

**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Выпуск № 4(17) 2019

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

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

тел.: +7(473)2-71-53-21;

e-mail: gik_vgasu@mail.ru.

Ознакомиться с *электронной версией журнала* можно на сайте:

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



Ознакомиться с *полнотекстовой версией журнала* можно на сайте
Российской универсальной научной электронной библиотеки:

<http://www.elibrary.ru>



ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО ИНФРАСТРУКТУРА КОММУНИКАЦИИ

№ 4(17)

Декабрь, 2019

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

Воронеж



ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО ИНФРАСТРУКТУРА КОММУНИКАЦИИ

Научный журнал

Издается с 2015 года

Выходит 4 раза в год

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Председатель: **Колодяжный С. А.**, ректор,
Воронежский государственный технический университет

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

Кобелев Н. С., д-р техн. наук, проф., Юго-западный государственный университет, г. Курск

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

Шубенков М. В., д-р арх., проф., Московский архитектурный институт (Государственная академия)

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

Дата выхода в свет 30.12.2019. Усл. печ. л. 5.35. Формат 60×84/8. Тираж 500 экз. Заказ № 373

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-68664.

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

Цена свободная

АДРЕС РЕДАКЦИИ И ИЗДАТЕЛЯ: 394006, г. Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84, ком. 2135а;
тел.: (473)2-71-53-21; e-mail: gik_vgasu@mail.ru.

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

+12

© ВГТУ, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ	6
<i>Овчинникова К. А., Колосова Н. В.</i> Целесообразность применения сухих уплотнителей в центробежных компрессорах	6
<i>Китаев Д. Н., Михайлов Д. А., Блинкова Е. С.</i> Диапазоны работы пароводяного инжектора в тепловой сети	12
<i>Сидорова В. В., Забегалина Н. В., Минакова С. С., Мартыненко Г. Н.</i> Анализ переходного сопротивления изоляции при разрушающих воздействиях	17
<i>Тулская С. Г., Губин А. А., Петров С. А., Задвицкий Р. А.</i> Автоматизация процессов регулирования газовой среды.....	24
<i>Чуйкин С. В., Змановский Т. А., Бохан А. Р., Григорьева К. А.</i> «Газолучистое отопление». Научно-практические проблемы и особенности проектирования.....	29
СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ	34
<i>Аралов Е. С., Лобачева А. А., Ломанцова А. И.</i> Влияние вредных факторов на организм человека в нефтяной и газовой промышленности	34
<i>Склярков К. А., Тагайчинова А. А., Кочура О. А., Федорова Н. П.</i> Анализ пожарного риска на переходах нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги.....	39
ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ	45

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ

УДК 621.51

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СУХИХ УПЛОТНИТЕЛЕЙ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ

К. А. Овчинникова, Н. В. Колосова

Воронежский государственный технический университет

К. А. Овчинникова, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Н. В. Колосова, старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Решение задач снижения эмиссии метана и эксплуатационных расходов. В связи с этим, возрастает актуальность изучения сухих уплотнителей.

Результаты. В данной статье рассмотрено устройство центробежного компрессора с применением сухого уплотнителя. Представлены четыре этапа по их установке, а также выявлено, что в сравнении с влажными уплотнителями сухие обладают рядом преимуществ, которые дают экономические и экологические преимущества.

Выводы. Рассмотрев подробно устройства и принципы работы влажного и сухого уплотнителей, можем сделать вывод о том, что возможно получить значительную экономию средств и сократить эмиссию метана, если переоснащать компрессоры на использование технологии сухих уплотнителей.

Ключевые слова: центробежные компрессоры, влажные уплотнители, сухие уплотнители.

Введение. При добыче и транспортировке природного газа обычно используются центробежные компрессоры. Сальниковые уплотнения на вращающихся валах не позволяют устроить утечку природного газа. Уплотнитель находится под высоким давлением. Обычно в уплотнителях барьером, преграждающем утечку газа, используют масло, нагнетаемое под высоким давлением. Если заменить «влажные» (масляные) уплотнители на сухие, то значительно снизится эмиссия метана и эксплуатационные расходы.

Эмиссия метана через влажные уплотнители обычно изменяется от 40 до 200 фут.³/мин. (от 1,13 до 5,6 м³/мин.) [1–3]. Крупная часть выбросов приходится на время, когда освобождается циркулирующее масло от газа, абсорбированного под высоким давлением на поверхности уплотнителей. Сухие уплотнители, которые используют газ высокого давления для герметизации компрессоров, пропускают меньше метана (до 6 фут.³/мин. (0,16 м³/мин.)), обладают более низким энергопотреблением, улучшают работу и эффективность эксплуатации компрессоров и трубопроводов, увеличивают надежность компрессора и требуется меньший объем технического обслуживания.

1. Влажные уплотнители. Центробежные компрессоры нуждаются в уплотнениях вокруг вращающегося вала для того, чтобы не возникали утечки газа на месте выхода вала из корпуса компрессора. Самый распространенный тип компрессоров на балочном креплении. Этот тип обладает двумя сальниковыми уплотнениями, на каждом конце устанавливается

один компрессор. На рис. 1 согласно [1] можно увидеть, что эти уплотнители используют масло, которое циркулирует под высоким давлением между тремя кольцами вокруг вала компрессора, и тем самым формирует барьер, который предотвращает утечки сжатого газа. Центральное кольцо закреплено на вращающемся валу, при этом два кольца с каждой стороны прикреплены стационарно к корпусу и прижаты тонкой пленкой масла. Масло протекает между двумя кольцами, для обеспечения смазки и ограничения утечек. «О-образные» резиновые уплотнители не дают появиться утечкам вокруг неподвижных колец. Только малый объем газа проходит через масляный барьер. Намного больше газа поглощается маслом при высоком давлении «внутренним» уплотнением (со стороны компрессора) на поверхности раздела масла и газа. За счет этого появляется загрязнение уплотняющего масла. Абсорбированный газ выдувается из масла (с использованием нагревателей, сепараторов – разделителей и технологий дегазации), и оно вновь направляется для рециркуляции. Извлеченный метан обычно выпускается в атмосферу.

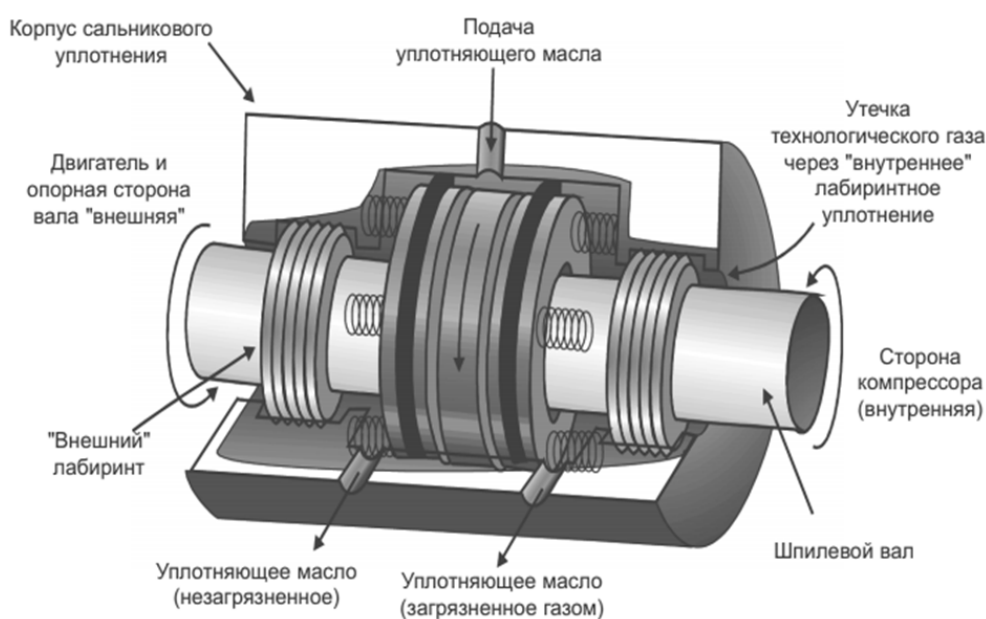


Рис. 1. Влажный уплотнитель [3]

2. Сухие уплотнители. Механические сухие уплотнители являются альтернативой традиционным влажным (масляным) системам сальниковых уплотнений. Работа этих систем не основана на циркуляции уплотняющего масла. Сухие уплотнители действуют механически под влиянием противодействующих сил, которые создаются гидродинамическими углублениями и статическим давлением.

Как видно из рис. 2а и 2б согласно [1], гидродинамические углубления вытравлены на поверхности вращающегося кольца, который крепится к валу компрессора. Когда компрессор не вращается, стационарное кольцо на передней части корпуса является прижатым к вращающемуся кольцу пружинами. Когда вал компрессора вращается с высокой скоростью, тогда сжатый газ двигается вниз по валу и даже между вращающимися и неподвижными кольцами. Данный газ прокачивается между колец выемками на вращающемся кольце.

Противодействующие силы газа высокого давления, между кольцами и пружинами пытаются вытолкнуть кольца. Создается очень тонкий зазор между кольцами, через который может проходить только небольшой объем газа. Когда работает компрессор, кольца не кон-

тактируют друг с другом и поэтому не изнашиваются и не требуется смазка. Уплотнительные кольца герметизируют стационарные кольца в корпусе сальника.

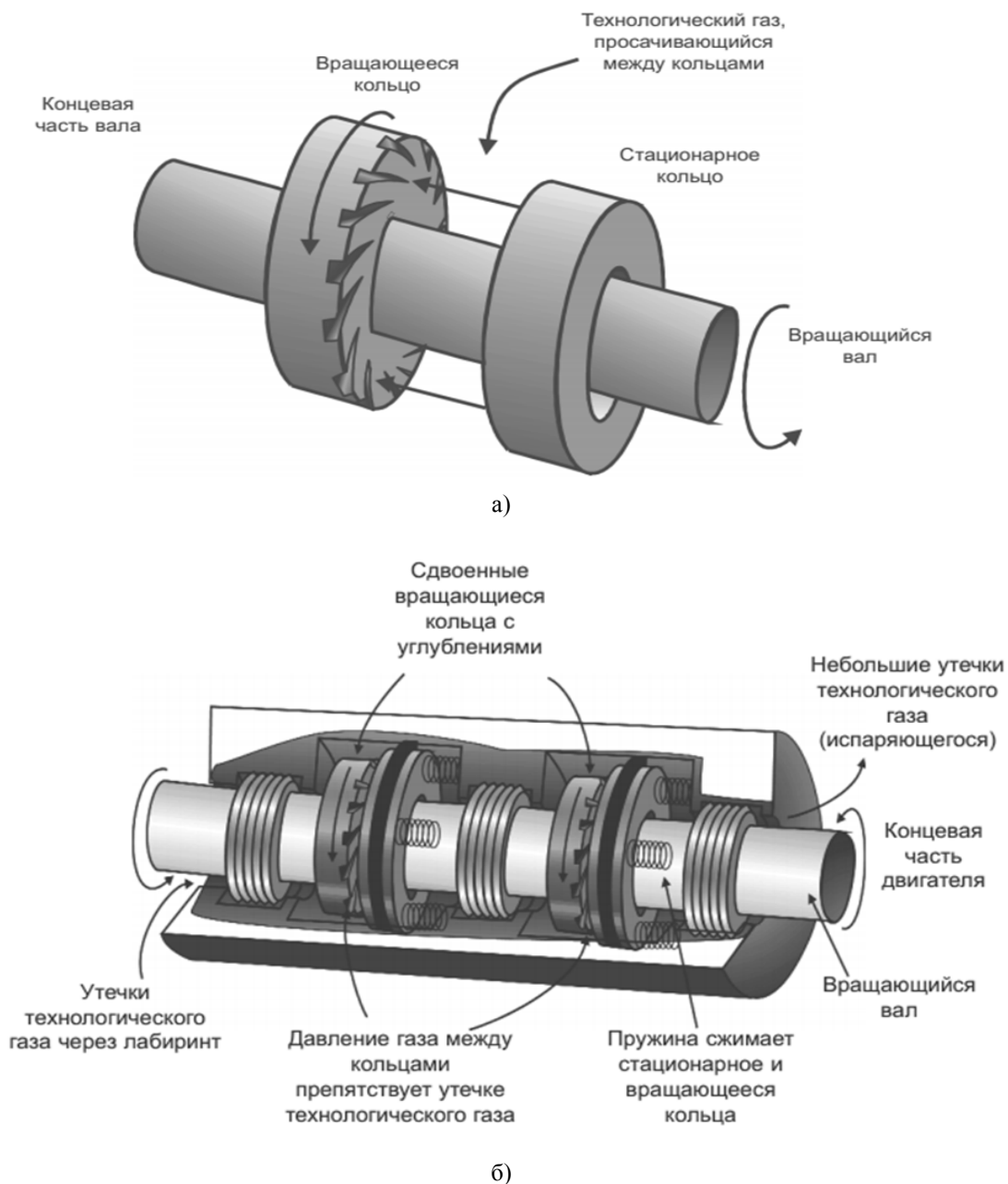


Рис. 2. Сухие уплотнители [1]: а) уплотнительная пара: торец и седло; б) двойной сухой уплотнитель

Серийная установка двух или более сухих уплотнителей, как показано на рис. 2б согласно [1], называется «двойным сухим уплотнителем» и является очень эффективным методом снижения утечек. У такого типа менее 1 % утечек, которые при установленных системах влажных уплотнителей выпускаются в атмосферу.

Сухие газовые уплотнители значительно уменьшают эмиссию метана. В то же время они существенно уменьшают эксплуатационные расходы и увеличивают эффективность работы компрессора. Экономические и экологические выгоды от применения сухих уплотнителей включают в себя следующее [4]:

– Интенсивность утечки газа. Во время нормального периода эксплуатации объем утечек через каждый сухой уплотнитель изменяется от 0,5 до 3 фут.³/мин. (от 0,01 до 0,08 м³/мин.) в зависимости от размера уплотнителя и рабочего давления. Хотя это значение равнозначно частоте утечек через поверхности влажных уплотнителей. Необходимо также учитывать, что при установленных влажных уплотнителях происходит дополнительная эмиссия от дегазации циркулирующего масла [5]. Обычно газ из масла выходит в атмосферу, удваивая общий объем утечек через уплотнители, и составляет 40-200 фут.³/мин. (1,1- 5,6 м³/мин.).

– Упрощенность механической конструкции. Системам сухих уплотнителей не нужны установки сложных компонентов, которые обеспечивают циркуляцию масла и устройств по его обработке.

– Снижение энергопотребления. Ввиду того, что сухим уплотнителям не нужны дополнительные насосные системы для циркуляции масла, во время их установки нет «побочного» оборудования, использующего электроэнергию. За счет этого нет потерь электроэнергии. Системы влажных уплотнителей потребляют от 50 до 100 кВтч электроэнергии, в то же время системам сухих уплотнителей хватает 5 кВтч.

– Повышенная надежность. Большая часть простоев компрессора с влажными уплотнителями определена проблемами в системе уплотнений. Системы сухих уплотнителей имеют меньшее число вспомогательных узлов, что и дает увеличение общей надежности и уменьшение количества времени простоев компрессора.

– Меньший объем технического осмотра (ТО). Системы сухих уплотнителей имеют низкие затраты на ТО по сравнению с системами влажных уплотнителей, поскольку у них отсутствуют подвижные детали, обязательные при циркуляции масла (например, насосы, клапаны управления, перепускные клапаны).

– Исключение утечек масла из влажных уплотнителей. Замена влажных уплотнителей на сухие не дает произойти утечке уплотняющего масла в трубопровод и поэтому нет загрязнения газа и ухудшения технических характеристик трубопровода.

Существует четыре этапа по установке сухих уплотнителей:

1. *Этап 1.* Выявление компрессоров-кандидатов для замены систем уплотнений. Операторы должны произвести инвентаризацию и техническую оценку всех имеющихся компрессоров. Следует учитывать такие показатели, как тип компрессора, состояние арматуры и рабочие условия. Все компрессоры, которые работают на влажных уплотнителях, должны быть учтены, и их состояние оценено для осуществления замены [6]. При определении компрессоров-кандидатов на замену следует учитывать следующее:

– безопасная установка сухих уплотнителей возможна на компрессорах, которые работают при давлении 3 000 фунт/дюйм² (20,6 МПа). Однако сухие уплотнители могут быть небезопасны при более высоком давлении. Недопустимо применение сухих уплотнений при температурах выше 300-400 F (149-204 °C);

– устаревшие модели компрессоров могут оказаться на пределе своего срока эксплуатации и поэтому их лучше полностью заменить.

