

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 12.2.2-1-2013

СТАНДАРТ ОАО "ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ"

Диспетчерское управление

ПРОЦЕССЫ

Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов

ОКС 03.100.50, 23.040.01, 35.240.01

Дата введения 2014-01-01

Сведения о стандарте

- 1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом "Газпром промгаз" (ОАО "Газпром промгаз")
- 2 ВНЕСЕН Центральным диспетчерским управлением ОАО "Газпром газораспределение"
- 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО "Газпром газораспределение" от 24 декабря 2013 г. N 434
- 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Введение

Настоящий стандарт разработан с целью регламентирования порядка определения пропускной способности и расчета свободных мощностей газопроводов в сетях газораспределения.

Настоящий стандарт разработан по договору между ОАО "Газпром газораспределение" и ОАО "Газпром промгаз" от 19.12.2011 N 05-3/15-97.

Настоящий стандарт разработан коллективом авторов:

- от ОАО "Газпром промгаз": Карасевич А.М., Брысьева Е.В., Сухарев М.Г., Тверской И.В., Белинский А.В., Самойлов Р.В., Мордвинцев И.А.;

- от ОАО "Газпром газораспределение": Скороходов В.П., Николаев В.П., Тузова М.В., Сироткин А.В.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает порядок определения пропускной способности и расчета свободных мощностей газопроводов сетей газораспределения при эксплуатации.

1.2 Настоящий стандарт определяет методы проведения гидравлических расчетов сетей газораспределения с учетом их фактического состояния для определения пропускной способности и при имитации оперативных переключений в ходе принятия диспетчерских решений, методы расчета свободных мощностей газопроводов при рассмотрении вопросов доступа организаций к сетям газораспределения, раскрытия информации в соответствии с требованиями нормативных документов, при определении возможных точек подключения новых потребителей.

1.3 Настоящий стандарт регламентирует требования к программным комплексам для расчета пропускной

способности сетей газораспределения с давлением до 2,5 МПа включительно.

1.4 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, филиалами, дочерними и зависимыми обществами ОАО "Газпром газораспределение" при определении пропускной способности и расчете свободных мощностей газопроводов.

1.5 Положения пунктов 8.2.2, 8.2.3, 8.2.11, 9.10 являются рекомендуемыми.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р 53865, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 граф расчетной схемы: Геометрическая схема расположения и соединения объектов сети газораспределения.

3.2 договорной объем транспортировки газа к точке подключения; $Q_{\text{догов.тп}}$, м³: Количество газа, которое должно быть транспортировано потребителю в точке подключения за расчетный период (год, квартал, месяц), в соответствии с действующими договорами поставки и/или транспортировки газа.

3.3 забронированный расход газа; $q_{\text{бр.тп}}$, м³/ч: Максимальный расход газа, который должен быть обеспечен перспективному потребителю в точке подключения и указанный в выданных Технических условиях подключения (заключении о технической возможности подачи) или в выданных Условиях подключения.

3.4 коэффициент гидравлической эффективности газопровода; E : показатель, характеризующий изменение фактической пропускной способности относительно проектной.

3.5 коэффициент загрузки газопровода; $K_{\text{з.тп}}$: Отношение фактического расхода к технически возможной пропускной способности газопровода, выраженное в долях единицы или в процентах.

3.6 коэффициент суточной неравномерности потребления газа; $K_{\text{сут.н}}$: Отношение максимального часового расхода газа к среднесуточному часовому расходу газа за 10 суток наибольшего спроса.

3.7 коэффициент часового максимума; $K_{\text{час max}}$: коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа.

Примечание - Коэффициент часового максимума согласно [1] численно равен отношению годового расхода газа в м³/год к максимальному расчетному часовому расходу газа в м³/ч, при 0°С и давлении газа 0,1 МПа (760 мм рт.ст.). При приведении часового и годового расхода к стандартным условиям коэффициент часового максимума имеет то же значение.

