



**ООО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ -
ВНИИГАЗ»**

**МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМ РАСХОДА
И НОРМАТИВНОЙ ПОТРЕБНОСТИ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ
НА СОБСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ
МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА**

РД 153-39.0-112-2001

МОСКВА 2001

**Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)**

П Р И К А З

26 декабря 2001 г.

№ 373

г. Москва

О введении в действие Методики определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа (РД 153-39.0-112-01)

Руководящий документ «Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа» (РД 153-39.0-112-01) разработан научно-исследовательским институтом природных газов и газовых технологий ООО «ВНИИГАЗ».

В целях установления единых правил планирования нормативного расхода природного газа, используемого на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа в организациях и предприятиях топливно-энергетического комплекса Российской Федерации независимо от форм собственности и ведомственной подчиненности, для обеспечения рационального и экономного использования природного газа на всех технологических уровнях транспорта газа приказываю:

1. Принять и ввести в действие с 1 января 2002 г. руководящий документ «Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа» (РД 153-39.0-112-01).

2. Поручить ООО «ВНИИГАЗ» (по согласованию):

2.1. Оказывать предприятиям и организациям ТЭК методическую помощь по внедрению РД 153-39.0-112-01 (тел. 095-355-93-01, 095-355-95-07);

2.2. Издание и распространение РД 153-39.0-112-01 (тел. 095-355-93-01, 095-355-95-07).

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Министра Устюжанина Г.С.

Министр

И.Х. Юсуфов

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ»
2 ВНЕСЕН	Департаментом газовой промышленности и газификации Минэнерго России; Управлением науки, новой техники и экологии ОАО «Газпром»; Управлением транспортировки газа и газового конденсата ОАО «Газпром»
3 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом Минэнерго России № 373 от 26 декабря 2001 г.
4 ВЗАМЕН	Инструкции по расчету норм и нормативной потребности в топливе и электроэнергии для транспорта газа. М.: ВНИИГАЗ, 1990.
5 УЧТЕНЫ	Требования Налогового кодекса РФ (часть вторая) от 05.08.2000 г. № 117-ФЗ, а



6 ИСПОЛНИТЕЛИ

также Постановление Правительства РФ от 22.01.2001 г. № 45 «О порядке утверждения нормативов использования газодобывающими и газотранспортными организациями природного газа на собственные технологические нужды».

Г.С. Аكوпова, И.В. Барцев, А.В. Василенко, В.И. Дочин, В.И. Ефанов, С.Ф. Жданов, Ю.В. Забродин, А.Н. Калужских, Е.В. Леонтьев (руководитель темы), Ю.Г. Мутовин, Ю.Н. Синицын, И.А. Трегубов, В.А. Щуровский, Г.А. Хворов.

СОДЕРЖАНИЕ

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
- 3 Сокращения. 3
- 4 Определения. 3
- 5 Обозначения. 4
- 6 Расчёт норм расхода природного газа для собственных технологических нужд компрессорного цеха
- 7 Расчет нормативной потребности КЦ, КС, ГТП в топливном газе для компримирования. 8
- 8 Расчет нормативной потребности КЦ, КС, ЛПУМГ и ГТП в природном газе на прочие технологические нужды
- 9 Расчет нормативной потребности электростанций собственных нужд в топливном газе. 12
- 10 Расчет нормативной потребности СОГ в топливном газе
- 11 Расчет норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газотранспортного предприятия и подотрасли «Транспорт газа»
- Приложение А Основные направления расхода природного газа на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа
- Приложение Б Принципы оптимальности режимов работы газопроводов
- Приложение В Справочные данные
- Приложение Г Пример определения норм расхода и нормативных показателей расхода газа на собственные технологические нужды КЦ
- Приложение Д Библиография. 20

Руководящий документ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМ РАСХОДА И НОРМАТИВНОЙ ПОТРЕБНОСТИ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НА СОБСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Дата введения
2002.01.01

1 Область применения

Руководящий документ (далее - РД) устанавливает единые правила планирования нормативного расхода природного газа, используемого на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа в организациях и предприятиях топливно-энергетического комплекса независимо от форм собственности.

РД позволит обеспечить рациональное и экономное использование природного газа на всех технологических уровнях транспорта газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем РД использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ Р 51750-2001 Энергосбережение. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие определения.

ГОСТ 30167-95 Ресурсосбережение. Порядок установления показателей ресурсосбережения в документации на продукцию.

ГОСТ Р 51541-99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей.

Налоговый кодекс РФ (часть вторая), утвержденный Федеральным законом от 05.08.2000 г. № 117-ФЗ (в редакции Федеральных законов от 29.12.2000 г. № 117-ФЗ, от 07.08.2001 г. № 118-ФЗ и от 08.07.2001 г. № 126-ФЗ).



Постановление Правительства РФ от 22.01.2001 г. № 45 «О порядке утверждения нормативов использования газодобывающими и газотранспортными организациями природного газа на собственные технологические нужды».

ВРД 39-1.10-006-2000 Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.

ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы».

3 Сокращения

АВО - аппарат воздушного охлаждения

ГПА - газоперекачивающий агрегат

ГИС - газоизмерительная станция

ГРС - газораспределительная станция

ГТУ - газотурбинная установка

ГТП - газотранспортное предприятие

ДКС - дожимная компрессорная станция

КПД - коэффициент полезного действия

КС - компрессорная станция

КЦ - компрессорный цех

ЛПУМГ - линейно-производственное управление магистрального газопровода

МГ - магистральный газопровод

СОГ - станция охлаждения газа

СТН - собственные технологические нужды транспорта газа

ТЭР - топливно-энергетические ресурсы

ЦБН - центробежный нагнетатель

ЭСН - электростанция собственных нужд

4 Определения

В настоящем РД использованы следующие термины с соответствующими определениями.

4.1 В соответствии с Налоговым кодексом РФ (часть вторая, раздел 8, глава 22, статья 183, пункт 1, подпункт 9) не подлежит налогообложению использование природного газа на собственные технологические нужды газотранспортных организаций в пределах нормативов, обусловленных технологиями подготовки и транспортировки газа.

4.2 Собственные технологические нужды транспорта газа - необходимый расход природного газа на основные и вспомогательные технологические процессы транспорта газа, обусловленный режимом эксплуатации газопроводов и техническими характеристиками оборудования.

Основные направления расхода газа на собственные технологические нужды транспорта газа: расход газа на технологические топливные нужды, расход газа на прочие технологические нужды, технологические потери газа.

4.3 Расход газа на технологические топливные нужды (топливный газ) - природный газ, расходуемый в качестве топлива ГПА на компримирование.

4.4 Расход газа на прочие технологические нужды - природный газ, необходимый для проведения прочих технологических операций по поддержанию требуемого режима эксплуатации газопроводов.

4.5 Технологические потери газа - неизбежные потери природного газа, связанные с принятой схемой и технологией транспортировки газа и обусловленные степенью совершенства технологии и качеством оборудования.

Более подробно основные направления расхода природного газа на собственные технологические нужды транспорта газа приведены в приложении А.

4.6 Нормативы расхода природного газа на собственные технологические нужды в соответствии с 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 - научно и технически обоснованные величины норм расхода природного газа, устанавливаемые в нормативной документации, характеризующие предельно допустимые значения потребления природного газа на единицу полезной работы объекта при регламентированных условиях эксплуатации в планируемый период (ГОСТ Р 51750).

4.7 В качестве измерителя полезной работы объектов в транспорте природного газа используют:

- при нормировании расхода топливного газа в КЦ на компримирование - политропную работу сжатия;



- при нормировании расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ и технические потери - условную номинальную работу КЦ: произведение номинальной мощности ГПА на число ГПА в КЦ и на продолжительность планируемого периода;

- при нормировании расхода природного газа на собственные технологические нужды в ГТП и в подотрасли «Транспорт газа» - товаротранспортную работу.

4.8 Индивидуальная норма (норматив) расхода топливного газа на компримирование в КЦ с газотурбинным приводом - научно и технически обоснованная норма расхода природного газа, характеризующая предельно допустимое потребление природного газа для конкретного типа ГПА на 1 кВт·ч политропной работы сжатия применительно к фактическим условиям работы КЦ (ГОСТ Р 51750).

4.9 Индивидуальная норма (норматив) расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ - научно и технически обоснованная норма расхода природного газа, характеризующая предельно допустимое потребление природного газа по типу ГПА на 1 кВт·ч условной номинальной работы КЦ (ГОСТ Р 51750).

4.10 Индивидуальная норма (норматив) технологических потерь природного газа в КЦ - научно и технически обоснованная норма потерь природного газа, характеризующая предельно допустимые потери природного газа в КЦ, приходящиеся на 1 кВт·ч условной номинальной работы КЦ (ГОСТ Р 51750).