2. *Этап 2.* Оценка экономии при установке сухих уплотнителей. Основная экономия средств от замены влажных уплотнителей на сухие обусловлена сокращением потерь из-за утечки метана [7]. Для оценки экономии можно произвести измерения потерь метана из компрессоров, оснащенных влажными уплотнителями, в местах выпуска газа из установок дегазации уплотняющего масла, используя метод отбора в газосборные емкости. Небольшой объем газа выходит через поверхность уплотнителя и составляет менее 10 % эмиссии из установки дегазации уплотняющего масла, но его замер затруднен. Обычный объем утечек через увлажненные уплотнители компрессоров балочного крепления изменяется от 40 до 200 фут.³/мин. (1,1-5,6 м³/мин.). Кроме экономии газа сухие уплотнители обеспечивают снижение затрат на ТО и эксплуатацию. Затраты на ТО систем сухих уплотнителей варьируются в диапазоне \$6000 – \$10000 в год.

3. *Этап 3.* Определение стоимости переоснащения. Стоимость системы сухого уплотнителя можно определить величиной рабочего давления, диаметром штока, скоростью вращения и другими особенностями установки. Стоимость уплотнителя примерно составляет \$5000 – \$6000 на дюйм диаметра штока при влажных уплотнителях и \$8000 – \$10000 на дюйм системы двойного сухого уплотнителя. Эти издержки удваиваются при переоснащении компрессоров «балочного» типа (два уплотнителя). Прочие издержки включают в себя работы по проектированию, установке и использованию вспомогательного оборудования. Сухие уплотнители требуют наличия пульта управления потоками газа, фильтрационных устройств и аппаратуры контроля, в то время, как для влажных уплотнителей нужны насосы прокачки уплотняющего масла, вентиляторы охлаждения, установки дегазации и контроля. Стоимость системы определяется особенностью места размещения оборудования и его типа, частотой контроля и наличием компонентов и варьируется в пределах \$30000 – \$100000 для сухих уплотнителей и \$200000 для влажных уплотнителей. Стоимость вспомогательного оборудования одинакова для компрессоров с одинарным и двойным уплотнителем.

4. *Этап 4.* Анализ затрат и прибыли. Простое сравнение стоимости замены влажных уплотнителей компрессора на сухие демонстрирует наличие большой экономии средств за пятилетний период эксплуатации. В таблице согласно [8] представлены экономические показатели замены полностью функционирующей системы влажного уплотнителя на систему сухого уплотнителя за определенный период времени. Рассматривается установка сухих уплотнителей на компрессоры «балочного» типа со штоком 6 дюймов (152,4 мм) с наработкой 8 000 часов в год при полностью функционирующих влажных уплотнителях.

Таблица

Экономические показатели замены полностью функционирующей системы влажного уплотнителя на новую систему сухого уплотнителя [8]

Стоимость и затраты, \$	Период времени, год					
	0	1	2	3	4	5
Капитальные затраты и затраты на установку сухих уплотнителей	240 000					
Годовое сокращение эмиссии метана		135 360	135 360	135 360	135 360	135 360
Годовые затраты на ТО сухих уплотнителей		10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Ликвидационная стоимость влажных уплотнителей	20 000					
Исключенные издержки на ТО влажных уплотнителей	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000

Проанализировав и рассчитав стоимость и затраты установки сухих уплотнителей получим:

- 1) чистая приведенная стоимость (NPV)=\$ 531 940;
- 2) внутренняя норма рентабельности (IRR)=86 %;
- 3) период окупаемости 14 месяцев.

Годовая экономия представлена как разница потерь газа через новые сухие уплотнители и замененные влажные уплотнители при цене газа \$ 3/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³). Чистая

приведенная стоимость основана на ставке дисконта 10 % на период 5 лет. Период окупаемости варьируется от 8 до 24 месяцев при объемах утечек, характерных для влажных уплотнителей в пределах 200 – 40 фут.³/мин. (5,6 – 1,1 м³/мин.).

Вывод. Рассмотрев устройства и принципы работы влажного и сухого уплотнителей, можем сделать вывод о том, что при переоснащении компрессоров на использование технологии сухих уплотнителей, получим экономические и экологические выгоды. Выгода заключается в уменьшении интенсивности утечек газа, снижении энергопотребления, повышении общей надёжности, уменьшении объема технического обслуживания, простоте конструкции. Самое главное преимущество замены влажных уплотнителей на сухие – полностью исключает утечку уплотняющего масла в трубопроводе.

Библиографический список

1. **Степовиков, С. Н.** Принцип действия, технологические стандарты и требования к проектированию и эксплуатации систем сухих газовых уплотнителей / Степовиков. – М.: Кавказтрансгаз, 2005. – 20 с.
2. **Захаров, К. А.** Применение технологии ионного травления при создании сухих газовых уплотнений / К. А. Захаров, Н. А. Воронин // ИМАШ РАН, Москва. – 2009. – № 1 (1). – С. 107-113.
3. **Микаэлян, Э. А.** Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов / Э. А. Микаэлян. – М.: Недра, 1994. – 304 с.
4. **Максимов, В. А.** К вопросу классификации «сухих» газодинамических / В. А. Максимов, В. К. Хайсанов, Е. А. Новиков, В. А. Дементьев, М. Н. Серазутдинов // Газодинамические уплотнения. Казань: Изд-во КНИТУ, 2013. – 252 с.
5. **Пустовалов, А. П.** Повышение энергоэффективности инженерных систем зданий посредством оптимального выбора регулирующих клапанов / А. П. Пустовалов, Д. Н. Китаев, Т. В. Щукина // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Высокие технологии. Экология. – 2015. – № 1. – С. 187-191.
6. **Китаев, Д. Н.** Развитие системы теплоснабжения городского округа город Воронеж в долгосрочной перспективе / Д. Н. Китаев // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2010. – № 2. – С. 72-77.
7. **Китаев, Д. Н.** Вариантное проектирование систем теплоснабжения с учетом надежности тепловой сети / Д. Н. Китаев // Молодой ученый. – 2010. – № 7. – С. 46-48.
8. **Колосов, А. И.** Экспериментальные исследования остаточного предела текучести трубопроводов подземных инженерных систем энергетики / А. И. Колосов, О. А. Сотникова // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2006. – Т. 2. – № 4. – С. 85-87.
9. **Мелькумов, В. Н.** Энергосбережение в системах традиционного и альтернативного теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, О. А. Сотникова, В. С. Турбин, Д. Н. Китаев, Р. В. Сорокин // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2004. – № 2. – С. 62.
10. **Мелькумов, В. Н.** Разработка модели оптимизации трассировки трубопроводов с использованием генетических алгоритмов / В. Н. Мелькумов, И. С. Кузнецов, Р. Н. Кузнецов, А. А. Горских // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1. – С. 94-99.
11. **Бухарин, Н. Н.** Моделирование характеристик центробежных компрессоров / Н. Н. Бухарин. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1983. – 214 с.
12. **Шаммазов, А. М.** Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций Учебник для вузов / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
13. **Кобелев, А. Н.** Энергосберегающие конструктивные решения элементов регулирования системы газоснабжения / А. Н. Кобелев, С. Н. Кузнецов, Т. В. Алябьева // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Техника и технологии. – 2012. – № 2-3. – С. 192-196.
14. **Мелькумов, В. Н.** Прогнозирование параметров отказов элементов тепловых сетей методом авторегрессивного интегрированного скользящего среднего / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов, Р. Н. Кузнецов, А. А. Горских // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2009. – № 4. – С. 28-32.

Для цитирования: **Овчинникова, К. А.** Целесообразность применения сухих уплотнителей в центробежных компрессорах / К. А. Овчинникова, Н. В. Колосова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4(17). – С. 6-11.

УДК 621.694.21

ДИАПАЗОНЫ РАБОТЫ ПАРОВОДЯНОГО ИНЖЕКТОРА В ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Д. Н. Китаев, Д. А. Михайлов, Е. С. Блинкова

*Воронежский государственный технический университет**Д. Н. Китаев, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(906)671-02-84, e-mail: dim.kit@rambler.ru**Д. А. Михайлов, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**Е. С. Блинкова, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. Одной из энергоэффективных технологий является использование в системах теплоснабжения инжекторов. Пароводяные инжекторы очень чувствительны к изменению термодинамических параметров воды и пара. Рабочий диапазон таких устройств ограничивается вскипанием жидкости. Поиск диапазонов термодинамических параметров, обеспечивающих работу инжектора в реальных условиях функционирования тепловых сетей, является актуальной задачей. **Результаты.** Проведено моделирование работы пароводяного инжектора с цилиндрической камерой смешения с учетом фактических значений температур и давлений в тепловой сети. При постоянстве параметров острого пара определены возможные диапазоны работы инжектора по температурам и давлениям, необходимым для реализации температурных графиков качественного регулирования.

Выводы. Установлена возможность использования одноступенчатого пароводяного инжектора с использованием пара давлением 1,3 МПа без снижения его параметров. Однако для реализации такого мероприятия необходимо использовать дополнительное оборудование.

Ключевые слова: пароводяной инжектор, термодинамические параметры, система теплоснабжения, температурный график.

Введение. Энергосбережение является стратегической задачей развития Российской Федерации [1, 2]. В последние десятилетия в стране активно реализуются энергосберегающие технологии [3, 4, 5]. Значительная часть разработок и технологий, используемых в России, являются иностранными, которые широко начали использовать в девяностые и двухтысячные годы. Оборудование иностранных производителей широко используется в тепло и электроэнергетике, в строительстве и системах жилищно-коммунального хозяйства. В последние годы актуальны вопросы импортозамещения, поиск отечественных передовых технологий и использование известных в новых аспектах.

Одной из таких технологий является использование струйной техники, в частности пароводяных инжекторов в системах теплоснабжения различного назначения [6, 7]. В системах теплоснабжения с источником в виде паровой котельной или ТЭЦ различного типа в пароводяных инжекторах нагреваемой средой (инжектируемой) может являться сетевая вода, а рабочей – пар. Инжектор при работе не требует затрат электроэнергии, он является одновременно и теплообменным аппаратом, нагревающим воду за счет энергии пара, и струйным насосом, повышающим давление потока [8–12].

1. Методика расчета. Методика расчета параметров и конструктивных размеров инжектора с цилиндрической камерой смешения подробно изложена отечественными учеными [1] и приводить ее не будем. Методика предполагает использование справочных данных по

газодинамическим функциям, свойствам воды и пара. С целью повышения точности расчета использовались аналитические уравнения.

Приведенная изоэнтропная скорость пара λ_p определяется по формуле

$$\lambda_p = \sqrt{\left(1 - \frac{p_n}{p_p} \frac{k-1}{k}\right) \frac{k+1}{k-1}}, \quad (1)$$

где k – показатель адиабаты сухого насыщенного пара [10]; p_n, p_p – давления инжектируемой среды и рабочего пара соответственно, ат.

Газодинамическая функция $q(\lambda)$, представляющая собой приведенную массовую скорость, определяется по выражению:

$$q(\lambda) = \left(\frac{k+1}{2}\right)^{\frac{1}{k-1}} \lambda_p \left(1 - \frac{\lambda_p^2 (k-1)}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}}, \quad (2)$$

Для определения давления насыщения в диапазоне температур $60 \leq t \leq 180$ °С, используется выражение

$$p = 1,511828 \cdot 10^{-6} t^4 - 1,9777 \cdot 10^{-6} t^3 + 2,20236 \cdot 10^{-5} t^2 - 9,02455 \cdot 10^{-4} t + 1,793510^{-2}. \quad (3)$$

2. Расчет инжектора. В котельной установлено три котла типа ДКВР 4–13, расход инжектируемой воды 70 т/ч, а температура и давление соответственно 70 °С и 7 ат. Расчетное давление после инжектора 10 ат. Результаты расчетов термодинамических параметров инжектора в рабочем диапазоне представлены в таблице.

Следует отметить, что давление инжектируемой воды, принятое в расчетах 7 ат, в условиях работы тепловых сетей является завышенным. Обычно давление ниже, и по условию прочности чугунных отопительных приборов должно быть не более 0,6 МПа [11, 12]. По аналогии были проведены расчеты для $3 \leq p_n \leq 6$ ат. Результаты расчетов при значениях u_{\min} и u_{\max} , определяющие крайние значения диапазона работы инжектора, приведены в таблице. Было определено минимальное значение давления инжектируемой воды, обеспечивающее безкавитационный режим работы инжектора, которое имеет значение 3,1 ат.

Таблица

Итоговые расчетные значения

p_n	$p_k(u_{\min})$	u_{\min}	$p_c(u_{\max})$	u_{\max}	$t(u_{\min})$	$t(u_{\max})$	$p_c(u_{\min})$	$p_c(u_{\max})$
3,2	1,891	11,347	1,7226	12,1016	118,2	115,43	10,163	9,962
3,7	2,6405	9,081	1,4628	13,649	129,04	110,63	11,375	9,943
4	2,994	8,3942	1,3988	14,1092	133,35	109,39	11,873	9,932
5	4,0452	7,037	1,3123	14,7946	144,05	107,68	13,227	9,904
6	5,009	6,2573	1,3134	14,7854	152,01	107,7	14,373	9,878
7	5,9133	5,7415	1,3668	14,3529	158,28	108,76	15,383	9,853

На рис.1 представлены значения $p_k = f(u)$ и $p_2 = f(u)$ для соответствующих p_n на пересечении которых определяется минимальный и максимальный коэффициент инжекции для рабочей области. На рис. 2 представлены значения давлений на выходе из инжектора в зависимости от u в интервале рабочего диапазона для рассматриваемых p_n . На рис. 3 представле-

на зависимость температуры воды на выходе из инжектора от коэффициента инжекции u с указанием диапазонов при различных давлениях инжектируемой воды.

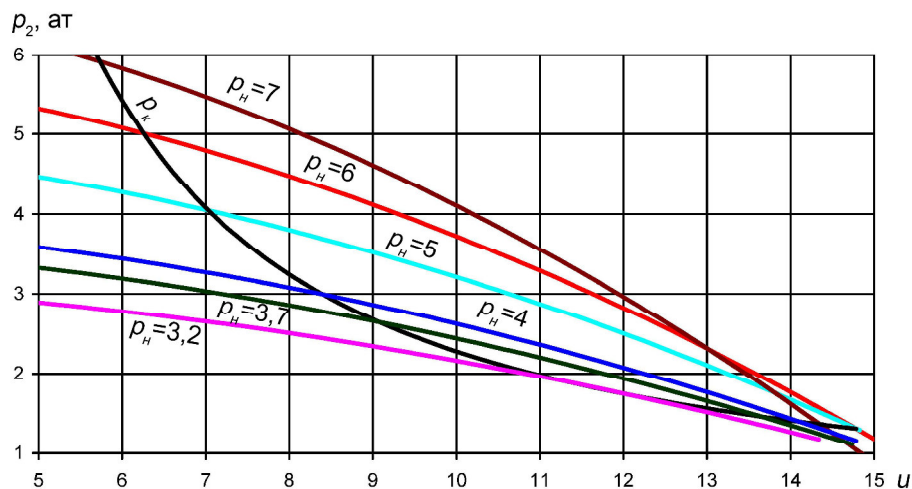


Рис. 1. Коэффициенты инжектора для рабочей области $p_k=f(u)$ и $p_2=f(u)$ для соответствующих p_n

3. Анализ результатов. Из рис. 1 и данных таблицы следует, что рабочий диапазон инжектора уменьшается при снижении давления инжектируемой воды. При $p_n=3,2$, $\Delta u = u_{\max} - u_{\min} = 0,7546$, а при $p_n=7$, $\Delta u = 8,6114$.

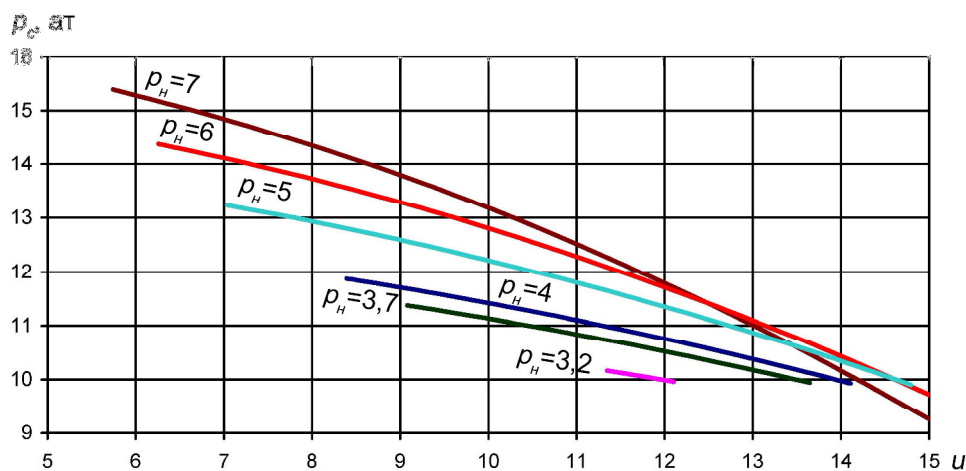


Рис. 2. Коэффициенты инжектора для рабочей области $p_c=f(u)$ для $3,2 \leq p_n \leq 7$ ат.