3.8 нормальные условия: Значения температуры 273,15 К и давления 0,1013 МПа, при которых определяются (или к которым приводятся) значения различных количественных характеристик газа, зависящих от давления и температуры.

3.9 пропускная способность газопровода; $q_{\text{п.п}}$, м³/ч: Расчетное количество газа, которое может пропустить газопровод при заданных параметрах и стационарном режиме течения за один час.

Примечание - К заданным параметрам относятся давление в начальной и конечной точках газопровода, а также температура и компонентный состав газа.

3.10 пропускная способность сети газораспределения; $q_{\text{п.п}}$: м³/ч: Предельно возможное количество газа, которое может быть передано в точки подключения потребителей за один час.

Примечание - Пропускная способность сети определяется при заданных граничных условиях. Граничными условиями обычно служат значения давления газа в некоторых точках сети - максимальное давление на выходе источников, минимальное давление у потребителей или входе ПРГ. Количество граничных условий должно однозначно определять потокораспределение по сети. Пропускная способность сети определяется совокупностью величин. Каждая величина относится к точке подключения потребителей (или группе точек подключения) и представляет собой количество газа, которое может быть передано за час при стационарном режиме течения газа в эту точку подключения. Из совокупности величин, определяющих пропускную способность сети, минимальная характеризует гарантированный объем поставок в любую точку подключения потребителей к сети, максимальная - предельный объем поставок газа в одну из точек подключения (или в группу точек подключения).

3.11 разрешенный объем газопотребления; $q_{\text{разр.п}}$, м³: Количество газа, определенное потребителю по точке подключения действующим разрешением на использование газа в качестве топлива и технологического сырья за расчетный период (год, квартал, месяц).

3.12 разрешенный расход газа; $q_{\text{разр.п}}$, м³/ч: Максимальный часовой расход газа по точке подключения, указанный существующему потребителю в Технических условиях подключения (заключении о технической возможности подачи газа).

3.13 расчетная схема сети газораспределения: Информационный комплекс, включающий граф расчетной схемы, формулы расчета каждого ее элемента, алгоритмы расчета системы в целом.

3.14 резерв пропускной способности газопровода; $R_{\text{п}}$, м³/ч: Технически возможная пропускная способность газопровода за вычетом разрешенного и забронированного расхода газа.

3.15 резерв пропускной способности сети газораспределения; $R_{\text{сг}}$, м³/ч: Совокупность величин, определяющих резерв пропускных способностей газопроводов сети газораспределения.

3.16 свободные мощности сети газораспределения; $S_{\text{сг}}$, м³: Разрешенные объемы транспортировки газа по сети газораспределения за вычетом договорных объемов транспортировки газа к точкам подключения за расчетный период (год, квартал, месяц).

Примечание - Свободные мощности сети определяется совокупностью величин. Каждая величина относится к точке подключения потребителя (или группе точек подключения) и представляет собой количество газа, которое может быть дополнительно транспортировано в эту точку подключения за расчетный период.

3.17 стандартные условия: Значения температуры 293,15 К и давления 0,1013 МПа, при которых определяются (или к которым приводятся) значения различных количественных характеристик газа, зависящих от давления и температуры.

3.18 стационарный режим: Установившийся режим функционирования системы, при котором основные параметры процесса (давление, температура, компонентный состав газа) остаются неизменными.

3.19 технически возможная пропускная способность газопровода; $q_{\text{тв.гп}}$, м³/ч: Пропускная способность газопровода, рассчитанная с учетом его технического состояния (коэффициента гидравлической эффективности) и технически достижимых значений давления в начальной и конечной точке газопровода, обеспечивающих максимальный расход газа.

3.20 технически возможная пропускная способность сети газораспределения; $q_{\text{тв.гп}}$, м³/ч: пропускная способность сети газораспределения, рассчитанная с учетом её технического состояния (коэффициентов гидравлической эффективности) и технически достижимых значений давления в начальных и конечных точках сети газораспределения, обеспечивающих максимальную транспортировку газа в точки подключения потребителей.

