad (3)$$

$$M_{\text{исп}} = M_{\text{прод}} \cdot 0,00025 = 9948,112 \text{ кг}$$

Для того чтобы найти величину теплового притока через ограждающие конструкции стенки ИР для хранения СПГ должна решаться задача теплопроводности через многослойные плоские стенки. Система уравнений, для всех рассматриваемых способов изоляции, выглядит следующим образом

$$\left\{ \begin{array}{l} q_n = \alpha_n (T_n^* - T_1) \\ q = \frac{\lambda_1}{\delta_1} \cdot (T_1 - T_2) \\ q = \frac{\lambda_2}{\delta_2} \cdot (T_2 - T_3) \\ q = \frac{\lambda_3}{\delta_3} \cdot (T_3 - T_4) \\ q = \frac{\lambda_4}{\delta_4} \cdot (T_4 - T_5) \\ q = \frac{\lambda_5}{\delta_5} \cdot (T_5 - T_6) \\ q = \alpha_{\text{вн}} \cdot (T_6 - T_{\text{жс}}) \end{array} \right. \quad (4)$$

Интенсивность теплового потока q , Вт/м², будем считать постоянной ($q_n = q = q_{\text{вн}}$) в силу стационарности процесса и определим, исходя из массы испарений

$$q = \frac{M_{\text{исп}} \cdot r}{\tau \cdot F}; \quad (5)$$

$$F = H_{\text{жс}} \cdot \pi \cdot D_{\text{жс}}. \quad (6)$$

$$q = \frac{M_{исп} \cdot r}{\tau \cdot F} = 9,627 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

$$F = H_{жс} \cdot \pi \cdot D_{жс} = 6286 \text{ м}^2$$

Температура T_n^* вводится для того, чтобы учесть интенсивность солнечного излучения на поверхность стенки из железобетона, взаимодействующей с атмосферой

$$T_n^* = T_2 + \frac{Q_{рад} \cdot \varepsilon_{жб}}{\alpha_n} \quad (7)$$

$$T_n^* = T_2 + \frac{Q_{рад} \cdot \varepsilon_{жб}}{\alpha_n} = 298,337 \text{ К}$$

Коэффициент α_n находится благодаря выведенной Франком формуле [2], учитывающей величину скорости ветра v (м/с)

$$\alpha_n = 6,31 \cdot v^{0,656} + 3,25 \cdot e^{-1,91v} \quad (8)$$

$$\alpha_n = 6,31 \cdot v^{0,656} + 3,25 \cdot e^{-1,91v} = 24,686 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Вследствие теплопритока и расширения СПГ у стенки резервуара образуется движущаяся слой СПГ, который движется по замкнутому циркуляционному контуру. Для расчета коэффициента передачи тепла на внутреннем слое стенки корпуса $\alpha_{вн}$, с учетом скорости движения w слоя СПГ Иванцова С.Г. [2] предлагает $\alpha_{вн}$ найти согласно [6]

$$\text{Re}_{жс} = \frac{w \cdot D_{жс}}{v_{жс}} \quad (9)$$

$$\text{Pr}_{жс} = \frac{n \cdot c_{ржс}}{\lambda_{жс}} \quad (10)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \cdot \varepsilon \cdot \text{Re}_{жс}^{0,8} \cdot \text{Pr}_{жс}^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_{жс}}{\text{Pr}_{ст}} \right)^{0,25} \quad (11)$$

$$\alpha_{вн} = \frac{\text{Nu} \cdot \lambda_{жс}}{H_{жс}} \quad (12)$$

где в данных формулах $\text{Re}_{жс}$ – критерий Рейнольдса; $\text{Pr}_{жс}$ – критерий Прандтля, принятый при температуре жидкости; $\text{Pr}_{ст}$ – критерий Прандтля, принятый при температуре стенки резервуара; Nu – критерий Нуссельта.

Но, также в работе [2] приводится доказательство того, что незначительное расхождение (в десятые доли процента) значений температуры внутреннего слоя стенки контейнера первого порядка с температурой сжиженного природного газа, влияет на расчёты таким образом, что процессы конвекции на стенке не принимаются во внимание.

Задача, как правило, носит итерационный характер и целесообразно решать подобные типы с помощью соответствующего программного обеспечения [11, 12]

Тогда T_6 можно приравнять к $T_{жс}$ и система (4) примет соответствующий вид

$$\left\{ \begin{array}{l} q_n = \alpha_n (T_n^* - T_1) \\ q = \frac{\lambda_1}{\delta_1} \cdot (T_1 - T_2) \\ q = \frac{\lambda_2}{\delta_2} \cdot (T_2 - T_3) \\ q = \frac{\lambda_3}{\delta_3} \cdot (T_3 - T_4) \\ q = \frac{\lambda_4}{\delta_4} \cdot (T_4 - T_5) \\ q = \frac{\lambda_5}{\delta_5} \cdot (T_5 - T_{жс}) \end{array} \right. \quad (13)$$

В рассматриваемой системе неопределенные значения показывают температуры на промежутках слоев стенки и толщина изоляции.

Для разностей температур уравнений системы (13) имеем

$$\left\{ \begin{array}{l} T_n^* - T_1 = \frac{q}{\alpha_n} \\ T_1 - T_2 = \frac{q \cdot \delta_1}{\lambda_1} \\ T_2 - T_3 = \frac{q \cdot \delta_2}{\lambda_2} \\ T_3 - T_4 = \frac{q \cdot \delta_3}{\lambda_3} \\ T_4 - T_5 = \frac{q \cdot \delta_4}{\lambda_4} \\ T_5 - T_{жс} = \frac{q \cdot \delta_5}{\lambda_5} \end{array} \right. \quad (14)$$

Суммирование обеих частей данной системы уравнений приводит к единому уравнению

$$T_n^* - T_{жс} = \frac{q}{\alpha_n} + \frac{q \cdot \delta_1}{\lambda_1} + \frac{q \cdot \delta_2}{\lambda_2} + \frac{q \cdot \delta_3}{\lambda_3} + \frac{q \cdot \delta_4}{\lambda_4} + \frac{q \cdot \delta_5}{\lambda_5}. \quad (15)$$

Откуда можно выразить искомую толщину изоляции для случая 1

$$\delta_3 = \lambda_3 \cdot \left[\frac{T_n^* - T_{жс}}{q} - \left(\frac{q}{\alpha_n} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_4}{\lambda_4} + \frac{\delta_5}{\lambda_5} \right) \right]. \quad (16)$$

Для случая 2 зависимость примет вид

$$\delta_3 = \lambda_3 \cdot \left[\frac{T_n^* - T_{жс}}{q} - \left(\frac{q}{\alpha_n} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_5}{\lambda_5} \right) \right]. \quad (17)$$

Значения коэффициентов теплопроводности принимаются для средних температур слоев, где возможно из расчета («AF/Armaflex», «НЕОПОРМ® D 130») или из справочных таблиц. Например, теплопроводность листов «Armaflex LTD» при температуре минус 100 °С – табличное значение, а листов «AF/Armaflex» вычисляется при средней температуре слоя минус 10°С по формуле

$$\lambda_3 = \frac{36 + 0,1 \cdot T + 0,0008 \cdot T^2}{1000} = 0,03508 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$$

Для пеностекла марки «НЕОПОРМ® D130» при температуре минус 50 °С по формуле

$$\lambda_3 = 0,443 + 1,421 \cdot 10^{-4} \cdot t + 1,46 \cdot 10^{-7} \cdot t^2 + 2 \cdot 10^{-10} \cdot t^3 = 0,349 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$$

Температуры промежуточных слоев оптимально рассчитать из системы (14) методом последовательных приближений в Mathcad.

Для случая 3 нельзя воспользоваться формулой (15) для расчета толщины изоляции, т.к. в этом случае неизвестны сразу две толщины δ_3 («AF/Armaflex») и δ_4 («Armaflex LTD»).

Пограничная температура между первым и вторым материалом составляет минус 50 °С. Имея данные $T_n, T_{ж}, \delta_1, \delta_2, \delta_5$, как и в предыдущих случаях, зададимся температурой $T_3 = -50^\circ\text{C}$ и, используя метод последовательных приближений, для системы (14) в программе Mathcad вычисляются значения δ_3 и δ_4 .