Из рис. 2 следует, что значение давления на выходе из инжектора меняется в зависимости от коэффициента инжекции. При изменении коэффициента смешения изменяется и выходное давление, т.е. при использовании в тепловых сетях необходимо устройство регулирования давления [13]. При работе инжектора пар конденсируется и в результате объем воды в системе теплоснабжения будет увеличиваться, что отрицательно повлияет на гидравлический режим. При использовании пароводяного инжектора необходимо выводить из контура избыточный объем воды [14].

Из рис. 3 и данных таблицы следует, что изменение температуры значительно увеличивается при увеличении давления: при $p_n=3,2$ $\Delta t = t(u_{\min}) - t(u_{\max}) = 2,77^\circ\text{C}$, а при $p_n=7$ $\Delta t = 49,52^\circ\text{C}$. С увеличением давления инжектируемой воды расширяется возможный диапазон регулирования температуры сетевой воды. В принятых условиях расчета реализовать во всем

диапазоне изменения наружных температур графики качественного регулирования [14, 15] тепловых сетей в инжекторе не получится. Минимальное значение температуры воды составляет $107,68\text{ }^{\circ}\text{C}$.

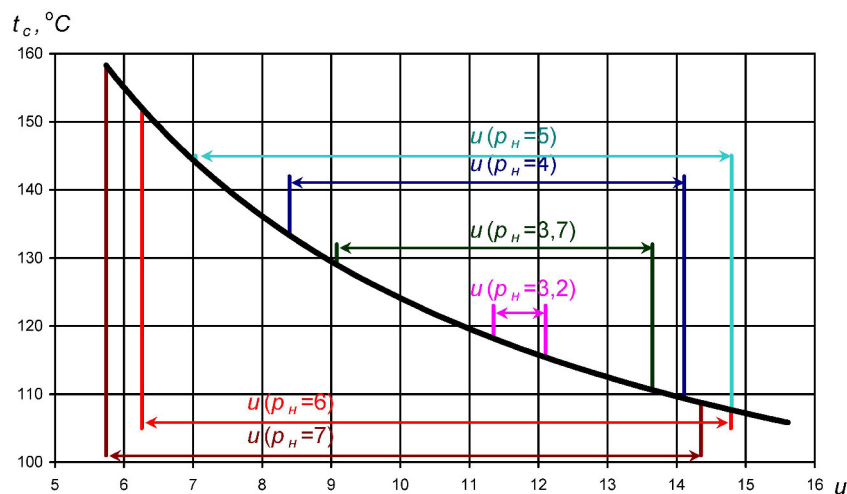


Рис. 3. Коэффициенты инжектора для рабочей области $t_c = f(u)$ для $3,2 \leq p_n \leq 7$ ат.

В представленных выше результатах расчетов температура инжектируемой воды принималась $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, как в температурных графиках качественного регулирования. При расчетных температурах наружного воздуха для проектирования отопления в принятых условиях расчета есть предпосылки к реализации графиков 110/70 и выше.

4. Идентификация входных параметров, обеспечивающих реализацию температурных графиков. Определим температуру инжектируемой воды и ее давление необходимое для реализации возможных температурных графиков тепловой сети. Обычно в тепловых сетях при закрытой схеме температура воды в подающей магистрали принимается не менее $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ [16], т.е. необходимо установить значения, обеспечивающие минимальную температуру воды на выходе из инжектора $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура рабочего пара и его состояние принимается неизменными.

Проведенное численное моделирование позволило установить, что в условиях расчета для диапазона давлений в обратной магистрали от 3 до 7 атмосфер, при условии достижения минимальной температуры воды на выходе $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура инжектируемой воды может быть найдена по формуле

$$t_n = 1,05p_n + 24,783. \quad (4)$$

Из формулы (4) следует, что в рассматриваемом диапазоне давлений, температура должна быть в среднем $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, что для обратной магистрали тепловых сетей является значительно заниженным значением. На практике это означает, что в диапазоне наружных температур от начала отопительного периода до излома графика необходимо снижать температуру воды на входе в инжектор.

Была поставлена задача найти необходимые параметры, которые позволили бы реализовать возможные температурные графики тепловых сетей, с учетом реальных значений давлений в обратной магистрали.

Расчеты показали, что выходное значение $t_c \geq 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, обеспечит температура инжектируемой воды $t_n = 50\text{ }^{\circ}\text{C} = \text{const}$, при этом $3 \leq p_n \leq 4$ ат, $p_c = 5$ ат; $t_n = 46\text{ }^{\circ}\text{C} = \text{const}$, при этом $3,5 \leq p_n \leq 5$ ат, $p_c = 6$ ат. Зависимость температуры воды на выходе t_c от коэффициента инжекции u для двух указанных диапазонов давлений инжектируемой воды можно описать уравнениями:

$$t_c = 6,488 \cdot 10^{-4} u^4 - 5,6145 \cdot 10^{-2} u^3 + 1,8268 u^2 - 27,81 u + 250,874, \quad (5)$$

$$t_c = 9,43 \cdot 10^{-4} u^4 - 7,462 \cdot 10^{-2} u^3 + 2,232 u^2 - 31,4479 u + 258,127. \quad (6)$$

Из выражений (5) и (6) следует, что при изменении температуры на выходе из инжектора в интервале $70 \leq t_c \leq 150^\circ\text{C}$ по уравнению (5) $29,49 \geq u \geq 5,066$, а по уравнению (6) $24,303 \geq u \geq 4,858$.

Выводы. Проведенные исследования позволили определить параметры инжектируемой воды, позволяющие реализовать температурные графики регулирования водяных тепловых сетей в пароводяном инжекторе с цилиндрической камерой смешения, при неизменных параметрах пара. Установлена возможность использования одноступенчатого пароводяного инжектора с использованием пара давлением 1,3 МПа без предварительного снижения его параметров. Однако для реализации такого мероприятия необходимо использовать дополнительное оборудование, регулирующее температуры и давления инжектируемой и сетевой воды, а так же вывод избыточного количества из контура сети.

Библиографический список

1. **Мартыненко Г. Н.** Перспективы развития системы гозоснабжения городского округа г. Воронеж на период 2035 г. / Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – №3(51). – С. 11-21.
2. **Китаев, Д. Н.** Развитие системы теплоснабжения городского округа город Воронеж в долгосрочной перспективе / Д. Н. Китаев // Инженерные системы и сооружения. – 2010. – №2. – С. 72-77.
3. **Китаев, Д. Н.** Практическое применение энергосберегающих технологий: учебное пособие / Д. Н. Китаев, П. Новаковски, Э.В. Сазонов и др.; под общ. ред. В. Н. Семенова и Н. С. Попова. Тамбов: Изд-во Першина Р. В., 2014. –193 с.
4. **Семенов, В. Н.** Влияние энергосберегающих технологий на развитие тепловых сетей / В. Н. Семенов, Э. В. Сазонов, Д. Н. Китаев, О. В. Тертычный, Т. В. Щукина // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2013. – №8(656). – С. 78-83.
5. **Мелькумов, В. Н.** Энергосбережение в системах традиционного и альтернативного теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, О. А. Сотникова, В. С. Турбин, Д. Н. Китаев, Р.В. Сорокин // АВОК: Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика. – 2004. – №2. – С. 62-66.
6. **Белевич, А. И.** О применении паровых инжекторов в теплоснабжении / А. И. Белевич, А. В. Крупцев, В. А. Малафеев // Энергетик. – 2001. – №11. – С. 20–22.
7. **Аронсон, К. Э.** Анализ экспериментальных характеристик многоступенчатых пароструйных эжекторов паровых турбин / К. Э. Аронсон, А. Ю. Рябчиков, Ю. М. Бродов, Д. В. Брезгин, Н. В. Желонкин, И. Б. Мурманский // Теплоэнергетика. – 2017. – №2. – С. 28-35.
8. **Лупов, Н. С.** Принцип работы эжектора / Н. С. Лупов // Омский научный вестник. – 2015. – №2(140). – С. 167-168.
9. **Соколов, Е. Я.** Струйные аппараты / Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
10. **Курносков, А. Т.** Техническая термодинамика / А. Т. Курносков, Д. Н. Китаев. Воронеж. гос. арх.-строит. ун-т. – Воронеж, 2007. – 96 С.
11. **Китаев, Д. Н.** Погрешность расчета температурного графика тепловой сети при использовании показателей отопительных приборов/ Д. Н. Китаев // Промышленная энергетика. – 2013. – №7. – С.34-37.
12. **Китаев, Д. Н.** Современные отопительные приборы и система теплоснабжения /Д. Н. Китаев, Т. В. Щукина // Энергосбережение. – 2012. – №6. – С. 59-63.
13. **Pustovalov, A.** Influence of valves constructive features on energy efficiency of automated engineering systems / A. Pustovalov, D. Kitaev, T. Shchukina, S. Soloviev // International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies EMMFT 2018. «Advances in Intelligent Systems and Computing». Voronezh State Technical University. December 10–13 – 2018 – p. 619-625.
14. **Китаев, Д. Н.** Уравнения характерных значений температурных графиков / Д. Н. Китаев, Г. Н. Мартыненко, А. В. Лобода // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 3 (55). – С. 21-27.
15. **Китаев, Д. Н.** Погрешность расчета температурного графика тепловой сети при использовании показателей отопительных приборов / Д. Н. Китаев // Промышленная энергетика. – 2013. – №7. – С.34-37.

Для цитирования: **Китаев, Д. Н.** Диапазоны работы пароводяного инжектора в тепловой сети / Д. Н. Китаев, Д. А. Михайлов, Е. С. Блинкова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С. 12-16

УДК 621.643:620

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПРИ РАЗРУШАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В. В. Сидорова, Н. В. Забегалина, С. С. Минакова, Г. Н. Мартыненко

Воронежский государственный технический университет

*В. В. Сидорова, магистрант кафедры нефтегазового оборудования и транспортировки
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(952)101-00-96, e-mail: sidorova1408@yandex.ru*

*Н. В. Забегалина, магистрант кафедры нефтегазового оборудования и транспортировки
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(905)-651-25-65, e-mail: nzabegalina@mail.ru*

*С. С. Минакова, магистрант кафедры нефтегазового оборудования и транспортировки
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(951)-865-99-64, e-mail: msnezhana3097@gmail.com*

*Г. Н. Мартыненко, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(920)-459-09-07, e-mail: glen2009@mail.ru*

Постановка задачи. Провести сравнительный анализ изоляционных покрытий трубопроводов. Определить наиболее оптимальное покрытие для почв, расположенных в Воронежской области.

Результаты. Проанализировано переходное сопротивление изоляционного покрытия трубопроводов, выбран самый оптимальный вариант для Воронежской области.

Выводы. Описаны основные изоляционные покрытия трубопроводов. Сформулированы некоторые рекомендации по их подбору, применение которых повысит эффективность эксплуатации трубопроводов. В ходе сравнительного анализа изоляционного покрытия выявлено, что для трубопроводов расположенных в Воронежской области больше всего подходит покрытие усиленного типа (двух-, трехслойное покрытие на основе термоактивных смол и термоусаживающихся материалов).

Ключевые слова: изоляционное покрытие, трубопровод, коррозионно-активные почвы, переходное сопротивление трубопровода, сопротивление расщеплению трубопровода.

Введение. В настоящее время транспортировке углеводородов по магистральным и распределительным трубопроводам уделяется особо внимание. Большое количество работ посвящено оптимальной эксплуатации и оперативному управлению инженерными сетями [1–3]. Исследования связаны не только с транспортируемым продуктом, но и с материалом, из которого изготовлены сами трубопроводы [4, 5]. Как и любые металлические конструкции, они подвергаются разрушительному действию коррозии. Данный процесс естественен, но сегодня в мире существует значительное количество методов, помогающих замедлить действие коррозионных процессов. Одним из них являются изоляционные покрытия трубопроводов. Их предназначение – защита от коррозионных разрушений. Изоляцию наносят на верхнюю часть трубы не только на заводах, но и в трассовых условиях, что делает ее очень удобной в применении. Большинство предприятий, специализирующихся на производстве изоляционных материалов, ежегодно разрабатывают улучшенные варианты покрытий, способных работать в экстремальных условиях, а именно в коррозионно-активных почвах. В условиях магистральных трубопроводов наибольшее распространение получила электрохимическая коррозия. Сущность этого процесса заключается в окислении металлов, находящихся в электропроводных средах и сопровождающихся образованием электрического тока [6].

Особенности прокладки трубопроводов, коррозионная активность почв, наличие блуждающих токов: все эти факторы влияют на выбор изоляционных материалов. Исходя из этого, принято разделять материалы на два типа (нормальные и усиленные). Нанесение полимерных, битумных, стеклоэмалевых и лакокрасочных покрытий осуществляется газотермическим способом. Особое распространение этот способ получил в северных районах. Они наносятся газотермическим способом и распространены, в основном, в северных районах страны [7].

Изоляционные покрытия состоят из битумной грунтовки, которая обычно располагается на поверхности трубопровода. Ее предварительно сушат и очищают, возможно использование не только одного слоя покрытия, но и нескольких, в зависимости от его типа. Примерами отечественных покрытий могут служить защитная пленка, армирующие покрытия, битумно-резиновая мастика марок МБР-65, МБР-75, МБР-90, МБР-100 и др. Необходимыми условиями для нанесения битумных покрытий является определенная температура и диаметр. ($D \leq 800$ мм, $T \leq 40$ °С).

Битумно-мастичные покрытия имеют срок службы, не превышающий 10-15 лет. Они предназначены, в основном, для трубопроводов малых и средних диаметров. Небольшой диапазон температур, возможный для применения (от -10 до +40 °С) является огромным недостатком данного типа покрытий. Помимо этого, низкая стойкость к продавливанию, ударная прочность, сильная насыщаемость влагой и небольшая стойкость к биологическим образованиям способны в короткий период разрушить трубопровод, что является огромным недостатком данного типа покрытий.

Полихлорвиниловые и липкие изоляционные полиэтиленовые ленты являются полимерными покрытиями. Для труб любых диаметров подходят полимерные покрытия заводского типа. На трубопровод они наматываются в один или два слоя. Полиэтиленовые ленты используются на трубопроводах с диаметром до 1420 мм, а при диаметре до 1020 мм применяют полихлорвинилованные.

Толщина полимерного ленточного покрытия трассового нанесения должна быть не менее 1,2 мм. В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 [12], состав покрытия имеет следующий вид: один слой полимерной изоляционной ленты (толщина 0,6 мм), слой адгезионной грунтовки, слой защитной полимерной обертки (толщина не менее 0,6 мм).

Для защиты полимерных покрытий на подводных переходах, а так же под железными и автомобильными дорогами используются деревянные рейки. А в полевых условиях применяются рулонные обертки [8].

На трубопровод по битумной или клеевой грунтовке наносят отечественные ленты, импортные ленты в свою очередь уже идут в комплекте с защитной оберткой, грунтовкой.

Для защиты и одновременного утяжеления трубопроводов, проложенных на морском или речном дне, используются бетонные покрытия. Изготавливаются они в виде непрерывного бетонного слоя или железобетонных скорлуп, находящихся на поверхности изоляции [7].

Самыми устойчивыми к термодорожжам считаются стеклоэмалевые покрытия. Они наносятся в тонкоизмельченном виде на предварительно подготовленные трубы и закрепляются посредством обжига. Существуют покровные эмали (наносится на предварительно загрунтованную поверхность) и фунтовые эмали (наносится сразу на поверхность трубы). Главный минус стеклоэмалевых покрытий - высокая хрупкость.

Чтобы защитить трубопровод внутри и снаружи применяют лакокрасочные покрытия. Они состоят из нескольких слоев эмали и двух- трех слоев грунтовки. В состав эмали входят наполнители (алюминиевая пудра), различные пленкообразующие вещества, а также пигмент и растворитель.

Исходя из вышесказанного оптимальным изоляционным покрытием для Воронежской области является полимерное покрытие.

На данный момент в России существует огромное количество заводов по изготовлению изоляционных покрытий, в том числе в Воронеже. Чтобы не тратить дополнительные средства на транспортировку необходимых компонентов, решено рассмотреть производства в Воронеже и области и выбрать наиболее оптимальные варианты. Проанализировав покрытия, которые предлагают организации ООО «Эталон-Изоляция», ООО «РосМТС-Воронеж», «Евразия Промметалл», Производственная Компания «Комплексные Системы Теплоснабжения», выяснили, что, исходя из значительной коррозионной активности почв Воронежской области, больше всего подходят материалы, предлагаемые в ООО «РосМТС-Воронеж». Из предложенных вариантов оптимальным будет изоляция труб полимерно-битумной лентой (пирма, литкор, полилен). Она имеет ряд преимуществ, таких как качественная защита металла от коррозии, низкая стоимость исходных материалов и высокие характеристики покрытия, отсутствие в транспортируемой воде окислов железа. Изоляция стальных труб происходит в заводских условиях на современном оборудовании марки Selmars. После изоляции труба не подвергается распространению ржавчины и механическим повреждениям. Такой способ изоляции основан на предотвращении процесса коррозии путем нанесения на подготовленную поверхность трубы 3-х слойного защитного покрытия на основе полиэтиленовых липких лент. Такие трубы часто используют в условиях агрессивных сред. Если сравнить несколько способов изоляции, то можно сделать вывод, что более высокое качество показателей достигается при производстве в заводских условиях. В отличие от изоляции битумом или другими усиленными покрытиями, низкое водопоглощение и водопроницаемость способствуют долгой (не менее 30 лет) и безаварийной эксплуатации трубопроводов.