Примечание - Технически возможная пропускная способность сети газораспределения определяется совокупностью величин (так же, как и пропускная способность сети, см. 3.10).

3.21 точка подключения (точка подключения сетей конечного потребителя): Место соединения газопроводов потребителя газа с магистральным газопроводом или газопроводом сети газораспределения, которые находятся в собственности или на иных законных основаниях у газотранспортной или газораспределительной организации соответственно.

3.22 фактический расход газа по газопроводу; $q_{\text{ф.гп}}$, м³/ч: Расход газа по газопроводу, рассчитанный по фактическим часовым расходам газа потребителей.

3.23 фактический расход газа по сети газораспределения; $q_{\text{ф.сг}}$, м³/ч: Совокупность величин, определяющих фактический расход по всем газопроводам сети.

Перечень терминов и определений, используемых в расчетных формулах и алгоритмах, приведен в приложении А.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСДУ - автоматизированная система диспетчерского управления;

ГРО - газораспределительная организация;

ГРС - газораспределительная станция;

ГРПШ - шкафной пункт редуцирования газа;

ГТО - газотранспортная организация;

КГС - коэффициент гидравлического сопротивления;
КГТ - коэффициент гидравлического трения;
КГЭ - коэффициент гидравлической эффективности;
ОКС - обобщенный коэффициент сопротивления;
ПВК - программный вычислительный комплекс;
ПРГ - пункт редуцирования газа;
ПС - пропускная способность;
РДГ - регулятор давления газа;
СГ - сеть газораспределения;
ТВПС - технически возможная пропускная способность;
ТП - точка подключения.

5 Обозначения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

q - расход газа, м³/ч;
 Q - объем транспортировки газа, м³;
 $R_{\text{сп}}$ - резерв пропускной способности к точке подключения, м³/ч;
 p - абсолютное давление газа, МПа;
 T - абсолютная температура газа, К;
 v_u - скорость движения газа на участке газопровода, м/с;
 d - внутренний диаметр участка газопровода, мм;
 λ - КГС на участке газопровода;
 E - КГЭ на участке газопровода.

6 Основные положения

6.1 Оценка резерва пропускной способности СГ производится при:

- разработке графиков перевода потребителей на резервные виды топлива при похолодании;
- разработке графиков ограничения снабжения потребителей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима СГ при аварии;

- выборе рациональных решений по развитию и реконструкции СГ;
- решении вопросов о выдаче потребителям Технических условий подключения (заключений о технической возможности подачи газа);
- подготовке текущей отчетности (в том числе регламентированной нормативными документами) ГРО по использованию производственных мощностей.

6.2 Оценка свободной мощности СГ производится при:

- согласовании договоров транспортировки между ГРО и поставщиками или потребителями природного газа;
- подготовке текущей отчетности (в том числе регламентированной нормативными документами) ГРО по использованию производственных мощностей.

6.3 Свободные мощности СГ должны определяться за расчетный период (год, квартал, месяц) с учетом разрешенных и договорных объемов транспортировки газа в соответствии с 12.3.

6.4 Разрешенные объемы транспортировки газа по СГ должны определяться за расчетный период (год, квартал, месяц) по разрешенным объемам газопотребления по точкам подключения потребителей в соответствии с 11.1.2-11.1.5.

6.5 Резерв ПС СГ должен определяться на основе ТВПС СГ с учетом разрешенного и забронированного расхода газа СГ в соответствии с 12.4.

6.6 Оценка ТВПС, разрешенного, забронированного и фактического расходов газа по СГ должна осуществляться путем моделирования режимов работы СГ в соответствии с разделами 7, 8, 10 и 11.2.6.

6.7 Для текущей отчетности ГРО по использованию производственных мощностей должны использоваться коэффициенты загрузки газопроводов СГ, которые определяются в соответствии с 11.3.1.

