

**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Выпуск № 3(24) 2021

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

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

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

тел.: +7(473)2-71-53-21;

e-mail: gik_vgasu@mail.ru.

Ознакомиться с *электронной версией журнала* можно на сайте:

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



Ознакомиться с *полнотекстовой версией журнала* можно на сайте

Российской универсальной научной электронной библиотеки:

<http://www.elibrary.ru>



ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО ИНФРАСТРУКТУРА КОММУНИКАЦИИ

Выпуск № 3(24)

Сентябрь, 2021

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

Воронеж



**ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО
ИНФРАСТРУКТУРА
КОММУНИКАЦИИ**

Научный журнал

Издается с 2015 года

Выходит 1 раз в квартал

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Дата выхода в свет 30.09.2021. Усл. печ. л. 5,1. Формат 60×84/8. Тираж 500 экз. Заказ № 99

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-68664

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

Цена свободная

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО: отдел оперативной полиграфии издательства ВГТУ

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

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ	6
<i>Иценко А. С., Сафонов Н. Е., Колосова Н. В.</i> Повышение энергоэффективности тепловых пунктов.....	6
ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	11
<i>Зиборова О. А., Шитилова И. А., Благовестная Е. О.</i> Классификация методов определения сметной стоимости объектов строительства. Плюсы и минусы применения базисно-индексного метода.....	11
СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ	16
<i>Калинина А. И., Попова Н. М., Дьяков П. В., Кулик Е. А.</i> Новейшие технологии гидроразрыва пласта.....	16
<i>Колосова Н. В., Кочура О. А., Плаксина Е. В.</i> Расчет мощности электроподогрева технологического трубопровода для нефтепродуктов.....	22
<i>Помогалов В. Н., Голясикова О. Е., Кумаков Р. А.</i> Повышение экономичности автозаправочных станций на основе использования напорной системы.....	27
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	33
<i>Калинина А. И., Глотова А. Д., Ермоленко Д. В., Панин А. В.</i> Анализ рекомендаций по проектированию опоры ЛЭП на водной поверхности.....	33
ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (В СТРОИТЕЛЬСТВЕ)	38
<i>Зайцев А. М., Тульская С. Г., Склярков К. А.</i> Причины и последствия аварии на складе ГСМ ТЭЦ-3 города Норильска.....	38
ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ	43

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ

УДК 621.398

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

А. С. Ищенко, Н. Е. Сафонов, Н. В. Колосова

Воронежский государственный технический университет

А. С. Ищенко, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: nina.ishenko14@yandex.ru

Н. Е. Сафонов, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: nsafonov96@mail.ru

Н. В. Колосова, канд. экон. наук, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела

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

Постановка задачи. Главным фактором неэффективного использования тепловой энергии в индивидуальном тепловом пункте (ИТП) является изношенность оборудования и невозможность осуществления погодозависимого регулирования подачи теплоносителя. Повышению энергоэффективности оборудования теплового пункта способствует автоматизация технологических процессов. С наибольшей эффективностью при решении данной задачи справляются индивидуальные тепловые пункты зданий, оснащенные электронным регулятором подачи теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха, назначения обслуживаемого здания и пр. Приборы автоматики позволяют снять часть нагрузки с обслуживаемого персонала, отреагировать на критические изменения в параметрах теплоносителя, просигнализировать в случае аварийной ситуации.

Результаты. В данной работе был проведен расчет экономического эффекта в результате модернизации теплового пункта путем установки приборов автоматики с возможностью погодозависимого регулирования подачи тепловой энергии. Расчет экономического эффекта после модернизации показал снижение затрат на потребленные энергоресурсы.

Выводы. В процентном соотношении при установке автоматизированного ИТП экономия тепловой энергии составит 9,2 %, что свидетельствует о высокой эффективности реализации проекта по модернизации теплового пункта. Автоматизация и обновление устаревшего оборудования позволит снизить теплопотребление здания и, соответственно, уменьшить плату за потребленные энергоресурсы.

Ключевые слова: модернизация, индивидуальный тепловой пункт, погодозависимое регулирование.

Введение. Повышение энергоэффективности потребления тепловой энергии в системах теплоснабжения были рассмотрены в ряде работ [1–4].

Необходимость в модернизации индивидуального теплового пункта (ИТП) определяется после детального анализа его компонентов и на основании данных архивов учета тепловой энергии. При сравнения фактического энергопотребления с проектным решается вопрос о потребности в ремонте или переоборудовании теплового пункта.

Основным фактором высокого энергопотребления является устаревшее оборудование, с которым невозможно добиться погодозависимого регулирования подачи тепловой энергии.

1. Автоматизация ИТП. Решения данной задачи достигают с помощью автоматизации ИТП, с помощью которой осуществляется:

- снижение потребления энергоресурсов;
 - поддержание требуемых параметров теплоносителя;
 - непрерывный мониторинг состояния оборудования теплового пункта;
 - подача аварийных сигналов при критических параметрах теплоносителя.
- Погодозависимое регулирование осуществляется с помощью контроллеров:

– жестко-запрограммированных микропроцессорных терморегуляторах, например электронный регулятор ECL компании «Danfoss» (рис. 1);



Рис. 1. Электронный регулятор ECL-310

– свободно-программируемых контроллеров, например, серия MCX компании «Danfoss» (рис. 2).



Рис. 2. Программируемый контроллер MCX

2. Исходные данные для анализа и расчета. В процессе исследования был рассмотрен тепловой пункт, устаревшее оборудование которого не подразумевало погодозависимого регулирования подачи теплоносителя. Исследование проводилось согласно данным о проектных нагрузках на системы теплоснабжения (табл. 1) и архивам учета тепловой энергии за 2019–2020 гг. (табл. 2).

Таблица 1

Таблица проектных тепловых нагрузок исследуемого здания

Расход теплоты на отопление, кВт (Гкал/ч)	Расход теплоты на ГВС, кВт (Гкал/ч)
1128,11 (0,97)	407,05 (0,35)

Таблица 2

Архив учета тепловой энергии за 2019–2020 гг.

Месяц	Потребление тепловой энергии, Гкал	Время работы теплосчетчика, ч
январь	608,226	743,65
февраль	441,318	672
март	428,692	744
апрель	122,274	504,75
май	9,684	259,19
июнь	3,718	126,69
июль	3,968	115,66
август	4,507	104,44
сентябрь	14,454	250,54
октябрь	219,395	647,3
ноябрь	335,3652	720
декабрь	450,935	711,15
ИТОГО	2642,5362	5599,37

3. Расчет фактического расхода тепловой энергии на отопление. Фактический расход тепловой энергии на отопление в период 2019–2020 гг., зависит от среднего месячного расхода теплоты на горячее водоснабжение (ГВС), которые остается неизменным, независимо от времени года. За расчетный период принимаем показания теплосчетчика в летний период, когда не эксплуатировалась система отопления обслуживаемого здания.

Исходя из имеющихся данных (табл. 2) средний месячный расход на горячее водоснабжение составляет 4,06 Гкал, следовательно, годовые затраты тепловой энергии на систему отопления составит 2593,76 Гкал/ч.

Определим среднегодовой расход тепловой энергии на систему отопления за отопительный период, $Q_o^{год}$, Гкал, при установке систем автоматизации в ИТП и корректировке температурного графика теплосети (рис. 3) согласно [5] по формуле

$$Q_o^{год} = 24 \cdot Q_o^{max} \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о.}}{t_{вн} - t_{п.о.}} \cdot T_{от} \quad (1)$$

где Q_o^{max} – расчетная нагрузка на систему отопления, указанная в проекте ИТП (0,97 Гкал/ч); $t_{вн}$ – температура внутреннего воздуха обслуживаемых помещений, °С (принимается равной 20 °С согласно [6]); $t_{п.о.}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования

отопления, °C (принимается согласно [7] для г. Москвы равной минус 25 °C); $t_{cp.o.}$ – средняя температура наружного воздуха за расчетный период, °C (согласно [7] для г. Москвы принимается равной минус 2,2 °C); T_{om} – продолжительность отопительного периода, сут. (согласно [7] для г. Москва принимается 205 сут.).

$$Q_o^{zod} = 24 \cdot 0,97 \cdot \frac{20 + 2,2}{20 + 25} \cdot 205 = 2354,38 \text{ Гкал}$$

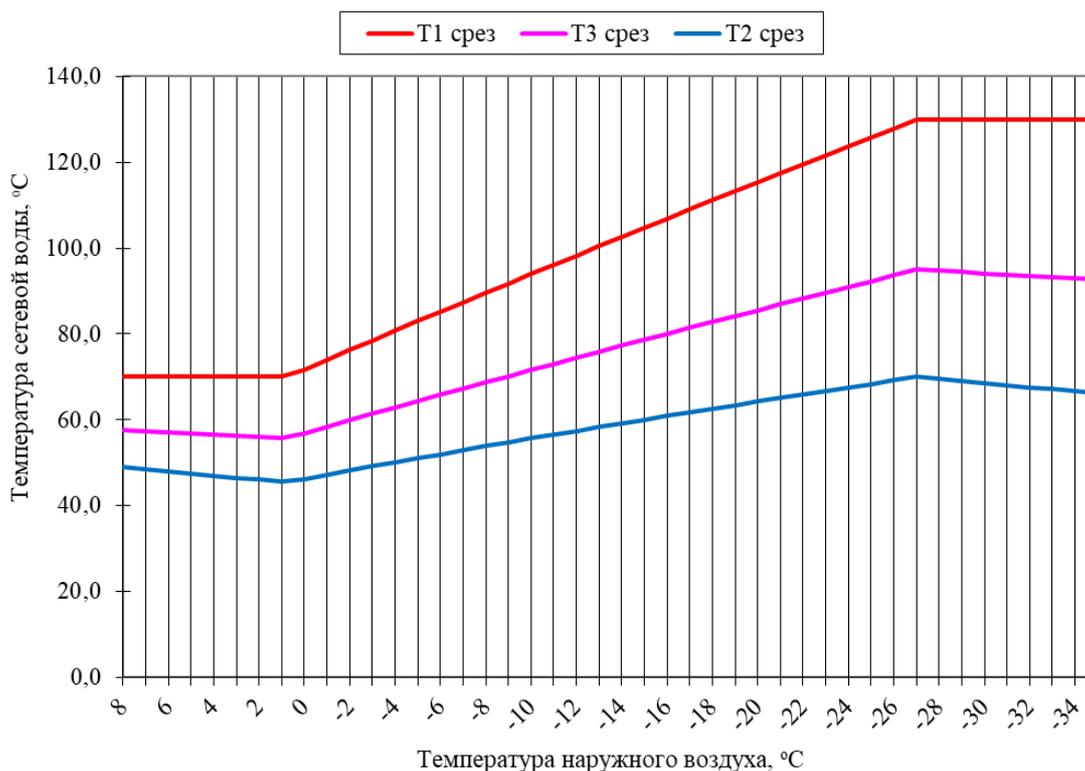


Рис. 3. Температурный график для г. Москва

4. Расчет экономического эффекта. Для определения экономического эффекта сравним полученный среднегодовой расход тепла на отопление с архивными данными за период 2018-2019 гг. В связи с тем, что теплосчетчик, установленный на узле ввода, считает суммарное теплоснабжение обслуживаемого здания на отопление и ГВС, требуется вычесть из общей годовой нагрузки, равной 1314,537 Гкал, расход тепла на ГВС.

Согласно табл. 3, средний месячный расход на ГВС равен 4,06 Гкал, тогда суммарные тепловые нагрузки на отопление в период 2018–2019 гг. составляют 1265,817 Гкал.

Оценка экономического эффекта в результате проведения модернизации теплового пункта определяется по формуле

$$\mathcal{E} = Q_{o \text{ факт}} - Q_{o \text{ норм}} \quad (2)$$

где $Q_{o \text{ факт}}$ – фактическое теплоснабжение системы отопления обслуживаемого здания за отопительный период, Гкал; $Q_{o \text{ норм}}$ – расчетное теплоснабжение системы отопления обслуживаемого здания за отопительный период, Гкал.

$$Q = 2593,76 - 2354,38 = 239,38 \text{ Гкал.}$$

Исходя из анализа полученных расчетных данных, можно констатировать, что в процентном соотношении при установке автоматизированного ИТП экономия тепловой энергии составит 9,2 %. С учетом того, что кроме полученного экономического и энергетического эффекта при автоматизации повышается надежность и реагируемость системы, можно считать полученный эффект от внедрения существенным.

Выводы. В процентном соотношении при установке автоматизированного ИТП экономия тепловой энергии составит 9,2 %. Данный показатель свидетельствует о высокой эффективности реализации проекта по модернизации теплового пункта. За счет автоматизации теплового пункта и обновления устаревшего оборудования достигается значительное снижение потребляемой тепловой энергии системой отопления.

Стоит обратить внимание, что достижение экономии теплоснабжения не всегда находится в прямой зависимости от современного оборудования [8–10].

Важную роль также играет надлежащая эксплуатация системы теплоснабжения, включающая в себя:

- контроль оборудования теплового пункта;
- балансировка расхода теплоносителя по стоякам системы отопления;
- достаточный уровень теплозащиты обслуживаемого здания и пр.

Автоматизация теплового пункта позволяет снизить нагрузку на обслуживающий персонал, функции которого в итоге сводятся к мониторингу параметров теплоносителя, контролю и своевременной проверке оборудования, предотвращению или устранению нештатных ситуаций.

Библиографический список

1. Исанова А.В., Мартыненко Г.Н. Оптимизация работы теплонасосной пофасадной системы отопления при соблюдении требуемых параметров теплового комфорта жилых зданий // Научный журнал строительства и архитектуры. 2018. № 3 (51). С. 40–47.
2. Исанова А.В., Мартыненко Г.Н., Лукьяненко В.И. Аспекты внедрения теплонасосных систем теплоснабжения / А.В. Исанова, Г.Н. Мартыненко, В.И. Лукьяненко // Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения: труды научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. 2014. С. 82–86.
3. Китаев Д.Н., Мартыненко Г.Н., Лобода А.В. Уравнения характерных значений температурных графиков // Научный журнал строительства и архитектуры. 2019. № 3 (55). С. 21–27.
4. Сотникова О.А., Чудинов Д.М. Использование тепловой энергии солнца в пассивных и активных системах теплоснабжения // Вестник Воронежского государственного технического университета. 2005. №6. С. 56–63.
5. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов. М.: Минстрой России, 1996. 165 с.
6. ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. М.: Стандартинформ, 2011. 20 с.
7. СП 131.13330.2018. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*: Введен 2019-05-29. М.: Минстрой России, 2018. 107 с.
8. Уровень снижения температуры теплоносителя в системе отопления многоэтажного жилого дома / Д.М. Чудинов, Т.В. Шукина, Н.А. Петрикеева, Н.М. Попова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2020. №1(18). С. 17–21.
9. Оценка технического состояния тепловых сетей в РФ / Н.М. Попова, В.Е. Таран, Н.А. Петрикеева, Д.М. Чудинов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. №1(22). С. 16–21.
10. Теплоснабжение многоквартирных жилых домов за отопительный период / Д.Н. Китаев, А.В. Черемисин, З.С. Гасанов, А.А. Михайлов // Альтернативная и интеллектуальная энергетика: материалы II Международной научно-практической конференции. 2020. С. 249–250.