Каждое покрытие характеризуется удельным электрическим сопротивлением грунта ($\text{Ом}\cdot\text{м}$). Этот параметр, определяет уровень «электропроводности» земли как проводника. На изменение данного параметра влияет большое количество факторов: состав и структура грунта, его плотность, влажность, температура, наличие примесей – солей, кислот, щелочей [6]. В течение года эти параметры меняются, следовательно, соответствующим образом меняется и сопротивление грунта. Данный факт необходимо учитывать при проведении расчетов.

Воронежская область богата черноземными почвами, выделяют оподзоленные, выщелоченные, типичные, обыкновенные и южные черноземы. Они расположены, в основном, в междуречьях и занимают около 85 % всей территории [9]. Механический состав этих почв глинистый, тяжелосуглинистый и легкосуглинистый в соответствии с ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» [13]. На рис. 1 приведены удельные сопротивления различных грунтов.



Рис. 1. Удельные сопротивления различных грунтов Воронежской области

Для дальнейших расчетов принимается удельное сопротивление грунта равным 20 Ом·м, как самое неблагоприятное.

В соответствии с методикой, описанной в СТО «Газпром» 9.2-003-2009 [10], рассмотрим поведение некоторых видов изоляционных покрытий и изменение переходного сопротивления трубопровода с течением времени. В зависимости от вида изоляции, сопротивление изоляции для вновь строящихся и реконструируемых магистральных газопроводов [10] можно увидеть на рис. 2.

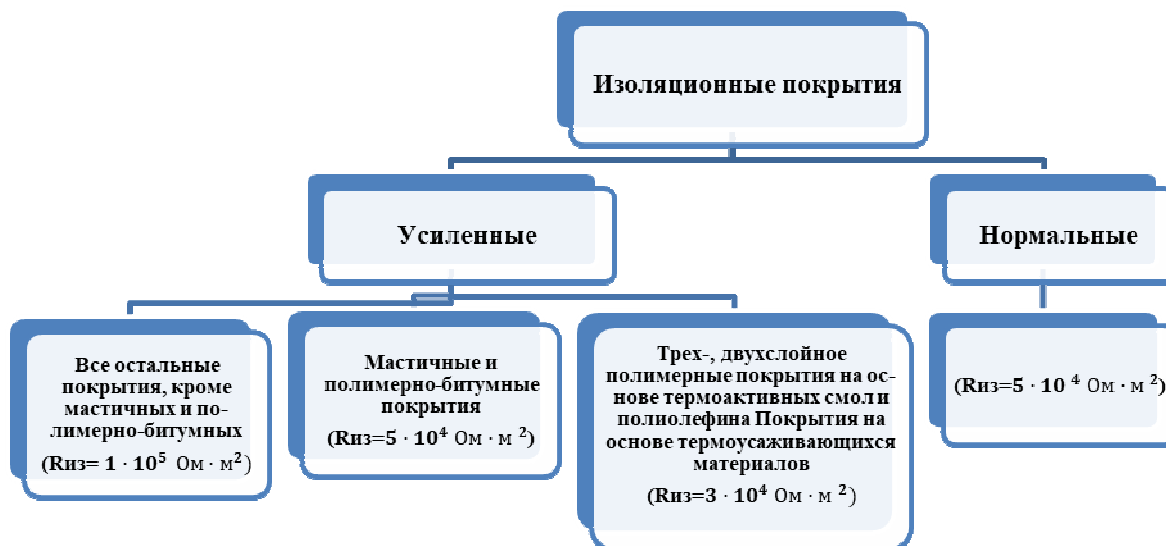


Рис. 2. Сопротивление изоляции строящихся и реконструируемых газопроводов

Для расчетов использовалось продольное сопротивление трубопровода R_m , Ом/м, вычисляемое по формуле

$$R_m = \frac{\rho_m}{\pi \cdot (D_m - \delta_m) \cdot \delta_m}, \quad (1)$$

где ρ_m – удельное электрическое сопротивление материала трубы, Ом·м; D_m – диаметр трубы, м; δ_m – толщина стенки трубы, м.

Переходное сопротивление трубопровода R_n , Ом·м², вычисляется по формуле

$$R_n = R_{из} + R_p, \quad (2)$$

где $R_{из}$ – сопротивление изоляционного покрытия трубопровода, Ом·м²; R_p – сопротивление растеканию трубопровода, Ом·м².

Прогнозирование изменения переходного сопротивления трубопровода $R_n(t)$, Ом·м, осуществляют по формулам

$$R_n(t) = R_p + R_{из}(t), \quad (3)$$

$$R_n(t) = R_p + R_{из0} \cdot e^{-\gamma t}, \quad (4)$$

где $R_{из0}$ – начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$; γ – коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени; для трубопроводов, построенных по ГОСТ Р 51164, $\gamma = 0,1092$ [10].

Чтобы рассчитать изменение переходного сопротивления трубопровода, учесть влияние времени на различные виды изоляции, воспользуемся методикой, описанной выше. Рассмотрены трубопроводы диаметром 1020 мм и толщиной стенки 10 мм.

1. Масличные и полимерно-битумные покрытия/покрытия нормального типа ($R_{из} = 50000 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$). Изменение переходного сопротивления трубопровода с течением времени от 5 до 50 лет представлено на рисунке 3.

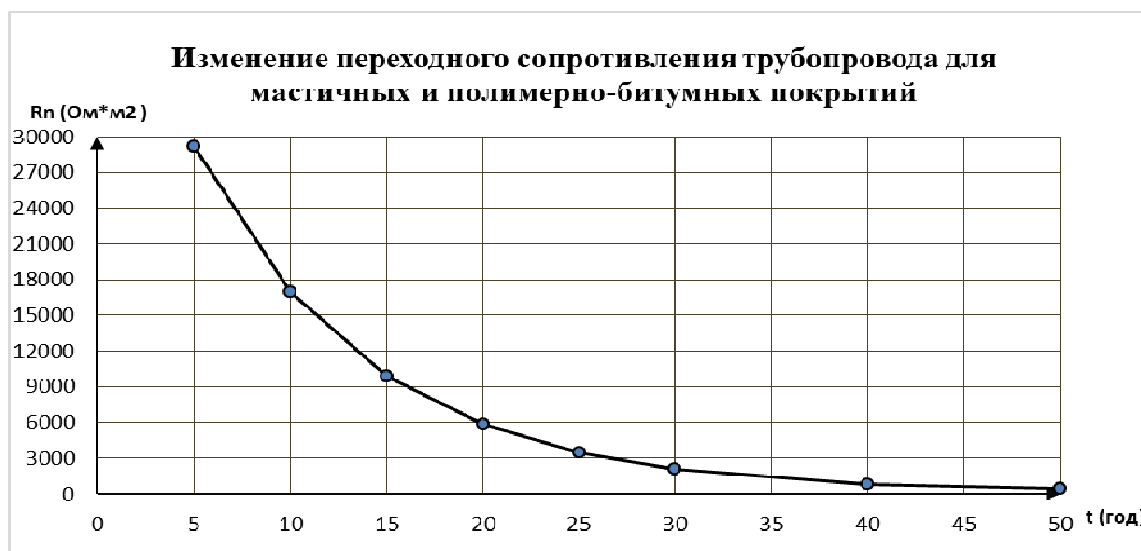


Рис. 3. Зависимость переходного сопротивления трубопровода с маслическими и полимерно-битумными покрытиями от времени эксплуатации трубопроводов

2. Покрытия усиленного типа ($R_{из} = 100000 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$). Изменение переходного сопротивления трубопровода с течением времени от 5 до 50 лет представлено на рис. 4.

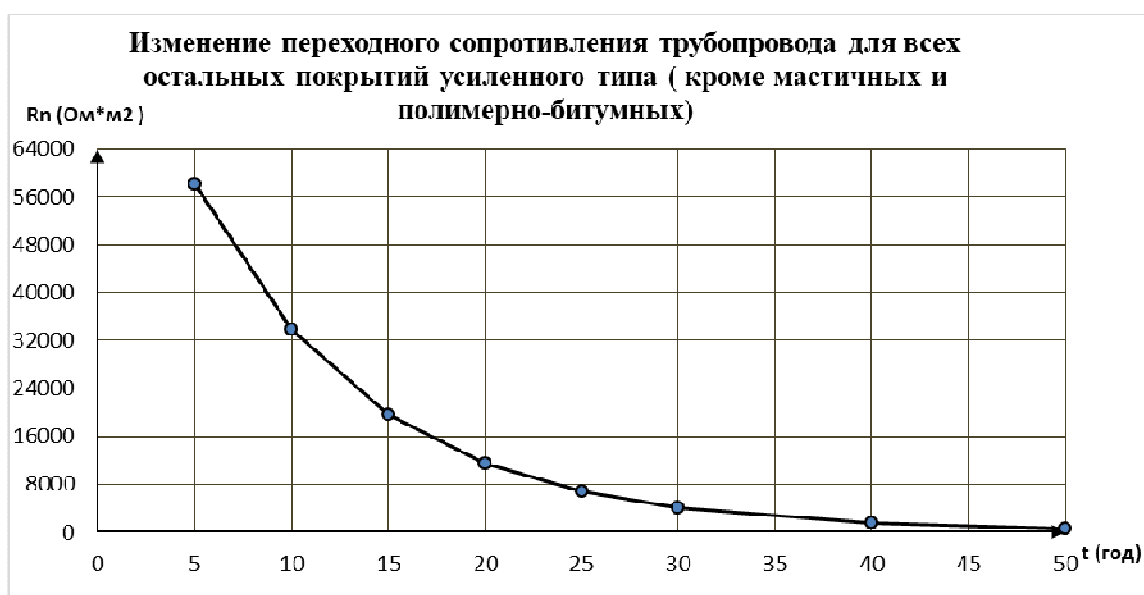


Рис. 4. Зависимость переходного сопротивления трубопровода с покрытиями усиленного типа от времени эксплуатации трубопроводов

3. Покрытие усиленного типа (двух-, трехслойное покрытие на основе термоактивных смол и термоусаживающихся материалов) $R_{из} = 300000 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$. Изменение переходного сопротивления трубопроводов с таким покрытием с течением времени от 5 до 50 лет представлено на рис. 5.



Рис. 5. Зависимость переходного сопротивления трубопровода с покрытиями усиленного типа (двух-, трехслойное покрытие на основе термоактивных смол и термоусаживающихся материалов) от времени эксплуатации трубопроводов

Для ясного сравнения изменения переходного сопротивления трубопровода с течением времени для различных видов изоляционных покрытий составлена таблица.

Таблица

Итоговый результат изменения переходного сопротивления трубопровода во времени

Количество лет, t	Мастичные и полимерно-битумные покрытия/покрытия нормального типа	Покрытия усиленного типа	Покрытие усиленного типа (двух-, трехслойное покрытие на основе термоактивных смол и термоусаживающихся материалов)
5	29163,1	58116,2	173928,7
10	16975,7	33741,3	100803,9
15	9918,37	19626,7	58460,2
20	5831,75	11453,5	33940,5
25	3465,34	6720,7	19742,7
30	2095,05	3980,1	11520,3
40	842,081	1474,2	4002,5
50	421,945	633,9	1481,7

Вывод. Оптимально подобранное изоляционное покрытие позволяет снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций, увеличить продолжительность срока службы трубопровода и достичь экономической эффективности при его эксплуатации [11–15]. Проанализировав таблицу, можно сделать вывод о том, что для трубопроводов, расположенных в Воронежской области, больше всего подходит усиленное покрытие – двух-, трехслойное полимерное покрытие на основе термоактивных смол. На протяжении длительного времени оно сохраняет наибольшее переходное сопротивление изоляции разрушающим воздействиям по сравнению с представленными видами покрытий, что актуально для почв, расположенных в Воронежской области и имеющих высокую коррозионную активность.

Библиографический список

1. **Алдалис, Х.** Формирование математической модели оперативного управления функционированием систем газоснабжения с использованием узловой схемы отбора путевой нагрузки / Х. Алдалис, М. Я. Панов, Г. Н. Мартыненко // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2009. – № 1 (1). – С. 75-80.
2. **Мартыненко, Г. Н.** Оперативное управление газораспределительной системой на основе модели возмущенного состояния / Г. Н. Мартыненко, С. Н. Гнатюк // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2012. – № 1 (6). – С. 36-42.
3. **Мартыненко, Г. Н.** Перспективы развития системы газоснабжения городского округа г. Воронеж на период до 2035 г. / Г. Н. Мартыненко, Д. Н. Китаев // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 3 (51). – С. 11-21.
4. **Мартыненко, Г. Н.** Применение факторного анализа для обоснования санации изношенных газопроводов / Г. Н. Мартыненко, М. Я. Панов // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 9 (537). – С. 110-112.
5. **Романова, И. В.** Проверка трубопроводов современной системой «smart pig» / И. В. Романова, А. А. Потапов, Г. Н. Мартыненко, В. И. Лукьяненко // В сборнике: Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения труды 21-й научно-технической конференции, Воронеж. – 2019. – С. 51-56.
6. **Ангал, Р.** Коррозия и защита от коррозии: учебное пособие / Р. Ангал. – М.: Интеллект, 2014. – 344 с.
7. **Козлов, В. В.** Гидроизоляция в современном строительстве: учебное пособие / В. В. Козлов, А. Н. Чумаченко. – М.: Издательство АСВ, 2003. – 118 с.
8. **Спектор, Э. М.** Рулонные, кровельные и гидроизоляционные материалы на основе эластомеров: учебное пособие / Э. М. Спектор. – М.: Издательство АСВ, 2003. – 127 с.
9. **Ахтырцев, Б. П.** Почвенный покров Среднерусского Черноземья / Б. П. Ахтырцев. – Воронеж: Изд-во ВГУ, 1993. – 216 с.
10. **СТО Газпром 9.2–003–2009.** Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений. ПАО «Газпром», 2009. – 43 с.
11. **Рыбьева, И. А.** Технология гидроизоляционных материалов: учебник / под ред. И. А. Рыбьева. – М.: Высшая школа, 1991. – 287 с.
12. **Тульская, С. Г.** Альтернативная тепловая изоляция резервуаров с помощью жидких керамических теплоизоляционных покрытий / С. Г. Тульская, С. А. Петров // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. – 2016. – № 2 (23). – С. 71-77.
13. **Петрикеева, Н. А.** Задача технико-экономической оптимизации при определении толщины теплоизоляционного слоя теплосетей / Н. А. Петрикеева, А. В. Черемисин, А. В. Копытин // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2016. – № 1 (41). – С. 21-28.
14. **Петрикеева, Н. А.** Оптимизация стоимостной целевой функции при определении толщины изоляции в системах теплоснабжения / Н. А. Петрикеева, А. В. Копытин, Н. О. Попов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2016. – № 2 (3). – С. 26-33.
15. **Чуйкина, А. А.** Исследование существующих зависимостей для определения материальной характеристики тепловой сети / А. А. Чуйкина, К. А. Хамидулина, Е. Е. Сошникова, М. А. Яковлева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – № 2 (11). – С. 34-41.

Для цитирования: **Сидорова, В. В.** Анализ переходного сопротивления изоляции при разрушающих воздействиях / В. В. Сидорова, Н. В. Забегалина, С. С. Минакова, Г. Н. Мартыненко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С. 17-23.

УДК621.6-5

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СРЕДЫ

С. Г. Тульская, А. А. Губин, С. А. Петров, Р. А. Задвицкий

*Воронежский государственный технический университет**С. Г. Тульская, канд. техн. наук, доц. кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: tcdtnkfyf2014@yandex.ru**А. А. Губин, магистр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(951)541-42-97, e-mail: iandrey2222@gmail.com**С. А. Петров, магистр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(952)551-79-10, e-mail: ser.petrov13@mail.ru**Р. А. Задвицкий, магистр кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(980)543-48-08, e-mail: vit21kot23@mail.ru*

Постановка задачи. Регулирование потоков среды в магистральных трубопроводах является важным направлением обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта газа. Одним из главных векторов, определяющих развитие промышленного оборудования, является растущая автоматизация производственных процессов. Ее важнейший аспект – дистанционное управление трубопроводной арматурой.

Результаты. Рассмотрены процессы изменения потоков среды в магистральных газопроводах с ручным и электрическим приводом, их структура и принципы работы. Проведенный анализ систем регулирования позволил сравнить эффективность работы клапанов.

Выводы. Анализ эффективности методов регулирования потоков среды показал, что применение клапана с электрическим приводом более рационально. Использование предложенного привода позволит сократить в разы время регулирования, а также снизит уровень физического влияния человека на регулирующий орган.

Ключевые слова: трубопроводная арматура, регулирующий клапан, ручной привод, электрический привод.