7 Моделирование режимов работы сетей газораспределения

7.1 Этапами моделирования режимов работы СГ являются:

- формирование графа расчетной схемы;
- формирование расчетной схемы;
- формирование гидравлической модели;
- моделирование режимов работы (расчеты) СГ для решения технологических задач.

7.2 При формировании графа расчетной схемы его узлам и дугам ставятся в соответствии объекты СГ. Узлы представляют: ГРС, ПРГ, точки подключения потребителей, точки соединения или разветвления газопроводов (здесь и далее под газопроводом понимается участок СГ, не имеющий на своем протяжении изменений диаметра, материала и отборов/притоков газа). Дуги схемы представляют газопроводы СГ. На каждой дуге вводится ориентация - направление от начального узла к конечному узлу.

Примечание - В отдельных случаях ПРГ целесообразно ставить в соответствие дугу. В этом случае, а также в других случаях, когда направление течения известно заранее, дугу следует ориентировать по течению.

7.3 Расчетная схема СГ получается из графа путем параметризации его объектов и содержит информацию о технологической структуре трубопроводной системы, технологических параметрах в соответствии с используемой математической моделью элементов системы.

7.4 Гидравлическая модель формируется из расчетной схемы в результате идентификации параметров по фактическим режимам работы СГ. В качестве идентификационных параметров гидравлической модели следует принимать КГЭ на каждом газопроводе СГ. Идентификация параметров гидравлической модели выполняется в соответствии с требованием раздела 9.

7.5 Основное назначение гидравлической модели СГ - компьютерная имитация режимов течения газа в СГ с целью решения технологических задач в соответствии с 7.6.

7.6 Перечень типовых задач, решаемых с помощью гидравлической модели при выполнении технологических расчетов, включает:

- определение фактических, разрешенных, забронированных и расчетных расходов газа по СГ;
- имитацию оперативных переключений отключающих устройств на СГ в процессе принятия диспетчерских решений;
- расчет пропускной способности газопроводов и СГ;
- расчет технически возможной пропускной способности газопровода и СГ;
- согласование возможных точек подключения новых потребителей.

Примеры решения типовых задач приведены в приложении Б.

7.7 Технологические расчеты СГ должны осуществляться при помощи специальной компьютерной программы, позволяющей вычислять расходы газа по газопроводам СГ, давления и температуры газа в узлах СГ при заданных граничных условиях.

Примечание - Вычисление параметров режима работы СГ вручную (без использования компьютерной программы) возможно в случае, когда СГ имеет структуру дерева (то есть связного графа без циклов) с небольшим числом узлов расчетной схемы.

7.8 Гидравлическая модель СГ в соответствии с [2] в зависимости от категории избыточного давления относится к одному из следующих уровней:

- высокого Ia категории ($2,5 \text{ МПа} \geq p > 1,2 \text{ МПа}$);
- высокого I категории ($1,2 \text{ МПа} \geq p > 0,6 \text{ МПа}$);
- высокого II категории ($0,6 \text{ МПа} \geq p > 0,3 \text{ МПа}$);
- среднего III категории ($0,3 \text{ МПа} \geq p > 0,005 \text{ МПа}$);
- низкого IV категории ($p \leq 0,005 \text{ МПа}$).

Гидравлическая модель СГ может также характеризовать систему с газопроводами нескольких категорий давления, разделенными ПРГ

7.9 Технологические расчеты СГ следует выполнять с учетом всех категорий давлений. Допускается автономное моделирование СГ каждого уровня давлений при соответствующем задании граничных условий. Согласование гидравлических моделей обеспечивается граничными условиями, которые определяются моделями предшествующего или последующего (по давлению) уровня. Порядок расчета может быть как "сверху вниз", так и "снизу вверх" по уровням представления в зависимости от исходных данных.