Для цитирования: Ищенко А.С., Сафонов Н.Е., Колосова Н.В. Повышение энергоэффективности тепловых пунктов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3(24). С. 6–10.

ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 658.155

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА. ПЛЮСЫ И МИНУСЫ ПРИМЕНЕНИЯ БАЗИСНО - ИНДЕКСНОГО МЕТОДА

О. А. Зиборова, И. А. Шипилова, Е. О. Благовестная

Воронежский государственный технический университет

О. А. Зиборова, студент кафедры технологии, организации строительства, экспертизы и управления недвижимостью

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(950)7659260, e-mail: ssiborovaolya@mail.ru

И. А. Шипилова, канд. техн. наук, доц. кафедры технологии, организации строительства, экспертизы и управления недвижимостью

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473) 207-22-20, e-mail: 9202299190@mail.ru

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

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

Постановка задачи. Необходимо изучить понятие сметной стоимости, рассмотреть на какие виды работ осуществляется составление смет, определить затраты на строительство зданий и сооружений в различные временные периоды. Рассмотреть виды сметной документации, а также существующие методы определения сметной стоимости, определить какой метод является самый востребованный и применяемый, указать его достоинства и недостатки.

Результаты. В работе проанализированы методы определения сметной стоимости, выявлен наиболее применяемый на сегодняшний день.

Выводы. В результате проведенного исследования определено, что базисно-индексный метод является основным при расчете сметной стоимости, изучены его плюсы и минусы. Рассмотрена возможность перехода к ресурсно-индексному методу определения сметной стоимости.

Ключевые слова: сметная стоимость, сметная документация, строительство, ресурсный метод, базисно-индексный метод, ресурсно-индексный метод.

Введение. В современном мире невозможно представить начало организации строительства без составления первичных локальных сметных расчетов. С каждым годом перед предприятиями, коммерческими и некоммерческими организациями возрастает актуальность определения цен на товары, услуги собственного производства. Необходимо отметить, что также все участники строительной деятельности, а особенно заказчики, заинтересованы в установлении наиболее точных расходов на реализацию объекта на протяжении осуществления всех уровней инвестиционного проекта.

Наиболее точно составленная смета с указанием расходов, необходимых для реализации строительства, капремонта и реконструкции объектов, то есть зданий и сооружений, позволяет заказчику сделать правильный, наиболее экономически выгодный выбор решения о необходимости проведения строительных работ.

Акцентируемся на следующем: если на первоначальном этапе строительства какого-либо объекта будет наблюдаться занижение сметной стоимости, то это поспособствует необходимости выделения дополнительных средств финансирования, что в дальнейшем на формировании бюджета отразится с отрицательной стороны. В таком случае может прекратиться поступление бюджетных средств в новые проекты, в том числе в те, которые имеют социальное значение.

Таким образом, при составлении смет на строительство, подрядчики и инвесторы стремятся использовать несколько методов определения сметной стоимости: ресурсный, базисно-индексный и ресурсно-индексный.

1. Сметная стоимость строительства. Цена в строительстве формируется на основе стоимости едины строительной продукции, которая выражается в денежной форме, определяемая количеством труда, необходимым для производства конкретного вида продукции [1]. Сметная стоимость (СС) – конкретное количество денег, требуемых для осуществления строительства зданий и сооружений согласно условиям и положений проектной документации. Учтем тот факт, что непосредственно сметная стоимость является основой для определения и утверждения размера капитальных вложений, средств государственного и коммерческого финансирования.

Сметная стоимость требуется для определения затрат на следующие виды работ [2]:

- строительство зданий и сооружений;
- реконструкцию зданий и сооружений,
- капитальный ремонт зданий и сооружений;
- реконструкцию зданий и сооружений;
- уничтожение объектов строительства, то есть зданий и сооружений.

Стоимость объектов строительства, указанная в сметах, отображает затраты на строительство зданий и сооружений при осуществлении таких работ, как:

- проектирование зданий и сооружений с учетом архитектурно-строительных требований;
- составление сметного расчета на демонтаж объектов строительства с указанием стоимости строительных работ;
- составление сметы на капитальный ремонт конкретного здания или сооружения с определением ремонтно-строительных работ и их стоимости;
- составление сметы на реконструкцию зданий и сооружений, а также на предметы культурного наследия, например, на памятники, дворцы, здания, несущие архитектурную ценность, с определением стоимости ремонтно-реставрационных работ;
- указание стоимости оборудования, а также стоимости работ на монтаж и на капитальный ремонт, при необходимости;
- стоимость других затрат, например, это могут быть расходы на выплату заработной платы рабочим, на организацию стройплощадок, административно-бытовые расходы и т.д.

Строительно-монтажные работы (СМР) включают составляющие, из которых формируется их стоимость (рис. 1).

2. Классификация видов сметной документации. Смета представляет собой первоначальный и основополагающий документ определения стоимости строительного объекта. Рассмотрим существующие виды сметной документации согласно положений методической документации в строительстве (МДС) [3]:

1. Локальные сметные расчеты (ЛСР) – это документы, составляемые на различные разновидности работ и на расходы. Количество работ, определяемые при подготовке и разработке рабочей документации, а также при составлении рабочих чертежей являются фундаментом ЛСР. Данная документация подготавливается, когда виды и количество работ, а так-

же количество расходов, окончательно не определены и существует необходимость в том, чтобы произвести детализирование согласно рабочей документации, или же когда определить формат работ и способы их реализации на этапе проектирования не представляется возможным, что приводит к уточнению в процессе строительства.



Рис. 1. Составляющие элементы СМР

2. Объектный сметный расчет – соединяет в себе данные на объект строительства на основе ЛСР. Данный вид документации составляется в текущем уровне цен. Объектная смета не составляется в том случае, если стоимость объекта определяется одной локальной сметой. Также в объектной смете отображаются затраты на временные здания и сооружения, и зимние удорожания.

3. Сметные расчеты на другие виды расходов (затраты) – необходимость составления такой документации появляется при определении денежных средств в полном объеме, когда требуется узнать количество денег для покрытия всех затрат (в качестве примера можно привести затраты на землеотвод, перевозку рабочих, командировки рабочих и т. д.).

4. Сводный сметный расчет (ССР) – создается для определения бюджетных средств, идущих на полное завершение строительства конкретных объектов. ССР может служить основополагающим фактором в определении размера капитальных вложений и доступа финансирования в строительство. В данной сметной документации отражаются итоги до поступления расходов на временные здания и сооружения, на зимние удорожания, а также итоги сметных расчетов на отдельные виды затрат.

5. Сводка затрат – составляется в тех случаях, когда наряду с предметами производственного характера составляется сметная документация на предметы, имеющие жилищное и гражданское значение.

3. Способы определения сметной стоимости. В настоящее время применяются несколько методов составления смет для определения стоимости строительства [4]. Классификация данных методов представлена на рисунке 2.

Следует отметить, что базисные цены являются основой сметно-нормативной базы. Базисный уровень цен – это цены, установленные на конкретную дату. Таким образом, установленная дата является неизменной и одинаковой для всех строительных ресурсов [5–7].

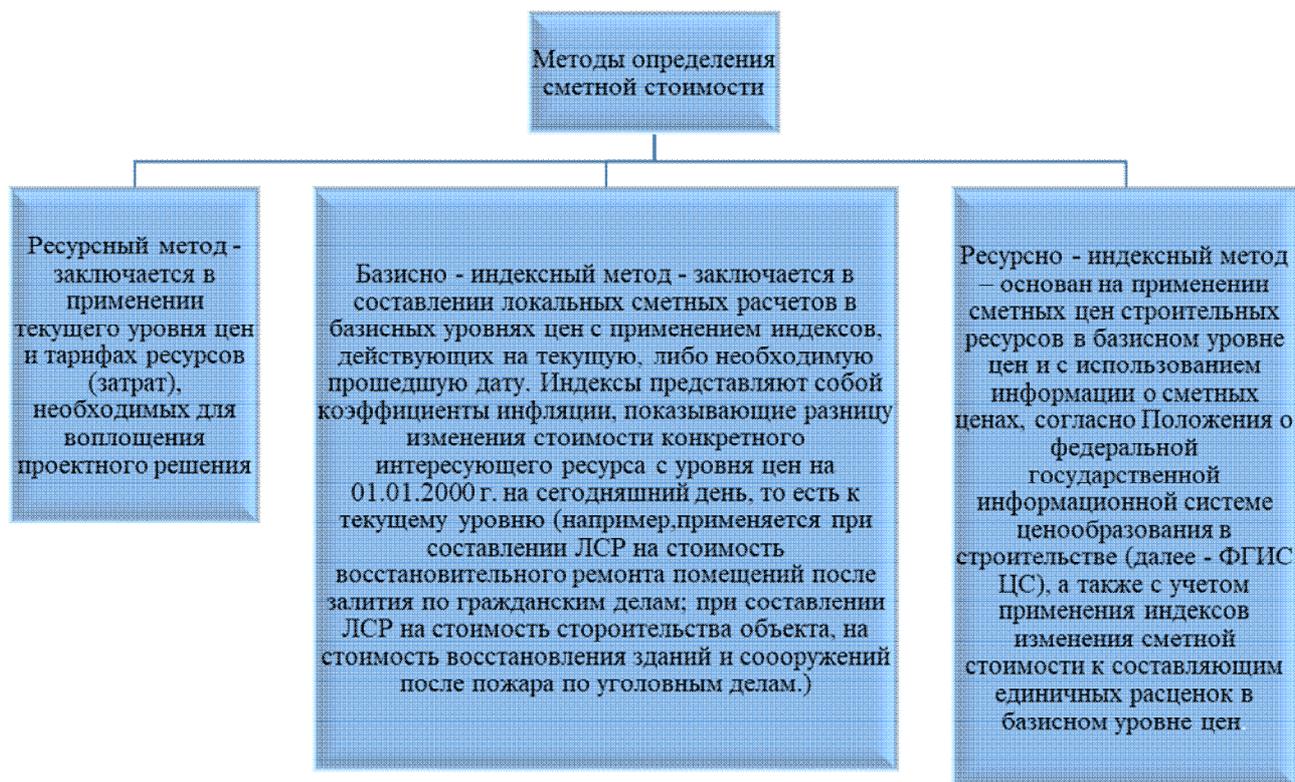


Рис. 2. Классификация методов определения сметной стоимости

На сегодняшний день самый распространенный и самый применяемый способ определения сметной стоимости строительства – это базисно–индексный. К основным достоинствам данного метода можно отнести доступность и наличие разработанных методик.

Однако, несмотря на востребованность базисно–индексного метода составления локальных сметных расчетов, с учетом того, что он является наиболее простым и не таким трудоемким, данный метод включает в себя следующие недостатки:

- применяемые индексы являются слишком усредненными, что способствует неравномерности изменению стоимости материалов;
- проблематичность отслеживания динамики изменения рыночных цен продукции строительной отрасли;
- несоответствие действующей сметно-нормативной базы требованиям современным строительным технологиям.

Сделав анализ вышеизложенной информации, можно сказать, что на сегодняшний день актуален вопрос о прекращении работы на основе базисно-индексного метода определения сметной стоимости и введение в применение ресурсно-индексного [8–10]. Согласно положений Письма Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 20.02.2021 г. № 6684-ИФ/09 «О переходе на ресурсно-индексный метод определения сметной стоимости строительства», с начала второго квартала 2022 года планируется переход на данный способ определения сметной стоимости строительства, при котором будут использоваться данные о действующих ценах строительных элементов, которые представлены на базе ФГИС ЦС, и индексы изменения сметной стоимости к видам однородных строительных ресурсов, для которых информация о стоимости в текущем уровне цен отсутствует в федеральной государственной информационной системе ценообразования в строительстве.

Сложность перехода к применению ресурсно-индексного метода состоит в отсутствии методик по определению сметной стоимости строительства данным методом, поэтому его применение сегодня не представляется возможным [11–13].

Выводы. Изучив и проанализировав применяемые методы определения сметной стоимости объектов строительства, установлено, что самым используемым методом сметчиками является базисно-индексный. Определены достоинства и недостатки данного метода, выявлены причины негативной стороны базисно-индексного метода.

Исследована актуальность вопроса о переходе от базисно-индексного к ресурсно-индексному методу, который позволит наиболее точно определять стоимость объектов строительства.