4.11 Индивидуальная норма (норматив) технологических потерь природного газа на линейной части газопровода - научно и технически обоснованная норма потерь природного газа, характеризующая предельно допустимые неизбежные потери природного газа на линейной части, отнесенные к объему (запасу) природного газа в газопроводе для конкретного диаметра газопровода (ГОСТ Р 51750).

4.12 Основным методом определения индивидуальных норм (нормативов) по отдельным направлениям расхода газа на собственные технологические нужды является расчётно-аналитический метод с использованием паспортных характеристик и опытно-статистических данных о действительных расходах (потерях) газа по этим направлениям в различных эксплуатационных условиях (таблицы 1 - 6).

4.13 Нормы расхода природного газа на собственные технологические нужды газотранспортного предприятия, подотрасли «Транспорт газа» - удельные показатели расхода природного газа для производства единицы товаротранспортной работы при регламентированных условиях эксплуатации объекта в планируемый период (ГОСТ 30167). Рассчитываются на основе соответствующих нормативных потребностей в природном газе на собственные технологические нужды.

4.14 Нормативные потребности КЦ, КС, ЭСН, СОГ, ЛПУМГ, ГТП, подотрасли «Транспорт газа» в газе на собственные технологические нужды - абсолютные показатели расхода природного газа, используемого на собственные технологические нужды объектом за плановый период (ГОСТ Р 51541). Рассчитываются на основе соответствующих индивидуальных норм (нормативов).

5 Обозначения

$N_{\text{тг}}^0$ - Индивидуальная норма расхода топливного газа на компримирование для КЦ с газотурбинным приводом

$N_{\text{тг}}^{\text{кц}}$ - Норма расхода топливного газа на компримирование для КЦ с газотурбинным приводом

$N_{\text{гтн}}^0$ - Индивидуальная норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ

$N_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$ - Норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ

$N_{\text{пт}}^0$ - Индивидуальная норма технологических потерь природного газа в КЦ

$N_{\text{пт}}^{\text{кц}}$ - Норма технологических потерь природного газа в КЦ

$N_{\text{птлч}}^0$ - Индивидуальная норма технологических потерь природного газа на линейной части

$N_{\text{эсн}}^0$ - Индивидуальная норма расхода природного газа на выработку электроэнергии на ЭСН

$N_{\text{гстн}}^{\text{гтп}}$ - Норма расхода природного газа на собственные технологические нужды ГТП

$N_{\text{гстн}}^{\text{отр}}$ - Норма расхода природного газа на собственные технологические нужды подотрасли «Транспорт газа»

$P_{\text{тг}}^{\text{кц}}$ - Нормативная потребность газотурбинного КЦ в топливном газе для компримирования

$P_{\text{тг}}^{\text{кс}}$ - Нормативная потребность КС в топливном газе для компримирования

$P_{\text{тг}}^{\text{сог}}$ - Нормативная потребность СОГ в топливном газе

$P_{\text{тг}}^{\text{гтп}}$ - Нормативная потребность ГТП в топливном газе для компримирования



$P_{ггн}^{кц}$ - Нормативная потребность КЦ в природном газе на прочие технологические нужды

$P_{ггн}^{кс}$ - Нормативная потребность КС в природном газе на прочие технологические нужды

$P_{ггн}^{лч}$ - Нормативная потребность ЛПУМГ в природном газе на технологические нужды линейной части

$P_{гг}^{эсн}$ - Нормативная потребность в топливном газе для выработки электроэнергии на ЭСН

$P_{гг}^к$ - Нормативная потребность в топливном газе для котельных

$P_{ггн}^{ггп}$ - Нормативная потребность ГТП в газе на прочие технологические нужды

$P_{гг}^{кц}$ - Нормативные технологические потери природного газа в КЦ

$P_{гг}^{кс}$ - Нормативные технологические потери природного газа на КС

$P_{гг}^{лч}$ - Нормативные технологические потери природного газа на линейной части ЛПУМГ

$P_{гг}^{ггп}$ - Нормативные технологические потери природного газа в ГТП

$P_{гггн}^{ггп}$ - Нормативная потребность ГТП в природном газе на собственные технологические нужды

$P_{гггн}^{отр}$ - Нормативная потребность подотрасли «Транспорт газа» в природном газе на собственные технологические нужды

6 Расчёт норм расхода природного газа для собственных технологических нужд компрессорного цеха

6.1 Расчёт норм расхода топливного газа на компримирование

6.1.1 Норму расхода топливного газа на компримирование для КЦ с газотурбинным приводом $H_{гг}^{кц}$, кг у.т./кВт·ч, определяют по формуле [1]:

$$H_{гг}^{кц} = H_{гг}^0 \cdot K_k, \quad (6.1)$$

где $H_{гг}^0$ - индивидуальная норма расхода топливного газа КЦ, кг у.т./кВт (таблица 1);

K_k - коэффициент коррекции, учитывающий конкретные условия работы КЦ.

6.1.1.1 Индивидуальная норма расхода топливного газа КЦ $H_{гг}^0$ определена для следующих условий:

- КПД ГТУ и центробежных компрессоров (нагнетателей) приняты с учетом поправок на допуски, нормируемое отклонение от оптимума и другие эксплуатационные факторы;
- номинальные атмосферные условия - по техническим условиям ГПА;
- схема работы неполнонапорных ГПА - последовательно-параллельная, двухступенчатая.

Таблица 1 - Индивидуальные нормы (нормативы) расхода топливного газа на 1 кВт·ч политропной работы сжатия КЦ

Тип ГПА	$H_{гг}^0$, кг у.т./кВт·ч
1	2
ГТ-700-5	0,773
ГТК-5	0,719
Таурус-60	0,543
ГТ-6-750, ГТН-6	0,771
ГТ-750-6	0,692
ГТ-750-6М	0,557
ГПА-Ц-6,3	0,780
ГПА-Ц-6,3А	0,591
ГПА-Ц-6,3Б (6,3 МВт)	0,611
ГПА-Ц-6,3Б (8,0 МВт)	0,591
ГПА-Ц-6,3С	0,581
ГТК-10	0,656
ГТК-10М	0,532
ГПУ-10	0,675
ГТК-10И	0,710
ГТК-10ИР	0,528
ГПА-10 Урал	0,567
Коберра-182	0,669
ГПА-12Р Урал	0,513
ГПА-12 Урал	0,501
ГПА-16 Урал	0,467
ГПА-16Р Урал	0,480
ТН-16	0,656



Тип ГПА	$H_{\text{гг}}^0$, кг у.т./кВт·ч
1	2
ГТН-16М1	0,561
ГТНР-16	0,527
ГПА-Ц-18	0,599
ГПА-Ц-16	0,632
ГПА-16МЖ	0,619
ГПА-16МГ, ГПА-Ц-16С, Коберра 16МГ	0,511
ПЖТ-21С	0,478
ГПА-Ц-16АЛ	0,490
ГПА-16 Волга	0,465
ГТН-25	0,707
ГТН-25-1	0,542
ГТК-25И	0,658
ГТК-25ИР, ГТНР-25И (В)	0,502
ГТНР-25И (С)	0,490
ГПА-Ц-25, ГПА-25НК	0,490
ГПА-25Р Урал	0,430

6.1.1.2 При наличии в цехе ГПА различных типов (модификаций) индивидуальную норму расхода топливного газа определяют по формуле

$$H_{\text{гг}}^0 = \frac{\sum_{i=1}^I (H_{\text{гг}}^0 \cdot N_{\text{гг}}^0 \cdot \tau_i)}{\sum_{i=1}^I N_{\text{гг}}^0 \cdot \tau_i}, \quad (6.2)$$

где $H_{\text{гг}}^0$ - индивидуальная норма расхода топливного газа для ГПА i-го типа (таблица 1), кг у.т./кВт·ч;

$N_{\text{гг}}^0$ - номинальная мощность ГПА i-го типа (таблица В.1, приложение В), кВт;

τ_i - наработка ГПА i-го типа (всего I типов) за планируемый период, ч.