3. Анализ расчетных значений. Рассчитанные, исходя из вышесказанного, толщины изоляций, необходимые для обеспечения 0,025 % массовых потерь продукта приведены в табл. 3.

Таблица 3

Толщины изоляционных материалов, необходимые для обеспечения 0,025 % массовых потерь продукта

| Тип изоляционного материала | Толщина, м |
|--|------------|
| Вспученный перлит с матами из минеральной ваты | 0,790 |
| НЕОПОРМ® D130 | 0,675 |
| Foamglas S3 | 0,652 |
| Armaflex | 0,594 |
| K-FLEX ST | 0,444 |
| Cryogel™Z | 0,251 |

Изменяя исходный процент допустимых потерь на испарение для всех видов изоляции, получим зависимость потерь на испарение в двухбололочном изотермическом резервуаре СПГ от типа и толщины изоляции (табл. 4).

По полученным результатам построим зависимость потерь на испарение в двухбололочном изотермическом резервуаре СПГ от типа и толщины изоляции, которая отражена на рис. 3.

На сегодняшний день вспученный перлит самый распространенный изоляционный материал для ИР СПГ, но, как видно из рис. 3, имеет самые низкие изоляционные свойства из рассматриваемых материалов.

Зависимость толщины изоляционного материала от допустимого значения процентной величины на испарение продукта

| Тип изоляционного материала | Потери продукта, % | | | | | | | |
|--|--------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|
| | 0,05 | 0,035 | 0,025 | 0,015 | 0,0125 | 0,01 | 0,008 | 0,005 |
| | Толщина, м | | | | | | | |
| Вспученный перлит с матами из минеральной ваты | 0.369 | 0.549 | 0.79 | 1.351 | 1.631 | 2.052 | 2.577 | 4.155 |
| Foamglas S3 | 0.321 | 0.463 | 0.652 | 1.093 | 1.313 | 1.644 | 2.057 | 3.297 |
| НЕОПОРМ® D130 | 0.333 | 0.479 | 0.675 | 1.131 | 1.359 | 1.702 | 2.129 | 3.413 |
| K-FLEX ST | 0.219 | 0.315 | 0.444 | 0.744 | 0.894 | 1.119 | 1.4 | 2.243 |
| Cryogel™Z | 0.124 | 0.178 | 0.251 | 0.42 | 0.505 | 0.632 | 0.791 | 1.268 |
| Armaflex | 0.292 | 0.421 | 0.594 | 1.036 | 1.196 | 1.499 | 1.868 | 3.007 |
| AF/Armaflex | 0.128 | 0.186 | 0.265 | 0.488 | 0.539 | 0.677 | 0.848 | 1.363 |
| Armaflex LTD | 0.164 | 0.235 | 0.329 | 0.548 | 0.657 | 0.822 | 1.02 | 1.644 |

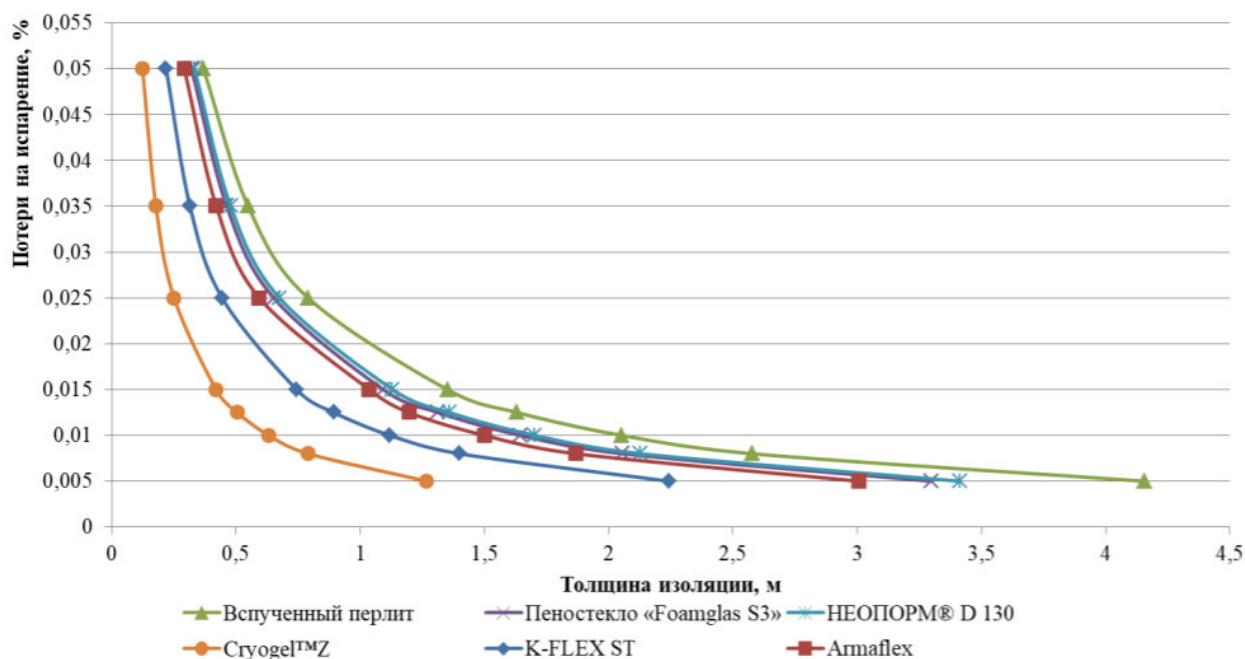


Рис. 3. График зависимости потерь на испарение от толщины и типа изоляции

Пеностекло «НЕОПОРМ® D130» также уже применяется в этой области и имеет относительно перлита более низкую теплопроводность, но на рынке уже есть другие материалы, такие как «Foamglas S3», «Armaflex», «K-FLEX ST» и «Cryogel™Z», которые могут обеспечить тот же уровень потерь при меньшей толщине.

Кроме вышеупомянутых материалов существуют принципиально другие варианты, не включенные в данную работу в полном объеме, но рассматриваемые на стадии анализа теплозащитных и энергосберегающих покрытий [12–16].

Выводы. Таким образом, были рассчитаны оптимальные толщины термоизоляции разных материалов для обеспечения 0,025 % массовых потерь в сутки для двухоболочечного изотермического резервуара номинальным объемом 100000 м³. Толщина изоляции из вспученного перлита с матами из минеральной ваты составила 0,790 м, толщина изоляции из пеностекла «НЕОПОРМ® D 130» имеет немного меньшее значение 0,675 м; толщина изоляции из пеностекла «Foamglas S3» – 0,652 м, толщина изоляции из вспененного каучука «Armaflex» – 0,594 м, толщина изоляции из вспененного каучука «K-FLEX ST» – 0,444 м, толщина изоляции из «Cryogel™Z» – 0,251 м.

Исходя из полученных значений толщин и сравнения иных свойств изоляции, предлагается использовать для изоляции ИР СПГ материалы «Foamglas S3», «Armaflex», «K-FLEX ST» и «Cryogel™Z». Также проанализирован ряд энергосберегающих конструкций нового типа.