Библиографический список

1. Синянский И.А., Манешина Н.И. Проектно-сметное дело. М.: Издательский центр «Академия», 2020. 480 с.
2. Об утверждении методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов российской федерации на территории Российской Федерации, утвержденный приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4 августа 2020 г. № 421/пр [Электронный ресурс]. URL: Приказ Минстроя РФ от 04.08.2020 N 421/ПР – Редакция от 04.08.2020 – Контур.Норматив (kontur.ru)/ (дата обращения: 18.05.2021).
3. Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве [Электронный ресурс]. URL: <https://rccs.ru/files/mds/> (дата обращения: 18.05.2021).
4. Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве [Электронный ресурс]. URL: <https://rccs.ru/files/mds/-25.2001.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).
5. Казакова О.Г. Определение сметной стоимости строительства. М.: Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2007. 112 с.
6. Формирование и развитие инновационной инфраструктуры в целях коммерциализации технических проектов / Е. Шкарупета, О. Попова, О. Шальнев, Н. Колосова // Энергетическое управление муниципальными объектами и устойчивые энергетические технологии: сборник трудов по материалам XXI Международной научной конференции. Воронеж. 2020. С. 52–56.
7. Гасилов В.В., Колосова Н.В. Институты инновационного развития в условиях цифровой экономики // Цифровая и отраслевая экономика. 2020. №1. С. 30–33.
8. Казарцева А.И., Колосова Н.В., Переславцева И.И. Инновационные подходы к формированию и развитию цифровых компетенций // Регион: системы, экономика, управление. 2019. №3 (46). С. 50–53.
9. Колосова Н.В. Социокультурные факторы инновационного развития экономических систем // Организатор производства. 2020. №1. С. 99–104.
10. Яременко С.А., Колосова Н.В., Переславцева И.И. Управление рисками в ходе цифровой трансформации // Цифровая трансформация в экономике транспортного комплекса. Развитие цифровых экосистем: наука, практика, образование: материалы II-ой международной научно-практической конференции. Москва. 2020. С. 388–391.
11. Экономический эффект от внедрения систем телеметрии в газорегуляторных пунктах / Н.Е. Сафонов, А.С. Ищенко, А.И. Коровкина, Н.В. Колосова // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. №1(22). С. 29–33.
12. Петрикеева Н.А., Тюленева О.В., Кучеров Н.Н. Экономически целесообразный уровень теплозащиты зданий при работе систем теплогоснабжения и вентиляции // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2012. №1(6). С. 9–12.
13. Турбин В.С., Петрикеева Н.А. Методика технико-экономического обоснования схем теплогенерирующих установок с напорными теплоутилизаторами // Вестник Воронежского государственного технического университета. 2006. Т. 2. №6. С. 120–122.

Для цитирования: Зиборова О.А., Шпилова И.А., Благовестная Е.А. Классификация методов определения сметной стоимости объектов строительства. Плюсы и минусы применения базисно-индексного метода // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 11–15.

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, БАЗ И ХРАНИЛИЩ

УДК 622.276

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А. И. Калинина, Н. М. Попова, П. В. Дьяков, Е. А. Кулик

Воронежский государственный технический университет

*А. И. Калинина, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: alina27.03@mail.ru*

*Н. М. Попова, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: exclusiv.na@mail.ru*

*П. В. Дьяков, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(961)186-14-15, e-mail: pavel_dyakov@bk.ru*

*Е. А. Кулик, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(920)413-66-41, e-mail: kulik.evgen@bk.ru*

Постановка задачи. Гидравлический разрыв пласта – распространенный метод интенсификации нетрадиционных залежей, в основе которого лежит создание дополнительных трещин в породе за счёт избыточного давления закачиваемого флюида. В качестве жидкостей для гидравлического разрыва часто выступают агрессивные, кислотные среды, представляющие угрозу, например, подземным водам. Большие производственные риски, влияние общественности и выбор в пользу более экологичных источников энергии являются основными факторами постоянного развития и актуализации отрасли.

Результаты. В ходе подробного анализа были выделены наиболее важные открытия в области разработки нетрадиционных скважин, которые многократно снижают риски их эксплуатации, при этом увеличивая дебит.

Выводы. Представлены новейшие методики и технологии гидравлического разрыва пласта, используемые в настоящее время на промыслах лидирующими компаниями отрасли.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нетрадиционные нефтегазовые залежи, добыча, фрекинг.

Введение. Углеводородные месторождения представляют собой колоссальные запасы топлива и составляют большую часть всех источников энергии на земле. В прошлом добыча нефти или газа ограничивалась только традиционными месторождениями, что обуславливалось высокой проницаемостью пород, обеспечивающей беспрепятственное поступление нефти или газа к устью скважин [1]. С развитием технологий и растущей потребностью в более экологичных источниках энергии добыча углеводородов распространилась и на нетрадиционные пласты. Обычно такие месторождения сложны в эксплуатации. Основной причиной этому являются плотные, непроницаемые материнские породы, которые препятствуют перемещению ископаемых в коллектор скважины. В нетрадиционных месторождениях ископаемые топлива не могут быть извлечены естественным путем, но такие коллекторы обладают огромным экономическим потенциалом [2]. На сегодняшний день доступен ряд методик, использование которых делает добычу ископаемых из нетрадиционных скважин рентабельной.

Современные методики, повышающие рентабельность добычи. Основной вектор индустрии направлен на совершенствование процесса эксплуатации нетрадиционных место-

рождений и повышение рентабельности при одновременном обеспечении минимального уровня загрязнения окружающей среды, а также риска для человека [3, 4]. Рассмотрим некоторые методики.

1. *Использование FracNet для визуализации гидроразрыва пласта (ГРП) в режиме реального времени.* Продукт шведской компании Sevian предоставляет доступ к универсальному portalу для проведения ГРП в режиме реального времени. Взаимодействуя со сторонними программами и базами данных прошлых лет, FracNet позволяет осуществлять не только координационные и управленческие функции, но также получать данные о ключевых показателях эффективности работы скважины, проводить их анализ в реальном времени. На сегодняшний день такая система для удаленного контроля используется более чем на 9000 скважин по всему миру. Основные преимущества применения программного обеспечения FracNet:

- проведение исследований разрушения породы внутри коллектора;
- повышение ESG – показателей (ESG – экологическое, социальное и корпоративное управление) за счёт замещения добываемых воды и газа в режиме реального времени;
- автоматическая структуризация данных о скважине;
- предоставление рекомендации по изменению химического состава флюида с целью экономии средств.

2. *Использование специальных присадок для повышения производительности насосного оборудования.* Новая технология от компании Chemstream обеспечивает наивысшую экономию средств при геологоразведочных работах, что особенно актуально во времена спада нефтегазодобычи. В основе данной технологии заложено использование специальной присадки, позволяющей оператору скважины при любых эксплуатационных сценариях поддерживать производительность на проектном уровне. Быстрая гидратация и снижение трения в течение длительного периода времени способствуют уменьшению нагрузки на стенки труб [5, 6].

3. *Технология визуализации жидкости ГРП внутри скважины.* Компания Deep Imaging добилась значительных успехов в технологии, позволяющей получать изображения жидкости для гидроразрыва пласта в режиме близком к реальному времени, что позволяет операторам принимать решения по ходу проведения ГРП.

С помощью ряда высокочувствительных приёмников и дипольной системы, размещёнными непосредственно над траекториями ствола скважины на поверхности (рис.1), измеряется величина и направление раствора ГРП, отображаемым в виде массива над стимулируемой зоной горных пород в течении 3 часов после окончания ГРП.

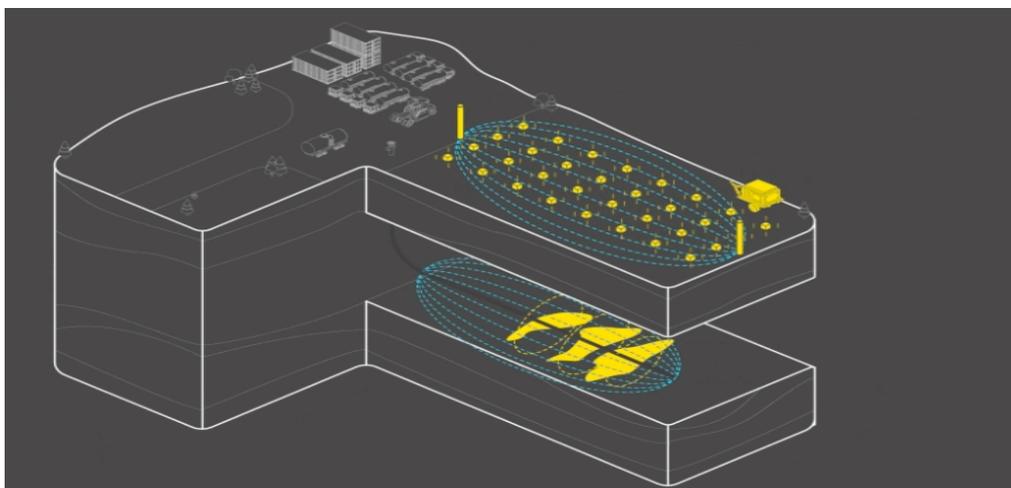


Рис. 1. Принцип технологии визуализации жидкости ГРП [5]

Конечное изображение представляется оператором, посредством которого последние могут вносить корректировки в работу скважины. Данная технология позволяет решать такие проблемы, как безопасное консервирование скважин и утилизация отходов.

4. *Использование ингибитора парафиноотложений.* Типичной проблемой, возникающей при гидроразрыве пласта, является осаждение парафина внутри трещин породы. Это связано с тем, что холодная жидкость ГРП вступает в контакт с горячей нефтью, что приводит к таким негативным последствиям, как снижение пропускной способности, сужение и закупорка каналов внутри пласта.

Компания Evonik Oil Additives представляет решение данной проблемы в виде нового типа парафинового ингибитора, который полностью диспергируется в воде. Такое решение позволяет продукту быть совместимым с большинством типов жидкостей для ГРП. Использование ингибиторов парафиноотложений позволяет сократить осаждение парафина в процессе ГРП, что, в конечном счете, повышает нефтеотдачу пласта [7].

5. *Покрытие пропанта специальными смолами.* Компания Nexion представляет покрытие из смолы ProCure, которым в специальной смесительной установке обрабатывают пропант. За счёт схожести химического состава, такая смола осаждается только на пропанте, игнорируя оборудование и прочие установки.

После попадания в скважину пропант действует точно также, как и традиционный вид, удерживая сцепление зерен между собой и задерживаясь в трещинах пласта. Использование такой технологии даже при минимальных концентрациях позволяет увеличить проводимость и избавиться от необходимости использования дополнительных поверхностно-активных веществ [8].

6. *Биосурфактанты, как инструмент для повышения дебита скважины.* Характерной чертой нетрадиционных коллекторов является высокий коэффициент нефтеотдачи, который стремительно сокращается в короткие промежутки времени – до 80 % в первые два года эксплуатации. Очевидной проблемой для любой нефтегазодобывающей компании становится увеличение срока жизни скважины и поддержания стабильного дебита.

Биосурфактант SUSTAIN – экологически безопасный химикат на основе биологических поверхностно-активных веществ (ПАВ), который во многом превосходит большинство синтетических конкурентов (рис.2) [9].

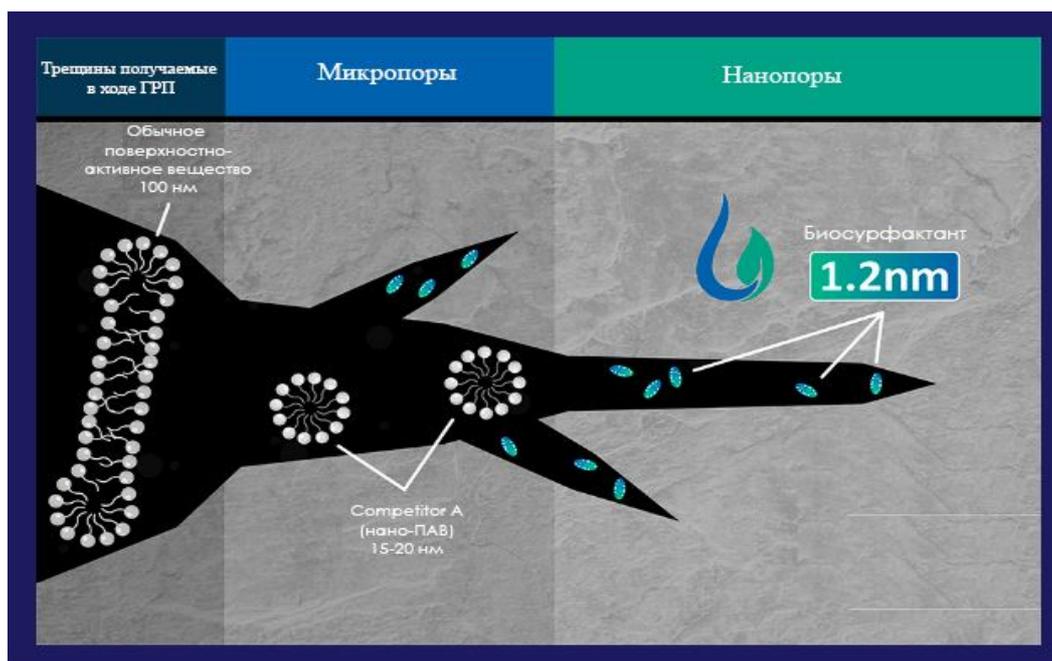


Рис. 2. Сравнение биосурфактанта с другими ПАВ [5]

Его главным преимуществом является способность проникать в мельчайшие поры пласта, повышая тем самым показатели добычи скважины. Разработка компании Energy Solutions позволяет компаниям не только увеличивать объемы извлекаемой нефти, но и минимизировать риски, связанные с загрязнением окружающей среды.

7. *Контроль скважины в режиме реального времени.* Инструмент контроля качества проведения ГРП Seismos-MWF позволяет обнаруживать и своевременно устранять недостижимости коллектора в режиме реального времени. Данная система отслеживает эффективность и свойства операций на этапе закачки жидкости в скважину. При отклонении от заданных параметров или обнаружении неоптимального охвата жидкостью пласта, программа выдаёт необходимые корректировки для поддержания рабочих параметров процесса ГРП.

В основе данной системы лежит постоянно обучаемый искусственный интеллект, который способен точно идентифицировать тип отклонения ГРП, выделяя при этом нужные переменные, требующие корректировок (скорость, объем). Использование данного программного обеспечения (ПО) предоставляет пользователю возможность определения характера разрушения пласта, размеры образовавшихся пор и, что немаловажно, вывод данных в удобном интерфейсе на любое устройство.

8. *Диагностика потока жидкости.* Fracture Flow от компании TGT позволяет оценивать эффективность ГРП. В её состав входит акустическая установка Chorus для записи и анализа распространения акустических волн в скважине и конкретно в пласте. Такая установка может предоставлять данные о конструкции разрабатываемого коллектора. Данная система используется при проведении ГРП, а также после его окончания. Принцип действия основан на распространении волн, а именно определении местоположения и расстоянии сигнала до приёмника. Полученные данные важны для последующих корректировок программы ГРП и её совершенствования.

9. *Использование искусственного интеллекта (ИИ).* В настоящее время как никогда ощущается острая потребность в современных методах анализа и визуализации этапов нефтегазодобычи. Платформа Well Data Labs на базе искусственного интеллекта предоставляет столь нужный функционал, который позволяет автоматизировать большинство рабочих процессов, принимать технологические решения, опираясь на накопленный годами опыт.