Введение. В нормативных документах трубопроводная арматура определяется как техническое устройство, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения. Для того, чтобы эффективно управлять, она сама должна быть легко управляемой, а, значит, обеспечения необходимыми для этого средствами.

Привод трубопроводной арматуры — это устройство для управления арматурой. Он не только обеспечивает перемещение запирающего элемента, но при необходимости создает усилие, гарантирующее требуемую герметичность затвора.

Из основных видов регулирующей трубопроводной арматуры в настоящее время используют клапаны, которые дороги по стоимости и очень значимы в системе. Регулирующие клапаны могут быть предназначены для выполнения конкретных задач и иметь большое разнообразие конструкций.

Благодаря большому развитию в области газовой промышленности, процессы становятся более автоматизированными и имеется возможность воздействовать на арматуру с помощью компактного, удобного и мощного механизированного привода, который является более точными, нежели привод, зависящий от прямого влияния человека на регулирование газовой среды.

1. Классификация приводов. Различают три больших «класса» приводов трубопроводной арматуры: возвратно-поступательные (прямоходные, линейные), неполнооборотные и многооборотные.

В возвратно-поступательном приводе выходной элемент совершает возвратно-поступательные движения. Он используется в основном для задвижек (с жестким и упругим

клином, параллельных, шланговых), но также может быть использован и для запорных и мембранных клапанов.

Преобразовать вращательное движение привода в возвратно-поступательное движение запирающего или регулирующего элементов можно с помощью резьбовой втулки.

В неполноповоротном приводе выходное кинематическое звено совершает менее одного поворота. Чаще всего речь идет о повороте на 90 градусов, в редких случаях угол поворота может быть большим. Такие приводы, как правило, применяют для управления шаровыми кранами или дисковыми затворами.

В многооборотном приводе выходной элемент совершает более одного поворота.

Механический привод может быть установлен как на самой арматуре («местный привод») в основном его крепят на верхнюю часть корпуса) так и размещаться отдельно от нее (дистанционный привод).

Самое главное в классификации приводов трубопроводной арматуры — вид используемой энергии. В зависимости от потребляемой энергии они могут быть ручными, гидравлическими, пневматическими, электрическими, электромагнитными или представлять собой их комбинацию.

В данной статье рассмотрены два привода регулирующей арматуры: с ручным приводом, электрическим приводом. Рассмотрены основные недостатки и преимущества каждого из них.

2. Регулирующая арматура с ручным приводом [3]. Данный клапан (см. рис. 1) содержит корпус с подводящим и отводящим патрубками и установленным внутри него запорным узлом, состоящим из двух коаксиальных полых цилиндров, в стенках которых выполнены преимущественно радиальные отверстия, а на внутренней и наружной поверхностях — опорная уплотнительная поверхность седла. За счет изменения проходного сечения отверстий происходит изменение проходного сечения всего запорного регулирующего органа. Регулирование расхода осуществляется за счет перемещения цилиндров друг относительно друга при помощи зубчатой реечной передачи, зубья которой установлены под углом к продольной оси клапана. Положение неподвижной части относительно подвижной части определяется по положению указателя положения.

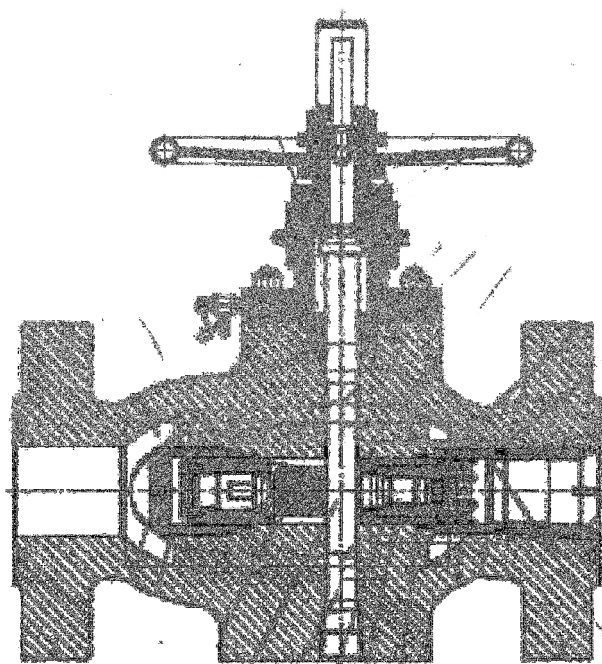


Рис. 1. Структурная схема регулирующего клапана с ручным приводом

Основными недостатками указанного клапана является значительная сложность конструкции, управление штурвальным приводом, низкая надежность работы, значительные габариты и масса.

3. Регулирующая арматура с электрическим приводом. Чтобы минимизировать физическое воздействие человека на клапан, расширить функциональные возможности и автоматизировать систему, предлагается модернизация уже известного клапана первого исполнения, путем установки на него электропривода с сопутствующими доработками основного корпуса и внутренних частей клапана. Принцип действия клапана с электрическим приводом (рис.2) состоит из: регулирующего клапана, который устанавливается в трубопровод транспортируемой среды при помощи подводящего (2) и отводящего патрубков (3). Открытие/закрытие клапана, и регулирование расхода, производится путем вертикального перемещения вверх/вниз штока (14) при помощи привода (16), взаимодействующего с зубчатой рейкой (12).

При работе клапана транспортируемая среда поступает в подводящий патрубок (2) и движется далее в корпусе клапана (1) по профилированному кольцевому каналу (6), разделенному пилонами (4). Пройдя канал (6), транспортируемая среда попадает на запорный регулирующий орган (7) клапана, имеющий неподвижную (8), и подвижную (9) части. В исходном состоянии, уплотнительная кромка подвижной части (9) взаимодействует с уплотнительной кромкой (17) неподвижной части (8). Клапан находится в закрытом положении.

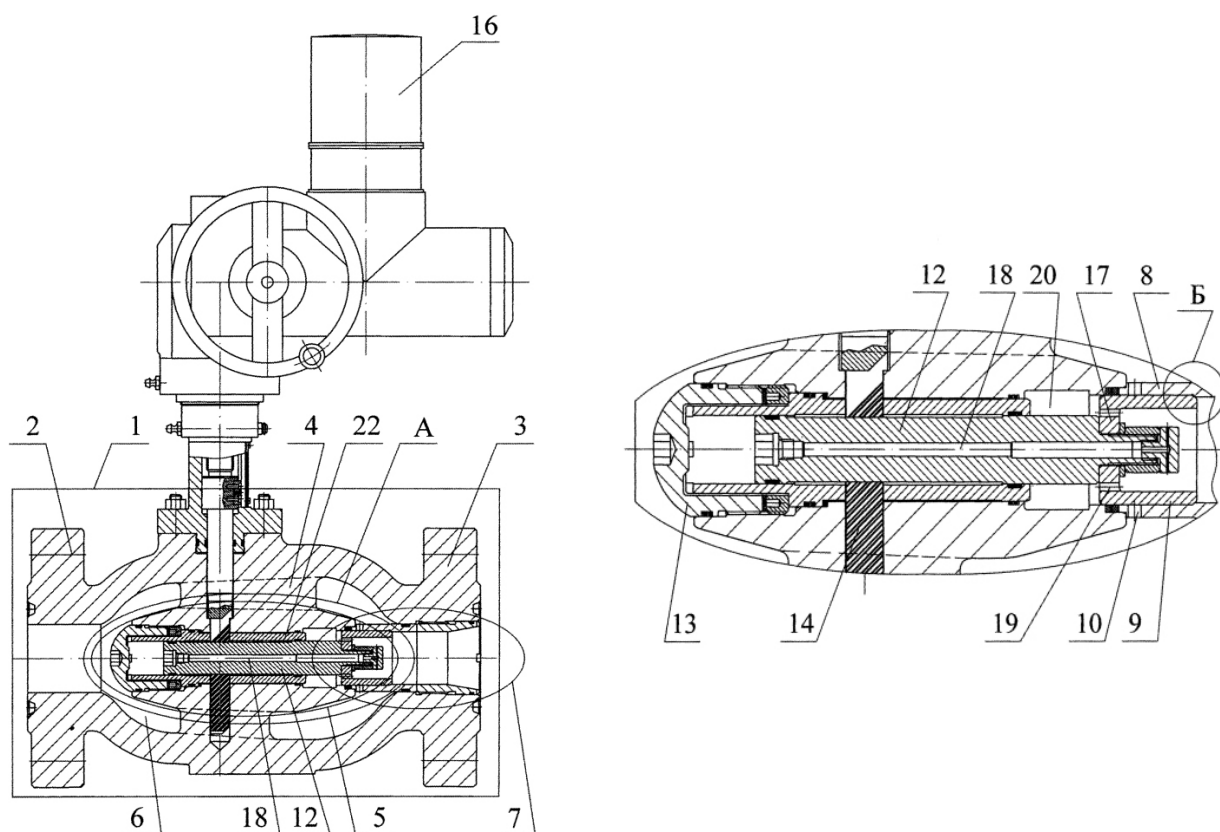


Рис. 2. Структурная схема регулирующего клапана с электрическим приводом

При вертикальном перемещении штока (14), по направлению к приводу (16), происходит горизонтальное перемещение зубчатой рейки (12) по направлению к полости полый втулки (13). Уплотнительная кромка подвижной части (9), выполненной в виде стакана, от-

ходит от уплотнительной кромки (17) неподвижной части (8). Клапан начинает открываться. Газ, находящийся в полости полой втулки (13), начинает сжиматься торцом зубчатой рейки (12) и поступает в канал (18), выполненный в зубчатой рейке (12) и соединенный с полостью отводящего патрубка (3). По мере перемещения стакана, отверстия (10) начинают открываться, и транспортируемая среда попадает в отводящий патрубок (3). Расход среды определяется степенью открытия отверстий (10) и задается положением штока (14), связанного с приводом (16).

При перемещении подвижной части (9) влево-вправо происходит уменьшение/увеличение объема полости (20) с транспортируемой средой между днищем (17) стакана и корпусом клапана. Для выравнивания давления в полости (20) и сброса/поступления транспортируемой среды из полости в полость (20) в днище (17) стакана выполнены каналы (19), соединяющие полость отводящего патрубка (3) с полостью (20).

Для регулирования расхода потока транспортируемой среды подвижную часть (9) перемещают влево/вправо в неподвижной части (8) с обеспечением требуемой площади проходного сечения отверстий (10).

Для перекрытия потока транспортируемой среды подвижную часть (9) перемещают в неподвижной части (8) до полного соприкосновения уплотнительных кромок. В этом случае, образуется уплотнение типа «металл по металлу» и поток транспортируемой среды перекрывается.

Вследствии установки электропривода пропускная характеристика изменяется следующим образом (см. рис. 3).

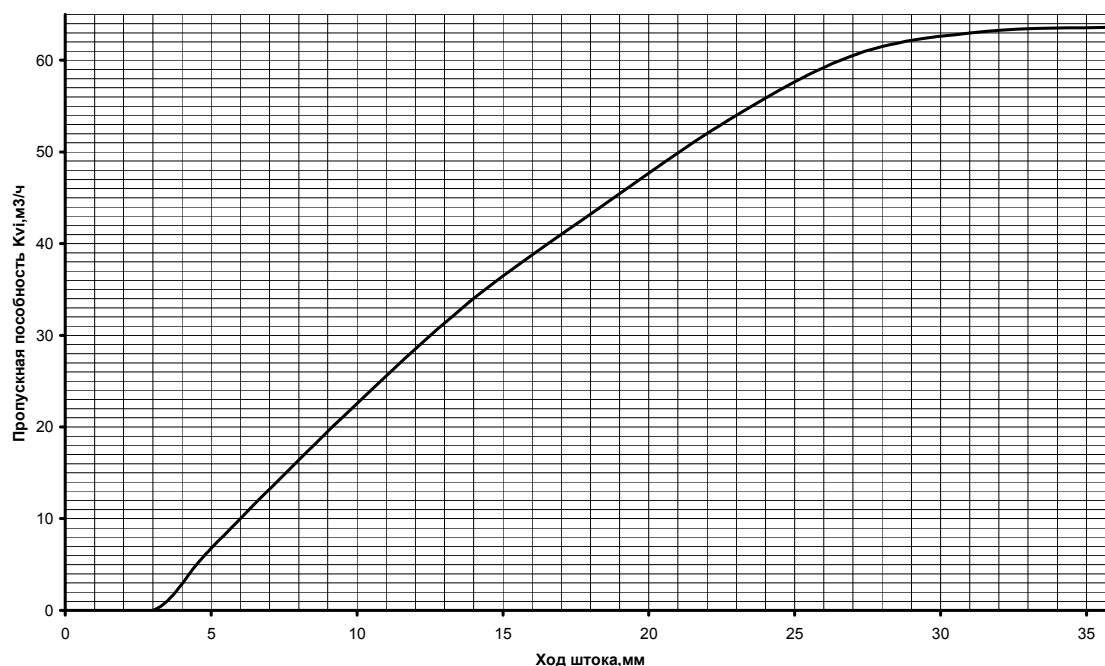


Рис. 3. Пропускная характеристика электропривода

К числу преимуществ электропривода относится его хорошая сочетаемость с современными средствами управления: компьютерами, приборами телеметрии и т. д. Электропривод чрезвычайно удобен при дистанционном управлении трубопроводной арматурой, он гарантирует надежную взаимосвязь и хорошее взаимодействие между двигателем и пультом управления, мгновенно срабатывая даже при очень больших расстояниях между ними. Электропривод обеспечивает стабильность положения арматуры. Он прост в управлении, его легко монтировать, перенастраивать, перенастраивать.

Вывод. Анализ эффективности методов регулирования потоков среды показал, что применение клапана с электрическим приводом более рационально. На примере двадцатого столетия мы можем отметить существенные улучшения в работе регулирующей арматуры. Оснащение в начале XX столетия задвижек электроприводами позволило сократить время их закрытия с полчаса до полутора минут, т. е. в пятнадцать раз.

Библиографический список

1. **Пат. 2619435 РФ.** Клапан регулирующий прямооточный / В. Д. Гриценко, А. П. Шевцов, И. Г. Лачугин, В. В. Черниченко, С. Б. Чагин; заявитель и патентообладатель ООО Финансово-промышленная компания «Космос-Нефть-Газ». – № 2016120119; заявл. 25.05.2016; опубл. 15.05.17, Бюл. № 14.
2. **Пат. 2529962 РФ.** Регулирующий клапан / А. Ф. Коренькин, Д. В. Пономаренко, А. Г. Филиппов, В. В. Тищенко, Н. Б. Зилевич; заявитель и патентообладатель ООО «Некст Трейд». – № 2013119127/06; заявл. 24.04.13; опубл. 10.10.14, Бюл. № 28.
3. **Пат. 66478 РФ.** Устройство для дросселирования газа / Н. С. Кобелев, О. А. Гнездилова, Г. Г. Щедрина, В. Н. Кобелев, О. С. Локтионова; заявитель и патентообладатель КурскГТУ. – № 2007102345/22; заявл. 22.01.07; опубл. 10.09.07, Бюл. № 25.
4. Трубопроводная арматура: справочное пособие. – 2-изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1981. – 368 с.
5. **Власов, С. В.** Совершенствование информационных и технических средства диагностики и мониторинга промышленной безопасности ПХГ / С. В. Власов, И. В. Ещенко, Л. Г. Силантьев [и др.] / Газовая промышленность. – 2013. – № 6. – С. 78-82.
6. **Гнездилова, О. А.** Автоматизированный учет малых расходов природного газа с применением нового программного продукта / О. А. Гнездилова, М. Я. Панов // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2019. – № 1 (53). – С. 22-27.
7. **Панов, М. Я.** Универсальная математическая модель потокораспределения гидравлических сетей и условия ее совместимости с оптимизационными задачами / М. Я. Панов, И. С. Квасов, А. М. Курганов // Известия вузов. Строительство. – 1992. – № 11–12. – С. 91-95.
8. **Асташев, С. И.** Оптимизация режимов работы технологического оборудования подземного хранилища газа / С. И. Асташев, О. Н. Медведева, С. В. Чуйкин, К. А. Склярков // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 4 (52). – С. 93-104.
9. **Копытина, Е. А.** Применение теории игр в строительной деятельности / Е. А. Копытина, Н. А. Петрикеева, С. Г. Тульская, С. Н. Кузнецов // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 4 (52). – С. 137-144.
10. **Филатов, С. О.** Численное моделирование и анализ энергетических параметров теплового насоса с многотрубными вертикальными грунтовыми теплообменниками / С. О. Филатов // Экология и промышленность. – 2013. – № 3. – С. 61-66.
11. **Ахметова И. Г.** Система комплексной оценки и повышения эффективности централизованного теплоснабжения ЖКХ и промышленных предприятий: дис. ... д-ра техн. наук / И. Г. Ахметова. – Казань, 2017. – 331 с.
12. **Мелькумов, В. Н.** Выбор математической модели трасс тепловых сетей / В. Н. Мелькумов, И. С. Кузнецов, В. Н. Кобелев // Научный вестник Воронежского ГАСУ. Строительство и архитектура. – 2011. – № 2. – С. 31-36.
13. **Мелькумов, В. Н.** Критерии оптимальности и условия сравнения проектных решений систем теплоснабжения / В. Н. Мелькумов, К. А. Склярков, С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2017. – № 4 (48). – С. 29-37.
14. **Серегина, Е. А.** Использование тепловых насосов для обогрева помещений в условиях России / Е. А. Серегина, Т. Бейман // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2 (15). – С. 16-21.
15. **Кузнецов, С. Н.** Моделирование устройства аварийного отключения фонтанной арматуры / С. Н. Кузнецов, Г. А. Кузнецова, А. В. Потапова, И. С. Рашупкин, Д. А. Савельев // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 2 (15). – С. 22-26.
16. **Кузнецов, С. Н.** Управление надежностью газораспределительных сетей / С. Н. Кузнецов, П. А. Головинский, А. В. Черемисин // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Строительство и архитектура. – 2009. – № 1 (13). – С. 36-42.

