Министерство образования и науки Российской Федерации Саратовский государственный технический университет.

# Кафедра Теплогазоснабжение и вентиляция

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

на тему:

«ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ Т, ГС И ТГУ»

Выполнил:

Проверил:

Саратов 2005г.

**Реферат**

Пояснительная записка содержит 29 страниц, 3 рисунка, 1 таблицу.

СИСТЕМЫ ТЕПЛОГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ, ОПТИМИЗАЦИОННАЯ ЗАДАЧА, ТРАССИРОВКА, ГНС, ГРП.

Объектами оптимизации является системы теплоснабжения, и газоснабжения, а так же их конструктивные элементы и технологические параметры.

Цель работы – технико-экономическая оптимизация проектных разработок и технологических решений в области теплогазоснабжения, выбор оптимальных технологических параметров систем и установок.

В пояснительной записке приводится обоснование рациональных технических решений по теплогазоснабжению населенных пункто, рекомендуются оптимальные режимы эксплуатации инженерных систем и оборудования, дается экономическая оценка результатов оптимизации.

Содержание.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  | Реферат. |
|  | Содержание. |
|  | Введение. |
| 1. | ТЭО систем теплоснабжения. |
| 1.1. | Определение оптимальной мощности центрального теплового пункта. |
| 1.2. | Выбор оптимальной удельной потери давления в трубопроводах  тепловой сети. |
| 1.3. | Определение оптимальной толщины изоляции трубопроводов теплосетей. |
| 2. | ТЭО систем газоснабжения. |
| 2.1. | Выявление оптимальной трассировки межпоселкового  распределительного газопровода. |
| 2.2. | Выбор оптимального количества очередей строительства ГРС. |
| 2.3. | Определение оптимальной мощности и радиуса  действия газорегуляторного пункта. |
| 2.4. | Определение оптимальной мощности и радиуса  действия газонаполнительной станции сжиженного газа. |
|  | Заключение. |
|  | Список литературы. |

**Введение**.

Характерной особенностью проектных и плановых решений в области теплогазоснабжения является многовариантность. При этом отдельные конструктивные элементы, технологические схемы, установки могут быть выполнены неоднозначно, то есть с различными параметрами:

- термодинамическими ( температура воды, давление газа, влажность воздуха и т.д.)

- гидравлическими ( расход теплоносителя, потеря давления в трубопроводе, скорость движения воздуха и т.д.);

- конструктивными ( трассировка газопровода, схемы подключения потребителей) и другие.

Задачей технико–экономической оптимизации заключается в определе6нии таких параметров систем, которые для достижения заданного результата требуют наименьшие затраты материальных, энергетических, денежных или других ресурсов.

1. **ТЭО СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.**

**Определение оптимальной мощности центрального теплового пункта.**

С увеличением мощности ЦТП снижаются удельные затраты в источник теплоснабжения, но вместе с тем возрастают аналогичные затраты на тепловые сети за счет увеличения их средних диаметров и протяженности. Оптимальная мощность ЦТП (количество ЦТП в жилом массиве) определяют технико-экономическим расчетом.

Задача сводится к минимизации приведенных затрат по комплексу ЦТП – тепловые сети.

, (1.1.1)



где i=1,2…n варианты проектных решений с различным количеством ЦТП;

КТС и ИТС  – капитальные вложения и эксплуатационные расходы по системе теплоснабжения.

Задача решается методом вариантам расчетом с разным количеством ЦТП. Условие З=min соответствует оптимальное количество ЦТП, nopt →Gцтп. Капитальные вложения в систему теплоснабжения включают в себя сметную стоимость магистраль км, и распределим Кс , а также сметную стоимость Кцтп. Расходы на эксплуатацию системы теплоснабжения включает в себя отчисления на инновацию, на капитальные и текущие ремонты. Рр, Рк, Рт, Зп, У – расходы на управления , стоимость электроэнергии затрачиваемую на перекачку теплоноситель, стоимость тепло потерь трубопроводами.

В качестве первого приближения к аналитическому решению задачи, примем ряд допущений. Изменение мощности ЦТП (количество ЦТП) мало сказывается на затраты по магистральному транспорту теплоносителя. Изменяются в основном количество и суммарная протяженность ответвлений ЦТП. Практически не изменяется диаметр, протяженность по этому затраты в магистральный транспорт примем постоянный и исключим из целевой функции.