Платформа призвана освободить инженерный персонал от кропотливых, емких и рутинных работ, сфокусировав их внимание на более важных аспектах. Используя облачные данные, платформа может выводить любые данные получаемые при разработке скважины методом ГРП. Помимо этого, она может определить ключевые события, которые могут служить предупреждениями о потенциальных сбоях и прочих неисправностях.

Преимуществом такого решения является полная автоматизация процесса на любой новой скважине.

10. *Сохранение структуры трещин.* На текущий момент основная проблема всех нетрадиционных месторождений заключается в том, что закачиваемая жидкость может негативно влиять на поверхность трещины, а именно размягчать её. Следствием этого становится увеличение скорости поступления пропанта и дальнейшее ухудшение проводимости, что в конечном итоге негативно сказывается на общей эффективности коллектора.

ES Max – новое поколение добавок к жидкостям для ГРП, в основе которых лежит биополимерная химия. Использование такой методики позволяет сохранять структуру трещины и увеличивать её проводимость.

Принцип действия данной добавки основан на проникновении в трещины, которые наиболее склонны к осаждению пропанта. Попадая в них, вещество не оказывает воздействия на минеральную структуру трещины, замедляя при этом процесс залегания пропанта. Окончательным результатом является повышение уровня миграции углеводородов по сети, образовавшейся в ходе ГРП.

11. *Пенный ГРП.* Пена CO_2 является альтернативой традиционной жидкости на водной основе. Преимуществом такой методики является сокращение потребления воды и меньший ущерб для пласта, а также стабильные реологические характеристики по сравнению с полимерами, способность уменьшать набухание глины и повышенный обратный приток.

Сочетание поверхностно-активных веществ (ПАВ) с CO_2 образует пену, которая ликвидирует ряд сложностей, присущих традиционному ГРП. Такая пена обладает высокими значениями вязкости, лучшими термическими характеристиками [6, 7].

12. *Кислотный ГРП.* Суть данного подхода состоит в закачке специальной жидкости в пласт, которая растворяет скелет породы. При растворении образуются небольшие разломы, за счёт чего и повышается пористость и проницаемость. Подкисление и гидроразрыв это основные принятые методики воздействия на пласт. Наиболее распространенная и часто используемая кислота – соляная и фтористоводородная. Данные кислоты не используются по отдельности – предпочтение отдается их сочетанию или комбинациям с другими веществами. Такие карбонатные породы, как, например, известняк и доломит легко растворяются в соляной кислоте. И, напротив, – силикатные или кварцевые породы (песчаник) не растворимы в соляной кислоте (HCL), а только во фтористоводородной [10].

13. *Установка для поддержания качества жидкости ГРП.* В основе этой технологии лежит автоматическая закачка необходимых химических реагентов в жидкость для гидроразрыва пласта. Данная установка позволяет обрабатывать и повторно использовать растворы, что является особо актуальной проблемой в районах с низкими запасами пресной воды.

Эффективность химиката во многом диктуется достижениями в IT-области, а именно веб-интерфейсами, которые позволяют полностью автоматизировать процесс закачки, предоставляя при этом контроль и видимость жидкости внутри скважины в режиме реального времени. Такая установка (рис.3) постоянно контролирует расход воды, корректируя при необходимости скорость закачки химических реагентов с целью достижения оптимальной и точной концентрации в пласте.

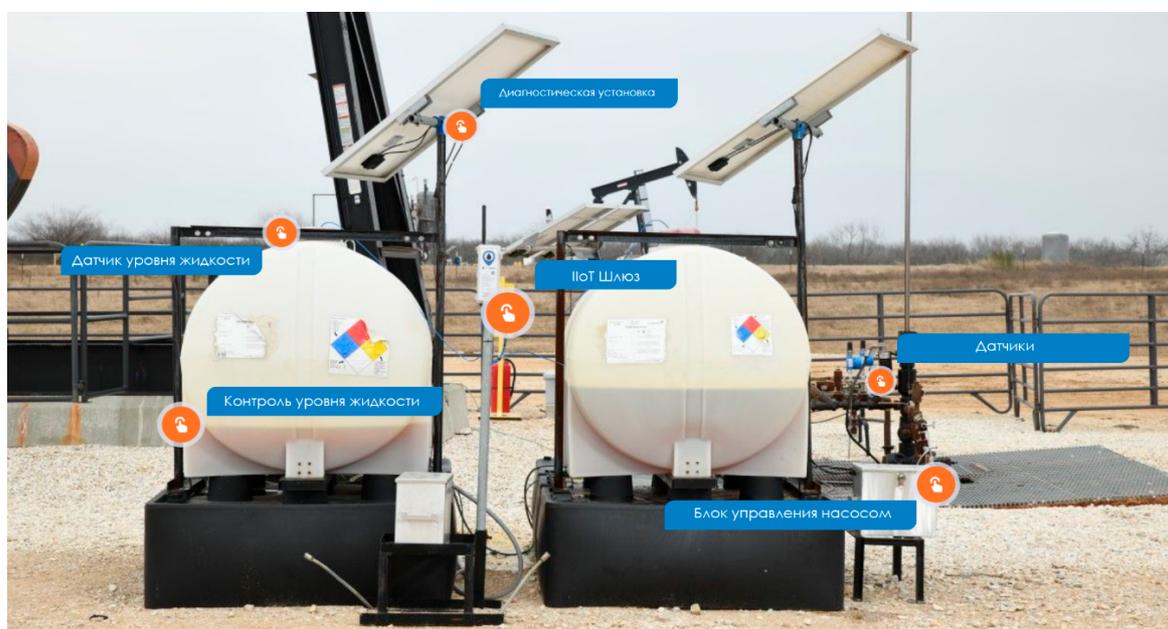


Рис. 3. Установка WellAware

Достоинствами такого решения интенсификации коллектора являются повышение эффективности насосного оборудования, снижение выбросов, повышенная рециркуляция воды и защита грунтовых вод [11, 12].

Так, на практике были получены результаты, согласно которым потребление пресной воды на одном из крупнейших месторождений сократилось на 30 % после внедрения технологии.

Выводы. Всплеск интереса к нетрадиционным месторождениям привел к научному прорыву в индустрии, что многократно расширило возможности эксплуатации скважин с самыми различными материнскими породами, а также эксплуатации коллекторов, ранее считавшимися экономически невыгодными. Повышение эффективности добычи углеводородов из нетрадиционных залежей является неизбежным вариантом развития. В условиях современного рынка отраслевые гиганты обязаны следовать пути постоянной модернизации оборудования и технологий, что является единственным вариантом максимизации доходов компаний.

Основной вектор развития – автоматизация большинства этапов нефтегазодобычи, а также создание программного обеспечения, использование которого позволит полностью контролировать процесс гидроразрыва пласта, регулировать необходимые параметры, предупреждать об потенциальных опасностях [13, 14]. Также на первом месте стоит проблема экологии, которая решается по мере совершенствования и актуализации процессов, сводя на текущий момент риски, связанные с загрязнениями, к минимальным показателям за всю историю нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. Вернигора В.В., Петрикеева Н.А., Чудинов Д.М. Оценка сложности добычи нефти на российском шельфе // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2017. №4(9). С. 52–58.
2. Новый тип нефтяных залежей / С.Г. Тульская, Г.А. Кузнецова, Д.А. Добровольский, А.Р. Головня // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2020. №3(20). С. 38–42.
3. Тульская С.Г., Калинина А.И., Петрикеева Н.А. Основные аспекты экологических проблем нефтегазовой отрасли // Нефтяная столица: материалы 4-й Международного молодежного научно-практического форума. Ханты-Мансийск. 2021. С. 199–202.
4. Тульская С.Г., Петрикеева Н.А., Чуйкин С.В. Экологическая безопасность окружающей среды при загрязнении нефтепродуктами // Наука и образование – 2019: материалы всероссийской научно-практической конференции. Мурманск. 2020. С. 251–257.
5. «HartEnergy»: официальный сайт издателя. URL: <https://epplus.hartenergy.com/issue/january-2021/2021-hydraulic-fracturing-technology-showcase/> (дата обращения 20.04.2021).
6. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. И.И. Вафин; ред. А.Г. Загуренко. Ижевск: Изд-во ИКИ, 2007. 236 с.
7. Калинина А.И., Коровкина А.И., Дядина А.В. Анализ методов воздействия на нефть с высокой вязкостью флюидов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. №2(23). С. 37–43.
8. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 37 с.
9. Хайруллин М.Х. Гидродинамические методы исследования вертикальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта / Регулярная и хаотическая динамика. Институт компьютерных исследований, 2012. 574 с.
10. Баренблатт Г.И. Об образовании горизонтальных трещин при гидроразрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. Отд. техн. наук. 1956. № 9. С. 101–105.
11. 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.
12. Аралов Е.С., Помоголов В.Н., Карташов Н.А. Анализ современных проблем обеспечения надёжности объектов хранения углеводородного сырья // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2020. №4(21). С. 6–11.
13. 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.
14. 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: Новейшие технологии гидроразрыва пласта / А.И. Калинина, Н.М. Попова, П.В. Дьяков, Е.А. Кулик // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 16–21.

УДК 621.316

РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Н. В. Колосова, О. А. Кочура, Е. В. Плаксина

Воронежский государственный технический университет

*Н. В. Колосова, канд. экон. наук, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: kolosnv@yandex.ru*

*О. А. Кочура, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgsu.vrn.ru*

*Е. В. Плаксина, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: elena.plaksina2013@yandex.ru*

Постановка задачи. Нефтегазовый комплекс на современном этапе развития имеет необходимость в инновационных разработках для эффективной и бесперебойной работы трубопроводов с учетом требований безопасности, надежности и экологичности. Система электрообогрева на основе скин-эффекта считается одной из таких разработок. Актуальным является определение мощности электроподогрева технологического нефтепродуктопровода, который обеспечивает необходимую температуру по всей длине трубопровода, что устраняет эффект застывания продукта в результате остановок погрузки.

Результаты. В данной работе было рекомендовано использование электроподогрева технологического продуктопровода с использованием скин-системы. Для доказательства эффективности ее работы на длинных и сверхдлинных трубопроводах был выполнен расчет по определению мощности оборудования для обеспечения подогрева.

Выводы. Рассчитана требуемая мощность скин-системы в зависимости от толщины тепловой изоляции. На основании расчета можно подобрать оптимальное соотношение мощности и толщины теплоизоляции.

Ключевые слова: скин-эффект, мощность нагревателя, электроподогрев технологического трубопровода, тепловой поток, проводник, толщина тепловой изоляции.

Введение. Подогрев технологического трубопровода протяженностью до трёх километров на базе резистивных и саморегулирующихся кабелей успешно осуществляется и сейчас. Однако когда протяженность достигает сорока–шестидесяти километров по ненаселённой территории без источников энергии, доставка углеводородного сырья становится весьма проблематичной.

Чтобы поддерживать и повышать температуру на больших расстояниях по всей длине трубопровода, не допускать замерзание нефтепродуктов при питании только из отправочного пункта, в настоящее время всё больше используются скин-системы.

Впервые данная технология была введена в Японии в 60-х годах 20-го века. Благодаря ей подогрев трубопроводов при отсутствии источников энергии осуществляется при его длине до 60 км. Такие системы производятся пока только в Японии, США и России. На текущий момент в нашей стране на основе скин-эффекта обогреваются сверхдлинные трубопроводы общей протяженностью 500 километров.

1. Принцип действия и конструкция скин-системы. Принцип действия данной системы основан на двух явлениях: результате близости проводников и скин-эффекте, что описано во многих научных работах. Конструктивно система состоит из стальной трубки, внутри которой размещен проводник из меди или алюминия. От источника электропитания поступает напряжение и при протекании тока выделяется тепло в проводнике и в трубке.

Правильно запроектированная система позволяет выделить в металлической трубке до 80 % тепла, в проводнике – до 20 %. Выделение тепловой энергии происходит за счет движения в трубке тока обратной направленности и индукционного нагрева трубы в переменном электромагнитном поле. Тепло эффективно уходит от нагревателя к технологическому трубопроводу за счет применения теплопроводной пасты. Процесс является полностью автоматизированным и управление осуществляется дистанционно [1, 2].

На рисунке 1 схематично показан принцип действия скин-системы.



Рис. 1. Принцип действия скин-системы

На рисунке 2 изображена конструкция скин-системы обогреваемого трубопровода. Конструкция рассматриваемой системы состоит из следующих основных элементов: 1 – линия электропередачи (ЛЭП); 2 – комплектная электроподстанция; 3 – индукционно-резистивный нагреватель; 4 – индукционно-резистивный проводник; 5 – тепловая изоляция; 6 – нефтепродуктопровод.



Рис. 2. Конструкция скин-системы обогреваемого трубопровода

Данные системы имеют множество плюсов для обогрева длинных трубопроводов. К ним относят: запитка с одного конца трубы, электробезопасность, хороший тепловой контакт, простота монтажа, высокая механическая прочность.

2. Порядок расчёта мощности скин-системы. Рассмотрим необходимые исходные данные для расчета. Некоторые из них представим в таблице 1.

Таблица 1

Применяемые для расчета переменные

Наименование величины	Обозначение	Единица измерения	Численное значение
Температура наиболее холодной пятидневки	t_0	°С	-20
Требуемое значение температуры нефтепродукта при движении по трубе	t_n	°С	27
Коэффициент теплопроводности воздуха при t_0	$\lambda_{\text{в}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0,0117
Кинематическая вязкость воздуха при температуре t_0	$\nu_{\text{в}}$	$\text{м}^2/\text{с}$	$1,16 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент теплопроводности изоляции	$\lambda_{\text{из}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0,033
Скорость ветра	$w_{\text{в}}$	м/с	4
Внешний диаметр трубопровода	D	м	0,63
Толщина тепловой изоляции	$\delta_{\text{из}}$	м	0,02
КПД электроподогрева	$\eta_{\text{эл}}$	доли ед.	0,93

Исходные климатические параметры для района строительства принимаются по [3].

Удельный тепловой поток q_1 , Вт/м, от цилиндрической стенки с тепловой изоляцией к воздуху вычисляется по формуле [4]

$$q_1 = \pi \alpha (D + 2 \cdot \delta_{\text{из}}) (t_{\text{из}} - t_0), \quad (1)$$

где α – коэффициент внешней теплоотдачи от внешней поверхности изоляции в окружающий воздух, Вт/(м²·К); $t_{\text{из}}$ – температура наружной поверхности изоляции, °С.