Для цитирования: **Тульская, С. Г.** Автоматизация процессов регулирования газовой среды / С. Г. Тульская, А. А. Губин, С. А. Петров, Р. А. Задвицкий. // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С. 24-28.

УДК 697.33:697.34

«ГАЗОЛУЧИСТОЕ ОТОПЛЕНИЕ». НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

С. В. Чуйкин, Т. А. Змановский, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева

*Воронежский государственный технический университет**С. В. Чуйкин, 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**Т. А. Змановский, начальник проектного отдела, главный инженер проекта ЗАО НПП «Стройпроектсервис»**Россия, г Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**А. Р. Бохан, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**К. А. Григорьева, магистрант кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. Внедрение «газолучистого отопления» в энергоэффективные комплексы современных систем создания микроклимата сталкивается с рядом научно-практических проблем, наличие которых затрудняет их широкое применение. В связи с этим возрастает актуальность исследований направленных на изучение особенностей их проектирования и определения срока окупаемости при заданных параметрах и условиях эксплуатации.

Результаты и выводы. В работе были изучены особенности проектирования систем «газолучистого отопления». На примере производственного цеха машиностроительного завода определена эффективность данных систем, а также обозначены возможные экономические эффекты и сформулированы рекомендации для проектирования. Проведено сравнение существующей «традиционной» и новой систем отопления.

Ключевые слова: газолучистое отопление, радиационные трубы, инфракрасный обогреватель.

Введение. Одними из наиболее энергозатратных инженерных систем промышленных и общественных зданий является системы отопления и теплоснабжения. В наибольшей степени это проявляется при отоплении помещений больших объемов, требующих специальных подходов к проектированию рассматриваемых систем для обеспечения наименьших энергетических затрат.

Избежать излишнего потребления тепловой энергии для отопления подобных помещений возможно с помощью применения лучистых систем, которые позволяют обеспечивать допустимые параметры микроклимата в обслуживаемых зонах без прогревания всего объема воздуха.

К наиболее перспективным можно отнести так называемые газолучистые установки («газолучистое отопление»), в которых природный газ низкого давления сжигается в горелке, а продукты сгорания за счет тяги, создаваемой вентилятором, проходят через излучающую трубу, нагревая ее до температуры около 450 °С. Разогретая труба отдает энергию, полученную от сжигания газа, в виде длинноволнового инфракрасного излучения. Продукты сгорания из обогревателей обычно собираются в коллекторы, и вентиляторами удаляются из помещения цеха.

Главной отличительной особенностью подобных систем является обогрев помещения с помощью потока лучистой энергии инфракрасного спектра [1]. Поток лучистой энергии, направляемый расположенными непосредственно над обогреваемой зоной лучистыми обогревателями, не нагревая окружающий воздух, падает на пол, установленное в обслуживаемой зоне оборудование и находящиеся в этой зоне людей. В свою очередь, пол и оборудование,

нагреваясь, конвекцией отдают это тепло окружающему их воздуху. Комфортное состояние работающих поддерживается не только за счет температуры окружающего воздуха, как при воздушном отоплении, но еще и падающей на них со стороны обогревателей, нагретого пола и оборудования лучистой энергией [1–4].

1. Нюансы при проектировании систем газолучистого отопления. При проектировании систем газолучистого отопления следует учитывать ряд особенностей как рассматриваемых систем в целом, так и технологических условий их применения на конкретном объекте [4–7]. В ходе обобщения практически полученных данных на реальных объектах, были сформулированы следующие рекомендации, которыми необходимо руководствоваться при проектировании рассматриваемых систем.

1. При составлении расчета потребности в тепловой энергии и топливе следует руководствоваться порядком оформления решений об установлении видов топлива для предприятий, утвержденном совместным приказом Минэкономразвития, Минэнерго и ОАО «Газпром» от 15.10.2002 г. № 333/358/101.

В расчете необходимо учитывать потери тепла через ограждающие конструкции, на нагрев воздуха приточных систем вентиляции, на нагрев воздуха, поступающего через открытые ворота, на воздушные завесы, на нагрев въезжающей автомобильной техники, на нагрев ввозимых в помещение материалов, а также на технологические нужды (при необходимости).

В расчете потребности в тепловой энергии и топливе показатель $t_{вн}$ внутренней температуры воздуха в помещении принимается по СП и с учетом требований разработчиков технологической части проекта, согласованной застройщиком (заказчиком). При этом при проектировании систем отопления с использованием ГЛЮ на практике выявлено, что данный показатель допускается уменьшить на 2–4 °С. Так, для промышленных помещений $t_{вн} = 16\text{ °С} - 4\text{ °С} = 12\text{ °С}$. Оптимальная высота размещения темных газовых инфракрасных излучателей (ГИИ) над уровнем пола должна быть порядка 11...12 м. В случае размещения ГИИ на другой высоте необходимо это учитывать при определении потребности в тепловой энергии и вместо $t_{вн}$ в формулу вводится $t_{вн}^{cp}$. То есть, чем выше размещение ГИИ тем меньше КПД излучения ГИИ, а это нужно учитывать большим числом ГИИ в зависимости от увеличения потребности в тепле.

2. Значительное снижение высоты размещения ГИИ над уровнем пола также имеет свои отрицательные стороны, так как увеличивается плотность теплового потока, которая приводит к перегреву головы работающего персонала. Максимально допустимая плотность теплового потока не должна превышать 250 Вт/м². В этих случаях необходимо использовать ГИИ меньшей мощности с возможным их размещением на стенах.

3. Размещение ГИИ в плане целесообразно осуществлять над рабочими местами и путями перемещения работающего персонала, создавая ему комфортные условия. Размещение ГИИ над громоздким технологическим оборудованием нецелесообразно. Желательно нагревать пол, который будет отдавать тепло в окружающую среду, а технологическое оборудование наоборот будет максимально потреблять тепло для ненужного его нагрева.

4. Темный тип ГИИ (температура нагрева излучающей трубы от 600 °С – на входе у горелке до 250 °С – на выходе у вентилятора удаления продуктов сгорания) более безопасный при эксплуатации, позволяющий удалять продукты сгорания газа за пределы помещения и имеющий более низкую температуру излучающей трубы чем у светлых ГИИ. Как недостаток темные ГИИ имеют значительные габариты по сравнению со светлыми ГИИ. У светлых ГИИ температура нагрева излучающих труб достигает 950 °С, что более опасно, а выброс продуктов сгорания осуществляется непосредственно в помещение.

5. При сжигании природного газа с $Q = 7960\text{ ккал/м}^3$ по действующему ГОСТу в продуктах горения имеются загрязняющие вещества, которые необходимо учитывать в мероприятиях по охране окружающей среды, как дополнение к существующим фоновым показателям.

телям. При сжигании одного м^3 газа в атмосферу выбрасываются максимально разовые выбросы следующих вредных веществ:

- Оксид углерода – 0,002316 г/с;
- Оксид азота (II) – 0,000847 г/с;
- Диоксид азота (IV) – 0,0005213 г/с;
- Бенз/а/пирен (3,4) – $0,364 \times 10^{-10}$.

Исходя из нашей практики, объем данных выбросов еще превысил ПДК. Данные показатели выбросов (т/год) необходимо привести в годовом исчислении за период отопительного сезона в конкретном регионе.

6. Системы удаления продуктов сгорания от ГЛО должны быть спроектированы с уклоном для самотечного сброса конденсата за пределы корпуса.

7. Места длительной (постоянной) стоянки кранового оборудования непосредственно под ГИИ не допускается, в виду малого расстояния до электросиловой проводки подключения крана. В противном случае она подлежит защите специальным отражающим экраном. ГИИ размещаются всегда выше кранового оборудования под несущими элементами (фермы, балки) покрытия на специальных подвесах или параллельно им на уровне нижних поясов на кронштейнах.

8. ГИИ темного типа имеют КПД = 0,92 от номинальной мощности. Коэффициент излучения $K_{изл} = 0,76$. Коэффициент конвекции $K_k = 0,16$.

ГИИ светлого типа имеют КПД = 0,9 от номинальной мощности. Коэффициент излучения $K_{изл} = 0,87$. Коэффициент конвекции $K_k = 0,05$.

9. На КПД газовых инфракрасных излучателей значительное влияние оказывает теплота сгорания газа, которую необходимо учитывать при проектировании рассматриваемых систем отопления. Зачастую, технические данные предоставляемые производителями ГИИ не соответствуют фактическим данным, что может привести к ошибкам проектирования. Кроме того, в случае применения альтернативных топлив, например биогаза, обязательно уточнение его теплоты сгорания и состава вредных продуктов сгорания, а также проведение исследования режимов горения в самом устройстве.

2. Эффективность инвестиций в «газолучистое отопление». Рассмотрим на примере отопления производственного цеха машиностроительного завода возможную эффективность инвестиций в «газолучистое отопление» (рис.1).

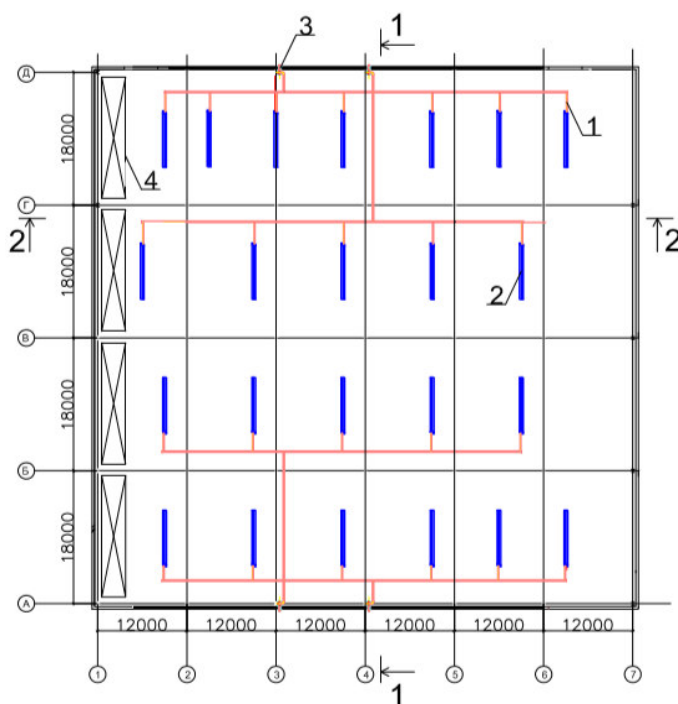


Рис. 1. Проектная схема расположения «газолучистых обогревателей» рассматриваемого производственного цеха машиностроительного завода: 1 – трубопроводы для отвода продуктов сгорания; 2 – «газолучистый обогреватель»; 3 – вентилятор продуктов сгорания; 4 – мостовой кран

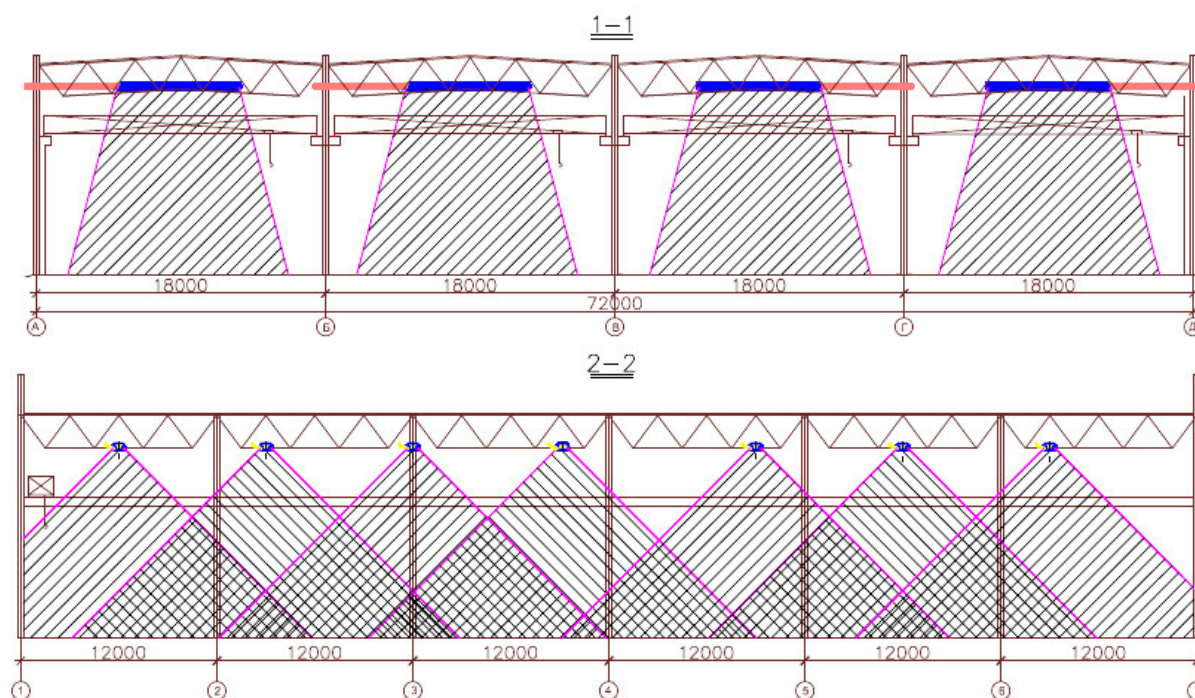


Рис. 2. Разрез рассматриваемого производственного цеха машиностроительного завода

Расчет основан на сравнении показателей существующей в цехе системы воздушного отопления с показателями системы инфракрасного отопления.

Сравнение ведется по критерию снижения эксплуатационных затрат и по необходимым капитальным вложениям, с расчетом срока окупаемости.

Приняты следующие исходные данные для расчета:

1. По существующей в цехе системе воздушного отопления:

Потребление тепла за отопительный сезон: 34 561,68 Гкал/год;

Температура в помещении при $t_{нар} = -17,5^{\circ}\text{C}$, $6,9^{\circ}\text{C}$;

Расход электроэнергии на приводы вентиляторов отсутствует.

2. По стоимости энергоресурсов для предприятия (без НДС)

– 1000 м³ природного газа: 1725,82 руб./1000 м³

– 1 Гкал тепла: 636,0 руб./1 Гкал

– 1 кВтч электроэнергии: 1,42 руб./1 кВтч

Допущения, принятые при расчете:

– затраты на ремонт и обслуживание котельных и тепловых трасс (ввиду отсутствия данных) принимаются 10 % от стоимости энергоресурсов;

– при расчете варианта отопления (существующий и предлагаемый) не приводились в сопоставимый вид по критерию равных условий комфортности в рабочей зоне цеха, т.е. не учитывались капвложения на ремонт и модернизацию существующей отопительной системы. Учитывая «недотоп» (в предыдущем отопительном сезоне температура в помещении при $t_{нар} = -17,5^{\circ}\text{C}$ поддерживалась $6,9^{\circ}\text{C}$), это допущение делает расчет более строгим по отношению к предлагаемой системе инфракрасного отопления;

– при расчете капвложений не учитывались затраты на модернизацию неработающей системы общеобменной вентиляции;

– в расчете не учитывался экономический эффект от возможной реализации сторонним потребителям высвобождающего в результате реконструкции тепла, производимого заводской котельной;

– затраты на ремонт и обслуживание системы инфракрасного отопления составляют: 1-й год – 0 руб./год; последующие годы – в среднем 4000 руб. на 1 обогреватель, т.е. 152 тыс.руб.

Расчет технико-экономических показателей. Срок окупаемости капвложений определяется по формуле

$$T=K/(C_{баз} - C_{ИК}), \quad (1)$$

где K – капитальные вложения; $(C_{баз} - C_{ИК})$ – экономия на текущих издержках в результате внедрения инфракрасного отопления.

Экономия на текущих издержках в результате внедрения инфракрасного отопления приводится в таблице.