З=Ен(Кцтп+Кс)+Ицтп+Ис (1.1.2)

Анализ источников показывает, что в общем случаи удельные капитальные вложения на единицу тепло мощности ЦТП и сети зависят от многих факторов в том числе от мощности ЦТП Q, от плотности теплопотребления в жилом массиве q, схемы теплоснабжения, способа прокладки теплопровода, характера застройки жилого массива, географического климата и другим условиям. Однако определяющую роль играет параметр Q, поэтому можно записать

, (1.1.3)



где α и β – коэффициенты пропорциональности, численные значения которых зависят от схемы тепло снабжения и способа прокладки тепло провода.

Распишем эксплутационные расходы

Ицтп=φцтп\*Кцтп +Зпцтп , (1.1.4)

Ис= φсКс+Э+Итр+Зпс, (1.1.5)

где φцтп, φс – доля годовых отчислений на эксплуатацию ЦТП и распределения сети.

Зпцтп=Зпс – удельная стоимость обслуживания ЦТП и распределительных сетей.

Э и Итр – зависят от мощности Q и от плотности тепло потребления q, однако в общем объеме затрат, эти компоненты составляют вторую величину в порядки малости, примем их постоянными, также исключим из целевой функции, тогда окончательно функция затрат следующий вид:

(1.1.6)



Для нахождения минимума затрат дифференцируем последнее равенство и приравниваем к нулю.

(1.1.7)



Перепишем полученное выражение.

(1.1.8)



Умножим обе части выражения (1.8) на



(1.1.9)



откуда

(1.1.10)



После возведения в степень –1,52 находим

(1.1.11)



Уравнение (1.11) в силу принятых допущений носит весьма приближенный характер.

Определим оптимальную мощность центрального теплового пункта для жилого массива города.

1. Плотность тепло потребления q =72,5 ГДж/(ч га).
2. Потребители подключены к тепловой сети по зависимой схеме α=7,3.
3. Прокладка теплопроводов канальная β=3,47.
4. Годовые отчисления от капитальных вложений на эксплуатацию φцтп=4,553 1/год , φс=2,088 1/год.
5. Коэффициент эффективности кап вложений Ен=0,12 1/год.

В результате имеем



**Выбор оптимальной удельной потери давления в трубопроводах тепловой сети.**

Методику расчета задачи рассмотрим на примере транзитной тепловой сети. С увеличением удельной потери давления уменьшаются капитальные вложения в тепловую сеть потери тепла за счет уменьшения диаметров трубопроводов. В месте с тем возрастает расход электроэнергии на работу сетевых насосов.

## Задача сводится к минимизации функции вида

З=(φ+Ен)Ктс+Э+Итп , (1.2.1)

где Ен – нормативный коэффициент эффективности кап вложений, равный 0,12 1/год;

Э – стоимость электроэнергии, расходуемой сетевыми насосами, руб/год;

Итп – годовая стоимость теплопотерь трубопроводами, руб/год;

Кт.с. – капитальные вложения в тепловую сеть, руб.

φ – доля годовых отчислений на реновацию, ремонты и обслуживание тепловой сети.

### Капитальные вложения в тепловую сеть

Кт.с = ( а +в·d )l=a·l+b·d·l , (1.2.2.)

где а,в – стоимостные параметры 1 м тепловой сети;

l – длина тепловой сети, м;

d – диаметр тепловой сети, м.

Обозначим :

М= d · l, (1.2.3.)

где М – материальная характеристика тепловой сети, м².

Тогда уравнение (1.2.2.) примет вид:

Кт.с. = a·l+b·M (1.2.4.)

С изменением удельной потери давления изменяется диаметр трубопровода и ее материальная характеристика.

К´т.с = в ·М (1.2.5.)

Диаметр тепловой сети находится по формуле:

, (1.2.6.)



где К – коэффициент пропорциональности, численные значения которого определяются величиной абсолютной шероховатости внутренней поверхности трубопроводов;

G – расход теплоносителя, кг/с;

ρ - плотность теплоносителя, кг/м³;

∆P – потери давления в тепловой сети, Па.

Выразим потери давления в сети ∆P через удельную линейную потерю давления R и длину трубопровода l:

∆P = R · l · (1+m), (1.2.7.)

где m – доля потери давления в местных сопротивлениях тепловой сети:

m = Z, (1.2.8.)



где Z – коэффициент пропорциональности:

* для водяных сетей Z=0,02;
* для паровых сетей Z=0,1.

Тогда уравнение (1.2.6) примет следующий вид:

(1.2.9.)