Удельный тепловой поток q_2 , Вт/м, от наружной поверхности трубопровода через изоляцию вычисляется по формуле

$$q_2 = \frac{2\pi \cdot \delta_{\text{из}}}{\ln \frac{D + 2\delta_{\text{из}}}{D}} (t_n - t_{\text{из}}), \quad (2)$$

Из соотношений (1) и (2) следует формула для определения температуры наружной поверхности изоляции $t_{\text{из}}$ при известных значениях остальных параметров [4]

$$t_{\text{из}} = \frac{2\lambda_{\text{из}} \cdot t_n + \alpha (D + 2\delta_{\text{из}}) \cdot t_0 \cdot \ln \frac{D + 2\delta_{\text{из}}}{D}}{2\lambda_{\text{из}} + \alpha (D + 2\delta_{\text{из}}) \cdot \ln \frac{D + 2\delta_{\text{из}}}{D}}. \quad (3)$$

Коэффициент внешней теплоотдачи α от наружной поверхности тепловой изоляции, обтекаемой потоком воздуха, определяется в зависимости от параметра Нуссельта, и вычисляется по формуле

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda_6}{D + 2\delta_{из}}, \quad (4)$$

где Nu – параметр Нуссельта вычисляется по формуле

$$Nu = c \cdot Re_g^m, \quad (5)$$

где Re – число Рейнольдса; c и m – константы, принимаемые в соответствии с таблицей 2 согласно [5].

Таблица 2

Значения констант для расчета

Re	5÷80	80÷5·10 ³	(0,5÷5)·10 ⁴	>5·10 ⁴
c	0,815	0,695	0,196	0,024
m	0,4	0,46	0,6	0,8

Число Рейнольдса определяется в зависимости от скорости ветра, внешнего диаметра изоляции и вязкости воздуха, обозначенных в исходных данных, по формуле

$$Re_g = \frac{w_g \cdot (D + 2\delta_{из})}{\nu_g}. \quad (6)$$

Для ряда значений толщин изоляции $\delta_{из}$ определяются соответствующие потребляемые мощности электроподогрева на единицу длины $N_{номр}$, Вт, по формуле

$$N_{номр} = 1,05 \cdot \pi \cdot \alpha \cdot (D + 2\delta_{из}) \cdot (t_{из} - t_0), \quad (7)$$

где 1,05 – коэффициент запаса принят для компенсации неучтённых факторов.

Требуемая мощность электроподогрева $N_{треб}$, Вт, рассчитывается по формуле

$$N_{треб} = \frac{N_{номр}}{\eta_{эн}}. \quad (8)$$

3. Расчёт мощности электроподогрева технологического трубопровода. Проведем расчет, основываясь на представленных исходных данных и расчетных зависимостях.

Последовательность вычислений:

1) Вычисляется эмпирический коэффициент Рейнольдса по формуле (6)

$$Re_g = \frac{4 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,02)}{1,16 \cdot 10^{-5}} = 231034.$$

2) По таблице 2 определяются параметры $c = 0,023$ и $m = 0,8$.

3) По формуле (5) рассчитывается значение эмпирического коэффициента Нуссельта $Nu = 0,023 \cdot 231034^{0,8} = 449,4$.

4) Определяется коэффициент внешней теплоотдачи по формуле (4)

$$\alpha = \frac{449,4 \cdot 0,0117}{0,63 + 2 \cdot 0,02} = 7,85 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

5) Определяется температура наружной поверхности изоляции по формуле (3)

$$t_{из} = \frac{2 \cdot 0,033 \cdot 27 + 7,85 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,02) \cdot (-20) \cdot \ln \frac{0,63 + 2 \cdot 0,02}{0,63}}{2 \cdot 0,033 + 7,85 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,02) \cdot \ln \frac{0,63 + 2 \cdot 0,02}{0,63}} = -12,04 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

6) Определяется полезная мощность коаксиального нагревателя на 1 м длины по формуле (7)

$$N_{номр} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot 7,85 \cdot (0,63 + 2 \cdot 0,02) \cdot (-12,04 - (-20)) = 138,07 \text{ Вт/м}.$$

7) Рассчитывается требуемая мощность электроподогрева по формуле (8)

$$N_{треб} = \frac{138,07}{0,93} = 148,46 \text{ Вт/м}.$$

Вычисления для различных значений толщин изоляции сводятся в таблицу 3.

Таблица 3

Основные расчетные значения

$D + 2\delta_{из}, \text{ м}$	Re	Nu	$\alpha, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$t_{из}, \text{ } ^\circ\text{C}$	$N_{номр}, \text{ Вт/м}$	$N_{треб}, \text{ Вт/м}$
0,658	226897	443	7,88	-9,35	182,01	195,71
0,662	228276	445,1	7,87	-10,43	164,46	176,84
0,666	229655	447,3	7,86	-11,31	150,08	161,37
0,67	231034	449,4	7,85	-12,04	138,07	148,47
0,674	232414	451,6	7,84	-12,66	127,9	137,53
0,678	233793	453,7	7,83	-13,19	119,18	128,15
0,682	235172	455,9	7,82	-13,66	111,61	120,01

Выводы. По полученным расчётам можно сделать заключение, что при данных параметрах, а именно при толщине изоляции 20 мм и климатических условиях зоны расположения нефтебазы, скин-система мощностью до 150 Вт/м способна эффективно обеспечить электроподогрев до необходимой температуры рассматриваемого участка трубопровода.

Библиографический список

1. Струпинский М.Л. Хренков Н.Н., Кувалдин А.Б. Научные исследования, разработка, организация производства и внедрение системы индукционнорезистивного обогрева длинных и сверхдлинных трубопроводов // Промышленный электрообогрев и электроотопление. 2015. №1. С.2–6.
2. Струпинский М.Л. Хренков Н.Н., Кувалдин А.Б. Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой области. Справочная книга. Вологда: Изд-во «Инфа – Инженерия», 2015. 272 с.
3. СП 131.13330.2018. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*. М.: Минстрой России, 2018. 114 с.
4. Мартыненко Г.Н., Тульская С.Г. Температурный режим хранения нефтепродуктов в резервуарах. Учебное пособие. Воронеж: ВГАСУ, 2015. 54 с.
5. РД 75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчёты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М.: ОАО «Гипротрубопровод», 2009. 204 с.

Для цитирования: Колосова Н.В., Кочура О.А., Плаксина Е.В. Расчет мощности электроподогрева технологического трубопровода для нефтепродуктов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 22–26.

УДК 625.748.54

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАПОРНОЙ СИСТЕМЫ

В. Н. Помогалов, О. Е. Голясикова, Р. А. Кумаков

Воронежский государственный технический университет

*В. Н. Помогалов, студент кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела,
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(950)776-66-33, e-mail: viktor.pomogalov@yandex.ru*

*О. Е. Голясикова, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

*Р. А. Кумаков, ст. преподаватель кафедры теплогазоснабжения и нефтегазового дела
Россия, г. Воронеж, тел.: +7(4732) 71-53-21, e-mail: teplosnab_kaf@vgasu.vrn.ru*

Постановка задачи. Определяя путь повышения эффективности и экономичности автозаправочных станций (АЗС), при условии использования напорной системы подачи топлива, необходимо изучить основные преимущества её использования. Изучив основные преимущества напорной системы подачи топлива, провести сравнительный анализ необходимой общей протяженности технологических трубопроводов, используемых для подачи топлива к топливораздаточным колонкам на примере АЗС в городе Якутск.

Результаты. В статье произведен обзор принципиальных схем напорной и всасывающей системы подачи топлива автозаправочных станций. Выявлены основные конструктивные преимущества напорной системы.

Выводы. На основе проведенных расчетов протяженности технологических трубопроводов напорной системы подачи топлива для реконструируемой АЗС в городе Якутск доказана целесообразность применения подобной схемы.

Ключевые слова: автозаправочные станции, напорная система подачи, всасывающая система подачи, топливораздаточная колонка, технологические трубопроводы, экономичность.

Введение. На сегодняшний день в России существует приблизительно двадцать пять тысяч автозаправочных станций (АЗС). Современные АЗС являются неотъемлемой частью городской инфраструктуры, особенно в крупных городах. Количество и тип АЗС влияет на планировку застройки, а также на систему газоснабжения в целом [1, 2].

Каждая АЗС предусматривает размещение от двух и более топливораздаточных колонок (ТРК), которые предназначены для отпуска различного вида топлива потребителям [3, 4]. Чаще всего, все топливораздаточные колонки можно разделить на напорные и всасывающие. Из названия становится ясно, что основой каждого типа является различная система подачи топлива. Несмотря на это, определенные группы механизмов каждого из типов подачи топлива являются схожими.

Сегодня на территории РФ преимущественно используется всасывающая схема ТРК. Приблизительно 60 % владельцев АЗС по всему миру при открытии заправки предпочитают работать с ТРК всасывающего типа. Остальной сектор (около 40 %) использует ТРК с напорной системой. Такая тенденция обусловлена, прежде всего, исторически. Механизм всасывающего типа был использован в сфере продажи нефтепродуктов намного раньше. Напорные системы подачи топлива в ТРК появились около 50 лет назад США. Ранее, когда не было колонок с различными видами топлива, погружные насосы устанавливались только в США. Такое явление связано с тем, что в США преобладают скоростные автострады.

Это побудило производителей выпускать автомобили с мощными двигателями внутреннего сгорания, которые требуют использование высокооктанового топлива, которое часто имеет более высокое давление паров. Разность подходов этих систем имеет огромное значение, если рассматривать их с точки зрения крупных АЗС. В данной статье рассматриваются основные факторы, влияющие на экономичность АЗС.

1. Принцип работы всасывающей и напорной системы. Современные ТРК оборудованы электронной системой управления. С её помощью, становится возможным запустить подачу горючего удаленно, с рабочего места оператора АЗС, а также контролировать процесс заправки [4].

Всасывающая система подачи топлива – система, характеризующаяся подачей топлива из резервуара с помощью электронасоса, расположенного, непосредственно, в корпусе самой колонки. Основной принцип работы такой системы можно разбить на несколько этапов: подача электронного сигнала с пульта управления (диспетчерской) и в топливораздаточный комплекс, который задает выдачу необходимого объема топлива; активация заправочного пистолета с последующей подачей заданного объема топлива из резервуара с помощью электродвигателя насоса, который располагается внутри ТРК.

Напорная система подачи топлива – это система, которая характеризуется подачей топлива под напором из резервуара в ТРК. Основное отличие данной технологии подачи топлива состоит в том, что насос установлен не в корпусе самой ТРК, а в резервуаре, из которого осуществляется забор топлива. Погружной вертикальный насос крепится так, чтобы заборное отверстие находилось в нескольких сантиметрах от дна резервуара. Когда топливо попадает в погружной насос, оно перераспределяется между ТРК в зависимости от их количества. Некоторые модели таких насосов имеют соединительную штангу постоянной длины, другие обладают более совершенной конструкцией. Насосы, обладающие телескопической штангой, имеют преимущество над агрегатами со штангой постоянной длины, т.к. позволяют точно определить «мертвую зону» резервуара с топливом. На рис. 1а представлена принципиальная схема всасывающей системы, а на рис. 1б - напорной.

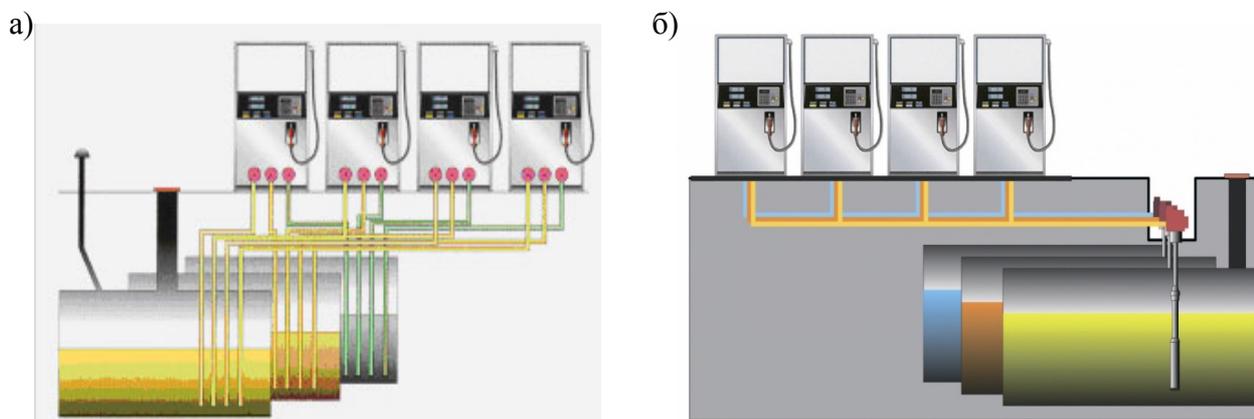


Рис. 1. Принципиальные схемы систем подачи топлива к ТРК:
а) всасывающая, б) напорная

Когда происходит включение турбинного электронасоса, внутри отверстия забора создается избыточное давление, с помощью которого горючее проходит сквозь турбину. Далее по соединительной штанге топливо поступает в клапанно-распределительное устройство. Затем происходит равномерное распределение потока по всем трубопроводам, направленным к топливораздаточным колонкам. В некоторых моделях погружных насосов используется обратный клапан, который срабатывает, в случае, наличия чрезмерно избыточного давления и возвращает излишки топлива обратно в резервуар.

Очевидно, что использование напорной системы подачи топлива более эффективно. Это связано с тем, что данная система может обрабатывать больший объем заказов, т.е. обслуживать большее количество потребителей, что является экономически выгоднее, в сравнении с всасывающей системой. У напорной системы подачи топлива в ТРК существует ряд других преимуществ, которые представлены ниже.

Отсутствие проблемы возникновения воздушных пробок. Всасывающая технология является причиной возникновения паровоздушных пробок в системе. Такое явление происходит, когда сила всасывания, которая необходима для того, чтобы поднять топливо из резервуара, превышает давление пара перекачиваемого топлива. В летнее время года возрастает возможность возникновения пробок. Особенно актуален данный вопрос для высокооктановых горючих на АЗС, а также топлив с присадками, которые располагаются в предгорных районах. Подогретое топливо соответственно увеличивает давление паровоздушной смеси. Данное явление приводит к снижению подачи горючего в ТРК, а в частных случаях, к полному прекращению подачи. Следствием этого является снижение пропускной способности АЗС. Кроме того, подобные инциденты могут являться причиной повреждения ТРК. В дальнейшем это может приводить к дополнительным затратам на ремонтные работы. Погружные насосы полностью исключают проблему возникновения паровоздушных пробок.