Библиографический список

1. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. М.: НЕФТЬ и ГАЗ, 2009. 640 с.
2. Иванцова С.Г., Рахманин А.И. Методика инженерного расчета теплопритока через поверхность корпуса ИР для СПГ // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина. 2018. №4 (293). С. 58–66.
3. Рахманин А.И., Иванцова С.Г. Исследование теплового режима двустенных ИР с нарушенной тепловой изоляцией // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. №2 (30). С. 22–27.
4. Пирогов С.Ю. Природный газ. Метан: справочник. СПб.: НПО «Профессионал», 2006. 847с.
5. Рахманин А.И. Обеспечение безопасности резервуаров для хранения СПГ с учетом негативных эксплуатационных факторов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 137 с.
6. Мартыненко Г.Н., Тульская С.Г. Температурный режим хранения нефтепродуктов в резервуарах: учеб. пособие. Воронеж: ВГТУ, 2015. 52 с.
7. СП-41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200007844> (дата обращения: 05.10.2021).
8. СП-61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050> (дата обращения: 04.10.2021).
9. ISO 12241. Thermal insulation for building equipment and industrial installations – Calculation rules. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.sis.se/api/document/preview/909931> (дата обращения: 05.10.2021).
10. Попов Н.О., Петрикеева Н.А., Копытин А.В. Определение оптимальной толщины теплоизоляционного слоя трубопроводов систем теплоснабжения. // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2015. №1 (18). С. 15–22.
11. Петрикеева Н.А., Копытин А.В., Попов Н.О. Оптимизация стоимостной целевой функции при определении толщины изоляции в системах теплоснабжения // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2016. №2 (3). С. 26–33.
12. Теплоизоляция из вспененного каучука Armaflex / Рекомендации по применению с альбомом технических решений. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.armacell.ru/album_tech_solutions.pdf (дата обращения: 06.10.2021).
13. Петрикеева Н.А., Цуканова О.С., Письменный Д.А. Использование теплоты конденсации продуктов сгорания теплоэнергетических установок систем теплоснабжения // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2009. №1 (1). С. 107–113.
14. 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.
15. Тульская С.Г., Петров С.А. Альтернативная тепловая изоляция резервуаров с помощью жидких керамических теплоизоляционных покрытий // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2016. №2 (23). С. 71–77.
16. Гончарова М.В., Китаев Д.Н., Щукина Т.В. Лакокрасочные покрытия нового поколения как эффективный и технологичный способ энергосбережения // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Высокие технологии. Экология. 2014. №1. С. 77–80.

Для цитирования: Артемюк А.А., Колосов А.И., Петрикеева Н.А. Использование теплоизоляционных покрытий при хранении запасов сжиженного природного газа // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 38–47.

УДК 621.64

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА ПАРТИЙ НЕФТИ С РАЗЛИЧНЫМИ СВОЙСТВАМИ

С. Н. Кузнецов, Р. К. А. Эпессе, А. А. Шевцов

Воронежский государственный технический университет

*С. Н. Кузнецов, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(960)117-91-08, e-mail: netkuzpr@mail.ru*

*Р. К. А. Эпессе, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(980)935-96-71, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

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

Постановка задачи. Для перемещения нефтепродуктов трубопроводным транспортом широко используется способ последовательной перекачки. Благодаря этому можно использовать магистральный трубопровод по максимуму и обеспечить промышленность различными видами нефтепродуктов, сократив потребность в других видах транспорта нефти и нефтепродуктов. В работе рассмотрен нефтепровод Ангола – Замбия и определены его рабочие параметры.

Результаты. Полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске комбинированных технологий, влияющих на управление реологическими свойствами нефти с целью снижения объемов гидравлических потерь при перекачке.

Выводы. Движение нефти и нефтепродуктов в трубопроводе происходит согласно законам гидравлики, которые носят нелинейный характер. Это обуславливает необходимость создания программного продукта для определения потерь напора на трение при эксплуатации нефтепроводов различных категорий. Важно отметить, что на перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование. Потери напора и потери давления по длине трубопровода значительны.

Ключевые слова: нефтепровод Ангола–Замбия, вязкость, нефть, последовательная перекачка, гидравлические потери, гидравлический расчет.

Введение. В настоящее время для перемещения нефтепродуктов трубопроводным транспортом широко используется способ под названием последовательная перекачка. Благодаря этому, можно использовать магистральный трубопровод по максимуму и обеспечить промышленность различными видами нефтепродуктов, сократив потребность в других видах транспорта нефти и нефтепродуктов. Также, использование последовательной перекачки является экономически выгодным процессом из-за отсутствия необходимости строительства параллельных ниток нефтепроводов для перекачки нефтепродуктов по отдельности. Однако, этот способ обладает серьёзным недостатком, так как в месте контакта движущихся последовательно нефтепродуктов наблюдается образование смеси, которую необходимо подмешивать к исходным нефтепродуктам. Но если соблюдать специальные правила транспортировки, то последовательная перекачка показывает значительные возможности [1–4].

1. Нефтепровод Ангола–Замбия (AZOP). Нефтепровод Ангола–Замбия (AZOP) – это предполагаемый нефтепровод, который будет проходить от предлагаемого нефтеперерабатывающего завода в Лобито (Ангола), до Лусаки (Замбия) (рис. 1).



Рис. 1. Нефтепровод Ангола–Замбия (AZOP) [5]

В апреле 2012 года Агентство развития Замбии (ZDA) и ангольская компания подписали меморандум о взаимопонимании (MoV) по строительству многопродуктового трубопровода из Лобито в Лусаку для доставки различных нефтепродуктов [5, 6]. Ангола планирует в ближайшие годы построить нефтеперерабатывающий завод в Лобито. Трубопровод, очевидно, будет следовать по маршруту коридора Лобито от нефтеперерабатывающего завода Лобито в Лобито, провинция Бенгела, Ангола, до Лусаки, провинция Лусака, Замбия.

Основные характеристики объекта:

- оператор Sonangol, Baseli Balisel Resources;
- годовая производительность нефтепровода 8,3 млн.т/год;
- протяжённость 1400 км.

2. Определение оптимальных параметров трубопровода для высоковязкой нефти.

Схематическая совокупная характеристика насосно-перекачивающих станций (НПС) и нефтепровода представлена на рис. 2.

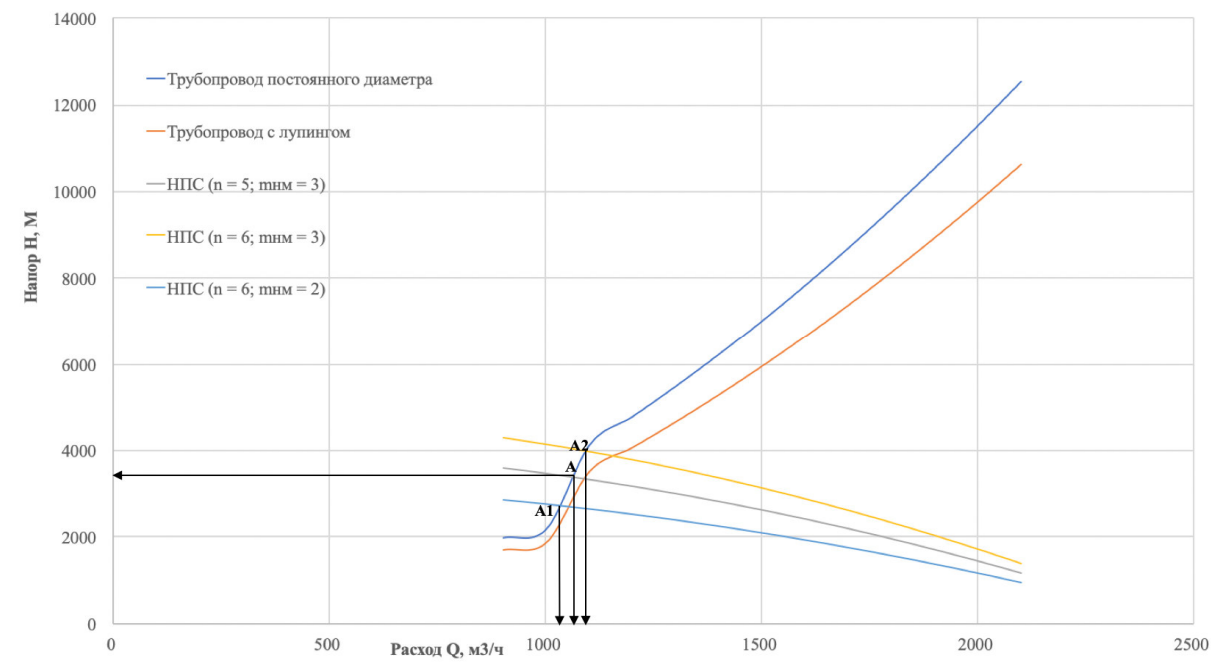


Рис. 2. Совокупная характеристика для НПС и нефтепровода (AZOP) при высоковязкой нефти [7,8]

Расчет проводился при плотности потока 890 кг/м^3 и вязкости $0,000303 \text{ м}^2/\text{с}$. При расчёте принимаем длину расчетного участка равным 400 км [7, 8]. Для высоковязкой нефти расчётное число насосных станций получили примерно $5,9$ шт., то есть принимаем 6 станций.