7.10 При моделировании технологических режимов СГ расход и плотность газа следует указывать при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ 2939. Расчетные формулы в [2] следует применять в соответствии со следующим соотношением

$$\frac{q_{ст.у}}{q_{н.у}} = 1,073, \quad (1)$$

где $q_{ст.у}$ - расход газа при стандартных условиях, м³/ч;
 $q_{н.у}$ - расход газа при нормальных условиях, м³/ч.

Примечание - Переход к единым (стандартным) условиям приведения обеспечит единообразие единиц измерения расхода на всех звеньях технологической цепочки: от добычи до конечного потребителя и согласованность с [3].

7.11 При выполнении технологических расчетов газопровода или СГ следует пользоваться абсолютными значениями давления газа.

7.12 Гидравлический расчет при проектировании, эксплуатации и реконструкции газопроводов следует выполнять в соответствии с [4].

8 Гидравлический расчет сетей газораспределения

8.1 Гидравлический расчет газопровода

8.1.1 Гидравлический расчет газопровода проводится для стационарного режима течения и заключается в определении неизвестных параметров режима по заданным граничным условиям. В число параметров режима входят давление в начальной и конечной точке газопровода, расход и скорость течения газа. В качестве граничных условий задаются, как правило, два из трех параметров: расход, давление в начальной и конечной точке. Расчеты проводятся при заданном компонентном составе и температуре газа.

8.1.2 Основными задачами при выполнении гидравлического расчета для газопровода являются:

- определение пропускной способности газопровода при заданном максимальном давлении газа в начальной точке и минимальном допустимом давлении газа в конечной точке;
- определение давления в конечной точке газопровода при заданном расходе газа и давлении в начальной точке;
- определение давления в начальной точке газопровода при заданном расходе газа и давлении в конечной точке;
- определение расхода газа при заданных значениях давления в начальной и конечной точке газопровода.

8.1.3 Значения искомых величин определяются по формулам стационарного изотермического течения газа:

- без учета рельефа трассы газопровода по формуле¹⁾

¹⁾ Формула (2) соответствует [1] применительно к газопроводам высокого и среднего давления при условии использования при расчете ρ_0 при нормальных условиях, $z_{ср} = 1$, $T_{ср} = 273,15$ К. Применительно к газопроводам низкого давления, формула (2) соответствует [1] при условии замены $p_i^2 - p_j^2$ на $(p_i - p_j)2p_0$ и использования параметров давления газа с размерностью Па.

$$p_i^2 - p_j^2 = 4,324 \cdot 10^{-2} \lambda_u \frac{q_u |q_u|}{d_u^5} \rho_0 L_u T_{ср} z_{ср} \quad (2)$$

- с учетом рельефа трассы газопровода ($h_j \neq h_i$) по формуле

$$p_i^2 e^{-\alpha} - p_j^2 = 4,324 \cdot 10^{-2} \lambda_u \frac{q_u |q_u|}{d_u^5} \rho_0 L_u T_{cp} z_{cp} \frac{1 - e^{-\alpha}}{\alpha}, \quad (3)$$

$$\alpha = \frac{2g(h_j - h_i)}{z_{cp} T_{cp} R}, \quad (4)$$

где p_i - абсолютное давление газа в начальной i точке u -го участка газопровода, МПа;

p_j - абсолютное давление газа в конечной j точке u -го участка газопровода, МПа;

λ_u - КГС на участке газопровода u ;

q_u - расход газа при стандартных условиях по u -му участку газопровода, м³/ч;

$|q_u|$ - модуль величины q_u , м³/ч;

d_u - внутренний диаметр u -го участка газопровода, мм;

ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

L_u - расчетная длина u -го участка газопровода постоянного диаметра, м;

T_{cp} - среднее значение температуры газа на участке газопровода, К;

z_{cp} - средний коэффициент сжимаемости газа;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

h_i - абсолютная отметка высот в начале (в узле i) u -го участка газопровода, м;

h_j - абсолютная отметка высот в конце (в узле j) u -го участка газопровода, м;

R - газовая постоянная, Дж/(кг·К).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_u u -го участка газопровода определяется по формуле

$$\lambda_u = \frac{\lambda_{тр}}{E_u^2}, \quad (5)$$

где $\lambda_{тр}$ - КГТ определяется по формулам (В.1) и (В.2) приложения В;

E_u - КГЭ газопровода u определяется по фактическим режимам работы u -го участка газопровода (методика оценки приведена в приложении Г), а при отсутствии данных о фактических режимах принимается равным 0,95 или другому значению при соответствующем обосновании.