Использование напорной технологии позволяет использовать только один насос и трубопровод на один резервуар с горючим. При применении напорной технологии подачи топлива в ТРК возникает возможность более оптимальной компоновки АЗС.

Слабым звеном, в сравнении с напорными системами подачи, всасывающих систем является приемный клапан. В напорных системах он отсутствует. Это устройство удерживает столб нефтепродукта во всасывающем трубопроводе и служит для предотвращения завоздушивания. Данный клапан устанавливается внутри топливного резервуара и выступает важным элементом гидравлики. Опыт использования всасывающих систем показывает, что клапан, который не обеспечивает герметичность линии, является причиной нестабильной работы ТРК. Причины выхода из строя данного элемента могут быть различные: повреждения рабочих поверхностей элемента, временной износ, попадание посторонних частиц и др. Когда приемный клапан выходит из строя, происходит постепенное «вытекание» горючего из всасывающего трубопровода обратно в резервуар. В случае кратковременного перерыва работы ТРК, будет наблюдаться вытекание топлива, а также попадание воздуха во всасывающую магистраль, что резко снижает эффективность работы гидравлической системы.

Использование напорной системы позволяет реализовать более простую и дешевую схему укладки трубопроводов на АЗС. Это связано с тем, что один погружной насос может обеспечить подачу горючего для одновременной заправки на несколько ТРК. Так же, всасывающая технология накладывает ограничения на глубину заложения топливного резервуара, а также его диаметр. Всасывающая система требует большего количества трубопроводов на АЗС, что приводит к удорожанию самих ТРК, а также стоимости общего количества трубопроводов. В среднем, за счет большего количества трубопроводов всасывающей системы, происходит удорожание стоимости на 20 %.

Также одним из преимуществ напорных систем подачи топлива является сравнительно меньший шум работы. Это обусловлено конструктивными особенностями, а именно расположением насоса внутри топливного резервуара, как это было сказано ранее. Шум при работе ТРК является серьезным минусом для потребителя.

Напорные системы являются более выгодным решением с точки зрения срока эксплуатации. Они рассчитаны на больший срок бесперебойной работы. Так, средний срок бесперебойной работы составляет около 300 млн. литров топлива, а порой он может достигать 500 млн. литров, в то время как всасывающие рассчитаны в среднем на 10–12 млн. литров.

2. Сравнение протяженности технологических трубопроводов напорной и всасывающей системы на примере реконструкции АЗС в городе Якутск. Напорная

система подачи топлива требует меньшей протяженности технологических трубопроводов, для обеспечения подачи топлива к ТРК.

На примере реконструируемой АЗС в городе Якутск выполнен расчет необходимого количества трубопроводов. При расчете не учитываются длины трубопроводов для обвязки резервуаров и ТРК. На рис.2 представлена схема расположения технологических трубопроводов на территории земельного участка АЗС напорной системы. Значения длин отдельных участков $l_1 - l_{17}$ взяты в соответствии со схемой и указаны на рис. 2.

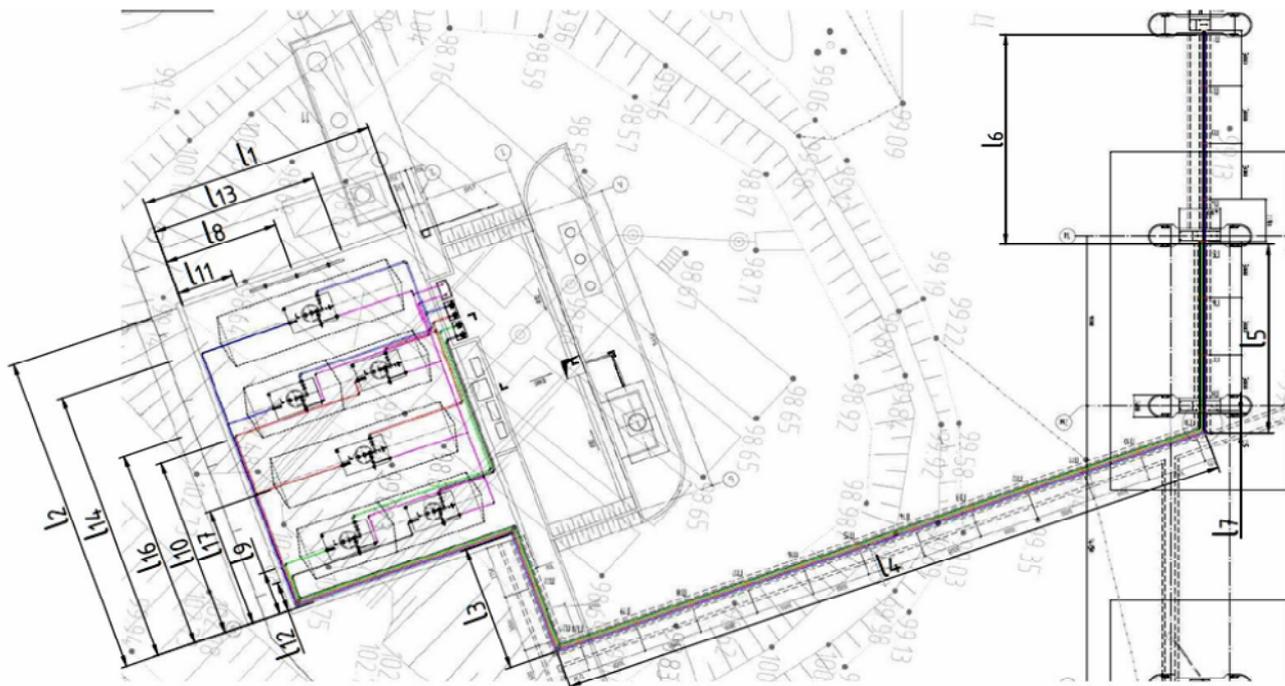


Рис. 2. Схема расположения технологических трубопроводов на территории АЗС:

$l_1 - 8000$ мм; $l_2 - 13000$ мм; $l_3 - 6350$ мм; $l_4 - 28783$ мм; $l_5 - 10115$ мм; $l_6 - 11250$ мм; $l_7 - 1115$ мм;
 $l_8 - 4000$ мм; $l_9 - 2200$ мм; $l_{10} - 6500$ мм; $l_{11} - 2000$ мм; $l_{12} - 1800$ мм; $l_{13} - 6000$ мм; $l_{14} - 10100$ мм;
 $l_{15} - 5500$ мм; $l_{16} - 8000$ мм; $l_{17} - 5000$ мм

Общая длина трубопровода L , м, от резервуара до ТРК для каждого вида топлива, исходя из схемы, будет равна: дизельное топливо (ДТ) для ТРК ВМР 2048 ОС V TS x 2 + ВМР 2024 ОС V TS:

$$L_{\text{нап.общ(ДТ)}} = l_8 + l_{11} + l_{14} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6. \quad (1)$$

Тогда, согласно формуле (1)

$$\begin{aligned} L_{\text{нап.общ(ДТ)}} &= 4000 + 2000 + 10100 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 11250 = \\ &= 80598 \text{ мм} = 80,598 \text{ м}. \end{aligned}$$

Для линии регулярь – 92 (АИ – 92) для ТРК ВМР 2048 ОС V TS x 2 + ВМР 2024 ОС V TS:

$$L_{\text{нап.общ(АИ-92)}} = l_{13} + l_8 + l_{10} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6. \quad (2)$$

Тогда, согласно формуле (2)

$$\begin{aligned} L_{\text{нап.общ(АИ-92)}} &= 6000 + 4000 + 6500 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 11250 = \\ &= 80998 \text{ мм} = 80,998 \text{ м}. \end{aligned}$$

Премиум – 95 (АИ – 95) для ТРК ВМР 2048 ОС V TS x 2:

$$L_{\text{нап.общ(АИ-95)}} = l_{11} + l_9 + l_1 + l_3 + l_4 + l_5. \quad (3)$$

Тогда, согласно формуле (3)

$$L_{\text{нап.общ(АИ-95)}} = 2000 + 2200 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 = 57448 \text{ мм} = 57,448 \text{ м}.$$

Супер – 98 (АИ – 98) для ТРК ВМР 2048 ОС V TS x 2:

$$L_{\text{нап.общ(АИ-98)}} = l_{13} + l_{12} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5. \quad (4)$$

Тогда, согласно формуле (4)

$$L_{\text{нап.общ(АИ-98)}} = 6000 + 1800 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 = 61048 \text{ мм} = 61,048 \text{ м}.$$

Выполним аналогичный расчет протяженности трубопроводов для всасывающей системы подачи. При этом необходимо учесть два важных условия. Первым является одинаковое расположение трубопроводной сети на территории АЗС. Вторым будет аналогичная расстановка ТРК на территории АЗС. Тогда, исходя из рис.1, протяженность технологических трубопроводов всасывающей системы подачи топлива для каждого вида топлива составит:

дизельное топливо (ДТ) для ТРК (всасывающая система) x 3:

$$L_{\text{всас.общ(ДТ)}} = l_8 + l_{14} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_8 + l_{14} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + \\ + l_{11} + l_{16} + l_1 + l_3 + l_4 + l_7. \quad (5)$$

Тогда, согласно формуле (5)

$$L_{\text{всас.общ(ДТ)}} = 4000 + 10100 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 11250 + 4000 + 10100 + \\ + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 2000 + 8000 + 8000 + 6350 + \\ + 28783 + 1115 = 200194 \text{ мм} = 200,194 \text{ м}.$$

Регуляр – 92 (АИ – 92) для ТРК (всасывающая система) x 3:

$$L_{\text{всас.общ(АИ-92)}} = l_{13} + l_{10} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_8 + l_{17} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_8 + \\ + l_{17} + l_1 + l_3 + l_4 + l_7. \quad (6)$$

Тогда, согласно формуле (6)

$$L_{\text{всас.общ(АИ-92)}} = 6000 + 6500 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 11250 + 4000 + 5000 + \\ + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 4000 + 5000 + 8000 + 6350 + \\ + 28783 + 1115 = 192494 \text{ мм} = 192,494 \text{ м}.$$

Премиум – 95 (АИ – 95) для ТРК (всасывающая система) x 2:

$$L_{\text{всас.общ(АИ-95)}} = l_{11} + l_9 + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{11} + l_9 + l_1 + l_3 + l_4 + l_7 \quad (7)$$

Тогда, согласно формуле (8)

$$L_{\text{всас.общ(АИ-95)}} = 2000 + 2200 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + \\ + 2000 + 2200 + 8000 + 6350 + 28783 + 1115 = 105896 \text{ мм} = 105,896 \text{ м}.$$

Супер – 98 (АИ – 98) для ТРК (всасывающая система) х 2:

$$L_{всас.общ(АИ-98)} = l_{13} + l_{12} + l_1 + l_3 + l_4 + l_5 + l_{13} + l_{12} + l_1 + l_3 + l_4 + l_7 \quad (8)$$

Тогда, согласно формуле (8)

$$L_{всас.общ(АИ-98)} = 6000 + 1800 + 8000 + 6350 + 28783 + 10115 + 6000 + 1800 + 8000 + 6350 + 28783 + 1115 = 113096 \text{ м} = 113,096 \text{ м}.$$

Выполним сравнение протяженности технологических трубопроводов, в процентах, для каждого вида топлива для напорной и всасывающей АЗС по формуле

$$\Delta = \frac{B - A}{A \cdot 100}, \quad (9)$$

где B – большее сравниваемое значение; A – меньшее сравниваемое значение.

В таблице представлены результаты расчетов по формуле (9). Из данных таблицы видно, что с точки зрения затрат на технологические трубопроводы, напорная система наиболее выгодна. Такая значительная разница протяженности, прежде всего связана с необходимостью подвода отдельной линии всасывания от резервуара к ТРК для каждого вида топлива.

Характеристики напорной и всасывающей системы

Вид топлива	Протяженность трубопроводов, м		Δ , %
	напорная система	всасывающая система	
ДТ	80,598	200,194	+148,38
АИ-92	80,998	192,494	+137,65
АИ-95	57,448	105,896	+84,33
АИ-98	61,048	113,096	+85,25

Выводы. Вопрос внедрения напорных систем подачи топлива к ТРК на современных АЗС очень актуален. Напорная система обеспечивает более эффективную работу АЗС в целом, благодаря своим техническим показателям. Экономия количества используемых технологических трубопроводов при строительстве АЗС, более высокая скорость обслуживания потребителей, конструктивная надежность напорной системы, эффективная компоновка АЗС – все это делает работу АЗС более экономичной, в сравнении с всасывающей системой подачи топлива к ТРК.

Библиографический список

1. Михайлова Е.О., Китаев Д.Н. Прогнозирование гидравлических характеристик газопроводных сетей на газораспределительных пунктах // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2017. №3(8). С.23–29.
2. Русанов Н.А., Китаев Д.Н. Расчет времени самотечного слива светлых нефтепродуктов на автозаправочных станциях // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2017. №2(7). С. 66–72.
3. Китаев Д.Н., Мартыненко Г.Н. Слив светлых нефтепродуктов на автозаправочных станциях // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Высокие технологии. Экология. 2017. №1. С. 89–92.
4. Эксплуатация технологического оборудования автозаправочных станций: учебное пособие / К.А. Акулов [и др.]. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 344 с.

Для цитирования: Помогалов В.Н., Голясикова О.Е., Кумаков Р.А. Повышение экономичности автозаправочных станций на основе использования напорной системы // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 27–32.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

УДК 621.315

АНАЛИЗ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОПОРЫ ЛЭП НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

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

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

Постановка задачи. Линии электропередач (ЛЭП) зачастую проходят через различные водные препятствия, реки, озера, протоки, проливы. Переходы через эти препятствия в большинстве случаев выполняются воздушными. Основной целью исследования является разбор основных методик проектирования линий электропередач через водные территории.

Результаты. В данной работе проанализированы основные виды гидроморфологических работ. Произведена оценка пойменных процессов. Сформулирован метод установления высоты ветровой волны на основе прошлых лет.

Выводы. В ходе исследования были определены наиболее эффективные приемы прокладки инженерных коммуникаций, даны рекомендации для проектирования.

Ключевые слова: русло, меандрирование, межень, створ, морфологические характеристики, массив, пойма.