Из-за соблюдения условия для критерия $Q_{11} \leq Q \leq Q_{21}$ выясним период деятельности нефтепровода на различных режимах при вышеуказанных значениях. Он соответственно составит 1461 час и 7083 часа.

Потери напора на трение определяются по формуле Дарси-Вейсбаха и составили $3907,98 \text{ м}$. Потери давления по длине нефтепровода составили 34 МПа . В зависимости от этого выбираем марку насоса НМ 1250 – 260. Результатом расчета является построение характеристик на рис. 2.

3. Определение оптимальных параметров трубопровода маловязкой нефти. Схематическая совокупная характеристика НПС и нефтепровода представлена для этого варианта на рис. 3.

Расчет проводился при плотности потока 840 кг/м^3 и вязкости $4,76 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$. При расчёте принимаем длину расчетного участка равным 400 км [7, 8]. Для маловязкой нефти расчётное число насосных станций получили примерно $4,5$ шт., то есть принимаем 5 станций.

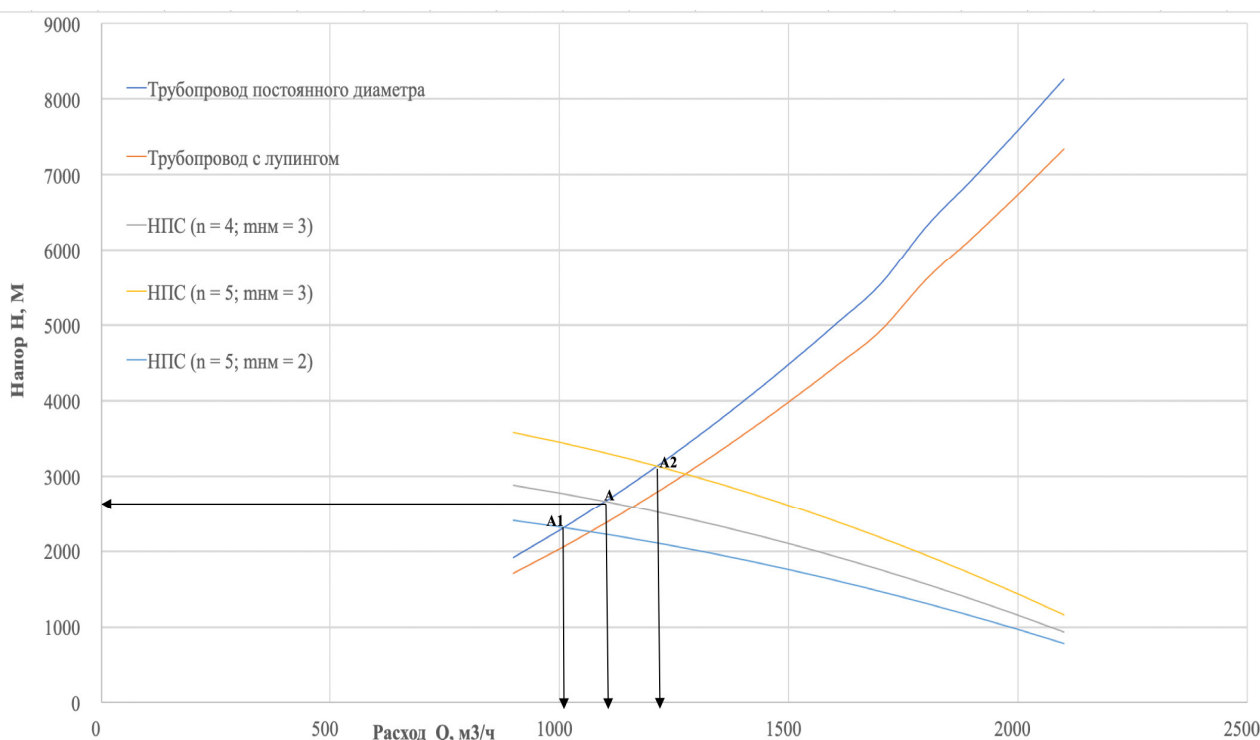


Рис. 3. Совокупная характеристика для НПС и нефтепровода (AZOP) при маловязкой нефти [7,8]

Из-за соблюдения условия для критерия $Q_{12} \leq Q \leq Q_{22}$ выясним период деятельности нефтепровода на различных режимах при вышеуказанных значениях [9]. Он соответственно составит $2584,76$ часа и $5959,23$ часа.

Потери напора на трение также определяются по формуле Дарси-Вейсбаха и составили $2870,2 \text{ м}$. Потери давления по длине нефтепровода составили $23,65 \text{ МПа}$. Выбираем марку насоса НМ 1250 – 260. Результатом расчета является построение характеристики на рис. 3.

Выводы. При перекачке по магистральному трубопроводу высоковязкой нефти потери напора составляют 3907,98 м, потери давления по длине трубопровода 34 МПа, расчётное число насосных станций составило 6 штук. Выбрана марка насоса НМ 1250 – 260. При перекачке по магистральному трубопроводу маловязкой нефти потери напора составляют 2870,2 м, потери давления по длине трубопровода составили 23,63 МПа, расчётное число насосных станций 5 штук. Выбрана марка насоса НМ 1250 – 260.

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование (хотя в наших расчетах мы применили насосы три основных марки НМ 1250 – 260 и один подпорный марки НПВ 1250 – 60 для высоковязкой нефти и маловязкой нефти). Потери напора и потери давления по длине трубопровода в первом варианте достаточно большие [10].

Движение нефти и нефтепродуктов в трубопроводе происходит согласно законам гидравлики, которые носят нелинейный характер [11]. Это обуславливает необходимость создания программного продукта для определения потерь напора на трение при эксплуатации нефтепроводов различных категорий.

Полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске комбинированных технологий, влияющих на управление реологическими свойствами нефти с целью снижения объемов гидравлических потерь при перекачке [12].

Библиографический список

1. Сырлыбаев О.Р., Зарубин А.Г. Повышение эффективности эксплуатации трубопровода при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов. Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. с. 19.
2. Голунов Н.Н. Расчет количества противотурбулентной добавки для формирования разделительной пробки между нефтепродуктами, транспортируемыми методом последовательной перекачки. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/parametry-posledovatelnoy-perekachki-nefteproduktov-s-ispolzovaniem-malyh-protivoturbulentnyh-dobavok-dlya-umensheniya-obema/viewer> (дата обращения: 06.10.2021).
3. Никифоров В.А. Особенности последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральному трубопроводу // Научное обозрение: теория и практика. 2012. №2. С. 10–12.
4. Зоря Е.И., Павловская Ю.К., Лощенкова О.В. О мировой практике последовательной перекачки нефтепродуктов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 6 (52). С. 12–14.
5. Angola-Zambia Oil Pipeline. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.gem.wiki/Angola-Zambia_Oil_Pipeline#cite_note- (дата обращения: 09.09.2021).
6. Transport in Angola. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Transport_in_Angola (дата обращения: 09.09.2021).
7. Влияние вязкой перекачиваемой среды на характеристики магистральных нефтяных насосов / И.Е. Васильев, Д.Н. Китаев, Е.П. Коротких, Т.О. Маслова // Молодые ученые. 2017. № 9. С. 42–48.
8. Китаев Д.Н. Расчет нефтяного насоса и построение рабочей характеристики: учеб.-методическое пособие для студентов специальности 21.03.01. Воронеж: ВГТУ, 2015. 56 с.
9. Повышение эффективности работы конкретного магистрального продуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов / Д.А. Аграфенин, А.А. Лещенко, Г.Н. Муслимов, А.А. Гашенко, А.П. Аграфенин, Г.Г. Оганезов // Нефть и газ – 2017: сборник трудов 71-ой Международной молодежной научной конференции. 2017. С. 14–18.
10. Калинина А.И., Коровкина А.И., Дядина А.В. Анализ методов воздействия на нефть с высокой вязкостью флюидов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. №2 (23). С. 37–43.
11. Михайлова Е.О., Китаев Д.Н. Прогнозирование гидравлических характеристик газопроводных сетей на газораспределительных пунктах // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2017. №3 (8). С. 23–29.
12. Мехдиев Э.Т., Гулиев И.А. Анализ технологии последовательной перекачки по трубопроводам нефти и нефтепродуктов, применяемой в ведущих странах Европы // Экономика и предпринимательство. 2016. №10 (75). С. 679–684.