Среднюю температуру газа T_{cp} по участку газопровода следует принимать равной средней температуре газа (по данным телеметрии) или температуре окружающей среды (грунта для подземных газопроводов, воздуха - для наземных газопроводов) за расчетный период.

Средний коэффициент сжимаемости газа z_{cp} по длине участка газопровода следует определять по формуле (В.10) приложения В.

8.1.4 При гидравлическом расчете газопроводов СГ с путевыми расходами расчетный расход газа $q_{u,i}$, м³/ч, в начальной точке распределительного газопровода низкого давления, соединяющего узлы i и j , допускается определять по формуле

$$q_{u,i} = q_{u,j} + 0,5 \cdot Q_u^{\text{пут}}, \quad (6)$$

где $q_{u,j}$ - транзитный расход газа, м³/ч;
 $Q_u^{\text{пут}}$ - путевой расход газа, м³/ч.

Избыточное давление газа в начальной и конечной точке газопровода $p_i^{\text{изб}}$ и $p_j^{\text{изб}}$, МПа, следует определять по формулам

$$p_i^{\text{изб}} = p_i - (p_0 - \rho_a g h_i), \quad (7)$$

$$p_j^{\text{изб}} = p_j - (p_0 - \rho_a g h_j), \quad (8)$$

где p_i - абсолютное давление газа в начальной i точке u -го участка газопровода, МПа;

p_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_a - плотность воздуха при стандартных условиях, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

h_i - абсолютная отметка высот в начале (в узле i) u -го участка газопровода, м;

p_j - абсолютное давление газа в конечной j точке u -го участка газопровода, МПа;

h_j - абсолютная отметка высот в конце (в узле j) u -го участка газопровода, м.

8.1.5 При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов для обеспечения (не превышения) нормативного уровня шума, создаваемого движением газа, следует задавать ограничение на скорость движения газа в газопроводах:

- низкого давления - не более 7 м/с;

- среднего давления - не более 15 м/с;

- высокого давления - не более 25 м/с.

Максимальная скорость движения газа в u -ом участке газопровода v_u , м/с, определяется по формуле

$$v_u = 0,1223 \cdot \frac{q_u T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}{\min(p_i, p_j) d_u^2} \approx 33,4 \frac{q_u}{\min(p_i, p_j) d_u^2}, \quad (9)$$

где q_u - расход газа при стандартных условиях по u -му участку газопровода, м³/ч;

$T_{\text{ср}}$ - среднее значение температуры газа на участке газопровода, К;

$z_{\text{ср}}$ - средний коэффициент сжимаемости газа;

p_i - абсолютное давление газа в начальной i точке u -го участка газопровода, МПа;

p_j - абсолютное давление газа в конечной j точке u -го участка газопровода, МПа;

$\min(p_i, p_j)$ - минимальное значение из двух величин p_i , и p_j ;

d_u - внутренний диаметр u -го участка газопровода, мм.

8.2 Гидравлический расчет и пропускная способность пунктов редуцирования газа

8.2.1 При выполнении гидравлических расчетов СГ на выходе ПРГ следует задавать давление, которое входит в состав исходных данных для расчета.