6.1.1.3 Коэффициент коррекции $K_{\text{к}}$ определяют по формуле [2]

$$K_{\text{к}} = K_{\text{а}} \cdot K_{\text{у}}, \quad (6.3)$$

где $K_{\text{а}}$ - коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий и нормируемый уровень загрузки ГПА и рассчитываемый по формуле

$$K_{\text{а}} = 1,02 + 0,0025 \cdot (t_{\text{а}} + 5), \quad (6.4)$$

$t_{\text{а}}$ - средняя температура атмосферного воздуха за планируемый период, °С, величины средней месячной, средней квартальной и средней годовой температуры воздуха для различных районов страны берут по справочным данным из таблицы В.3 (приложение В). При отсутствии в таблице В.3 сведений о температуре воздуха в районе расположения КС берется температура ближайшего пункта, приведенного в таблице В.3;

$K_{\text{у}}$ - коэффициент, учитывающий влияние эксплуатации котлов-утилизаторов и вычисляемый по формуле [3]

$$K_{\text{у}} = 1 + 0,025 \cdot n_{\text{у}}/n_{\text{р}}, \quad (6.5)$$

$n_{\text{у}}/n_{\text{р}}$ - доля агрегатов с котлами-утилизаторами $n_{\text{у}}$ от общего числа работающих в цехе агрегатов $n_{\text{р}}$.

6.1.2 Норму расхода топливного газа на компримирование для дожимных КЦ с газотурбинным приводом определяют аналогично КЦ магистральных газопроводов по формуле (6.1).

6.1.2.1 Коэффициент $K_{\text{к}}$ для дожимных КЦ с газотурбинным приводом рассчитывают по формуле

$$K_{\text{к}} = K_{\text{а}} \cdot K_{\text{у}} \cdot K_{\text{дкс}}, \quad (6.6)$$

где $K_{\text{а}}$, $K_{\text{у}}$ рассчитывают по формулам (6.4), (6.5);

$K_{\text{дкс}}$ - коэффициент, учитывающий влияние относительной загрузки ГПА и изменение КПД компрессора и определяемый по формуле



$$K_{\text{мк}} = (1 - 0,1 \frac{T_1}{T_2}) \cdot (1,35 - 0,25 \frac{T_1}{T_2}), \quad (6.7)$$

T_i - время работы ДКС по данной технологической схеме, год;

T_s - общий запланированный период работы ДКС по данной технологической схеме, год.

6.1.3 Норму расхода топливного газа $H_{\text{гт}}^{\text{кп*}}$, м³/кВт·ч, для реального состава природного газа определяют по формулам

$$H_{\text{гт}}^{\text{кп*}} = \frac{7000}{Q_p^{\text{н}}} H_{\text{гт}}^{\text{н}}, \quad (6.8)$$

$$H_{\text{гт}}^{\text{кп*}} = \frac{29309}{Q_p^{\text{н}}} H_{\text{гт}}^{\text{н}}, \quad (6.9)$$

где $Q_p^{\text{н}}$ - фактическая низшая теплота сгорания природного газа, ккал/м³ (6.8), кДж/м³ (6.9).

6.2 Расчёт нормы расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ

Норму расхода природного газа на прочие технологические нужды газотурбинных КЦ $H_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$, м³/кВт·ч, определяют по формуле [1]

$$H_{\text{гтн}}^{\text{кц}} = H_{\text{гтн}}^0 \cdot K_p, \quad (6.10)$$

где $H_{\text{гтн}}^0$ - индивидуальная норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ (таблица 2), м³/кВт·ч;

K_p - безразмерный коэффициент, учитывающий величину расчетного давления газопровода:

при 5,5 МПа (56 кг/см²) $K_p = 1,0$;

при 7,45 МПа (76 кг/см²) $K_p = 1,36$;

при 8,35 МПа (85 кг/см²) $K_p = 1,52$.

Величина $H_{\text{гтн}}^0$ определена при следующих расчетных условиях:

- проектное давление газопровода - 5,5 МПа (56 кг/см²);
- среднестатистические данные по надежности ГПА;
- паспортная величина расходов природного газа на пуск ГТУ;
- продувка установок очистки природного газа через общий коллектор;
- стравливание газа: установки очистки и охлаждения газа - 1 раз в год.

Таблица 2 - Индивидуальные нормы (нормативы) расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ

Тип ГПА	$H_{\text{гтн}}^0$ м ³ /кВт·ч
1	2
<i>Газотурбинные КЦ</i>	
ГТ-700-5, ГТК-5	0,0040
ГТ-750-6, ГТ-750-6М, ГТ-6-750, ГТН-6	0,0030
ГПА-Ц-6,3, Таурус-60, ГПА-Ц-6,3А, ГПА-Ц-6,3С, ГПА-Ц-6,3Б	0,0025
ГТК-10, ГТК-10М, ГПУ-10, ГТК-10И, ГТК-10ИР, ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12Р Урал, Коберра 182	0,0015
ГТН-16, ГТН-6М1, ГТНР-16, ГПА-16МЖ, ГПА-16МГ, ГПА-Ц-16С, Коберра-16МГ, ГПА-16 Урал, ГПА-16Р Урал, ГПА-Ц-16, ПЖТ-21С, ГПА-Ц-16АЛ, ГПА-16 Волга, ГПА-Ц-18	0,0010
ГТН-25-1, ГПА-Ц-25, ГПА-25Р Урал, ГТК-25И, ГТК-25ИР, ГТНР-25И(В), ГТНР-25И(С), ГТН-25, ГПА-25НК	0,0008
<i>Электроприводные КЦ</i>	
СТМ-4000, СТМП-4000, СТД-4000, СТДП-4000, АЗ-4500	0,0040
СТД-6300, СТДП-6300	0,0025
СТД-6300, СТДП-6300	0,0015
СТД-12500, СДГ-12500, СДГМ-12500	0,0015
ЭГПА-25Р	0,0008



6.3 Расчёт нормы технологических потерь природного газа в КЦ Норму технологических потерь природного газа в КЦ $H_{\text{пг}}^{\text{кц}}$, $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$, определяют по формуле [1]

$$H_{\text{пг}}^{\text{кц}} = H_{\text{пг}}^0 \cdot K_p, \quad (6.11)$$

где $H_{\text{пг}}^0$ - индивидуальная норма технологических потерь природного газа в КЦ, отнесенная к единице условной номинальной работы КЦ (таблица 3), $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

K_p - коэффициент, учитывающий величину расчетного давления газопровода, определяют аналогично 6.2.

Таблица 3 - Индивидуальные нормы (нормативы) технологических потерь природного газа в КЦ

Тип ГПА	$H_{\text{пг}}^0$ $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$
<i>Газотурбинные КЦ</i>	
ГТ-700-5, ГТК-5	0,0070
ГТ-750-6, ГТ-750-6М, ГТ-6-750, ГТН-6	0,0050
ГПА-Ц-6,3, Таурус-60, ГПА-Ц-6,3А, ГПА-Ц-6,3С, ГПА-Ц-6,3Б	0,0050
ГТК-10, ГТК-10М, ГПУ-10, ГТК-10И, ГТК-10ИР, ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12Р Урал, Коберра 182	0,0035
ГТН-16, ГТН-6М1, ГТНР-16, ГПА-16МЖ, ГПА-16МГ, ГПА-Ц-16С, Коберра-16МГ, ГПА-16 Урал, ГПА-16Р Урал, ГПА-Ц-16, ПЖТ-21С, ГПА-Ц-16АЛ, ГПА-16 Волга, ГПА-Ц-18	0,0030
ГТН-25-1, ГПА-Ц-25, ГПА-25Р Урал, ГТК-25И, ГТК-25ИР, ГТНР-25И(В), ГТНР-25И(С), ГТН-25, ГПА-25НК	0,0022
<i>Электроприводные КЦ</i>	
СТМ-4000, СТМП-4000, СТД-4000, СТДП-4000, АЗ-4500	0,0070
СТД-6300, СТДП-6300	0,0050
СТД-12500, СДГ-12500, СДГМ-12500	0,0035
ЭГПА-25Р	0,0022

7 Расчет нормативной потребности КЦ, КС, ГТП в топливном газе для компримирования

7.1 Порядок расчета нормативной потребности КЦ, КС, ГТП в топливном газе для компримирования

7.1.1 Подготавливают исходную информацию для расчёта:

- план по объему транспорта природного газа на планируемый период, детализированный по величинам поставок природного газа от источников и подачи потребителям;
- нормативные показатели технического состояния оборудования КС и линейной части;
- свойства транспортируемого природного газа значение температуры транспортируемого природного газа на выходе АВО, низшая теплота сгорания газа, плотность газа;
- средняя температура атмосферного воздуха за планируемый период.

7.1.2 Рассчитывают нормативный плановый режим транспорта природного газа на предстоящий период.

7.1.3 На базе нормативного планового режима определяют политропную работу сжатия каждого КЦ. Потребность КЦ в топливном газе для компримирования на планируемый период определяют на основе индивидуальных норм расхода топливного газа и политропной работы сжатия КЦ.