Для цитирования: Кузнецов С.Н., Эпессе Р.К.А., Шевцов А.А. Последовательная перекачка партий нефти с различными свойствами // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 48–51.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

УДК 621.31

ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ НА ТОКОВУЮ НАГРУЗКУ ПРИ ВЫБОРЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

А. В. Николайчик, А. А. Тагайчинова

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

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

Россия, г. Воронеж, тел.: +7 (908)132-56-91, e-mail: andreevna-tg@yandex.ru

Постановка задачи. Определить влияние коэффициента мощности на токовую нагрузку в случае с компенсацией реактивной мощности и без нее при создании и эксплуатации электроэнергетических систем и комплексов.

Результаты. Произведены расчеты токовой нагрузки в сетях напряжением 0,4 кВ на мощность в диапазоне от 50 до 200 кВт с шагом 50 кВт в заданном интервале значений коэффициента мощности от 0,8 до 1. На основании проведенных расчетов определены диапазоны значений $\cos \varphi$, которые не оказывают влияния на токовую нагрузку применяемых автоматических выключателей для защиты электрической сети.

Выводы. На основании теоретических данных и выполненных расчетов установлено, что учет значений коэффициента мощности в электрических сетях напряжением 0,4 кВ позволяет более точно подобрать автоматический выключатель, определить его зоны нечувствительности в определенных диапазонах $\cos \varphi$, понять необходимость компенсации реактивной мощности для снижения величины тока в системе распределения электроэнергии, а следовательно, снижение нагрузки в сети и в результате повышения надежности электроснабжения потребителей и снижение потерь электроэнергии.

Ключевые слова: автоматические выключатели, коэффициент мощности, токовая нагрузка, реактивная мощность, компенсация мощности.

Введение. Для обеспечения надежной защиты новых или реконструируемых сетей устанавливаются выключатели автоматического типа, но нужно правильно рассчитать их номинальные значения. В случае новых линий такие расчеты необходимо закладывать еще на стадии проектирования, а для остальных линий сети при увеличении мощности существующего или подключения дополнительного оборудования. Необходимое количество используемой или рассеиваемой мощности в цепи называется активной мощностью. Реактивные нагрузки (индуктивности и конденсаторы) производят так называемую реактивную мощность, которая загружает линию между приемником и генератором, просто циркулируя по проводам между ними. Она проявляется при создании и разрушении магнитных и электрических полей при индуктивном или емкостном характере нагрузки.

Линейная комбинация активной и реактивной мощностей называется полной или кажущейся мощностью [1].

В зависимости от вида используемого оборудования нагрузка подразделяется на активную, индуктивную и емкостную. Наиболее часто потребитель имеет дело со смешанными активно-индуктивными нагрузками.

При потреблении электроэнергии часто не обращают внимание на коэффициент мощности. Между тем это может повлиять на надежность сети в целом и привести к увеличению расхода электроэнергии в «холостую» (мы платим за это, но не пользуемся), а также к проблемам безопасного эксплуатации линий.

1. Коэффициент мощности. Это физическая величина, безразмерная, являющаяся характеристикой потребителя электрического тока (переменного) при наличии в сети реактивной составляющей. Коэффициент мощности показывает, насколько сдвигается по фазе переменный ток, протекающий через нагрузку, относительно приложенного к ней напряжения. Численно коэффициент мощности равен косинусу этого фазового сдвига ($\cos \varphi$) [2].

Математически $\cos \varphi$ определяется как отношение активной мощности к полной мощности или равен отношению косинуса этих величин. Величина коэффициента мощности может изменяться в интервале от 0 до 1 (либо в диапазоне 0 – 100 %). Чем ближе его величина к единице, тем лучше, поскольку при величине $\cos \varphi = 1$ – потребителем реактивная мощность не используется (равняется нулю), следовательно, меньше потребляемая полная мощность в общем.

Геометрически коэффициент мощности можно изобразить как косинус угла на векторной диаграмме между током и напряжением. В связи с чем при синусоидальной форме токов и напряжений величина $\cos \varphi$ совпадает с косинусом угла, от которого отстают эти фазы [3].

Нагрузка системы электропитания включает в себя активные, индуктивные и емкостные нагрузки. Примерами активных нагрузок являются системы освещения с лампами накаливания и электронагреватели. В качестве примеров индуктивных нагрузок можно привести асинхронные двигатели, трансформаторы и реакторы. Примерами емкостных нагрузок являются конденсаторы, регулируемые или нерегулируемые конденсаторные батареи, пусковые конденсаторы двигателя, генераторы и синхронные двигатели [4].

Активная мощность при нагрузке сети индуктивного характера выполняет саму работу, а реактивная мощность расходуется на создание электромагнитных полей. Для лучшего представления соотношения всех типов мощностей, действующих в сети, представим их в тригонометрической форме (рис. 1) в виде треугольника мощностей.

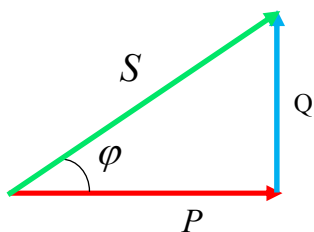


Рис. 1. Треугольник мощностей: P – активная мощность; Q – реактивная мощность; S – полная мощность; φ – фазовый угол полного сопротивления или коэффициент мощности

В сети только с активной нагрузкой коэффициент мощности максимально приближается к единице ($\cos \varphi$), потому что реактивная мощность практически будет равна нулю, на рис. 1 это будет иметь вид горизонтальной красной линии, так как другая сторона – реактивная мощность (обозначенная синей линией) – будет иметь нулевую длину.

При обратной ситуации, когда в сети только индуктивная нагрузка $\cos \varphi = 0$, активная мощность равна нулю, рис. 1 будет иметь вид вертикальной синей линии, так как другая сторона, выраженная красной линией, будет иметь нулевую длину.

Это же применимо и к сети только с емкостной нагрузкой. Когда в сети нет резистивных элементов, активная мощность будет равна нулю и оставшаяся мощность в сети является только реактивной. Соответственно, треугольник мощностей для емкостной нагрузки в сети, как и для индуктивной, будет представлять собой вертикальную линию, только направленную вниз, в противоположную сторону от индуктивной нагрузки.

В сети переменного тока коэффициент мощности может играть важную роль, так как отклонения его значения от единицы в меньшую сторону могут привести к росту тока, протекающего по проводникам при той же потребляемой мощности в связи с увеличением реактивной составляющей сети. Эта особенность создает дополнительную нагрузку на линии электрической сети, что в конечном итоге приводит к увеличению потерь электроэнергии. Расчет таких потерь описывает формула

$$P_n = I^2 \times R, \quad (1)$$

где P_n – электрические потери; I – переменный ток, А; R – сопротивление, Ом.

Можно предположить, что коэффициент мощности является показателем эффективности преобразования электрического тока в реальную работу.

Для более полного понимания процессов протекающих в треугольнике мощностей необходимо узнать, как ведут себя фазы напряжения и тока в каждом рассмотренном выше варианте нагрузки сети.

В случае протекания в электрической сети только активной нагрузки (рис. 2) фазы напряжения и тока будут совпадать и соответственно угол φ между ними максимально приблизится к нулю, а $\cos 0 = 1$. В результате этого в сети только с активной нагрузкой коэффициент мощности практически приблизится к значению 1 ($\cos \varphi \approx 1$).