А материальная характеристика примет вид:

(1.2.10.)



Обозначим через М0 материальную характеристику сети при некотором фиксированном значении удельной линейной потери давления R0.

Согласно (1.2.10) можно записать при ρ0=ρ

(1.2.11.)



Откуда

М=Мо (1.2.12.)



С учетом (1.2.5.) и (1.2.12) переменная часть капитальных вложений в тепловую сеть будет

К´т.с =в·Мо (1.2.13.)



Стоимость электроэнергии, затрачиваемой на перекачку теплоносителя равна:

, (1.2.14.)



где τ – годовая продолжительность эксплуатации тепловой сети, ч/год;

η – КПД сетевых насосов;

Сз – районные замыкающие затраты на электроэнергию, руб/(Вт ч).

Найдем стоимость тепла, теряемого трубопроводами :

Итп=Зт·τ·k·π·М0·(1+β) , (1.2.15.)



где Зт – районные замыкающие затраты на тепловую энергию, руб/Втч;

k – коэффициент теплопередачи трубопроводов тепловой сети, Вт/м²к. Определяется тепло техническим расчетом;

t - среднегодовая температура теплоносителя в трубопроводах, ºС;



t - средняя за период эксплуатации тепловой сети температура окружающей среды, ºС;



β – коэффициент, учитывающий теплопотери через неизолированные участки трубопровода.

Используя (1.2.1), (1.2.13), (1.2.14) и (1.2.15), запишем следующее выражение для целевой функции:



(1.2.16)

Для нахождения оптимальной величины удельной линейной потери давления продифференцируем функцию (1.2.16) и приравняем полученное выражение к нулю:

(1.2.17)



откуда после некоторых преобразований

R (1.2.18.)



где

(1.2.19)



Методика экономического обоснования транзитной тепловой сети сводится к следующим этапам расчета. При заданной величине R0 на основании гидравлического расчета определяется диаметр сети d0 и ее материальная характеристика М0. Затем выявляется оптимальное значение удельной линейной потери давления Ropt и повторным расчетом находится оптимальный диаметр dopt.

Методика расчета транзитного теплопровода применима и для тупиковой распределительной сети.

Оптимальное значение линейной потери давления на головной магистрали тепловой сети Ropt находится по уравнениям (1.2.18) и (1.2.19) с помощью подстановки:

;



где - суммарная протяженность участков головной магистрали, считая подающую и обратную линию теплопровода, м;



n – общее количество участков магистрали;

di,0 – диаметр i-го участка, рассчитанный при заданной величине удельной линейной потери давления R0, м;

li  - длина i-го участка, м.

G=55кг/с

l1=650м l2=550м l3=750м

G=30кг/с

G=70кг/с

Рис 1. Расчетная схема тепловой сети.

Исходные данные.

1. Доля годовых отчислений на реновацию, ремонт и обслуживание тепловой сети =0,075 1/год.



1. КПД сетевых насосов η=0,6.
2. Плотность теплоносителя ρ=970 кг/м³.
3. Разность температуры =40 ºС.



1. Годовая продолжительность эксплуатации тепловой сети τ=6000 ч/год.
2. Удельная стоимость электроэнергии Сэ=58·10 руб/(Вт ч).



1. Районные замыкающие затраты на тепловую энергию Зт=76·10 руб/(Вт ч).



1. Стоимостной коэффициент в=3990 руб/м².
2. Коэффициент теплопередачи трубопроводов тепловой сети К=1,25 Вт/м²к.
3. Коэффициент учитывающий теплопотери через неизолированные участки трубопровода, β=0,2.
4. Коэффициент эффективности капитальных вложений Е=0,12 1/год.

Общая длина магистрали.

l=l1+l2+l3=650+550+750=1950 м.

Гидравлическим расчетом Rо=80 кПа , получим следующие диаметры сети по участкам: d1,0=377×9 мм, d2,0=273×7 мм, d3,0=194×5мм.

Материальная характеристика сети.

Мо=0,377·650+0,273·550+0,194·750=540,7 м².

Определим долю потери давления в местных сопротивлениях: m=Z



Определим оптимальное значение удельной линейной потери давления



R



**Определение оптимальной толщины тепловой изоляции трубопроводов тепловой сети.**

С увеличением толщины изоляции возрастают затраты в сооружение и эксплуатацию теплоизолированного трубопровода. Вместе с тем, снижается теплопотери, а значит и годовая стоимость теряемой теплоты.