7.1.4 Потребность КС в топливном газе для компримирования на планируемый период определяют суммированием потребностей, рассчитанных для КЦ.

7.1.5 Потребность ГТП в топливном газе для компримирования на планируемый период определяют суммированием потребностей, рассчитанных для КС.

7.2 Расчет нормативных плановых режимов транспорта природного газа

7.2.1 Основой для расчёта нормативных плановых режимов являются ОНТП 51-1-85 [4].

7.2.2 Критерием оптимизации при расчёте нормативного планового режима является минимум затрат ТЭР на компримирование. Расчёт выполняют с использованием оптимизационных программно-вычислительных комплексов, представленных в отраслевом фонде алгоритмов и программ (ОФАП).



7.2.3 Расчет нормативного планового режима выполняют в соответствии с техническим паспортом магистрального газопровода по ВРД 39-1.10-006-2000 с учетом фактических отклонений от проектов газопроводов по наличному составу оборудования и схеме поступлений и отборов природного газа.

7.2.4 Значения показателей технического состояния линейной части и оборудования КС должны быть не хуже общепромышленных нормативных значений (приложение В, таблица В.2).

7.2.5 Индивидуальные нормы технического состояния для линейной части используют в следующих случаях:

- снижение разрешенного давления в газопроводе в связи с неудовлетворительным состоянием труб или пониженным испытательным давлением;
- снижение давления природного газа в начале газотранспортной системы (например, в связи со снижением давления на входе головной КС);
- снижение гидравлической эффективности газопровода, связанное с поступлением в газопровод некондиционного природного газа при отсутствии средств очистки внутренней полости трубы.

7.2.6 Индивидуальные нормы технического состояния для оборудования КС используют в следующих случаях:

- невозможность восстановления мощности ГТУ в связи с дефектами агрегатов, не устранимыми в процессе профилактического обслуживания и ремонта;
- доказанные отклонения от паспортных характеристик нагнетателей, не устранимые в процессе профилактического обслуживания и ремонта;
- постоянная работа в неоптимальной зоне характеристик нагнетателя и (или) недогрузка привода, обусловленные режимными факторами газопровода, не зависящими от ГТП.

7.2.7 Индивидуальные нормы технического состояния линейной части и оборудования КС обосновывают соответствующие службы ГТП и утверждают в ОАО «Газпром».

7.2.8 По результатам расчета нормативного планового режима транспорта газа получают следующие данные, используемые при нормировании потребности в топливном газе КЦ:

- данные о числе агрегатов каждого типа, включаемых в работу;
- объем газа, перекачиваемый КЦ за планируемый период времени;
- значения давлений и температур транспортируемого природного газа на входе и выходе нагнетателей компрессорных цехов.

7.3 Расчёт политропной работы сжатия компрессорного цеха

Политропную работу сжатия КЦ $L_{\text{п}}^{\text{кц}}$, кВт·ч, рассчитывают по формуле [4]

$$L_{\text{п}}^{\text{кц}} = 320,25 \cdot Z_1 \cdot T_1 \cdot Q \cdot (\varepsilon_{\text{кц}}^{0,3} - 1), \quad (7.1)$$

где Z_1 - коэффициент сжимаемости природного газа по условиям на входе в КЦ;

T_1 - температура природного газа на входе КЦ, К;

Q - объем природного газа, перекачиваемый за планируемый период времени, млн. м³;

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1}$$

- степень повышения давления компрессорного цеха;

P_1, P_2 - соответственно среднее абсолютное давление на входе нагнетателей первой ступени и выходе нагнетателей последней ступени сжатия, МПа.

Значение Z_1 определяют по формуле [5]

$$Z_1 = 1 - [(10,2P_1 - 6)(0,345 \cdot 10^{-2} \Delta_B - 0,446 \times 10^{-3}) + 0,015][1,3 - 0,0144(T_1 - 283,2)], \quad (7.2)$$

где Δ_B - относительная плотность природного газа по воздуху.

Значения P_1, P_2, T_1, Q принимают по результатам расчета нормативного планового режима (7.2.8).

7.4 Расчет нормативной потребности КЦ, КС, ГТП в топливном газе на компримирование

7.4.1 Нормативную потребность газотурбинного КЦ в топливном газе для компримирования $\Pi_{\text{тг}}^{\text{кц}}$, т у.т., определяют по формуле

$$\Pi_{\text{тг}}^{\text{кц}} = H_{\text{тг}}^{\text{кц}} \times L_{\text{п}}^{\text{кц}} \cdot 10^{-3}, \quad (7.3)$$

где $H_{\text{тг}}^{\text{кц}}$ - норма расхода топливного газа на компримирование в газотурбинном КЦ, кг у.т./кВт·ч;

$L_{\text{п}}^{\text{кц}}$ - политропная работа сжатия КЦ, кВт·ч.



7.4.3 Нормативную потребность КС с газотурбинными КЦ в топливном газе для компримирования $\Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}}$, т у.т., определяют по формуле

$$\Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}} = \sum_{i=1}^S \Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}} \quad (7.4)$$

где S - количество КЦ на КС;

$\Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}}$ - нормативная потребность i-го КЦ в топливном газе, т у.т.

7.4.5 Нормативную потребность ГТП в топливном газе для компримирования $\Pi_{\text{гт}}^{\text{гтп}}$, т у.т., определяют по формуле

$$\Pi_{\text{гт}}^{\text{гтп}} = \sum_{i=1}^U \Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}} \quad (7.5)$$

где U - количество КС в ГТП;

$\Pi_{\text{гт}}^{\text{кц}}$ - нормативная потребность i-той КС в топливном газе, т у.т.

8 Расчет нормативной потребности КЦ, КС, ЛПУМГ и ГТП в природном газе на прочие технологические нужды

8.1 Нормативную потребность КЦ в природном газе на прочие технологические нужды $\Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}} = H_{\text{гтн}}^{\text{кц}} \times N_{\text{уст}}^{\text{кц}} \cdot t \cdot 10^{-3}, \quad (8.1)$$

где $H_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$ - норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ, которую определяют по формуле (6.10), м³/кВт·ч;

$N_{\text{уст}}^{\text{кц}} = N_e^0 \cdot n_{\text{уст}}$ - общая установленная (суммарная) номинальная мощность ГПА в КЦ, кВт, определяется в зависимости от типа (типов) ГПА, установленного в КЦ, по таблице В.1 приложения В;

$n_{\text{уст}}$ - количество установленных ГПА;

t - продолжительность планируемого периода, ч.

8.2 Нормативную потребность КС в природном газе на прочие технологические нужды $\Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}} = \sum_{i=1}^S \Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}} \quad (8.2)$$

где $\Pi_{\text{гтн}}^{\text{кц}}$ - нормативная потребность i-го КЦ в природном газе на прочие технологические нужды, тыс. м³.

8.3 Нормативную потребность в топливном газе для котельной $\Pi_{\text{гт}}^{\text{к}}$, тыс. м³, рассчитывают по формуле [6]

$$\Pi_{\text{гт}}^{\text{к}} = 10^3 \cdot \sum_{i=1}^v \frac{q_k \cdot \tau_i}{\eta_k \cdot Q_k^*} \quad (8.3)$$

где q_k - номинальная теплопроизводительность котла i-го типа, Гкал/ч;

τ_i - продолжительность работы агрегата i-го типа, ч;

η_k - КПД котла i-го типа;

Q_k^* - фактическая низшая теплота сгорания природного газа, ккал/м³;

v - количество типов котлов.

8.4 Нормативную потребность ЛПУМГ в газе на технологические нужды линейной части $\Pi_{\text{гтн}}^{\text{лч}}$ (основные направления расхода представлены в приложении А) рассчитывают по «Методике» [6] с



учетом планов текущего и капитального ремонта, графиков пропуска диагностических и очистных поршней, профилактического обслуживания линейной части.

8.5 Нормативную потребность в природном газе на прочие технологические нужды ГТП $\Pi_{ГТН}^{ГТН}$, тыс. м³, определяют суммированием потребностей КС, линейной части, котельных, ЭСН и СОГ

$$\Pi_{ГТН}^{ГТН} = \sum_{i=1}^U \Pi_{КС}^{КС} + \sum_{i=1}^M \Pi_{ЛЧ}^{ЛЧ} + \sum_{i=1}^Y \Pi_{КС}^{КС} + \sum_{i=1}^D \Pi_{КС}^{КС} + \sum_{i=1}^G \Pi_{КС}^{КС}. \quad (8.4)$$

где U - количество КС в ГТП;

M - количество линейных участков в ГТП,

Y - количество котельных в ГТП,

D - количество ЭСН в ГТП,

G - количество СОГ в ГТП.