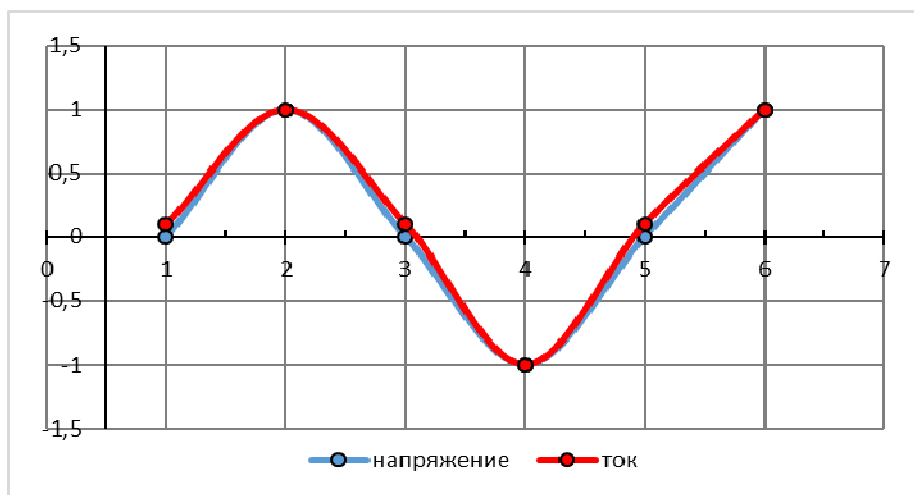


Рис. 2. График фаз напряжения и тока при активной нагрузке в сети

При индуктивной (рис. 3) нагрузке (с катушками: двигатели, трансформаторы) фаза тока отстает от фазы напряжения, данное явление возникает из-за того, что индуктивность обладает большей инерционностью, в связи с чем появление тока задерживается.

В случае, когда $\cos \varphi = 90$, в первой четверти периода происходит потребление энергии для создания магнитного поля, а во второй четверти его обратная генерация в сеть, то есть происходит обмен мощностью.

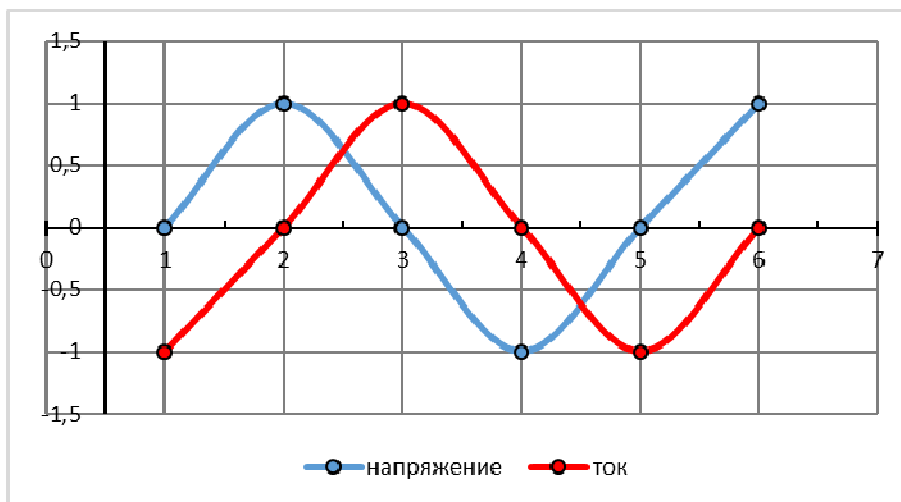


Рис. 3. График фаз напряжения и тока при индуктивной нагрузке в сети

Когда нагрузка является только емкостной (рис. 4), то фаза тока будет опережать фазу напряжения.

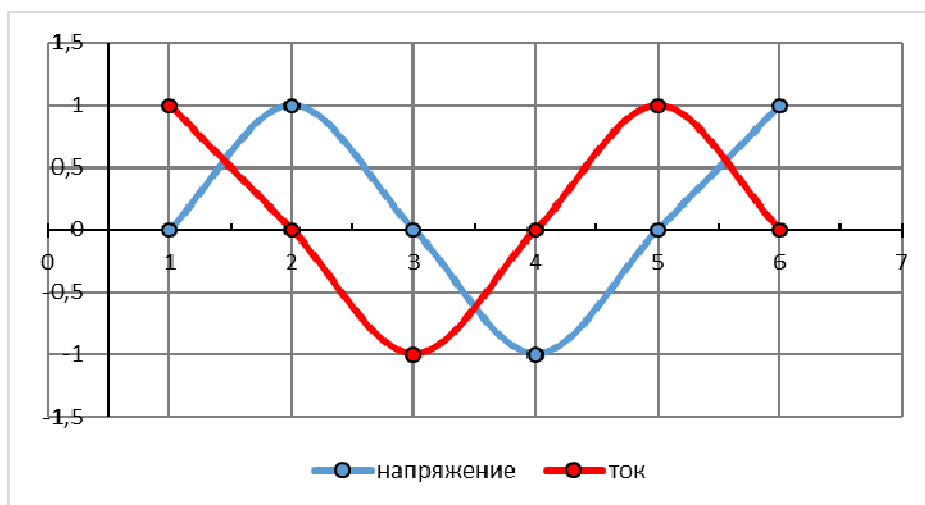


Рис. 4. График фаз напряжения и тока при емкостной нагрузке в сети

В большинстве случаев электрическая сеть представлена наличием в ней смешанной индуктивной и емкостной нагрузки, имеющей непосредственную связь с характером подключаемых к ней потребителей.

Из-за смещения фаз напряжения и тока уменьшается величина активной мощности, которая используется для совершения полезной работы в системах с индуктивной нагрузкой. Так как часть электрической энергии (реактивной мощности) будет циркулировать в энергосистеме и тратиться только на создание магнитных полей, не совершая ничего полезного, что в свою очередь приводит к увеличению тока необходимого для полноценной работы оборудования. Так как все проводники обладают активным сопротивлением, и циркуляция больших токов в системе будет приводить к их нагреву (величина нагрева, а

соответственно и потерь, пропорциональна квадрату тока), а соответственно и к потерям электрической энергии [5, 6].

2. Расчет токовой нагрузки для выбранной мощности. Для электрической трехфазной сети низкого напряжения расчет токовой нагрузки по активной мощности выполняется в соответствии с формулой

$$I_p = \frac{P}{(\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi)}, \quad (2)$$

где I_p – расчетная токовая нагрузка, А; P – активная мощность, кВт; U – напряжение выбранной сети, кВ; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Как мы можем видеть, в данной формуле хорошо прослеживается влияние коэффициента мощности ($\cos \varphi$) на токовую нагрузку (I_p).

Полученные расчетные значения токовой нагрузки представлены ниже в таблице и для наглядности приведены в виде графиков (рис. 5–8) для активной мощности в диапазоне от 50 до 200 кВт с шагом 50 кВт в зависимости от коэффициента мощности в рассматриваемом интервале значений от 0,8 до 1.

Расчетные значения токовой нагрузки с учетом коэффициента мощности

| Токовая нагрузка (для мощности) | Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) | | | | | | | |
|------------------------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,80 | 0,83 | 0,85 | 0,87 | 0,90 | 0,93 | 0,95 | 1,00 |
| I_p , А (50 кВт) | 90,4 | 87,1 | 85,1 | 83,1 | 80,3 | 77,7 | 76,1 | 72,3 |
| I_p , А (100 кВт) | 180,6 | 174,1 | 170,0 | 166,1 | 160,6 | 155,4 | 152,1 | 144,5 |
| I_p , А (150 кВт) | 271,0 | 261,2 | 255,0 | 249,2 | 240,9 | 233,1 | 228,2 | 216,8 |
| I_p , А (200 кВт) | 361,3 | 348,2 | 340,0 | 332,1 | 321,1 | 310,7 | 304,2 | 289,0 |