Введение. При размещении опоры линии электропередач в водном створе необходимо изучить прилегающие участки поймы, содержащие один или несколько пойменных массивов. Понятие «пойменный массив» можно идентифицировать как один пойменный сегмент или осередок, то есть руслу соответствует один этап горизонтальных перемещений, в таком случае он является простым или гомогенным. Следствием из гомогенности является отсутствие значительных различий между размерами смежных форм рельефа.

1. Установление руслового процесса створа перехода линий электропередач (ЛЭП). Рассмотрим определение типа руслового процесса. Процесс реализовывается заранее по обзорным картам. На них наносится общий курс выбранной трассы линии электропередач до границы долины. Далее на карте задаётся почти нелинейный участок так, чтобы его границы лежали соответственно выше и ниже возможного стыка переходов. На карте граница поймы наносится на выделенном участке. В соответствии с общими признаками типов руслового процесса обуславливается тип процесса, свойственный для данного участка. Если обзорной карты недостаточно для определения типа руслового процесса, следует использовать крупномасштабные карты, аэрофотоснимки, пилотные карты и другие приспособления.

Затем находят численные характеристики макроформ, которые расположены в месте перехода. Работа проводится по судоходным картам или другим аналогичным крупномасштабным картографическим данным. Все характеристики типа руслового процесса должны быть измерены. Эти значения рассчитываются как минимум для 10–15 смежных макроформ [2].

На практике работа выполняется следующим образом: на карту накладывается средняя линия русла. При разновидностях меандрирования – между бровками меженных берегов, при побочневом типе – между урезами воды, а затем визуально – точки перегиба этой линии (трансформация знака кривизны). Далее определяются линии шагов (побочней и излучин) и все остальные величины. Для установленных рядов измерительных величин определяются их средние и крайние значения. Кривую обеспеченности этих величин строят при необходимости. Используя полученные значения, нужно определить их совпадение измерителям макроформы, расположенной на переходе линии электропередачи. Данный фактор помогает сделать вывод о степени развития макроформы на участке перехода и о дальнейших путях ее развития.

Одной из главных задач является оценка скорости деформации русла реки. Скорость плановых деформаций русла реки назначается на основе сопоставления карт и планов съемок предыдущих лет. Если на участке получилось подобрать карты нескольких лет съемок, то их сопоставление реализуется систематично, по периодам. Это даёт возможность объединить величину деформаций с водностью периода и остальными факторами и тем самым более рационально оценить возможные деформации на будущее [3].

В соответствии с полученными, на сравниваемых картах, данными для участка перехода накладываются ожидаемые положения русла реки за каждую пятилетку, на который должна быть обеспечена гарантированная работа без аварий (например, пятьдесят лет). Опора должна находиться за пределами последнего расчетного положения на расстоянии 1/10 ширины реки, но не менее десяти метров. По итогам проведённых ранее испытаний формируется предварительный вывод об наиболее благоприятном переходе для развития русловых деформаций линии электропередачи, переходящей через русло реки.

В заключении обязательно должны быть раскрыты следующие вопросы:

- тип руслового процесса на изучаемом участке;
- обоснование местоположения створа перехода с указанием допустимых положений русла за длительность работы створа;
- рекомендации по защите переходных опор.

2. Оценка поймы на участке перехода ЛЭП. Первостепенным вопросом остаётся установление типа поймы, которое выполняется на базе всех существующих геодезических, географических, гидрометеорологических, детальных изысканий.

Дальнейшей задачей считается определение пойменного массива (участка), в границах которого планируется переход ЛЭП и становятся очевидными все его основополагающие морфологические характеристики.

Последующая деятельность осуществляется в таком виде:

1. На плане, включающем внушительную протяженность территории, обозначаются линии массива, пределы анализируемых участков, через которые предполагается строительство ЛЭП. На базе данных о вероятной глубине их размещения и геологической поверхности подбираются вероятные позиции ключевых течений, при предельном затоплении поймы.

2. При недостатке пойменного массива или при русловом процессе типа пойменной многорукавности предпочтительно, чтобы длина выделяющего участка поймы способствовала возможности проконтролировать образование пойменных течений. При пойменной многорукавности нужно определить участки, на которых вероятно образование поперечных течений на междуручьях районах поймы. Из этого следует, что при недостатке пойменного массива нужно владеть продольным видом водной плоскости и берегового вала или края поймы, выявить прорывы и вероятные курсы пойменных течений, на основании выделения

течения наиболее редуцированных участков поймы. При пойменной многорукавности такого рода информация должна быть не только для главного русла, но и для пары берегов каждого пойменного протока.

3. При существовании крупномасштабных съёмки пойменных массивов осуществляются следующие работы:

а) создаётся продольный профиль вакантной водной поверхности. Продольный профиль представляет собой кривую, обращённую выпуклостью вниз. Эластичность этой кривой прерывается периодическими перекатами, которые получаются из-за выходов на поверхность твёрдых неразмываемых пород (рис.1);



Рис. 1. Продольный профиль реки [1]

б) на этот профиль наносятся также отметки преимущественно возвышенных зон берега по береговым валам;

в) обладая этим профилем очерка поймы, а также информацией о топографии ее поверхности устанавливаются на картографическую основу линии, связывающие преимущественно нижние отметки поверхности поймы, как пролегающие через весь пойменный массив, так и идущие от края поймы к местным накапливающим емкостям, границы которых наносятся по наиболее предельным отметкам.

4. На базе всех полученных и обработанных данных о пойме, упомянутых выше, устанавливается их пригодность для выбора участков расположения опор, потребность расчетов затопления, конструктивность исходных материалов для таких расчетов и содержание вспомогательных полевых работ (корректировка съемки прорыв), дополнительные нивелировки путей распределения течений, маркировки накапливающих емкостей, надобность дальнейших изысканий.

3. Установление расчётной высоты ветровой волны в затопляемой зоне. В широких поймах рек, при сильном их затоплении могут образовываться волны таких размеров, которые представляют опасность для установленных там инженерных сооружений, в частности для опор ЛЭП. Высокая угроза появляется при совпадении обильного ветра с высоким затоплением поймы. Ключевой характеристикой ветровой волны, содержащейся в расчетах, является высота волны. Это значение зависит от скорости ветра, амплитуды разгона и глубины воды на разгоне [4]. На чертеже строится план пойменного массива и место планируемой опоры (рис.2).

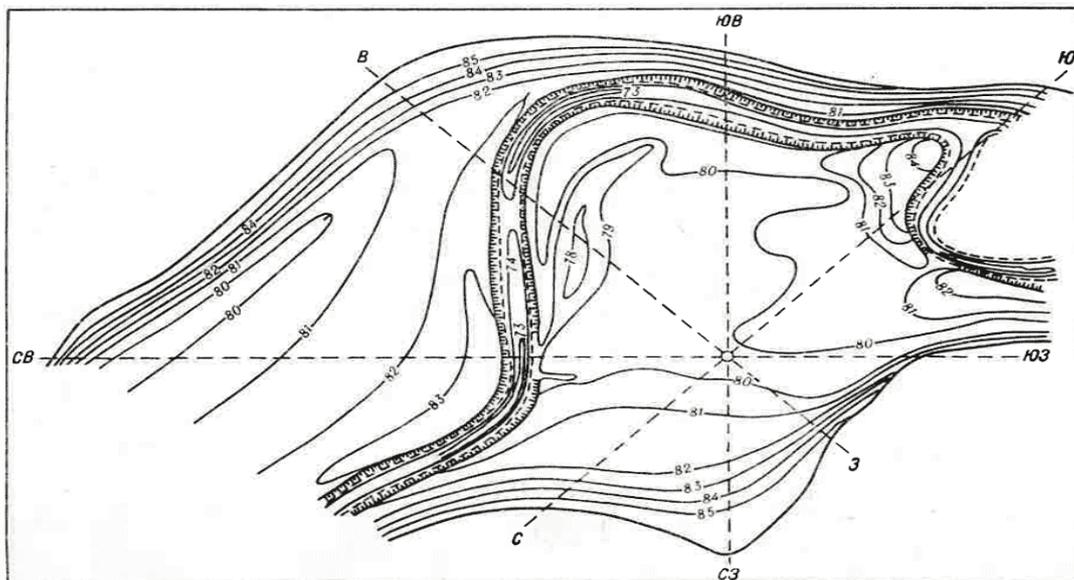


Рис. 2. План пойменного массива [1]

Кроме того, составляется показательный непрерывный график изменения скорости ветра по времени. Он содержит в себе пятнадцать отрезков, каждый из которых относится к одному году и включает внутригодовой период, подходящий продолжительности стояния воды в изучаемой точке поймы [5].

На рис. 3 видно, что периоды постоянного влияния ветра (штормы), чередуются с периодами штиля.

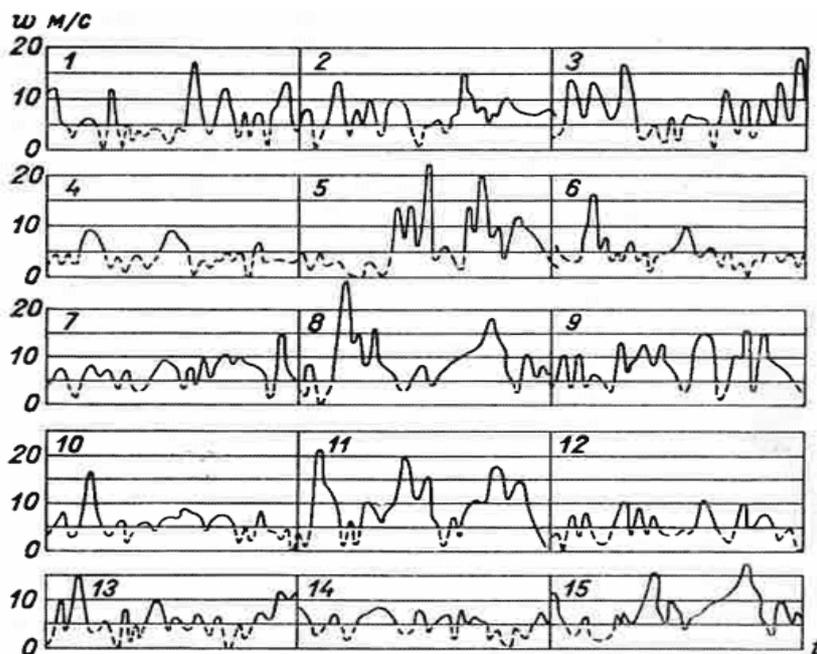


Рис. 3. График скорости ветра в период затопления поймы за 15 лет [1]

4. Переход ЛЭП 750 кВ через Каховское водохранилище. Строительство Запорожской АЭС, расположенной в степной зоне на берегу Каховского водохранилища в Запорожской области, началось в 1979 году и велось стремительными темпами. Экономически необ-

ходимо было возвести переход ЛЭП через водное пространство. Главную трудность в строительстве составляло возведение конструкций фундаментов опор на территории водохранилища. Инженерами было принято решение о построении перехода наплавным методом. В специально подготовленном доке сооружались плавающие пустотелые фундаменты, внутри они имели тонкостенные железобетонные конструкции, на которые ставились опоры. Переход был разработан одноцепным по схеме К-П-П-А-П-П-К, из которых три опоры монтированы на акватории водохранилища [6]. Переходные промежуточные опоры имеют высоту 126 метров и массу 375 тонн каждая. Анкерная опора высотой 100 метров весит 350 тонн. Такие сооружения являются уникальными по своей сути. Построенные несколько десятилетий назад, они до сих пор выполняют свою функцию и помогают проводить наблюдения и исследования в данной области, вносить корректировки в проектирование объектов.



Рис. 4. Переход ЛЭП 750 кВ через Каховское водохранилище [6]

Выводы. Проведенный анализ исследований показал, что спецификация пойменных массивов предоставляет возможность квалифицировать их прошлую, нынешнюю и будущую геоморфологическую динамику. При проектировании опоры ЛЭП необходимо учитывать геоморфологический анализ, скорость ветра, погодные условия, район проектирования. Эти показатели существенно влияют на производительность, экономику, надежность будущего инженерного сооружения.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. М., 2003. 500 с.
2. СанПиН 2971 – 84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты. Дата актуализации 17.06.2011. 14 с.
3. Кожухов Р.О., Петрикеева Н.А. Экологические аспекты при передаче высоковольтной электрической энергии // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. 2015. № 2. С. 47–51.
4. Гришанович А.И. Анализ воздействия электромагнитных волн на жилые комплексы воздушных линий электропередачи // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2015. №1(1). С. 60–66.
5. Рекомендации по учету руслового процесса при проектировании ЛЭП. Оценка пойменных процессов. URL: <https://forca.ru/knigi/arhiv/rekomendacii-po-uchetu-ruslovogo-processa-pri-proektirovanii-lep-13.html> (дата обращения: 12.04.2021).
6. Сверхмощные и сверхвысокие: уникальные переходы ЛЭП. URL: <http://novoklimov.blogspot.com/2011/01/330-750.html> (дата обращения: 12.04.2021).

Для цитирования: Анализ рекомендаций по проектированию опоры ЛЭП на водной поверхности / А.И. Калинина, А.Д. Глотова, Д.В. Ермоленко, А.В. Панин // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 33–37.

ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (В СТРОИТЕЛЬСТВЕ)

УДК 502.1.3

ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ АВАРИИ НА СКЛАДЕ ГСМ ТЭЦ-3 ГОРОДА НОРИЛЬСКА

А. М. Зайцев, С. Г. Тульская, К. А. Скляр

Воронежский государственный технический университет

А. М. Зайцев, канд. техн. наук, доц. кафедры техносферной и пожарной безопасности

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-30-00, e-mail: zaitsev856@yandex.ru

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

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-53-21, e-mail: tcdtnkfyf2014@yandex.ru

К. А. Скляр, канд. техн. наук, доц. кафедры техносферной и пожарной безопасности

Россия, г. Воронеж, тел.: +7(473)271-30-00, e-mail: u00078@vgasu.vrn.ru

Постановка задачи. Экологическая составляющая – важная часть в экосистеме нашей планеты. Своевременное техническое диагностирование объектов, соблюдение требований и предписаний в области охраны окружающей среды позволит минимизировать аварии и возможный ущерб.

Результаты. Проанализированы представленные в открытом доступе материалы расследования аварии на площадке хранения дизельного топлива, в результате которой при разгерметизации резервуара 21 тыс. т солянки попала в окружающую среду. Это является чрезвычайной ситуацией федерального масштаба.