8.6 Нормативные технологические потери природного газа в КЦ $\Pi_{КЦ}^{КЦ}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{КЦ}^{КЦ} = H_{КЦ}^{КЦ} \times N_{уст}^{КЦ} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (8.5)$$

где $H_{КЦ}^{КЦ}$ - норма технологических потерь природного газа в КЦ, формула (6.11), м³/кВт·ч;

$N_{уст}^{КЦ}$ и τ - принимают аналогично 8.1.

8.7 Нормативные технологические потери природного газа на КС $\Pi_{КС}^{КС}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{КС}^{КС} = \sum_{i=1}^S \Pi_{КС}^{КС}, \quad (8.6)$$

где $\Pi_{КС}^{КС}$ - нормативные технологические потери природного газа в i-том КЦ, тыс. м³.

8.8 Нормативные технологические потери природного газа на линейной части ЛПУМГ $\Pi_{ЛЧ}^{ЛЧ}$ рассчитывают по формуле

$$\Pi_{ЛЧ}^{ЛЧ} = H_{ЛЧ}^0 \times V_{г}^{ЛЧ} \cdot \tau, \quad (8.7)$$

где $H_{ЛЧ}^0$ - индивидуальная норма технологических потерь природного газа на линейной части, м³/млн. м³·ч (таблица 4);

$V_{г}^{ЛЧ}$ - запас природного газа в газопроводах, эксплуатируемых в ЛПУМГ, млн. м³;

τ - продолжительность планируемого периода, ч.

Таблица 4 - Индивидуальная норма (норматив) технологических потерь природного газа на линейной части газопроводов

Диаметр газопровода, мм	529	620	720	820	1020	1220	1420
$H_{ЛЧ}^0$ м ³ /млн. м ³ ·ч	146	121	103	91	73	62	46

8.9 Нормативные технологические потери природного газа в ГТП $\Pi_{ГТН}^{ГТН}$, тыс. м³, определяют суммированием потерь на КС и линейной части

$$\Pi_{ГТН}^{ГТН} = \sum_{i=1}^U \Pi_{КС}^{КС} + \sum_{i=1}^M \Pi_{ЛЧ}^{ЛЧ}. \quad (8.8)$$

8.10 Нормативную потребность в природном газе на собственные технологические нужды ГТП $\Pi_{ГТН}^{ГТН}$, млн. м³, определяют по выражению

$$\Pi_{ГТН}^{ГТН} = (\Pi_{КС}^{КС} + \Pi_{ЛЧ}^{ЛЧ} + \Pi_{КС}^{КС}) \cdot 10^{-3}. \quad (8.9)$$

9 Расчет нормативной потребности электростанций собственных нужд в топливном газе

9.1 Нормативную потребность в топливном газе для выработки электроэнергии на ЭСН $\Pi_{ЭСН}^{ЭСН}$, т у.т., определяют по формуле [7]

$$\Pi_{ЭСН}^{ЭСН} = N_{ЭСН}^0 \cdot H_{ЭСН}^0 \cdot K_a \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (9.1)$$



где $N_{эсн}^0$ - отраслевой норматив располагаемой мощности электроагрегатов (таблица 5), кВт;

$H_{эсн}^0$ - индивидуальная норма расхода природного газа на выработку электроэнергии на ЭСН (таблица 5), кг у.т./кВт·ч;

K_a - коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий и нормируемый уровень загрузки ГТУ, определяется в зависимости от средней температуры атмосферного воздуха за планируемый период t_a , °С, по формуле

$$K_a = 1,022 + 0,001 \cdot t_a, \quad (9.2)$$

τ - время работы ЭСН в планируемый период, ч.

Таблица 5 - Индивидуальные нормы (норматив) расхода природного газа на выработку электроэнергии электростанциями собственных нужд

Тип электроагрегата	Номинальная электрическая мощность $N_{эсн}^H$, кВт	Отраслевой норматив располагаемой мощности $N_{эсн}^0$, кВт	$H_{эсн}^0$, кг у.т./кВт·ч
ГТЭС-1500-2Г	1500	1200	0,608
ГТУ-2,5П	2500	2000	0,585
ГТЭС-2,5	2500	2000	0,445
ГТЭС-4	4000	3200	0,526
ЭГ-6000	6000	4800	0,410
БГТЭС-9,5	9500	7600	0,394
ГТЭС-12	12000	9600	0,376
ЭМ-16-25	16000	12800	0,360
ЭМ-20-25	20000	16000	0,410

9.2 Нормативную потребность ГТП в природном газе для выработки электроэнергии на ЭСН $\Pi_{гэсн}^{гтп}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{гэсн}^{гтп} = \sum_{i=1}^D \Pi_{эсн}^{гтп}, \quad (9.3)$$

где D - количество ЭСН в ГТП.

10 Расчет нормативной потребности СОГ в топливном газе

10.1 Нормативную потребность в топливном газе для установок охлаждения газа с газотурбинным приводом $\Pi_{гт}^{сог}$, т у.т, определяют по формуле

$$\Pi_{гт}^{сог} = N_{сог}^{но} \cdot H_{сог}^0 \cdot K_a \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (10.1)$$

где $N_{сог}^{но}$ - отраслевой норматив располагаемой мощности, кВт;

$H_{сог}^0$ - индивидуальная норма (норматив) расхода топливного газа на выработку механической энергии на муфте газотурбинного привода (таблица 6), кг у.т./кВт·ч;

K_a - коэффициент влияния атмосферных условий, рассчитывают по формуле (6.4);

τ - время работы установок СОГ в планируемый период, ч.

Таблица 6 - Индивидуальные нормы (нормативы) расхода топливного газа газотурбинного привода установок охлаждения газа

Тип газотурбинного привода	Номинальная мощность $N_{сог}^0$, кВт	Отраслевой норматив располагаемой мощности $N_{сог}^{но}$, кВт	$H_{сог}^0$, кг у.т./кВт·ч
НК-14СТ	6300	5670	0,423
ТНМ-1203	5125	4613	0,533

10.2 Нормативную потребность ГТП в природном газе для СОГ $\Pi_{гсог}^{гтп}$, тыс. м³, определяют по формуле

$$\Pi_{гсог}^{гтп} = \sum_{i=1}^G \Pi_{сог}^{гтп}, \quad (10.2)$$

где G - количество СОГ в ГТП.



11 Расчет норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газотранспортного предприятия и подотрасли «Транспорт газа»

11.1 Расчет нормы расхода природного газа на собственные технологические нужды газотранспортного предприятия

Норму расхода природного газа на собственные технологические нужды газотранспортного предприятия на планируемый период $H_{гстн}^{гтп}$, м³/млн. м³·км, определяют по формуле

$$H_{гстн}^{гтп} = \frac{P_{гтп}^{гтп}}{A_{гтп}^{гтп}} \cdot 10^3, \quad (11.1)$$

где $P_{гтп}^{гтп}$ - млн. м³, определяют по формуле (8.10);

$A_{гтп}^{гтп}$ - планируемая товаротранспортная работа ГТП, млрд. м³·км, которую определяют как сумму товаротранспортных работ по участкам газопровода [8]

$$A_{гтп}^{гтп} = \sum_{i=1}^M Q_i L_i, \quad (11.2)$$

Q_i - плановое количество природного газа, транспортируемое по i-му участку, млрд. м³;

L_i - дальность транспортировки по i-му участку, км;

M - количество участков в ГТП.

11.2 Расчет нормы расхода природного газа на собственные технологические нужды подотрасли «Транспорт газа»

Норму расхода природного газа на собственные технологические нужды подотрасли «Транспорт газа» $H_{гстн}^{отп}$, м³/млн. м³·км, на планируемый период определяют по формуле

$$H_{гстн}^{отп} = \frac{P_{гтп}^{отп}}{A_{гтп}^{отп}} \cdot 10^3. \quad (11.3)$$

где $P_{гтп}^{отп} = \sum_{k=1}^K P_{гтп}^{отп,k}$ - нормативная потребность подотрасли «Транспорт газа» в природном газе на собственные технологические нужды на планируемый период, млн. м³·км; K

$A_{гтп}^{отп} = \sum_{k=1}^K A_{гтп}^{отп,k}$ - товаротранспортная работа подотрасли «Транспорт газа» на планируемый период, млрд. м³·км;

K - количество ГТП в подотрасли.

Приложение А
(обязательное)

Основные направления расхода природного газа на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа

1 Газ на технологические топливные нужды

1.1 Топливный газ ГПА на компримирование.

2 Расход природного газа на прочие технологические нужды

2.1 Расход природного газа на прочие технологические нужды КЦ.