Таблица

Экономия на текущих издержках в результате внедрения инфракрасного отопления

Статьи затрат	Существующая система отопления		Система инфракрасного отопления		Экономия, тыс.руб/ год
	ед/год	тыс. руб/год	ед/год	тыс. руб/год	
Тепловая энергия	34561,68 Гкал	21 981,2	–	–	21 981,2
Электроэнергия	Не учитываем		34 850 кВтч	49,5	–49,5
Газ	–	0	479500 м ³	827,5	–827,5
Затраты на эксплуатацию		2 198,1		0	2 198,1
Итого		24 179,3		877,0	23 302,3

Срок окупаемости при внедрении системы инфракрасного отопления в производственном цехе машиностроительного завода составит: $7\,239,16/23\,302,3=0,3$ года.

Вывод. В результате внедрения инфракрасного отопления будут получены следующие экономические эффекты: экономия природных и тепловых ресурсов; значительное снижение затрат на отопление цеха; срок окупаемости – в первый год эксплуатации; по истечении срока окупаемости доходы от реализации проекта обеспечиваются за счет экономии на текущих издержках, связанных с эксплуатацией систем отопления и трубопроводов, затрат на их содержание и ремонт, теплоэнергии и электроэнергии; уменьшение труда и материальных затрат на капитальный ремонт и эксплуатацию отопительного оборудования; повышение качества и конкурентоспособности выпускаемой продукции, за счет температурной стабилизации отапливаемого металлообрабатывающего/сборочного производства; улучшение температурного режима увеличит срок службы технологического оборудования; повышение производительности труда рабочих в комфортных условиях; сокращение больничных листов, из-за отсутствия сквозняков.

Библиографический список

1. **Муравьева, Е. А.** Система управления отоплением с использованием инфракрасных обогревателей механического цеха на ОАО «Красный пролетарий» / Е. А. Муравьева, Ф. Ф. Маннанов, М. И. Шарипов, Г. А. Каяшева / Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – № 3 (3). – С. 33-41.
2. **Редько, А. Ф.** Совершенствование систем отопления производственных помещений газовыми трубчатыми инфракрасными нагревателями / А. Ф. Редько, Н. Н. Болотских // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – №4(74). – С. 36-47.
3. **Болотских, Н. Н.** Энергоэффективный инфракрасный трубчато-панельный газовый обогреватель / Н. Н. Болотских // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – № 12(118). – С. 35-40.
4. **Ермолаев, А. Н.** Повышение эффективности работы систем инфракрасного обогрева производственных зданий: дис. канд. техн. наук. Тюмень, 2017. – 191 с.
5. **Зиганшин, Б. М.** Снижение энергетических затрат в системах отопления производственных объектов радиационными трубами: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04: защищена 28.12.06 / Зиганшин Булат Маликович. – Казань, 2006. – 163 с.

Для цитирования: **Чуйкин, С. В.** «Газолучистое отопление». Научно-практические проблемы и особенности проектирования / С. В. Чуйкин, Т. А. Змановский, А. Р. Бохан, К. А. Григорьева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С. 29-33.

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 613.64

ВЛИЯНИЕ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Е. С. Аралов, А. А. Лобачева, А. И. Ломанцова

Воронежский государственный технический университет

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

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

А. А. Лобачева, студент кафедры теплоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(958)649-53-76, e-mail: arinartemovnal@mail.ru

А. И. Ломанцова, студент кафедры теплоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(950)751-34-03, e-mail: ann..lomantsova@gmail.ru

Постановка задачи. В статье рассмотрены различные производственные факторы, оказывающие негативное влияние на организм рабочего, а также произведен анализ информации, на основе которого были выделены наиболее частые заболевания. Нефтегазовая отрасль является сложной технологической системой с опасными производственными факторами, реализация которых часто приводит к профессиональным заболеваниям и травматизму.

Результаты и выводы. Произведена оценка влияние вредных веществ нефтяной и газовой отрасли на организм человека. Актуальной задачей работодателя и государства является изучение технологического процесса с позиции анализа и контроля вредных воздействий, а также разработка новых способов системы коллективной и индивидуальной защиты, предотвращающей влияние вредных веществ на организм.

Ключевые слова: промышленные яды, предельно допустимая концентрация, сероводород, нефтепродукты, природный газ, токсичность.

Введение. Одной из основных промышленных составляющих страны является нефтегазовая отрасль. Именно она является одним из главных факторов, формирующих и влияющих на государственный бюджет страны. Добыча нефти в России по данным за 2018 год составила 555 млн. тонн, а газа 725 миллиардов кубометров, что показывает быстрые темпы развития отрасли, относительно прошлых лет. Также прогнозируется дальнейший рост за счет открытия новых нефтяных и газовых месторождений. Общие разведанные запасы России составляют свыше 14 млрд. тонн нефти и 73 триллиона кубометров газа, что свидетельствует о длительных перспективах работы с данным видом сырья. Активный рост темпов развития приводит к увеличению притоков людских ресурсов. На сегодняшний день насчитывается около 100 тысяч рабочих основных профессий, таких как бурильщик, операторы по добыче нефти и газа, трубоукладчики и др. Особенностью труда рабочего персонала нефтегазовой промышленности является воздействие опасных и вредных факторов, угрожающих здоровью и жизни. Для соблюдения безопасных условий труда, сохранения и поддержания здоровья работников необходимы точные данные и независимый учет характера и

уровня воздействия разнообразных факторов производственного процесса.

1. Статистика заболеваний. Критерием оценки условий труда и уровнем здоровья части занятого населения является профессиональная заболеваемость. В соответствии с Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [1], существенная группа рабочих мест в нефтегазовой сфере находится в пределах классов условий труда 3.3.– 3.4., которые характеризуются вероятным развитием профессиональных заболеваний легкой, средней и тяжелой формы с потерей профессиональной трудоспособности и значительным ростом хронической, профессионально обусловленной, патологии.

Проведённый анализ причин заболеваемости в России показывает, что до 40 % заболеваний прямо или косвенно связаны с неудовлетворительными условиями труда в нефтегазовой отрасли. По данным Федеральной службы государственной статистики, продолжается увеличение работников, занятых в условиях, которые не соответствуют санитарно-гигиеническим нормам (рис. 1): на конец 2015 года их доля достигла 27,5 % от общего числа работающих (в 2016 г. – 24,9 %, 2017 г. – 26,2 %, 2018 г. – 30,8 %) [3].

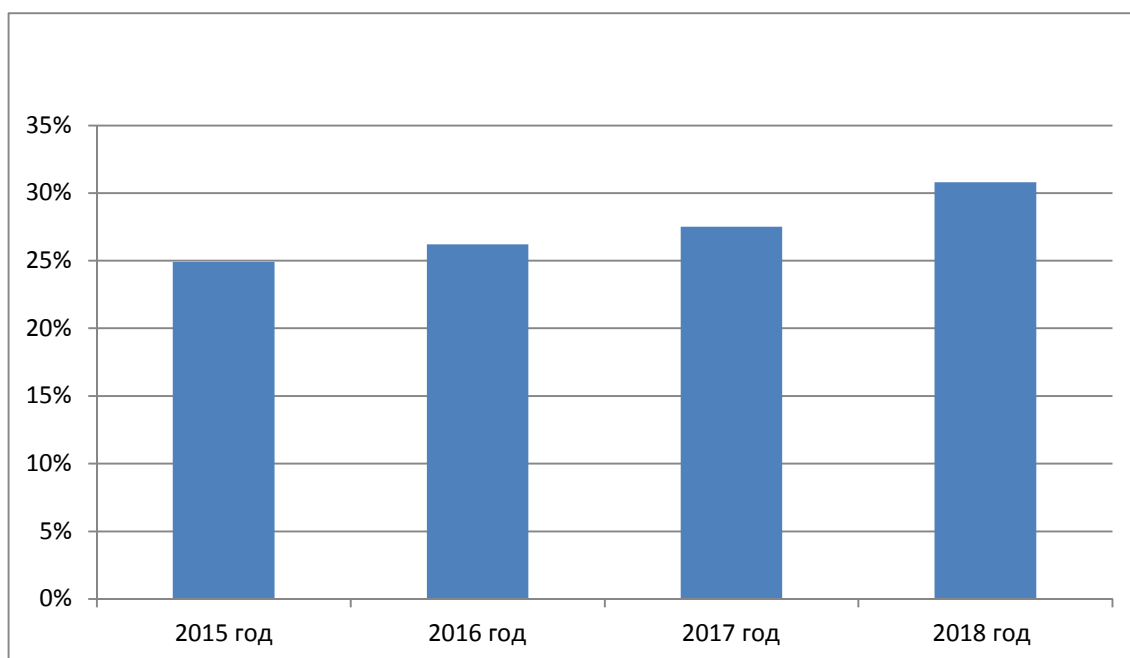


Рис. 1. Доля работающих в условиях несоответствующих санитарно-гигиеническим нормам

2. Влияние вредных веществ нефтегазовой отрасли на организм человека. Нефть – сложная смесь углеводородов, представляющая собой природную маслянистую горючую жидкость. Основную часть нефтей составляют углеводороды 3 классов: метановые, нафтеновые и ароматические. Воздушная среда вблизи промышленных предприятий, занимающихся переработкой сернистой нефти, насыщена различными углеводородами, из которых самыми опасными являются бензол, сероводород, сераорганические соединения, серный и сернистый ангидриды, а так же оксид углерода. Комбинированное действие на человеческий организм совокупностью различных углеводородов и сероводорода провоцирует увеличение токсичного воздействия [2].

Токсичные свойства вещества зависят от его химического строения и состава, физико-химических особенностей, концентрации и возможных путей проникновения в организм (рис. 2). Промышленные яды попадают в организм основным образом через дыхательные органы, возможно также через ротовую полость и эпидермис. Самый опасный путь проник-

новение вредных веществ в организм человека через органы дыхания, так как слизистые оболочки полости рта, глотки и носа обладают весьма значительной всасывающей способностью. Знание предельно допустимой концентрации имеет немалое значение для предотвращения всевозможных побочных действий, отравлений и профессиональных заболеваний.



Рис. 2. Пути проникновения вредных веществ в организм человека

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – концентрация определенного вещества в воздухе рабочей зоны, которая при ежедневной работе, в пределах одной смены (8 часов), в течение всего рабочего стажа, не может вызвать у работника недомоганий или патологий в состоянии здоровья, которые возможно обнаружить современными методами исследования, непосредственно в процессе работы или в отдельно отведенные сроки.

Следовательно, чем ниже ПДК, тем более высокие требования должны быть применены к мерам защиты здоровья работающих. Промышленные яды подразделяются на четыре класса с учетом вредности и ПДК (см. табл.).

Таблица

Классификация промышленных ядов

Классы опасности	Степень вредности вещества	Вредные вещества	ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³
I	Чрезвычайно опасные	Ртуть металлическая, свинец, фосфористый водород, тетраэтилсвинец и др.	менее 0,1	менее 500
II	Высокоопасные	Окислы азота, анилин, мышьяковистый водород, сероводород, серный ангидрид, окись этилена и др.	0,1-1,0	500-5000
III	Умеренно опасные	Уксусная кислота, толуол, метанол, окись цинка аминопласты, дивинил, капролактамы, и др.	1,1-10,0	5001-50000
IV	Малоопасные	Ацетон, бензин, керосин, этиловый спирт и эфир, циклогексан, изобутилен, дивинил и другие	более 10,0	более 50000

Предельно допустимая концентрация аэрозолей в воздухе рабочей зоны (в том числе и для аэрозолей в сумме) не должна превышать 10 мг/м³. При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ разнонаправленного действия (по заключению органов государственного санитарно-эпидемиологического надзора) ПДК остаются такими же, как и при изолированном действии.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ одностороннего действия сумма отношений фактических концентраций каждого из них не должна превышать единицы:

$$\frac{K_1}{ПДК_1} + \frac{K_2}{ПДК_2} + \frac{K_n}{ПДК_n} \leq 1, \quad (1)$$

где $K_1, 2 \dots K_n$ – фактическая концентрация вредного вещества; ПДК_{1,2... ПДК_n} – предельная допустимая концентрация вещества.

Наиболее пагубное действие на кожные покровы (эпидермис) человека оказывают жидкие углеводороды. Частый контакт кожи и нефтяных масел может вызвать непоправимые изменения эпидермиса, таких как: некроз тканей, в некоторых случаях возможны фолликулярные поражения («масляные» или «керосиновые» угри), гнойничковые высыпания кожи и подкожной клетчатки, а также экзему и пигментные дерматиты, при попадании в глаз – помутнение роговицы, которое впоследствии приводит к слепоте.

Так как в нормальных условиях масла не осуществляют переход из жидкого состояния в газообразное, то их отрицательное воздействие на организм человека проявляется только лишь при попадании на открытые участки кожных покровов или при работе в спецодежде, пропитанной ими, а также при вдыхании масляных паров или тумана. Если масло содержит большое количество легких углеводородов, то нельзя отрицать высокую вероятность ингаляционного отравления. Возможно, проявление наркотического действия при достаточно высоких концентрациях паров ароматических углеводородов. Также могут вызвать при индивидуальной непереносимости паралич дыхательных центров, центральной нервной системы и мгновенную смерть. При отравлениях проявляется: слабость всего организма, сильные головные боли, головокружения, обмороки и трахеобронхит. Известны быстрые формы протекания отравления со смертельным исходом. В таких ситуациях тяжесть отравления связана с действием сероводорода, образуемого при содержании в маслах сернистых соединений. Серьезность отравления при взаимодействии с многосернистыми нефтями и нефтепродуктами состоит в одновременном влиянии углеводородов и сероводородов. Поэтому при работе с этими продуктами принимают высокие меры предосторожности, описываемые в специальных инструкциях.

Сероводород (H_2S) – бесцветный ядовитый газ, с присущим запахом тухлых яиц, который наиболее резко чувствуется при слабых концентрациях (1:1 000 000), а при значительных концентрациях – почти незаметно для человека, так как проявляется неполная аноплексия нервных окончаний органа обоняния.

Плотность сероводорода по отношению к воздуху равна 1,19, что обуславливает его способность легко скапливаться преимущественно в холодное время года в низинах почвенного рельефа (ямах, углублениях, колодцах, траншеях, подвалах и т. п.); так же легкую растворимость в воде. В организм человека преимущественно он проникает через дыхательные пути, не исключено попадание через кожные покровы.

При острых отравлениях сероводородом, когда концентрация достигает более 1000 мг/м³, возможны остановка дыхания и паралич сердца. В следствии отравления малыми концентрациями сероводорода возникают посинение лица, ухудшение слуха, памяти, судороги, вялое сокращения зрачков, учащенный пульс, рвотные позывы, сильное понижение давления, хрипы в легких, сонливость и другие симптомы. ПДК сероводорода в воздухе равна 10 мг/м³; при смешении с углеводородами – 3 мг/м³.

Данные об онкологической составляющей заболеваний весьма противоречивы. Доказано, что при влиянии на организм нефти и нефтепродуктов представители мужского рода относятся к группе риска заболеваний раком легкого, гортани, губы, а женского - раком лёгкого, молочных желёз, толстой и тонкой кишки и матки [3].

Нефть по содержанию серы делится на малосернистую (бакинская, в которой серы 0,03-0,4 %) и многосернистую (среднеазиатская серы 5,1 %). Разная концентрация серы в соеди-

нениях оказывает различное по ущербу действие на организм. Симптомы острой интоксикации – затрудненное дыхание, боль за грудиной, слабость, кашель, хрипы, одышка, тахикардия, тахипноэ, признаки нарушения кровообращения на ЭКГ, лейкоцитоз, эритроцитоз, возможен отек легких. Полное выздоровление возможно лишь через неделю при условии отравления средней тяжести без возможных индивидуальных осложнений. При сильных отравлениях с осложнениями выше перечисленные признаки сохраняются до 4 недель.

Максимальные выбросы паров нефтей и бензинов по группам углеводородов (предельных и непредельных), бензола, толуола, этилбензола, ксилола и сероводорода рассчитываются по формуле:

$$M_i = P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_g \cdot V_q^{\max} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4}, \quad (2)$$

где M_i – максимальные выбросы, г/с; P_{38} – давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 °С; m – молекулярная масса паров жидкости; K_t^{\max} – опытные коэффициенты; K_p^{\max} – опытные коэффициенты; V_q^{\max} – максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час; K_g – опытный коэффициент.

Природный газ, при концентрации в воздухе до 25 % не оказывает сильных токсических действий на организм человека, вследствие чего считается безопасным. Главный поражающий фактор здесь – удушье при нехватке кислорода, когда снижается его удельное содержание за счет высокой концентрации углеводородов в воздухе.

Вывод. Для снижения уровня профессиональной заболеваемости и отравлений, связанных с влиянием вредных и токсичных веществ в нефтегазовой промышленности, следует большее внимание уделять не только профилактическим беседам и работам, но и средствам индивидуальной защиты, средствам коллективной защиты и технике безопасности [4–6]. Также внедрение в производственный процесс новых технологий автоматизации, которые снизят взаимодействие рабочего до минимального уровня с опасными веществам.