Выводы. Представлена методика расчета экономического ущерба от загрязнения подземных вод. Предложены организационные и технические мероприятия по недопущению подобных аварий.

Ключевые слова: чрезвычайная ситуация, разлив нефтепродукта, величина ущерба, ликвидация аварии, охрана окружающей среды.

Введение. 29 мая 2020 г. в 12 часов 55 минут из-за грубых нарушений норм и правил безопасной эксплуатации резервуаров с нефтепродуктами произошла авария. Разгерметизировался бак резервного топлива на Теплоэлектроцентрали №3 (ТЭЦ-3), принадлежащей Норильско-Таймырской энергетической компании (НТЭК), которая, в свою очередь, входит в группу компаний «Норильский никель» (рис.1, 2).

По результатам осмотра места происшествия аварийный бак резервного топлива по документации находился на ремонте с 2016 года, это факт исключало возможность его проверки ведомством. Решением администрации предприятия бак резервуарного топлива находился на ремонте более трех лет, поэтому Ростехнадзора не имеет права вести проверку по этому объекту. Потверждение пришло от Норильско-Таймырской энергетической компании, что ремонт резервуара на сегодняшний день продолжается и во всех годовых отчётах о производственном контроле имеется. Из этого можно сделать вывод о том, что такая несогласованность подразумевает и определенную ответственность надзорного ведомства за произошедшее событие. Компания, вопреки выводу резервуара из эксплуатации, продолжала его использовать. Иначе, почему он оказался заполненным до самого предела?

По существу, о причине аварии сошлемся на Акт технического расследования причин аварии на опасном производственном объекте, произошедшей 29 мая 2020 года на топливном хозяйстве Теплоэлектроцентрали №3 АО «НТЭК», составленному с участием представителей ответчика. Авария на резервуаре №5 произошла в результате превышения допустимых усилий и цепного разрушения тридцати трех свай-стоек из ста шестидесяти (т.е. 21 % от общего количества, №№ 22–24, 26–32, 35–42, 49,50, 104–112, 116, 124, 132, 133), расположенных по контуру и внутри свайного пространства резервуара; разрушения монолитного железобетонного основания на площади около 300 м³; его просадки до 1,5 м под днищем резервуара.



Рис. 1. Внешний вид аварийного резервуара [1]



Рис. 2. Резервуары с топливом на НТЭК [1]

1. Причины аварии.

- Причинами аварии в Акте технического расследования указаны:
- у отдельных конструктивных элементов недостаточная несущая способность (плитного ростверка основания, железобетонных свай);
 - низкий уровень при проектных работах при конструировании железобетонного свайного основания;
 - дефекты строительного производства, возникшие при передаче нагрузки с ростверка на сваи;
 - в монолитных обоймах оголовков свай обнаружено отсутствие поперечной арматуры;
 - на дне скважины под концом свай наличие сухого шлама;
 - прислонение свай не на скальное основание составляет 30 %;
 - присутствие «слабых» грунтов под концом свай, что вызвало перераспределение усилий в конструкциях свайного основания, что привело к дополнительной нагрузке и изменению несущей способности;
 - несоответствующий контроль свайного основания резервуара №5 за надежной и безопасной эксплуатацией сооружений;
 - не проводилась оценка фактического состояния основания;
 - нарушены требования геометрических параметров обвалования;
 - нарушены требования экспертизы промышленной безопасности №1495/2018–ЭПБ.

В Акте расследования комиссии отмечается, что разрушение резервуара произошло в результате растяжения с изгибом листов кольцевого окрайка. Очаг разрушения по излому идентифицирован в районе анкера №10 между сварными швами №15 и №16. Если свести указанные причины к минимуму, то можно сказать, что одной из основных причин является просадка свайных оснований фундамента резервуара.

2. Последствия аварии и расчет величины ущерба. В результате просадки фундамента произошло разрушение целостности металлического каркаса резервуара, его разгерме-

тизация с последующим истечением дизельного топлива. Согласно данным единой дежурно-диспетчерской службы объем дизельного топлива составил 25324,566 м³. Для наглядности, это приблизительно 350 железнодорожных цистерн.

Следует подчеркнуть, что эта авария является одной из крупнейших утечек нефтепродуктов в арктической зоне в истории, приведшей к значительному загрязнению окружающей среды, в том числе водных объектов, грунта и атмосферного воздуха, создающая угрозу для экосистемы северного региона (рис.3, 4).



Рис. 3. Разлив дизельного топлива из резервуара [2]



Рис. 4. Поток дизельного топлива в реке Амбарная [2]

При расчете величины ущерба в связи с загрязнением подземных вод, возникшего от аварийных ситуаций с нефтепродуктами, руб., используют формулу [3]

$$B_{\text{ущерб}} = Z_{\text{геол.}} + Y_{\text{подзем.в.}} + Z_{\text{вод.}}, \quad (1)$$

где $Z_{\text{геол.}}$ – затраты на геологические работы, руб.; $Y_{\text{подзем.в.}}$ – ущерб от загрязнения подземных вод, руб.; $Z_{\text{вод.}}$ – затраты на реорганизацию системы водоснабжения в связи с загрязнением подземных вод, руб.

Ущерб от загрязнения подземных вод определяется как

$$Y_{\text{подзем.в.}} = Y_{\text{соб.ресур.}} + Z_c, \quad (2)$$

где $Y_{\text{соб.ресур.}}$ – ущерб собственника ресурса, руб.; Z_c – затраты на проведение санационных мероприятий, руб.

$$Y_{\text{соб.ресур.}} = 365 \cdot Ц \left(\frac{P_{\text{до}} \cdot n_1}{100} - \frac{P_{\text{после}} \cdot n_2}{100} \right), \quad (3)$$

где $P_{\text{до}}, P_{\text{после}}$ – эксплуатационные запасы подземных вод на участке до и после загрязнения подземных вод, руб./м³; n_1, n_2 – ставки платежей до и после загрязнения, %; $Ц$ – средняя отпускная цена для расчетного региона в зависимости от типа подземных вод, руб./м³.

$$Z_c = K + \sum_{t=1}^T \left[\frac{C_t + P_t}{(1+E)^t} \right], \quad (4)$$

где K – капиталовложения в оборудование, сооружения для устранения очага загрязнения, руб.; C_t – текущие издержки, руб./год; P_t – сумма попутной товарной продукции, возникающая от реализации разлива, руб./год; E – норма эффективности капиталовложений, год⁻¹; T – плановое время ликвидации загрязнения, год; t – порядковый номер года ликвидаций последствий.

3. Оценка ущерба и ответственность должностных лиц. Для устранения последствий аварии были привлечены многие министерства и ведомства, частные компании, связанные с добычей и переработкой нефти, а также предприятия, способные оказать помощь в сборе и переработке разлившегося топлива, с последующей его транспортировкой и размещением на безопасное хранение. Большая работа была проделана также по рекультивации загрязненного грунта и берегов подвергшихся загрязнению рек. Необходимо также подчеркнуть, что для ликвидации последствий загрязнения окружающей среды был задействован значительный административный аппарат во главе с президентом страны. Материальные расходы на устранение негативных последствий аварии, по данным средств массовой информации, составляют порядка 15 млрд. руб. [3–5].

По результатам прокурорских проверок по расследованию и выяснению причины чрезвычайного происшествия, разработке мероприятий по ликвидации его последствий и оценке ущерба, возбуждены три уголовных дела: загрязнение вод, нарушение правил охраны окружающей среды при производстве работ, загрязнение грунта.

В процессе ликвидации аварии понес административное наказание и был отстранен от должности мэр города Норильска. Следственный комитет РФ возбудил уголовное дело по части 1 статьи 293 УК РФ (о халатности) из-за опоздания при информировании о разливе нефтепродуктов в г. Норильске. К уголовной ответственности также привлечены директор ТЭЦ-3, главный инженер и его заместитель, начальник котлотурбинного цеха ТЭЦ-3 АО «НТЭК» за ненадлежащее исполнение должностных обязанностей.

По версии представителей «Норникеля» и властей Красноярского края, авария произошла из-за проседания опор резервуара с дизтопливом. Оно, в свою очередь, связано с подтаявшим грунтом из-за аномально мягкой температуры. А именно, то, что из-за глобального потепления в Арктике начинается таяние вечной мерзлоты, на которой за многие десятилетия построены не только предприятия, но и большие города. Проявлений таких последствий уже наблюдают немало в разных регионах Заполярья.

5 февраля 2021 г. Арбитражный суд оценил ущерб от загрязнения природной среды в размере 148 млрд. руб. и обязал компанию (Норникель) возместить этот ущерб. Кроме этого, на ликвидацию последствий аварии, по данным СМИ, было израсходовано порядка 15 млрд. руб. Для сравнения скажем, что стоимость дизельного топлива при полной загрузке резервуара составляет примерно 1 млрд. руб. А стоимость замены резервуара РВС-2000 при максимальной расценке составляет примерно 43 млн. руб. [6, 7].

Выводы. На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- авария на базе хранения резервного топлива на Норильской ТЭЦ-3, ее причины, ликвидация отрицательных последствий для окружающей среды явились своеобразным тестом для предприятий хранения нефтепродуктов в целом для всей страны;

- в нашей стране огромные территории находятся в районе вечной мерзлоты, где многие здания и сооружения устроены на свайных основаниях, что необходимо отслеживать в связи с изменением климата в сторону потепления;

- на предприятии грубо игнорировались предписания Ростехнадзора о недопустимости эксплуатации аварийного резервуара;

- контроль за оттаиванием грунта под резервуарами хранения дизельного топлива отсутствовал, несмотря на отмеченную экспертами просадку свай, что явилось причиной вывода из эксплуатации данного резервуара;
- отсутствовал контроль за коррозией металла резервуаров;
- в целом, следует отметить халатное отношение руководителей предприятия к вопросам безопасной эксплуатации объекта, а также вопросам охраны окружающей среды;
- отсутствовала обваловка резервуаров, что не позволило задержать разлившееся топливо, и это привело в конечном итоге к катастрофическому загрязнению окружающей среды;
- на предприятии не был разработан план мероприятий на случай возникновения подобных аварийных ситуаций, а, следовательно, не проводились соответствующие учения;
- не производилась заморозка свайных оснований в периоды аномального повышения температуры воздуха.

Вместе с отмеченными недостатками следует обратить внимание на успешную работу пожарных, которые незамедлительно прибыли на место аварии и оперативно ликвидировали возгорание дизельного топлива, протекавшего через дорогу от резервуара в расположенную ниже по рельефу реку. Этот факт остался как бы незамеченным, а ведь если бы пожар перебрался к остальным резервуарам, то отрицательные последствия аварии могли быть в разы тяжелее [8–10].

Библиографический список

1. НТЭК объявила повторный тендер на обустройство фундаментов ТЭЦ в Норильске // [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://yandex.ru/images/search?pos=24&from=tabbar&img_url=https%3A%2F%2Fpbs.twimg.com%2Fmedia%2FEwLxaoKVIAAfaMf.jpg&text=Внешний%20вид%20аварийного%20резервуара%20Норильск&trt=simage (дата обращения: 01.05.2021).
2. Дизельное топливо в реках Амбарная и Далдыкан на Таймыре. Норильская ТЭЦ-3. // [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://yandex.ru/images/search?from=tabbar&text=Начало%20потока%20дизельного%20топлива%20в%20реке%20Амбарная&pos=8&img_url=https%3A%2F%2Fsun920.userapi.com%2Fimg%2F853524%2Fv853524577%2F23f56c%2FVTzz9mqyQgg.jpg%3Fsize%3D537x240%26quality%3D96%26sign%3D0bef190702f42681a136ba9bcf5458a2%26type%3Dshare&rpt=simage (дата обращения: 01.05.2021).
3. Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утв. приказом Минприроды России от 13 апреля 2009 г. N87)
4. Журнал «Эксперт» // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://expert.ru/turbopages.org/expert.ru/s/2020/06/5/nornikel-prosyat-otdat-gosudarstvu> (дата обращения: 02.05.2021).
5. Интернет портал «Рамблер» // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://finance.rambler.ru/markets/44523995-tri-posledstviya-ekologicheskikh-proisshestviy-dlya-investorov-normikelya> (дата обращения: 01.05.2021).
6. Якуценин С.П., Соловьев И.А. Расчет ущерба окружающей среде в результате аварии на складе ГСМ в Норильске // Географическая среда и живые системы. 2020. №4. С. 48–56.
7. Дело № А33-27273/2020. Арбитражный суд Красноярского края. 12 февраля 2021 года. 2021. 195 с.
8. Зайцев А.М., Болгов В.А. Численное моделирование прогрева строительных конструкций для определения коэффициента теплоотдачи при пожарах. // Вестник Воронежского института ГПС МЧС России. 2015. №1(14). С. 19–26.
9. Тульская С.Г., Калинина А.И., Петрикеева Н.А. Основные аспекты экологических проблем нефтегазовой отрасли // Нефтяная столица: материалы 4-й Международного молодежного научно-практического форума. Ханты-Мансийск. 2021. С. 199–202.
10. Тульская С.Г., Петрикеева Н.А., Чуйкин С.В. Экологическая безопасность окружающей среды при загрязнении нефтепродуктами // Наука и образование – 2019: материалы всероссийской научно-практической конференции. Мурманск. 2020. С. 251–257.

Для цитирования: Зайцев А.М., Тульская С.Г., Сляров К.А. Причины и последствия аварии на складе ГСМ ТЭЦ-3 города Норильска // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2021. № 3 (24). С. 38–42.

ПРАВИЛА НАПИСАНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

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

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

1.1. *Введение* предполагает:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Графики, рисунки и фотографии монтируются в тексте после первого упоминания о них. Название иллюстраций (10 пт., обычный) дается под ними после слова Рис. с порядковым номером (10 пт., полужирный). Если рисунок в тексте один, номер не ставится. Все ри-

сунки и фотографии желательно представлять в цветном варианте; они должны иметь хороший контраст и разрешение не менее 300 dpi. Избегайте тонких линий в графиках (толщина линий должна быть не менее 0,2 мм). Рисунки в виде ксерокопий из книг и журналов, а также плохо отсканированные не принимаются.

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

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

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

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

13. Ссылки на литературные источники в тексте заключаются в квадратные скобки [1]. Библиографический список приводится после текста статьи на русском языке в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008. Список источников приводится в алфавитном порядке или по порядку их упоминания в тексте.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Автор согласен с тем, что редакция журнала имеет право:

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

– производить сокращения и редакционные изменения текста рукописи;

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

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