2.1.1 Расход природного газа на пуски, остановки и изменение режимов ГПА:

2.1.1.1 на работу турбодетандера;

2.1.1.2 на продувку контура нагнетателя;

2.1.1.3 на стравливание газа из контура нагнетателя;

2.1.1.4 импульсный газ на управление и силовой привод запорной арматуры и устройств КИП и А.



2.1.2 Технологические расходы природного газа на эксплуатацию и техобслуживание аппаратов и коммуникаций КЦ:

2.1.2.1 газ, стравливаемый через свечи газоотделителей системы уплотнения центробежных нагнетателей;

2.1.2.2 газ, расходуемый на продувку пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов, вымораживателей, фильтров;

2.1.2.3 газ, стравливаемый из коммуникаций при плановой остановке.

2.2 Расход природного газа на прочие технологические нужды линейной части магистрального газопровода:

2.2.1 на продувку дрипов, конденсатосборников через дренажные линии;

2.2.2 на очистку загрязненных участков МГ поршнями;

2.2.3 на проведение внутритрубной технической диагностики действующих газопроводов;

2.2.4 на эксплуатацию силовых пневмоприводов кранов;

2.2.5 на ликвидацию аварий и гидратных пробок;

2.2.6 при ремонте и реконструкции труб на участке МГ;

2.2.7 на врезки отводов и перемычек в трубы со стравливанием природного газа;

2.2.8 на заправку метанольниц;

2.2.9 расход природного газа на коммуникациях ГРС:

2.2.9.1 продувка сепараторов и пылеуловителей;

2.2.9.2 заправка одоризационных и метанольных установок;

2.2.9.3 ревизия и замена диафрагм на пункте замера расхода природного газа;

2.2.9.4 обогрев природного газа перед регуляторами давления;

2.2.9.5 на эксплуатацию пневморегуляторов и пневмоустройств, КИП, систем автоматики и телемеханики;

2.2.10 газ, расходуемый установками по подогреву природного газа на КС и ГРС;

2.2.11 газ, расходуемый котельными (КС, ГРС, радиорелейных пунктов).

2.3. Расход природного газа в качестве топлива на ЭСН для выработки электрической энергии.

2.4. Расход природного газа в качестве топлива на СОГ для технологии охлаждения газа.

3 Технологические потери природного газа

3.1 Технологические потери природного газа КЦ.

3.1.1 Потери газа из технологических коммуникаций:

3.1.2 из свечей узла подключения;

3.1.3 из установок очистки и охлаждения природного газа;

3.1.4 из контуров нагнетателей;

3.1.5 из систем пускового и импульсного газа;

3.1.6 по фланцевым и штуцерным соединениям, уплотнениям штоков, через предохранительные клапаны и другие утечки по объектам и системам КЦ.

3.2 Технологические потери природного газа на линейной части магистрального газопровода:

3.2.1 из свечей;

3.2.2 из запорной арматуры;

3.2.3 через сквозные повреждения труб;

3.2.4 на ГРС, ГИС.

Приложение Б (информационное)

Принципы оптимальности режимов работы газопроводов

Результаты расчета нормативного режима должны соответствовать указанным ниже принципам оптимальности режимов работы газопроводов.

1 Принцип максимального выходного давления КС.

Этот принцип используется для газопроводов, работающих с нагрузкой более 70 % от проектной. Все КС, на которых не достигнуты ограничения по максимальной частоте вращения нагнетателей, располагаемой мощности ГПА или температуре на выходе КЦ, должны работать с максимально допустимым (разрешенным) давлением нагнетания.

**2 Принцип минимального числа работающих ГПА.**

Режим КС по производительности, входному и выходному давлениям должен обеспечиваться при такой загрузке ГПА, при которой недоиспользование суммарной располагаемой мощности агрегатов, находящихся в работе, меньше располагаемой мощности единичного ГПА (для полнонапорных агрегатов) или группы последовательно включенных ГПА (для неполнонапорных агрегатов).

3 Принцип оптимальной работы концевых участков распределительных газопроводов и отводов.

Режим работы концевых участков газопроводов и отводов должен выбираться с учетом минимального дросселирования газа на ГРС.

4 Принцип оптимального согласования гидравлической характеристики линейной части, газодинамических характеристик нагнетателей и мощности привода.

Оптимальный режим подразумевает такое согласование характеристик КС и линейных участков, которое обеспечивает работу нагнетателей в зоне объемной производительности с высоким полнотропным КПД.

5 Принцип минимального байпасирования и дросселирования газа.

Объемы противопомпажного байпасирования и дросселирования газа не должны превышать минимально необходимых значений, обеспечивающих устойчивый режим работы цехов.

6 Принцип оптимальности режима охлаждения газа в АВО.

Оптимальным для снижения энергозатрат является максимальное охлаждение газа в АВО КС с ограничением температуры газа по условиям прочности трубной стали и (или) опасных пучений грунтов

Приложение В
(информационное)

Справочные данные

Таблица В.1 - Номинальная мощность и КПД газотурбинного ГПА

Тип ГПА	Номинальная мощность N_e^0 , кВт	Номинальный КПД η_e^0
1	2	3
ГТ-700-5	4250	0,250
ГТК-5	4400	0,260
Таурус-60	5100	0,320
ГТ-6-750 (ГТН-6)	6000 (6300)	0,240
ГТ-750-6	6000	0,270
ГТ-750-6М	6000	0,300
ГПА-Ц-6,3	6300	0,240
ГПА-Ц-6,3А	6300	0,300
ГПА-Ц-6,3Б	6300	0,290
ГПА-Ц-8Б	8000	0,300
ГПА-Ц-6,3С	6300	0,305
ГТК-10	10000	0,290
ГТК-10М	10000	0,320
ГПУ-10	10000	0,276
ГТК-10И	10300	0,259
ГТК-10ИР	9500	0,330
ГПА-10 Урал	10000	0,340
Коберра 182	12900	0,275
ГПА-12 Урал, ГПА-12Р	12000	0,340
ГПА-16 Урал, ГПА-16Р	16000	0,363
ГТН-16	16000	0,290
ГТН-16М1	16000	0,310
ГТНР-16	16000	0,330
ГПА-Ц-16(ГПА-Ц-18)	16000 (18000)	0,274
ГПА-Ц-18	18000	0,294
ГПА-16МЖ	16000	0,300
ГПА-16МГ, ГПА-Ц-16С	16000	0,340
ПЖТ-21С, ГПА-Ц-16АЛ	16000	0,355



Тип ГПА	Номинальная мощность N_e^0 , кВт	Номинальный КПД η_e^0
1	2	3
ГПА-16 Волга	16000	0,365
ГТН-25	27500	0,281
ГТН-25-1	25000	0,320
ГТК-25И	23900	0,278
ГТК-25ИР	22200	0,345
ГТНР-25И(В)	22200	0,347
ГТНР-25И(С)	24600	0,354
ГПА-Ц-25	25000	0,345
ГПА-25 Урал	25000	0,394

Таблица В.2 - Общеотраслевые нормативные показатели технического состояния линейной части и оборудования КС

Показатели технического состояния	Единицы измерения	Общеотраслевые нормативы
1	2	3
<i>Линейная часть</i>		
1 Рабочее давление	МПа	Проектное давление 5,5 - 7,45 - 8,35
2 Коэффициент гидравлической эффективности		Для линейных участков, оборудованных камерами запуска и приема поршней (КЗП): - при фактических коэффициентах гидравлической эффективности $E \geq 0,95$ в расчетах принимаются фактические значения E ; - при $E_{\phi} < 0,95$ в расчетах принимается $E = 0,95$. Для линейных участков, не оборудованных КЗП: - при фактических значениях $E_{\phi} \geq 0,92$ в расчетах принимаются фактические значения (но не более 0,95); - при $E_{\phi} < 0,92$ в расчетах принимается $E = 0,92$
<i>Компрессорные станции</i>		
1 Расчетная мощность ГТУ	МВт	Определяется по ОНТП 51-1-85 на основе «расчётно-технологических паспортов МГ»
2 Потери давления в коммуникациях, пылеуловителях и шлейфах на входе КЦ*)	МПа	При давлении 5,5 МПа - 0,08; 7,45 МПа - 0,12; 8,35 МПа - 0,125
3 Потери давления в коммуникациях АВО и шлейфах на выходе КЦ*)	МПа	При давлении 5,5 МПа - 0,07; 7,45 МПа - 0,11; 8,35 МПа - 0,12
4 Температура газа после АВО	°С	Температуру газа после АВО следует принимать не более, чем на 15 °С выше средней температуры окружающего воздуха, но такой, чтобы температура газа на входе следующей КС была положительной. Для участков газопроводов, проложенных в вечномёрзлых грунтах, газ охлаждается до температуры, указанной в проекте.
Примечание. При фактических потерях давления ниже значений, указанных в таблице, в расчетах принимаются фактические значения.		