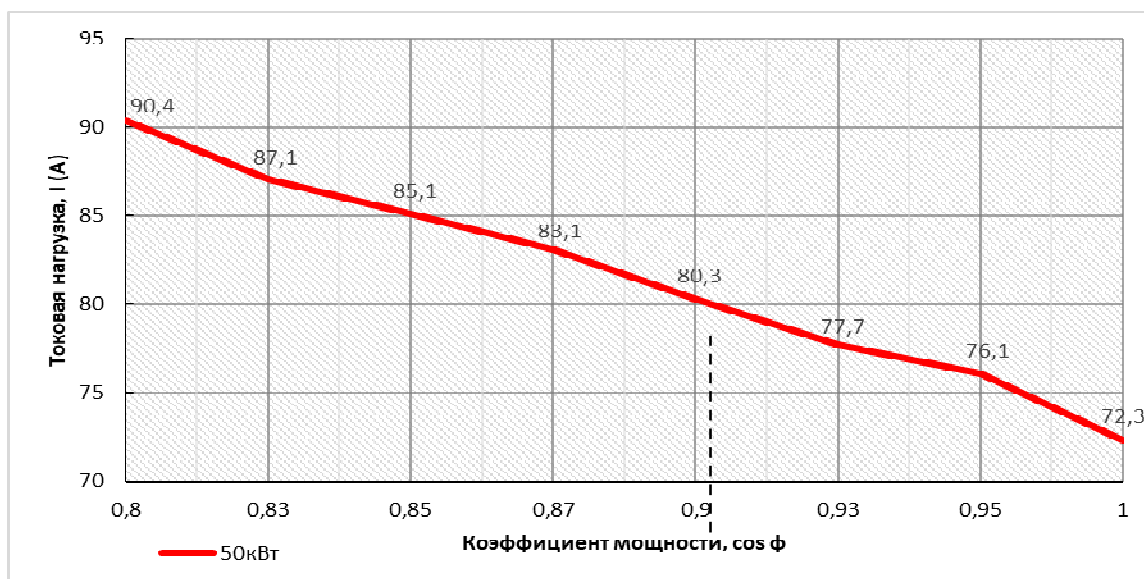


Рис. 5. График зависимости токовой нагрузки мощностью 50 кВт от $\cos \varphi$

Для мощности 50 кВт токовая нагрузка без учета коэффициента мощности (т.е. равного единице) составляет 72,3 А, при выборе автоматического выключателя ближайшего значения из выпускаемых заводами-изготовителями на сегодняшний день на полученную нагрузку составит 80 А. Как видно из рис. 5 для выбранного автоматического выключателя с номинальным током нагрузки 80 А значение $\cos \varphi$ в диапазоне от 1 до 0,91 не будет влиять на его работу, так как токовая нагрузка в данном интервале меняется в допустимых пределах (от 72,3 до 80 А) выбранного автоматического выключателя. При дальнейшем снижении значения $\cos \varphi$ в диапазоне от 0,91 до 0,8 приведет к автоматическому отключению устройства из-за превышения его номинальной токовой нагрузки (от 80,3 до 90,4 А) и прекращению подачи электроэнергии.

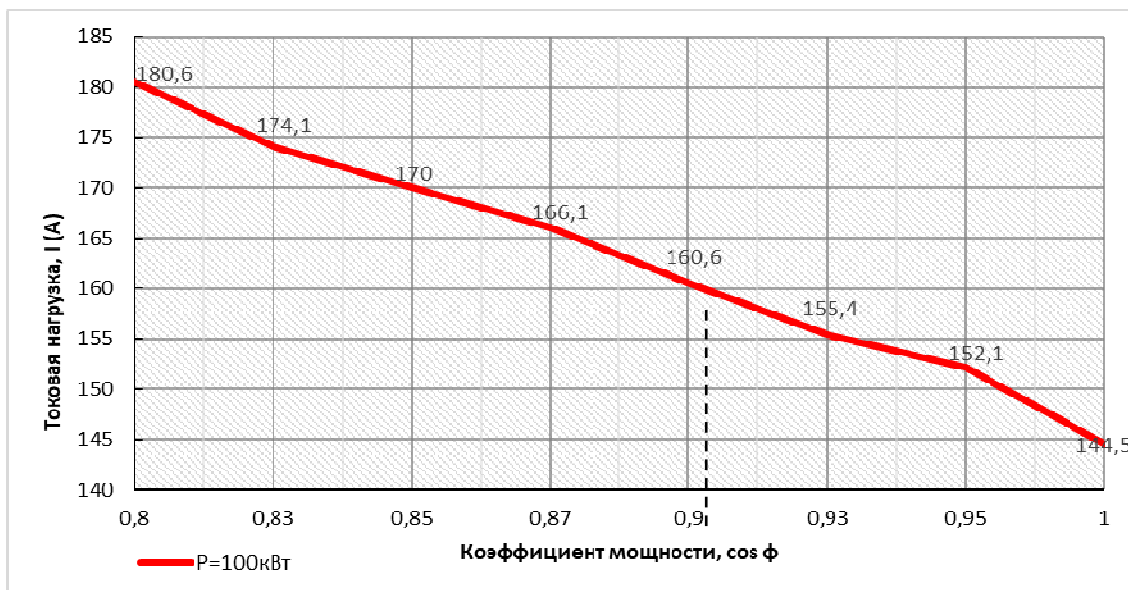


Рис. 6. График зависимости токовой нагрузки мощностью 100 кВт от $\cos \varphi$

Для мощности 100 кВт токовая нагрузка без учета коэффициента мощности (т.е. равного единице) составляет 144,5 А, при выборе автоматического выключателя ближайшего значения из выпускаемых заводами-изготовителями на сегодняшний день на полученную нагрузку составит 160 А. Как видно из рис. 6 для выбранного автоматического выключателя с номинальным током нагрузки 160 А значение $\cos \varphi$ не существенны лишь в интервале значений от 1 до 0,91, так как токовая нагрузка в данном интервале меняется в допустимых пределах (от 144,5 до 160 А) выбранного автоматического выключателя. При дальнейшем снижении значения $\cos \varphi$ в диапазоне от 0,91 до 0,8 приведет к автоматическому отключению устройства из-за превышения его номинальной токовой нагрузки (от 160,6 до 180,6 А) и прекращению подачи электроэнергии.

Для мощности 150 кВт токовая нагрузка без учета коэффициента мощности (т.е. равного единице) составляет 216,8 А, при выборе автоматического выключателя ближайшего значения из выпускаемых заводами-изготовителями на сегодняшний день на полученную нагрузку составит 250 А. Как видно из рис. 7 для выбранного автоматического выключателя с номинальным током нагрузки 250 А значение $\cos \varphi$ практически полностью исключает влияние в рассматриваемом диапазоне значений (от 1 до 0,866), так как токовая нагрузка в данном интервале меняется в допустимых пределах (от 216,8 до 250 А) выбранного автоматического выключателя. При дальнейшем снижении значения $\cos \varphi$ в диапазоне от 0,86 до 0,8 приведет к автоматическому отключению устройства из-за превышения его номинальной токовой нагрузки (от 250 до 271 А) и прекращению подачи электроэнергии.