Задача сводится к минимизации функции следующего вида:

З=(Ен+φ)Киз+Итп , (1.3.1)

где Ен – коэффициент эффективности кап вложений 1/год;

φ – доля годовых отчислений на эксплуатацию тепловой изоляции 1/год;

Киз – капитальные вложения в теплоизоляцию 1/год;

Итп – стоимость теплопотерь, руб/год.

Решение задачи рассмотрим на примере двухтрубного подземного теплопровода при бесканальной прокладке.

Капитальные вложения в тепловую изоляцию 1м двухтрубного теплопровода определяется по формуле:

, (1.3.2)



где Сиз – удельная стоимость тепловой изоляции «в деле» , руб/год;

Vиз – объем тепловой изоляции, м;

d – диаметр трубопровода, м;

δиз – толщина тепловой изоляции, м.

Годовая стоимость тепла, теряемого теплопроводом, определяется по формуле

Ит.п = (qп + qо) τ Ст (1+β) , (1.3.3)

где qп , qо - удельные потери тепла 1 м подающего и обратного трубопроводов тепловой сети, Вт/м;

Ст – районные замыкающие затраты на тепловую энергию, руб/(Вт ч);

τ – годовая продолжительность эксплуатации тепловой сети, ч/год;

β - коэффициент, учитывающий теплопотери через не изолированные участки трубопровода.

Удельные теплопотери трубопроводами находятся

, (1.3.4)



, (1.3.5)



где ,-среднегодовая температура теплоносителя в подающей и обратной магистрали, ˚С;



- средняя температура грунта на глубите заложения трубопроводов, принимаются по климатическим справочникам - 5ºС;



Rп, Rо, - термическое сопротивления подающего и обратного трубопроводов тепловой сети, м К/Вт;

Rинт - дополнительное термическое сопротивление, учитывающее тепловую интерференцию теплопроводов, м К/Вт.

Термические сопротивления трубопроводов определяются по формулам:

, (1.3.6)



, (1.3.7)



где , - теплопроводность теплоизоляции и грунта, Вт/(м К);



h – глубина заложения трубопровода , м;

s – шаг между трубами, м.

Подставляя вышеприведенные выражения в целевую функцию получим (1.3.8)



Задаваясь рядом значений 1,2, …n вычислим затраты З1, З2, …Зn . Условию З=min соответствует оптимальная толщина тепловой изоляции .



Определим оптимальную толщину тепловой изоляции 2х трубного теплопровода водяной теплосети при исходных данных:

1. Прокладка трубопровода – бескональная.
2. Тип тепловой изоляции – битумоперлит.
3. Наружный диаметр трубопровода, dн = 0,219м.
4. Глубина заложения трубопровода , м.



1. Шаг между трубами, ,м.



1. Теплопроводность изоляции, λиз= 0,12 Вт/мк.
2. Теплопроводность грунта, λгр=1,7 Вт/мк.
3. средне годовая температура грунта , = 5ºС.



1. Среднегодовая температура теплоносителя, =90, =50ºС.



1. Годовое число часов работы тепловой сети , τ= 6000 ч/год.
2. Удельная стоимость тепловой изоляцию, Сиз=1330 руб/м3.
3. Удельная стоимость тепловой энергии, СТ=348·руб/(Вт ч).



1. Доля годовых отчислений на эксплуатацию теплоизоляции φ=0,093 1/год.
2. Коэффициент эффективности кап вложений Е=0,12 1/год.

Все расчеты производятся на ЭВМ и результаты заносятся в таблицу 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| З, руб/год | 431 | 372 | 339 | 322 | 314 | 313 | 317 | 325 | 336 | 350 | 367 | 386 | 408 | 431 |
| ,м | 0,04 | 0,06 | 0,08 | 0,10 | 0,12 | 0,14 | 0,16 | 0,18 | 0,20 | 0,22 | 0,24 | 0,26 | 0,28 | 0,30 |

Минимальному значению удельных приведенных затрат Зmin= 321 руб/(год·м) соответствует оптимальная толщина изоляции = 134 мм. Выявим зону экономической неопределенности управляющего параметра . Для этого примем минимальную погрешность определения расчетных затрат ± 3%. Как видно из графика, наличие погрешности ±ΔЗ обуславливает зону экономической неопределенности управляющего параметра от =86 мм до =192 мм, в пределах которой все значения являются равноэкономичными. Критерию минимума затрат в тепловую изоляцию соответствует =86 мм. Критерию минимума теплопотерь =192 мм.