Таблица В.3 - Значения средних температур наружного (атмосферного) воздуха в различных пунктах (по СНиП 2.01.01-82)

Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, °С																
	Средняя по месяцам												Средняя по кварталам				Средняя за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Российская Федерация																	
Архангельская обл. г. Котлас	-14,0	-13,0	-7,4	1,4	8,3	14,3	17,2	14,6	8,4	1,4	-5,5	-11,4	-11,5	8,0	13,4	-5,2	1,2
Белгородская обл. г. Новый Оскол	-8,1	-8,0	-2,5	6,8	14,8	18,5	20,5	19,2	13,3	6,4	-0,2	-5,5	-6,2	13,4	17,7	0,2	6,3
Владимирская обл. г. Гусь Хрустальный	-11,0	-10,4	-4,9	4,2	12,0	16,1	18,4	16,5	10,6	3,9	-2,8	-8,4	-8,8	10,8	15,2	-2,4	3,7



Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, °C																
	Средняя по месяцам												Средняя по кварталам				Средняя за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Волгоградская обл. г. Камышин	-11,0	-10,2	-4,5	7,2	16,2	21,0	23,8	21,8	15,1	6,8	-1,2	-7,5	-8,6	14,8	20,2	-0,6	6,5
Вологодская обл. г. Вологда	-11,8	-11,4	-6,4	2,1	9,5	14,4	16,9	14,7	9,0	2,5	-3,6	-9,2	-9,9	8,7	13,5	-3,4	2,2
Воронежская обл. г. Воронеж	-9,3	-9,2	-4,1	15,9	14,0	18,0	19,9	18,7	12,8	5,6	-1,1	-6,7	-7,5	12,6	17,1	-0,7	5,4
Екатеринбург, обл. г. Ивдель	-17,6	-16,6	-9,5	0,8	7,5	13,8	16,5	13,8	7,4	-0,5	-8,9	-16,8	-14,9	7,4	12,5	-8,7	-1,0
г. Нижний Тагил	-16,1	-14,1	-8,3	1,8	8,7	14,2	16,0	13,8	8,2	0,5	-7,6	-14,8	-12,8	8,2	12,7	-7,0	0,3
г. Екатеринбург	-15,3	-13,4	-7,3	2,6	10,1	15,6	17,4	15,1	9,2	1,3	-7,1	-13,3	-12,0	9,4	13,9	-6,4	1,2
г. Серов	-17,6	-15,4	-8,5	2,1	9,1	15,2	17,3	14,6	8,5	0,5	-8,6	-15,8	-13,8	8,8	13,5	-8,0	0,1
г. Сыктывкар	-15,1	-13,9	-8,0	0,9	7,6	14,1	16,6	14,0	7,8	0,4	-6,9	-13,1	-12,3	7,5	12,8	-6,5	0,4
г. Ухта	-17,3	-15,5	-10,2	-0,7	5,2	12,3	15,3	12,7	6,8	-1,0	-8,6	-14,9	-14,3	5,5	11,6	-8,2	-1,3
Краснодарский край г. Майкоп	-1,7	-0,6	4,2	10,7	16,1	19,3	22,1	21,8	17,2	11,5	5,3	0,5	0,6	15,4	20,4	5,8	10,5
Ленинградская обл. г. Волхов	-9,1	-9,3	-4,8	2,8	9,4	14,2	16,9	14,9	9,6	3,8	-1,4	-6,3	-7,7	8,8	13,8	-1,3	3,4
Липецкая обл. г. Елец	-9,4	-9,3	-4,2	5,5	13,8	18,1	20,0	18,5	12,4	5,4	-1,0	-6,7	-7,6	12,5	17,0	-0,8	5,3
Республика Мари Эйл г. Козьмодемьянск	-12,4	-11,6	-5,6	3,8	12,0	16,8	18,9	16,8	11,0	3,4	-4,0	-9,8	-9,9	10,9	15,6	-3,5	3,3
г. Москва	-9,4	-8,5	-3,6	4,9	12,9	17,0	19,3	17,4	11,7	5,0	-1,6	-6,9	-7,2	11,6	16,1	-1,2	4,8
Московская обл. г. Серпухов	-10,2	-9,6	-4,8	4,1	11,9	15,9	18,1	16,3	10,7	4,4	-2,0	-7,7	-8,2	10,6	15,0	-1,8	3,9
Новгородская обл. г. Новгород	-8,6	-8,4	-4,5	3,3	10,4	15,0	17,3	15,2	10,1	4,2	-1,1	-5,9	-7,2	9,6	14,2	-0,9	3,9
Нижегородская обл. г. Н. Новгород	-12,0	-11,6	-5,6	3,4	11,2	16,3	18,7	16,3	10,7	3,2	-3,6	-9,2	-9,7	10,3	15,0	-3,2	3,1
Оренбургская обл. г. Бузулук	-14,4	-14,1	-7,8	4,6	13,9	18,9	21,0	19,0	12,2	3,9	-4,4	-11,0	-12,1	12,5	17,4	-3,8	3,5
г. Оренбург	-14,8	-14,2	-7,7	4,7	14,7	19,8	21,9	20,0	13,3	4,6	-4,4	-11,5	-12,2	13,1	18,4	-3,8	3,9
Пензенская обл. г. Пенза	-12,1	-11,6	-5,8	4,5	13,4	17,6	19,8	18,1	11,8	4,3	-3,4	-9,3	-9,8	11,8	16,6	-2,8	3,9
Пермская обл. г. Пермь	-15,1	-13,4	-7,2	2,6	10,2	16,0	18,1	15,6	9,4	1,6	-6,6	-12,9	-11,9	9,6	14,4	-6,0	1,5
Ростовская обл. г. Ростов	-5,7	-5,1	0,2	9,0	16,4	20,0	22,9	22,1	16,2	9,2	2,2	-3,1	-3,5	15,1	20,4	2,8	8,7
Саратовская обл. г. Саратов	-11,9	-11,3	-5,2	5,8	15,1	20,0	22,1	20,6	14,1	5,7	-2,4	-8,7	-9,5	13,6	18,9	-1,8	5,3
Самарская обл. г. Самара	-13,8	-13,0	-6,8	4,6	14,0	18,7	20,7	19,0	12,4	4,2	-4,1	-10,7	-11,2	12,4	17,4	-3,5	3,8
г. С-Петербург	-7,7	-7,9	-4,2	3,0	9,6	14,8	17,8	16,0	10,8	4,8	-0,5	-5,1	-6,6	9,1	14,9	-0,3	4,3
Республика Северная Осетия г. Владикавказ	-5,0	-3,9	1,3	8,4	13,8	17,4	19,7	19,4	14,6	9,0	2,2	-2,4	-2,5	13,2	17,9	2,9	7,9
Смоленская обл. г. Смоленск	-8,6	-8,1	-3,8	4,4	12,1	15,6	17,6	16,0	10,8	4,6	-1,1	-6,1	-6,8	10,7	14,8	-0,9	4,4
Ставропольский край г. Ставрополь	-3,7	-3,0	1,6	8,6	15,2	19,0	21,9	21,5	16,0	10,0	3,4	-1,1	-1,7	14,3	19,8	4,1	9,1
Республика Татарстан г. Казань	-13,5	-12,9	-7,0	3,3	12,1	16,9	19,0	17,1	10,7	3,2	-4,7	-11,0	-11,1	10,8	15,6	-4,2	2,8
Тверская обл. г. Ржев	-9,8	-9,4	-5,2	3,3	11,0	14,8	16,9	15,2	9,9	3,9	-2,2	-7,3	-8,1	9,7	14,0	-1,9	3,4
Тульская обл. г. Тула	-10,1	-9,6	-4,8	4,4	12,4	16,4	18,4	16,6	11,1	4,7	-1,8	-7,4	-8,2	11,1	15,4	-1,5	4,2