Библиографический список

1. **Р 2.2.2006-05.** Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – введ. взамен Р 2.2.755-99 «Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса». – Введ. 2005-11-01. – М.: изд-во стандартов, – 2006 – 142 с.
2. **Руденко, Е. Е.** Влияние токсических факторов производственной среды на состояние здоровья рабочих нефтеперерабатывающих заводов / Е. Е. Руденко, Е. В. Яковлева, Г. Р. Милютин // Социально-экономические и технико-технологические проблемы развития сферы услуг: Сб. науч. трудов / Ростов н/Д: РТИСТ ЮРГУЭС, 2011. – Вып. 10. Ч.2. – С.283-288.
3. **Кармова, Л. М.** Социально-гигиенические аспекты здоровья рабочих НПЗ. – Уфа: Башк. кн. изд., 1990-112с. Аничков С.В. и соавт. Здравоохранение в условиях химической обороны. Пособие для врачей. – М. – Л.: Гос. Мед. изд., 1931. – 648 с.
4. **Яковлева, Е. В.** Характеристика условий производственной среды рабочих нефтеперерабатывающего комплекса / Яковлева Е. В., Руденко Е. Е., Костромина С. В. // Инновации и перспективы сервиса: сборник научных статей VII Международной научно-технической конференции, 8 декабря 2010 г. Ч. 1 – Уфа: Уфимская государственная академия экономики и сервиса, 2010. – С. 306-309.
5. **Тульская, С. Г.** Прием и отпуск нефтепродуктов на нефтебазах при различных видах транспорта / С. Г. Тульская, А. А. Чуйкина, Е. С. Аралов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2017. – №1 (6). – С. 69-77.
6. **Аралов, Е. С.** 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.

Для цитирования: **Аралов, Е. С.** Влияние вредных факторов на организм человека в нефтяной и газовой промышленности / Е. С. Аралов, А. А. Лобачева, А. И. Ломанцова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С.34-38

УДК 622.69

**АНАЛИЗ ПОЖАРНОГО РИСКА НА ПЕРЕХОДАХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ
ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ**

К. А. Складаров, А. А. Тагайчинова, О. А. Кочура, Н. П. Федорова

*Воронежский государственный технический университет**А. Складаров, канд. техн. наук, доц. кафедры техносферной и пожарной безопасности**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: u00078@vgasu.vrn.ru**А. А. Тагайчинова, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**О. А. Кочура, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru**Н. П. Федорова, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела**Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. В настоящее время транспортная система инфраструктуры трубопроводов нефтегазового комплекса имеет большую протяженность. В связи с этим возникает ряд проблем, связанных с их пересечением различными коммуникациями и дорогами. Эти места являются наиболее опасными, в которых возникает аварийная ситуация. На данный момент с учётом современного состояния статистики об аварийных ситуациях и нехватки научных знаний невозможно рассчитать долю аварий, которая сопровождается пожарами на переходах нефтепродуктопроводов через автодороги. Вследствие этого нельзя разработать методику оценки пожарных рисков.

Результаты и выводы. В данной работе рассмотрен комплекс мероприятий по пожарной и промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли. Рассмотрены и проанализированы четыре модели безопасности переходов нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги. Выбрана самая оптимальная методика для создания непрерывности и стабильной деятельности производственного процесса.

Ключевые слова: пожарный риск, техногенная безопасность, нефтепродуктопровод, автомобильные дороги, комплексный показатель.

Введение. Современные системы транспортировки углеводородов являются сложными инженерно-техническими сооружениями, с большим газо- и нефтеоборотом, значительным расстоянием между объектами перекачки, которые в течение всей эксплуатации подвергаются серьёзным нагрузкам изнутри и вне. Высокая возможность возникновения различного рода аварий, связанных, например, с разгерметизацией трубопроводов, обуславливающей выбросы углеводородов, и как следствие этого – пожары и взрывы, которые могут привести к человеческим потерям, ухудшению экологического состояния и значительному экономическому ущербу [1].

Переходы трубопроводов через железнодорожные пути и автодороги необходимо делать в местах, где дорога проходит по насыпи или вместе с нулевой её отметкой, а в исключительном случае (при соответствующем обосновании) в выемке этой дороги. Пересечение трубопровода с железнодорожными путями и автодорогами должно быть под прямым углом, чтобы минимизировать возникновение опасности. Прохождение трубопровода через насыпь не предполагается. При прокладке в ограниченных условиях, разрешается угол пересечения трубопровода с дорогой не менее 60°. Угол пересечения магистральных трубопроводов с дорогами, не подлежащие никакой категории, то есть лесные, полевые и т.д., не нормируется.

Части трубопроводов, которые прокладываются на переходах через железнодорожные пути и автодороги всех категорий с модернизированным покрытием капитального и облегченного типов, предусматриваются в специальном футляре (кожухе) из стальных труб или в

тоннеле, диаметр которых нормируется из условия объёма работ и конструкции самого перехода и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм. Концы футляра предусмотрено отдалять на расстояние от бровки земляной насыпи – 25 м, но не менее 2 м от её подошвы.

На подземных переходах трубопроводов через железнодорожные и автомобильные дороги предусматриваются защитные футляры на концах с уплотнениями из диэлектрического материала. На одном из концов футляра или тоннеля должна быть вытяжная свеча на расстоянии по горизонтали, м, не менее:

- от оси крайнего пути железных дорог общего пользования – 40;
- от оси крайнего пути промышленных дорог – 25;
- от подошвы земляного полотна автомобильных дорог – 25.

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

Углубление участков трубопроводов, прокладываемых под автодорогами всех категорий, принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. При проложении трубопровода без защитных кожухов вышеперечисленные глубины принимают до верхней образующей газо-, нефте- и нефтепродуктопроводов.

Промежуток между параллельными трубопроводами на частях их переходов под автодорогами назначают в зависимости от категории грунта и условий производимых работ, но интервал должен быть не менее расстояния, принятого при подземной прокладке линейной части магистральных трубопроводов [2–7].

1. Методы прогнозирования несчастных случаев. Для расчёта риска пожароопасности, сначала необходимо предусмотреть возможность возникновения аварийных случаев.

Прогнозирование – процесс получения качественных и количественных параметрах состояния процесса или явления, которые могут возникнуть в будущем.

Методы прогнозирования разделяют на три группы:

- эвристические;
- статистические;
- математическое моделирование.

Эвристические методы основываются на использовании точек зрения экспертов и применяются для прогнозирования процессов, математически представить которые практически невозможно. Главное для работы специалистов – получение объективных начальных сведений о прогнозируемом процессе.

Статистические методы прогнозирования построены на основе обработки статистических сведений об исследуемых явлениях и процессах, и построении математических зависимостей, которые связывают полученные характеристики со временем. В данной статье рассмотрен именно этот метод прогнозирования.

Математическое моделирование выполняется на основе результатов наблюдений.

Действующая на данный момент процедура оценки техногенной безопасности крупных объектов включает две составляющие:

– расчет и оценку пожарного риска для производственных объектов в соответствии с Методикой МЧС России от 10 июля 2009 года, разработанной во исполнение Федерального закона от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [3].

– расчет и оценку технологического риска в соответствии с нормативными документами Ростехнадзора, разработанными во исполнение Федерального закона от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [4].

2. Модели безопасности переходов нефтепродуктопровода через автодороги. Исходя из положений Федерального закона от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ (ст. 6, п. 1) [5] об ус-

ловиях обеспечения пожарной безопасности объекта защиты, были выведены четыре модели безопасности переходов нефтепродуктопровода через автодороги.



Рис. 1. Переход нефтепродуктопровода через автомобильную дорогу

Модель расчёта пожарного риска перехода нефтепродуктопровода через автомобильную дорогу. Математически она формирует условную безопасность перехода нефтепродуктопровода в виде следующей зависимости:

$$S = \frac{B}{2} + S_1 > r + \Delta r, \quad (1)$$

где S – удаление людей и механизмов от источника потенциальной пожарной опасности, м; B – ширина проезжей части автодороги, м; S_1 – длина откоса, м; r – расчетный радиус поражения живой силы и техники от воздействия соответствующего опасного фактора потенциальной пожарной опасности, принимаемый по известным расчетным зависимостям, м; Δr – методическая погрешность расчетного радиуса поражения, м.

Условно безопасное прохождение трубопровода (как источника потенциальной опасности) должно быть удалено от мест возможного расположения людей, машин и материальных ресурсов на расстояниях, которые исключают воздействие на них опасных пожарных факторов.

Так как расстояния до людей и механизмов могут не совпадать, в расчетах величина S принимается по большему значению. Величина методической погрешности Δr принята со знаком плюс с целью повышения доверительной вероятности расчетных значений.

На рис. 2. приведены взаимосвязанные параметры автодороги трубопровода проложенный через трассу дороги.

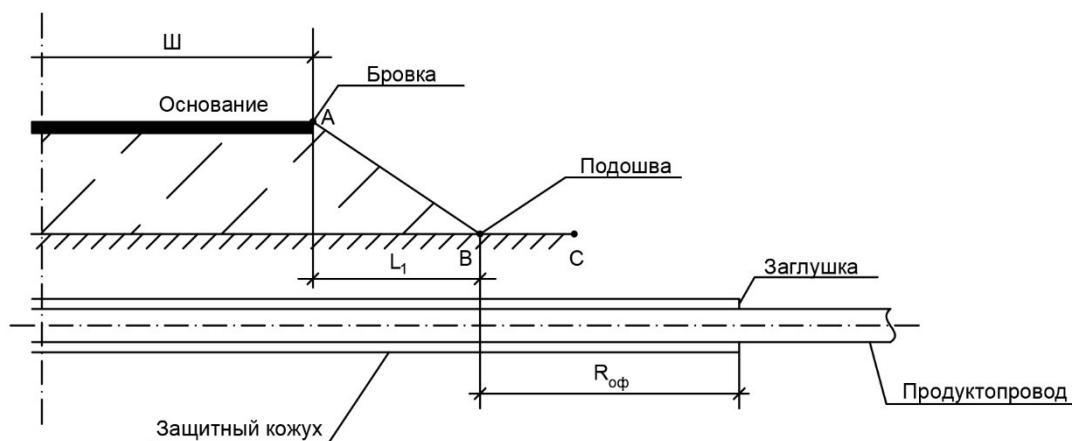


Рис. 2. Переход трубопровода через дорогу

Модель, характеризующаяся степенью концентрации взрывоопасной смеси. Данный способ расчета пожарной опасности включает переход в категорию пожароопасных в том случае, когда на концах защитного кожуха трубопровода образуются взрывоопасные смеси горючих паров с кислородом воздуха, размеры которых в горизонтальной плоскости превышают расстояние до края дороги и могут создавать в этих зонах горения избыточное давление более 0,005 МПа. Данная модель соответствует критериям, принятым в СП 12.13130.2009 [6] для классификации наружных установок по пожарной опасности, но с заменой условного расстояния, указанного в правилах от 30 м до 25 м, в качестве определения границ защитной зоны трубопровода.

Существенным недостатком указанных выше двух моделей является невозможность выделения из общего объема информации об аварийных утечках нефтепродуктов той информации, которая связана с возникновением пожаров.

Модель «Анализ единиц измерения». Модель состоит в характеристике пожарной опасности перехода продуктопровода на основе анализа единиц измерения. В качестве характеристики опасности выступает комплексный показатель ψ , образованный из единичных показателей:

$$\psi = \frac{p \cdot q \cdot t}{Q_n \cdot M}, \quad (2)$$

где p – рабочее давление, Па; q – пропускная способность, м³/ч; t – время, на которое отключили аварийный участок, ч; Q_n – низшая теплота сгорания транспортируемой горючего продукта, кДж; M – масса горючего продукта, кг.

Все вышеуказанные показатели в комплексе определяют численное значение утечки нефтепродукта и соответственно пожарную опасность перехода продуктопровода. Их значения берутся из проектной или эксплуатационной документации.

Числитель комплекса выражает энергию, которая связана с утечками нефтепродукта за время аварии, а знаменатель – энергию нефтепродукта, сосредоточенного в трубах между отсекающей арматурой перехода продуктопровода.

Чем меньше числитель данного комплекса, тем менее пожароопасным является переход нефтепродуктопровода через автомобильную дорогу. Следовательно, этот показатель может служить объективной сравнительной характеристикой их техногенной безопасности, но учитывая, что все величины будут определены с высокой степенью достоверности [1].

Модель пожароопасного перехода продуктопровода согласно уравнению (2) позволяет рассчитать величину потенциального пожарного риска и может быть применена на всех этапах эксплуатационного цикла перехода нефтепродуктопровода через автомобильную дорогу. Чтобы оценить величину индивидуального пожарного риска, что учитывается Федеральным законом от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ [5], необходимо предусматривать частоту наступления тех или иных чрезвычайных ситуаций, в соответствии с известной нормативной документацией.

Линейная модель. Данная модель развивает аналитические зависимости «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», объявленной приказом МЧС России от 10 июля 2009 года № 404 об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [3].

Для выбора наиболее подходящей модели, необходимо произвести анализ сравнения, основанный на принципе последовательного распознавания объектов, которые являются функцией нескольких переменных. Подобный подход обусловлен отсутствием вероятности проведения экспериментальных опытов непосредственно на месте (ввиду их значительной масштабности, экономической невыгодности и высокой опасности для потенциальных участников эксперимента) и дефицитом имеющихся статистических данных. Анализ показывает, что модель «Анализ единиц измерения» является самой оптимальной для расчёта пожарного риска при отсутствии возможности исследования объекта. Алгоритм расчета характеристик пожарного риска на переходе продуктопровода через автодорогу можно представить в виде схемы, представленной на рис. 3.



Рис. 3. Блок-схема расчета параметров риска возникновения пожара на переходе нефтепродуктопровода через автомобильную дорогу

Выводы. Резервирование надежности нефтепродуктопровода (путем заключения его в защитные кожухи или футляры) снижает только частоту возникновения аварийных ситуаций, однако не приводит к уменьшению величины массы аварийных утечек нефтепродуктов. Оценка уровня пожарной и промышленной безопасности переходов нефтепродуктопроводов через автодороги, как одной из наиболее опасной части магистральных трубопроводов, является актуальной научной и практической проблемой. От правильного решения, которой зависит качество экспертизы проектной документации при дальнейшем строительстве автомобильных дорог [8–13].

Модели пожарной опасности перехода нефтепродуктопровода, которые рассмотрены в данной статье, не устанавливают связи между величиной аварийных утечек нефтепродуктов и частотой их возникновения в период эксплуатации, поэтому разрабатываемая методика оценки должна учитывать оба этих фактора.

Библиографический список

1. **Лаврухин, С. А.** Структура и алгоритм расчета пожарного риска на переходах нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги / С. А. Лаврухин, А. Н. Иванов, А. С. Поляков // Проблемы управления рисками в техносфере. – 2009. – № 4 (12). – С. 90-95.
2. **Болов, В. Р.** Основы прогнозирования чрезвычайных ситуаций / В. Р. Болов, Э. Я. Богатырёв, А. А. Быков. – М. : ФКУ ЦСИ ГЗ МЧС России, 2013. – 352 с.
3. **Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 № 404** «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (с изменениями и дополнениями от 14 декабря 2010 г) [Электронный источник] / <http://ivo.garant.ru/#/document/196118/paragraph/51:0>
4. **Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ** «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/
5. **Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ** «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/
6. **СП 12.13130.2009** Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 2009–01–05. – М. : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 47 с.
7. **СП 36.13330.2012** Магистральные трубопроводы. – Введ. 2013–01–07. – М. : - Госстрой, 2013. – 78 с.
8. **Сушко, Е. А.** Проблемы, возникающие при тушении пожаров нефтепродуктов в резервуарах нефти / Е. А. Сушко, К. А. Скляр, Е. В. Калинин // В сборнике: Техносферная безопасность как комплексная научная и образовательная проблема, 2018. – С. 187-190.
9. **Аралов, Е. С.** 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.
10. **Асташев, С. И.** Оптимизация режимов работы технологического оборудования подземного хранилища газа / С. И. Асташев, О. Н. Медведева, С. В. Чуйкин, К. А. Скляр // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 4 (52). – С. 93-104.
11. **Тульская, С. Г.** Экологические проблемы загрязнения окружающей среды нефтепродуктами в ходе разлива из резервуаров / С. Г. Тульская, К. А. Скляр, А. А. Харьковская // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2016. – № 4 (5). – С. 45-51.
12. **Колосов, А. И.** Управление работой аварийно-восстановительных служб газораспределительной организации / А. И. Колосов, Г. А. Кузнецова, О. А. Гнездилова // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2018. – № 1 (49). – С. 29-36.
13. **Колосов, А. И.** Постановка задачи моделирования восстановления систем теплогазоснабжения при авариях / А. И. Колосов, А. Р. Макаров // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2017. – № 4 (3). – С. 35-41.

Для цитирования: **Скляр, К. А.** Анализ пожарного риска на переходах нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги / К. А. Скляр, А. А. Тагайчинова, О. А. Кочура, Н. П. Федорова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2019. – № 4 (17). – С. 39-44.

ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

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

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

1.1. *Введение* предполагает:

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Обязательным элементом статьи является индекс УДК.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Автор согласен с тем, что редакция журнала имеет право:

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

- производить сокращения и редакционные изменения текста рукописи;

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

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