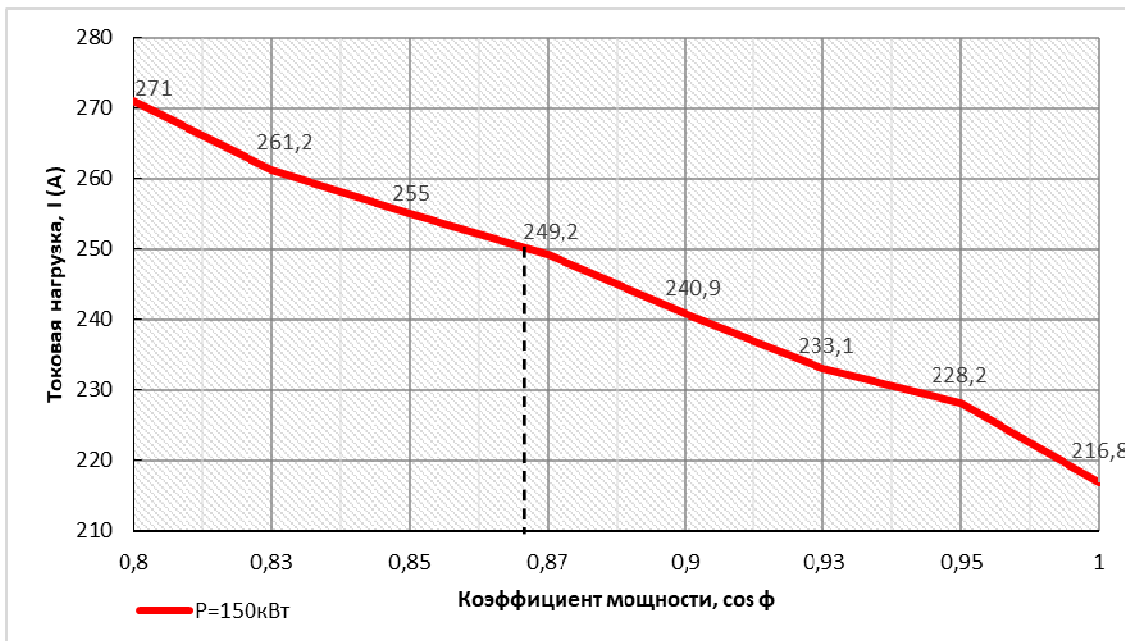


Рис. 7. График зависимости токовой нагрузки мощностью 150 кВт от $\cos \phi$

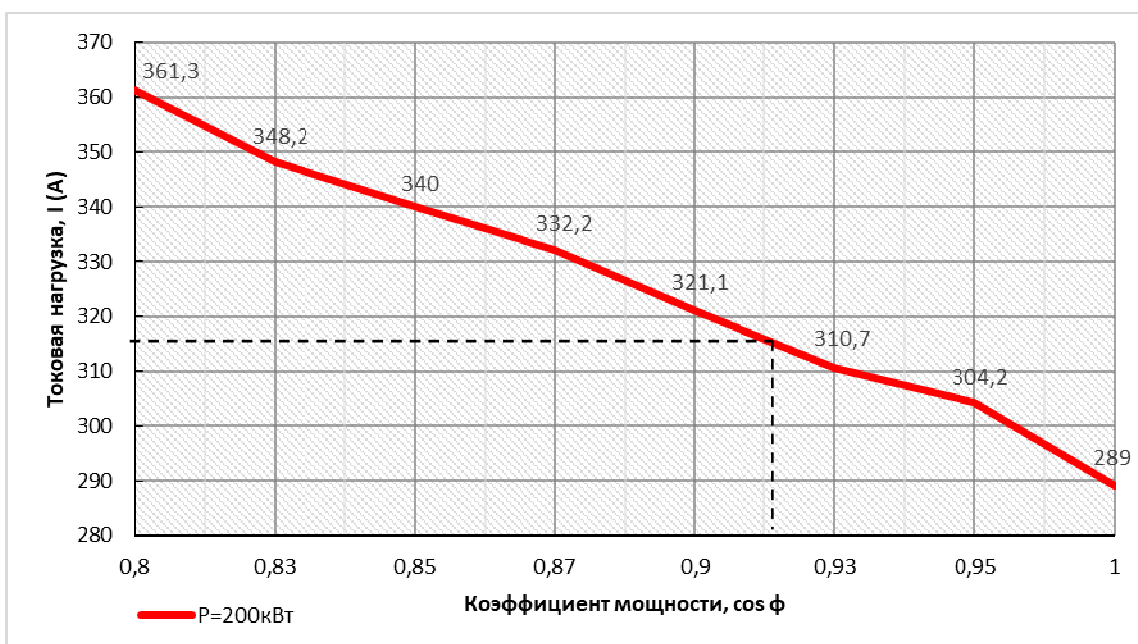


Рис. 8. График зависимости токовой нагрузки мощностью 200 кВт от $\cos \phi$

Для мощности 200 кВт токовая нагрузка без учета коэффициента мощности (т.е. равного единице) составляет 289 А, при выборе автоматического выключателя ближайшего значения из выпускаемых заводами-изготовителями на сегодняшний день на полученную нагрузку составит 315 А. Как видно из рис. 8 для выбранного автоматического выключателя с номинальной токовой нагрузкой 315 А значение $\cos \phi$ также имеет зону не влияния расположенную в диапазоне от 1 до 0,92, так как токовая нагрузка в данном интервале меняется в допустимых пределах (от 289 до 315 А) выбранного автоматического выключателя.

При дальнейшем снижении значения $\cos\varphi$ в диапазоне от 0,93 до 0,8 приведет к автоматическому отключению устройства из-за превышения его номинальной токовой нагрузки (от 316 до 361,3 А) и прекращению подачи электроэнергии. При использовании на данную нагрузку автоматического выключателя номиналом 400 А, то значение $\cos\varphi$ не будет оказывать влияния на его работу во всем рассматриваемом диапазоне значений (от 1 до 0,8).

3. Анализ полученных зависимостей. Нормируемое значение коэффициента мощности нормативно-техническими документами для сети напряжения 0,4 кВ составляет $\text{tg}\varphi$ от 0,35 до 0,4 (для различных сетевых организаций), что в пересчете составляет $\cos\varphi$ от 0,93 до 0,95. При наличии правильно подобранных устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ), выдающих нормируемый показатель $\cos\varphi$ от 0,93 до 0,95 все рассматриваемые выше автоматические выключатели по токовой нагрузке, находятся в диапазоне «не влияния» значений $\cos\varphi$ (от 1 до 0,91).

Данный вывод справедлив для нормального режима работы. При условии выхода из строя устройств компенсации реактивной мощности или неправильного их подбора (часто при выборе УКРМ на рассчитанную мощность подбирают установки с меньшим количеством ступеней регулировки и централизованной установкой, из-за меньшей ее стоимости и соответственно менее чувствительных к изменению реактивной мощности на отдельных участках сети) диапазон рассмотренных значений $\cos\varphi$ будет ощутимо влиять на токовые нагрузки и соответственно на работу выбранных автоматических выключателей для электрической сети. В ряде случаев, когда до конца неизвестен характер потребителей, планируемых для подключения к электрической сети будет оправданным вариант принятия в расчетах токовой нагрузки коэффициента мощности по низшей рассматриваемой нами границе его значения (0,8) в целях повышения электробезопасности при внеплановых ситуациях и сбоях в работе оборудования.

Выводы. На основании приведенных выше теоретических данных и выполненных расчетов установлено, что учет значений коэффициента мощности в электрических сетях напряжением 0,4 кВ позволяет более точно подобрать автоматический выключатель, определить его зоны нечувствительности в определенных интервалах $\cos\varphi$, понять необходимость компенсации реактивной мощности для снижения величины тока в системе распределения электроэнергии, а следовательно снижение нагрузки в сети и в результате повышения надежности электроснабжения потребителей и снижение потерь электроэнергии.

Библиографический список

1. Евдокимов Ф.Е. Теоретические основы электротехники: учеб. для студ., 9-е изд., стереотип. М.: Издательский центр «Академия», 2004. 560 с.
2. Коэффициент мощности, что это такое? [Электронный ресурс]. URL: <https://elektrikam.com/koefficient-moshnosti-chto-eto-takoe/> (дата обращения: 10.10.2021).
3. Коэффициент мощности $\cos\varphi$: определение, назначение, физический смысл. [Электронный ресурс]. URL: <https://pue8.ru/elektrotehnik/803-koeffitsient-moshchnosti-cos.html> (дата обращения: 10.10.2021).
4. Почему необходимо корректировать коэффициент мощности. [Электронный ресурс]. URL: <https://khomovelectro.ru/articles/pochemu-neobkhodimo-korrektirovat-koeffitsient-moshchnosti> (дата обращения: 12.10.2021).
5. Реактивная мощность — еще раз коротко о главном. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/publications/menedzhment/1453/> (дата обращения: 12.10.2021).
6. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие. СПб.: СЗТУ, 2003. 147 с.

Для цитирования: Николайчик А.В., Тагайчинова А.А. Влияние коэффициента мощности на токовую нагрузку при выборе автоматических выключателей // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 4 (25). С. 52–59.

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...»).

1.4. Оригинальность научной работы должна составлять не менее 75 %, при этом величина цитирования и самоцитирования в это значение не входят.

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*, *Выводы*, которые также выделяются заголовками. Каждая из этих частей в краткой форме передает содержание соответствующих частей текста - введения, основного текста и выводов. Аннотация приводится сразу после информации об авторах.

Требуемый объем аннотации – 7÷10 строк, набранных шрифтом высотой 10 пт. Отступ справа и слева – 1 см, выравнивание по ширине.

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

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

5. Обязательным элементом статьи является индекс УДК, который приводится перед заглавием.

6. Ключевые слова, расположенные в тексте после аннотации, приводятся шрифтом высотой 10 пунктов и помогают в поиске материала статьи в сети Интернет.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. На первой странице внизу также обязательным элементом является указание авторского знака © с перечислением ФИО всех авторов и года издания статьи.

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 только в редакторе формул MathType. Расположение формулы по центру, нумерация по правому краю. 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 Р 7.0.5-2008. Список источников приводится в алфавитном порядке или по порядку их упоминания в тексте.

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

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

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

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

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

19. 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.

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