Наименование пунктов	Температура наружного воздуха, °С																
	Средняя по месяцам												Средняя по кварталам				Средняя за год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	I	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Тюменская обл. с. Демьянское	-19,2	-16,6	-8,8	0,0	7,4	14,7	17,4	14,8	8,9	0,0	-10,4	-17,4	-15,2	7,4	13,7	-9,3	-0,8
г. Надым	-23,6	-22,8	-18,3	-9,0	-1,5	8,6	14,7	11,4	5,5	-4,5	-17,2	-22,8	-21,6	-0,6	10,5	-14,8	-6,6
пос. Сосьвинская	-22,4	-19,2	-12,3	-2,4	4,3	12,1	15,8	13,0	6,7	-2,3	-13,5	-20,5	-18,0	4,7	11,8	-12,1	-3,4
г. Сургут	-22,0	-19,6	-13,3	-3,5	4,1	13,0	16,9	14,0	7,8	-1,4	-13,2	-20,3	-18,3	4,5	12,9	-11,6	-3,1
г. Тарко-Сале	-25,0	-23,4	-18,4	-9,0	-1,2	9,3	15,4	12,3	5,9	-4,7	-17,7	-23,9	-22,3	-0,3	11,2	-15,4	-6,7
г. Тобольск	-18,5	-16,1	-9,2	1,3	9,1	15,8	18,0	15,4	9,5	0,8	-9,3	-16,4	-14,6	8,7	14,3	-8,3	0,0
пос. Ярково	-18,5	-16,8	-9,4	1,8	10,5	16,3	18,0	15,4	9,9	1,2	-8,7	-15,8	-14,9	9,4	14,4	-7,7	0,3
Респ-ка Удмуртия																	
г. Можга	-14,2	-13,2	-7,2	2,8	11,0	16,4	18,3	16,2	10,0	2,4	-5,6	-11,9	-11,5	10,1	14,8	-5,0	2,1
Челябинская обл.																	
г. Магнитогорск	-16,9	-15,7	-9,1	2,6	11,6	16,6	18,3	16,1	10,2	1,9	-7,1	-14,0	-13,9	10,3	14,9	-6,4	1,2
г. Челябинск	-15,5	-14,3	-7,9	3,1	11,9	17,3	18,8	16,8	10,8	2,4	-6,4	-13,0	-12,6	10,8	15,5	-5,7	2,0
Республика Беларусь																	
г. Брест	-4,4	-3,6	0,6	7,3	14,2	17,0	18,8	17,6	13,4	7,7	2,4	-2,2	-2,5	12,8	16,6	2,6	7,4
г. Орша	-7,8	-7,4	-2,9	4,9	12,6	16,1	18,0	16,4	11,4	5,2	-0,4	-5,2	-6,0	11,2	15,3	-0,1	5,1
г. Минск	-6,9	-6,4	-2,2	5,3	12,6	16,0	18,8	16,2	11,6	5,6	0,0	-4,5	-5,2	11,3	15,2	0,4	5,4

Приложение Г (информационное)

Пример определения норм расхода и нормативных показателей расхода газа на собственные технологические нужды КЦ

Таблица Г. 1 - Исходные данные для расчёта

Параметры	Обозначения	Един. измер.	Значения параметров
Наименование и местоположение КС			Синдор (респ. Коми)
Тип ГПА			ГТК-10
Тип нагнетателя			370-18-1
Количество установленных ГПА	$n_{\text{уст}}$	ед.	8
Количество и схема включения работающих ГПА	n_p	ед.	4 (2'2)
Количество работающих ГПА с утилизаторами выхлопных газов	n_y	ед.	1
Номинальная мощность ГПА	N_e^0	кВт	10000
Планируемый период	-	квартал	I кв.
Продолжительность планируемого периода	t	ч	2160
Объем газа, перекачиваемого за планируемый период	Q	млн. м ³	6225
Давление газа на входе КЦ (абс.)	P_1	МПа	5,668
Давление газа на выходе КЦ (абс.)	P_2	МПа	7,453
Температура газа на входе КЦ	T_1	К	275,5
Плотность природного газа	ρ_0	кг/м ³	0,685
Низшая теплота сгорания топливного газа	Q_p^H	ккал/м ³	8155

Таблица Г.2 - Пример расчета нормативных показателей расхода газа на собственные технологические нужды КЦ

Параметры	Обозначения	Един. измер.	Формула, источник получения	Значения параметров
1	2	3	4	5
Относительная плотность газа по воздуху	D_v	-	$D_v = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{возд}}}$	0,569
Средняя температура атмосферного воздуха в планируемый период	t_a	С	Климат, справочник	-14,3
Индивидуальная норма расхода топливного газа	$N_{\text{гт}}^0$	$\frac{\text{кг у.т.}}{\text{кВт} \times \text{ч}}$	Табл. 1	0,656



Параметры	Обозначения	Един. измер.	Формула, источник получения	Значения параметров
1	2	3	4	5
Коэффициент влияния температуры атмосферного воздуха	K_a	-	$K_a = 1,02 + 0,0025(t_a + 5)$	0,997
Коэффициент влияния котлов-утилизаторов	K_v	-	$K_v = 1 + 0,025 \times n_v / n_p$	1,006
Норма расхода топливного газа на компримирование	$H_{гг}^{кц}$	$\frac{кг \cdot у.т.}{кВт \times ч}$	$H_{гг}^{кц} = K_a \times K_v \times H_{гг}^0$	0,658
Коэффициент сжимаемости газа при давлении и температуре на входе в КЦ	Z_1	-	Формула 7.2	0,870
Степень повышения давления в КЦ	$e_{кц}$	-	$e_{кц} = P_2 / P_1$	1,315
Политропная работа сжатия КЦ за планируемый период	$L_{пкц}$	млн. кВт×ч	Формула 7.1	40,9
Нормативная потребность КЦ в топливном газе для компримирования	$P_{гг}^{кц}$	тыс. т у.т. млн. м ³	$P_{гг}^{кц} = H_{гг}^{кц} \cdot L_{пкц}$ $7000 \times 26,91 / 8155$	26,91 23,09
Индивидуальная норма расхода газа на прочие технологические нужды КЦ	$H_{ггн}^0$	$\frac{м^3}{кВт \times ч}$	Табл. 2	0,0015
Коэффициент влияния давления газа	K_p	-	п. 6.2	1,36
Норма расхода газа на прочие технологические нужды КЦ	$H_{ггн}^{кц}$	$\frac{м^3}{кВт \times ч}$	$H_{ггн}^{кц} = H_{ггн}^0 \cdot K_p$	0,0020
Установленная мощность ГПА в КЦ	$N_{уст}^{кц}$	кВт	$N_{уст}^{кц} = N_e^0 \times n_{уст}$	80000
Нормативная потребность в газе на прочие технологические нужды КЦ	$P_{ггн}^{кц}$	тыс. м ³	$P_{ггн}^{кц} = H_{ггн}^{кц} \cdot N_{уст}^{кц} \times t \times 10^{-3}$	345,6
Индивидуальная норма технологических потерь газа в КЦ	$H_{пг}^0$	$\frac{м^3}{кВт \times ч}$	Табл. 3	0,0035
Норма технологических потерь газа в КЦ	$H_{пг}^{кц}$	$\frac{м^3}{кВт \times ч}$	$H_{пг}^{кц} = H_{пг}^0 \cdot K_p$	0,0048
Нормативные технологические потери газа в КЦ	$P_{пг}^{кц}$	тыс. м ³	$P_{пг}^{кц} = H_{пг}^{кц} \cdot N_{уст}^{кц} \times t \times 10^{-3}$	829,4

Приложение Д (информационное)

Библиография

- 1 Щуровский В.А., Сеницын Ю.Н., Клубничкин А.К. Анализ состояния и перспектив сокращения затрат природного газа при эксплуатации газотурбинных компрессорных цехов. Обзорная информация. Транспорт и хранение газа. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1982.
- 2 Методические указания по расчёту норм расхода природного газа на собственные нужды газотурбинных цехов компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, 1981.
- 3 Щуровский В.А., Зайцев Ю.А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. М.: Недра, 1994.
- 4 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. ОНТП 51-1-85. М.: ВНИИГАЗ, 1985.
- 5 Сеницын С.Н., Сухарев М.Г., Леонтьев Е.В. Расчёт режимов работы компрессорных станций и магистральных газопроводов на ЭВМ//Газовая промышленность. 1966, № 12.
- 6 Методика определения расхода природного газа на собственные нужды при эксплуатации приграничных участков МГ, газопроводов-отводов и ГРС между приграничными ГИС и границами Россия - Украина, Беларусь - Украина. УкрНИИгаз - ВНИИГАЗ, 1998.
- 7 Отраслевая методика расчёта нормы расхода топлива на выработку 1000 кВт×ч на электростанциях собственных нужд, резервных и аварийных источников объектов газовой промышленности. М.: ВНИИГАЗ, 1983.
- 8 Методические указания по определению объёма транспортной работы магистральных газопроводов. МГП, 1977.

Ключевые слова: расход природного газа, собственные технологические нужды, магистральный транспорт газа, норма, нормативная потребность в природном газе, компрессорная станция, компрессорный цех, линейная часть газопроводов.