1. **ТЭО СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.**

**Выбор оптимальной трассировки межпоселкового распределительного газопровода.**

Выбор оптимального варианта трассы сводится к выявлению такого положения головной магистрали, при котором суммарная металлоемкость ответвлений к потребителям имеет минимальное значение. С математической точки зрения, задачи сводятся к нахождению уравнения прямой линии, расположенной на минимальном расстоянии от нескольких случайных точек.

Суть метода заключается в следующем. На генеральном плане местности наносится координатная сетка, на которой фиксируются координаты отдельных потребителей. Поскольку общая металлоемкость ответвлений прямо пропорциональна их суммарной длине и среднему диаметру, при выборе оптимального варианта трассировки головной магистрали необходимо учитывать не только количество и положение потребителей, но их нагрузки.

Для определения расчетных координат головной магистрали распределительного трубопровода используется следующее выражение:

y=a+b·x·Gm , (2.1.1)

где x, y – расчетные координаты магистрали;

a, b – искомые параметры прямой.

Задача заключается в нахождении наименьшей суммы квадратов отклонений расчетных значений координат по уравнению

, (2.1.2)



где n – количество ответвлений к потребителям;

xi, yi – заданные координаты потребителей.

Дифференцируя функцию S по искомым параметрам a и b и приравнивая полученные выражения к нулю, получаем систему следующего вида:

(2.1.3)



решая которую, находим aopt, bopt и оптимальную трассировку трубопровода:

В частном случае, когда нагрузки потребителей одинаковы, целевая функция задачи трансформируется в уравнение

(2.1.4)



Нахождение искомых значений параметров аopt, вopt сводится к решению системы уравнения:

(2.1.5)



Необходимо найти оптимальную трассировку межпоселкового газопровода на четыре потребителя со следующими координатами:

x1=2,5 км; y1=8 км;

x2=4,5 км; y2=2,5км;

x3=6,5 км; y3=7,5 км;

x4=10,5 км; y4=7 км.

Нагрузки потребителей одинаковы.

## Подставляя координаты в уравнение (2.1.5), получим

4a+b(2,5+4,5+6,5+10,5)-(8+2,5+7,5+7)=0

a(2,5+4,5+6,5+10,5)-b(2,52+4,52+6,52+10,52)-(2,5·8+4,5·2,5+6,5·7,5+10,5·7)=0

## После преобразования имеем

4a+24b-25=0

24a+179b-153,5=0

откуда aopt=5,65; bopt=0,1.

Таким образом, оптимальное положение головной магистрали распределительного трубопровода определяется уравнением:

yopt=5,65+0,1x

График полученной зависимости приведен в графической части курсовой работы.

Минимальное расстояние от потребителя до распределительной сети составляет 0,3 м, максимальное – 3,6 м.

**Выбор оптимального количества очередей строительства ГРС.**

Если строительство объекта осуществляется в течении года и в последующем выходит на проектную эксплуатацию с постоянным уровнем эксплуатационных расходов, годовые приведенные затраты определяются по формуле

З=Ен·к+И , (2.2.1)

где З – приведенные затраты, руб/год;

Ен – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;

к – единовременные вложения в сооружение объекта, руб;

И – текущие издержки по эксплуатации объекта, руб/год.

В том случае, когда капитальные вложения осуществляются в течение нескольких лет, то есть распределены во времени, приведенные затраты определяются с помощью нормативного коэффициента приведения:

, (2.2.2)



где З – суммарные приведенные затраты, руб;

tсл – срок службы объекта;

кt – капитальные вложения в t-том году, руб;

Иt – расходы по эксплуатации в t-том году (без отчислений на реновацию), руб;

αt – коэффициент приведения разновременных затрат базисному году, определяемый по формуле

, (2.2.3)



где Енп – норматив приведения разновременных затрат, равный 0,08;

t – разность мужду годом приведения и базисным годом;

tн – начальный год расчетного периода, определяемый началом финансирования строительства объекта.

В качестве базисного года принимается первый год эксплуатации объекта.

ГРС может быть построена сразу на полную мощность при сметной стоимости к1=2850 тыс. рублей или в две очереди (вторая через 4 года) при сметной стоимости к2=3762 тыс. рублей, в том числе затраты на первую очередь 1180 тыс. рублей. Переменная часть годовых эксплуатационных расходов составляет 5% от соответствующих капитальных вложений. Срок службы станции tсл=25 лет. Необходимо определить экономически более целесообразный вариант строительства.

Расчетные затраты по вариантам определяем, используя формулу (2.2.2):

А) При строительстве ГРС в одну очередь

=2850+131,94+122,17+113,12+104,74+96,98+89,8+83,15+76,99+71,29+66+61,12+56,59+52,4+48,52+44,92+41,59+38,51+35,66+33,02+30,57+28,31+26,21+24,27+22,47+20,81=4371,13 тыс. руб.



Б) При строительстве ГРС в две очереди

=2280+1089,31+105,56+97,74+90,5+138,26+128,02+118,53+109,75+101,62+94,1+87,13+80,67+74,7+69,16+64,04+59,3+54,9+50,84+47,07+43,59+40,36+37,37+34,6+32,04+29,66+27,47=5186,28 тыс.руб.



Вывод: экономически целесообразным является строительство ГРС в одну очередь.

**Определение оптимальной мощности и радиуса действия газорегуляторного пункта.**

**С** увеличением радиуса действия ГРП (с уменьшением количества ГРП в жилом массиве) снижаются приведенные затраты по самим ГРП, а так же по распределительным сетям высокого давления. Вместе с тем возрастают затраты в распределительной сети низкого давления за счет увеличения их среднего диаметра. Под радиусом действия ГРП R подразумевают расстояние по прямой от ГРП до точки встречи потоков газа на границе между соседними ГРП. Выявим связь между радиусом действия ГРП R и радиусом действия газопровода Rr. Рассмотрим два варианта размещения ГРП на газоснабжаемой территории: шахматный и коридорный.

В качестве расчетной модели газоснабжаемой территории примем жилой массив с квадратной конфигурацией, с квадратными кварталами и кольцевыми сетями низкого давления.

**— -** газопровод низкого давления

**→** - радиус действия ГРП

● - ГРП

---→ - радиус действия газопровода Rr.

- граница газоснабжаемой территории.



Рис. 2. Схемы размещения ГРС на территории населенного пункта.

Rr=R Rr=R



Rr=L\*R L=1/ L=1,3.



Выявим связь между радиусом действия ГРП R, их количеством n и площадью газоснабжаемых территорий F.

R= L , (2.3.1)



L=½ . (2.3.2)



Подставим (2.3.2) в (2.3.1).

, (2.3.3)



. (2.3.4)



Капитальные вложения в ГРП определяются по формуле:

Кгпр = К' · n (2.3.5)

или с учетом (2.3.4)

Кгпр = К'гпр , (2.3.6)



где К'гпр – удельные капитальные вложения в один ГРП, руб.

Затраты по эксплуатации ГРП могут быть выражены в виде годовых отчислений от капитальных вложений.

Игрп=φ·Кгрп (2.3.7)

Приведенные затраты в газорегуляторные пункты с учетом (2.3.6) и (2.3.7) определяются функцией:

Згпр = Ен· Кгпр + Игпр = (Ен + φ) К'гпр (2.3.8)



Определим расчетные затраты в сети низкого давления. Полагаем, что газопроводы работают в режиме гладких труб.

d=a·Q( , (2.3.9)



где d – диаметр газопровода, см;

а – коэффициент пропорциональности, зависящий от состава газа;

Q – расход газа по трубопроводу, м³/ч;

L – длина газопровода, м;

ΔΡ – потеря давления в газопроводе, Па.

Введем подстановку: d = dср; L = Rr = α·R; Q = Qср; ΔΡ = ΔΡн.

получим для среднего диаметра распределительных газопроводов низкого давления

dср= a·Qср, (2.3.10)



где ΔΡн – нормативный перепад давлений в уличных распределительных сетях, Па.

Полагаем, что газопроводы несут только путевую нагрузку, можно записать для среднего расхода газа:

Qср=0,55·q· Rr=0,55·q· R·α , (2.3.11)

где q – удельный путевой расход газа, м3/(ч м).

## Численные значения указанного параметра определяются по формуле

, (2.3.12)



где ∑Q – максимальный часовой расход газа жилым массивом;

- суммарная протяженность уличных газопроводов низкого давления.



Подставив (2.3.11) в (2.3.10) и преобразуя полученное выражение, имеем

(2.3.13)



Удельные капитальные вложения в 1 м газопровода определяются по формуле:

К'н/д=а+в·d , (2.3.14)

где а,в – стоимостные параметры 1 м газопровода, руб/м;

d – диаметр газопровода, см.

Для подземных газопроводов низкого давления допускается применение упрощенной зависимости:

К'н/д ≈в·d (2.3.15)

Общие капитальные вложения в сети низкого давления:

Кн/д= К'н/д (2.3.16)



Расходы на эксплуатацию одного м подземного газопровода низкого давления определяются по формуле:

И'н/д= 0,033К'н/д+0,2 (2.3.17)

Суммарные расходы на эксплуатацию сетей низкого давления:

Ин/д= И'н/д· (2.3.18)



Или с учетом (2.3.13) и (2.3.15)

(2.3.19)



Приведенные затраты в сети низкого давления

Зн/д = Ен· Кн/д + Ин/д =f(R) (2.3.20)

Определим затраты в сети высокого (среднего) давления. Изменение радиуса действия ГРП мало сказывается но общей конфигурации сети высокого (среднего) давления. В основном изменяется количество и протяженность ответвлений от ГРП к потребителю.

Суммарная протяженность ответвлений определяется количеством ГРП и их радиусом по формуле

(2.3.21)



Капитальные вложения в сети среднего давления:

(2.3.22)



или с учетом (2.3.15)

, (2.3.23)



где dср – средний диаметр ответвлений, см.

## Подставив в уравнение (2.3.23) уравнения (2.3.21) и (2.3.4) получим

(2.3.24)



Расходы по эксплуатации одного м газопровода среднего, высокого давления :

И'с/д=0,033Кс/д+0,5 (2.3.25)

Переменная часть эксплуатационных затрат по сетям высокого (среднего) давления

Ис/д = И'с/д (2.3.26)



или с учетом (2.3.15), (2.3.21) и (2.3.4)

(2.3.27)



Переменная часть приведенных затрат по сетям высокого (среднего) давления

Зс/д = Ен· Кс/д + Ис/д (2.3.28)

Подставляя приведенные выражения в исходную целевую функцию получим:

З = Згпр + Зс/д + Зн/д =f(R) (2.3.29)

Для нахождения оптимального радиуса действия ГРП необходимо взять первую производную от затрат и приравнять ее к нулю.

В результате детальной проработки приведенных уравнений получится следующее выражение для оптимального радиуса действия ГРП:

, (2.3.30)



где μ – коэффициент плотности сети низкого давления, 1/м;

q – удельная нагрузка сети низкого давления, м3/ч м.

На основании статистического анализа технико-экономических показателей реальных проектов газоснабжения предложены следующие расчетные уравнения:

, (2.3.31)



, (2.3.32)



где m – плотность населения газоснабжаемой территории, чел/га;

l – удельный часовой расход газа на одного человека, м3/(ч чел);

ΣQ – максимальный часовой расход газа населенным пунктом, м3/ч;

F – площадь газоснабжаемой территории, га.

Положив в уравнении (2.3.30) b=0,55 руб/м см, получим с учетом (2.3.31) и (2.3.32):

(2.3.33)



При известном значении радиуса Ropt оптимальную нагрузку ГРП находим по формуле

(2.3.34)



Оптимальное количество ГПР:

(2.3.35)



Определим оптимальный радиус действия, количество и оптимальную пропускную способность ГПР для систем газоснабжения со следующими исходными данными:

1. Стоимость одного ГПР К’гпр =142500 руб.
2. Нормируемый перепад давлений в уличных газопроводах низкого давления ΔΡн=1200 Па.
3. Плотность населения m=684 ч/га.
4. Удельный головной расход газа на отдельного человека l=0,08 м³/(ч чел).
5. Площадь газоснабжаемой территории F=779 га.

Коэффициент плотности сети низкого давления:

μ=(75+0,3·684)10=280,2·10 1/м



Оптимальный радиус действия ГРП:

м



Оптимальная пропускная способность 1 ГРП:

м³/ч.



Оптимальное количество ГРП:

шт.



Оптимальный радиус действия 1555,3 м, оптимальная пропускная способность 26472,2 м³/ч и оптимальное количество – 2 штук.

**Определение оптимальной мощности и радиуса действия газонаполнительной станции сжиженного газа.**

Примем в качестве критерия оптимальности минимум удельных приведенных затрат по комплексу ГНС – потребитель:

Згнс-п=Згнс+За.т.+Зпсг=min , (2.4.1)

где Згнс – удельные приведенные затраты по ГНС, руб/т;

За.т – то же в доставку газа автомобильным транспортом, руб/т;

Зпсг – то же в поселковую систему газоснабжения, руб/т.

Поскольку затраты в поселковые системы газоснабжения в сравниваемых вариантах остаются неизменными, примем в качестве целевой функции переменную часть удельных приведенных затрат:

Згнс-п=Згнс+За.т.=min (2.4.2)

Полагая, что потребители сжиженного газа распределены равномерно по всей территории, прилегающей к ГНС, можно записать:

, (2.4.3)



где q – плотность газопотребления на территории, обслуживаемой станцией, т/(год км2);

N – мощность станции, т/год;

F - площадь газоснабжаемой территории, км2.

Связь между мощностью станции и радиусом ее действия устанавливается уравнением:

, (2.4.4)



где R0 – радиус действия станции, км.

Доставка сжиженного газа с населенные пункты осуществляется:

* по кратчайшему расстоянию от ГНС до потребителя (радиальная дорожная сеть);
* по наиболее протяженному маршруту (прямоугольная дорожная сеть).

dR

a

R

a

R0

Рис. 3. Расчетная схема доставки сжиженного газа потребителям.

При среднем варианте доставки продукта

l≈1,2R (2.4.5)

Удельные приведенные затраты в ГНС определяются по формуле:

, (2.4.6)



где А – стоимостной параметр,, численное значение которого зависит от способа реализации сжиженного газа.



Удельные приведенные затраты в автомобильный транспорт сжиженного газа

, (2.4.7)



где а и в – стоимостные параметры, руб/т, численные значения которых зависят от способа доставки сжиженного газа, дорожных условий и других обстоятельств.

## Подставив (2.4.5) в (2.4.7) имеем

(2.4.8)



Прирост реализации сжиженного газа соответствует приращению радиуса газоснабжения на величину dR:



Согласно (2.4.8), переменная часть транспортных затрат составляет 1,2вR. Таким образом, общее приращение затрат по доставке сжиженного газа на всей территории, прилегающей к ГНС:

, (2.4.9)



где R0 – радиус действия газонаполнительной станции, км, или в перерасчете на 1 т реализуемого газа по (2.4.4)

(2.4.10)



Подставив (2.4.10) в (2.4.8), имеем

(2.4.11)



Тогда с учетом (2.4.6) и (2.4.11) целевая функция задачи (2.4.2) примет следующий вид:

(2.4.12)



Выразим мощность станции через радиус ее действия по уравнению (2.4.4):

(2.4.13)



Для нахождения оптимального радиуса действия ГНС возьмем первую производную от целевой функции и приравняем ее к нулю:

(2.4.14)



откуда

(2.4.15)



а оптимальная мощность станции по (2.4.4) будет

(2.4.16)



Населенный пункт снабжают сжиженным газом от ГНС по следующей схеме:

* 85% квартир – от баллонных установок;
* 15% квартир – от резервуарных установок.
  1. Средняя плотность потребления газа на территории, обслуживаемой станцией q= 5 т/(год км2).
  2. Удельные экономические показатели баллонных систем газоснабжения Аб=3477000; вб=16,017 руб/(Т км).



* 1. Удельные экономические показатели резервуарных систем газоснабжения Ар=1858200; вр=3,135 руб/(Т км).



Оптимальный радиус действия ГНС:

* + - Для баллонного варианта

км



* + - Для резервуарного варианта

км



При заданном соотношении баллонного и резервуарного газоснабжения

км



Оптимальная мощность станции:

тыс.т/год.



**Заключение.**

В результате технико–экономический расчетов, проведенных по критерию минимума приведенных затрат:

1. Обоснованы оптимальные технические решения и проектные разработки в области ТГС и В, получены оптимальные параметры технологического оборудования, систем и установок.

2. Изучено влияние фактора времени и неопределенности исходной информаций.

3. Проведена экономическая оценка полученных результатов и выявлена экономическая эффективность оптимизации.

**Список литературы.**

1. Богуславский Л.Д. Экономика теплогазоснабжения и вентиляции. – М.: Стройиздат, 1988. – 351 с.
2. Ионин А.А. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989 – 438 с.
3. Ионин А.А., Хлынов Б.М., Братенков В.Н., Терлецная Е.Н. Теплогазоснабжение. – М. Стройиздат 1982 – 162 с.
4. Курицын Б.Н. Оптимизация систем теплогазоснабжения и вентиляции .- Саратов: Издательство СГТУ, 1992 – 162 с.