8.2.2 Пункты редуцирования газа рекомендуется представлять как элемент расчетной схемы и для гидравлического расчета СГ использовать зависимость

$$p_i^2 - p_j^2 = \Lambda(q_u, p_i)q_u^2, \quad (10)$$

где p_i, p_j - абсолютное давление газа на входе и выходе ПРГ, которому в расчетной схеме соответствует дуга u (i, j - начальная и конечная точки дуги), МПа;

q_u - расход газа при стандартных условиях через ПРГ, которому в расчетной схеме соответствует дуга u , м³/ч.

Коэффициент $\Lambda(q_u, p_i)$ определяется по формуле

$$\Lambda(q_u, p_i) = \begin{cases} \frac{(p_i^2 - p_u^{*2})}{q_u^2} & \text{при } p_i > p_u^*, \\ 0, & \text{при } p_i \leq p_u^*. \end{cases} \quad (11)$$

где p_u^* - максимальное значение выходного давления ПРГ, МПа.

8.2.3 Расчет ПРГ в схеме СГ рекомендуется выполнять с помощью следующей процедуры:

- ПРГ в расчетной схеме представляется дугой графа, для которой параметры газового потока связаны соотношением (10);

- задается начальное приближение;

- осуществляется расчет начального режима (распределение давления и расходов газа в СГ) с помощью методов, представленных в приложении Г.

По найденному режиму $q_u^{(1)}, p_i^{(1)}$ вычисляется Λ 1-й итерации $\Lambda^{(1)} = \Lambda(q_u^{(1)}, p_i^{(1)})$. Далее итерации повторяются до тех пор, пока решение задачи потокораспределения (см. приложение Г) в СГ не будет найдено.

8.2.4 Расчетный расход газа через РДГ ПРГ q_u должен составлять не более 80% от проектного расхода РДГ ПРГ $q_{\text{РДГ}}$ при заданном давлении газа на входе и выходе ПРГ согласно [5] и [6].

8.2.5 Расчет расхода газа через ПРГ $q_{\text{РДГ}}$ следует выполнять при имитации гидравлических режимов и оценке ПС СГ, включающей газопроводы нескольких категорий давлений, учитывая ограничение по проектному расходу ПРГ (см. 8.2.4) при заданных давлениях газа на входе и выходе ПРГ.

8.2.6 Расход через регулятор давления газа $q_{\text{РДГ}}$, м³/ч, с заданным поправочным коэффициентом расхода α следует определять по формуле

$$q_{\text{РДГ}} = 13,0135\alpha d_{\text{РДГ}}^2 p_i \frac{1}{\sqrt{\rho_0}} \varphi(\beta), \quad (12)$$

где $d_{\text{РДГ}}$ - диаметр седла РДГ, мм;

p_i - абсолютное давление газа на входе РДГ, МПа;

$\varphi(\beta)$ - функция, зависящая от отношения значений давления газа на выходе и входе регулятора $\beta = \frac{p_j}{p_i}$,

определяется согласно 8.2.8;

ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

8.2.7 Пропускную способность регуляторов давления газа, $q_{\text{РДГ}}$, м³/ч, с заданным коэффициентом пропускной способности $K_{\text{УР}}$ следует определять по формуле

$$q_{\text{РДГ}} = 328,644 \frac{BK_{\text{УР}} \sqrt{\Delta p p_i}}{\sqrt{\rho_0}} = 328,644 K_{\text{УР}} p_i \frac{1}{\sqrt{\rho_0}} \varphi(\beta), \quad (13)$$

где $\beta = \frac{\varphi(\beta)}{\sqrt{1-\beta}}$ - коэффициент, учитывающий расширение среды и зависящий от отношения $\beta = \frac{p_j}{p_i}$;

$\Delta p = p_i - p_j$ - перепад давления на РДГ, МПа;

p_i - абсолютное давление газа на входе РДГ, МПа;

$\varphi(\beta)$ - функция, зависящая от отношения значений давления газа на выходе и входе $\beta = \frac{p_j}{p_i}$, определяется

согласно 8.2.8;

ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

8.2.8 Функция $\varphi(\beta)$ рассчитывается по формулам согласно справочнику [7]

$$\varphi(\beta) = \sqrt{\frac{k}{k-1} [\beta^{2/k} - \beta^{(k+1)/k}]} \quad \text{при } \beta \geq \beta_{\text{кр}}, \quad (14)$$

$$\varphi(\beta) = \sqrt{\frac{k}{k-1} [\beta_{\text{кр}}^{2/k} - \beta_{\text{кр}}^{(k+1)/k}]} \quad \text{при } \beta < \beta_{\text{кр}}, \quad (15)$$

где $\beta_{\text{кр}}$ - критическое отношение значений давления газа на выходе и входе, определяется по формуле (16).

8.2.9 Критическое отношение значений давления газа на выходе и входе $\beta_{\text{кр}}$ определяется по формуле согласно справочнику [7]

$$\beta_{\text{кр}} = \frac{p_{\text{кр}}^{\text{РДГ}}}{p_i} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/(k-1)}, \quad (16)$$

где $p_{\text{кр}}^{\text{РДГ}}$ - критическое давление истечения газа, МПа;

p_i - абсолютное давление газа на входе РДГ, МПа;

k - показатель адиабаты транспортируемого газа, равный 1,31.

Для природного газа ($k = 1,31$) $\beta_{\text{кр}}$ равно 0,544. Если отношение значений давления на выходе и входе

регулятора $\beta = \frac{p_j}{p_i}$ достигает критического значения, то при данном p_i расход газа становится максимальным при наименьшем выходном давлении p_j , которое может установиться в выходном сечении сопла регулятора и которое называют критическим давлением истечения ($p_{кр}^{РДГ}$).

8.2.10 При известных паспортных данных РДГ (проектный расход газа $q_{РДГ}^*$ при максимальном давлении на входе в РДГ p_i^* с соответствующей плотностью ρ_0^*) ПС РДГ при других значениях давления газа на входе p_i и плотности ρ_0 следует определять по формуле

$$q_{РДГ} = q_{РДГ}^* \frac{p_i \varphi(\beta)}{p_i^* \varphi(\beta^*)} \sqrt{\frac{\rho_0}{\rho_0^*}}, \quad (17)$$

где β^* - отношение проектного давления на выходе РДГ к проектному давлению на входе РДГ, $\beta = \frac{p_j}{p_i}$;

p_j^* - проектное давление на выходе РДГ, МПа.

8.2.11 Поправочный коэффициент расхода α и коэффициент условной пропускной способности $K_{уу}$ рекомендуется вычислить по формулам (12) и (13) по известной величине ПС РДГ, при максимальном значении давления на входе и соответствующей плотности газа согласно справочнику [8].

8.3 Гидравлический расчет сети газораспределения

8.3.1 Для выполнения технологических расчетов следует составить гидравлическую модель СГ, при этом задаются:

- технические и технологические параметры расчетных объектов;
- граничные условия (давление или расход газа в каждом источнике и пункте потребления).

Задача моделирования процессов газораспределения заключается в определении расходов и перепадов давления газа по всем дугам расчетной схемы с соблюдением технологических ограничений (по скорости газового потока, ПС РДГ), при этом во всех узлах расчетной схемы должен обеспечиваться баланс расходов газа и соблюдаться ограничение по минимуму давления.

В результате решения задачи определяются параметры режима (давление, расход, скорость газа) по каждому технологическому объекту СГ.

8.3.2 Распределение расходов газа по дугам и давления газа по узлам СГ следует определять из решения системы уравнений, следующих из условий материального баланса в каждом узле расчетной схемы СГ и согласованности распределения давления вдоль любой цепи с гидравлическими законами течения (2), (10) и (11) в соответствии с рекомендациями [9].

8.3.3 Правила формирования системы уравнений и методы ее решения приведены в приложении Г.

9 Идентификация расчетных параметров гидравлической модели

9.1 Адекватность гидравлической модели СГ и ее точность обеспечиваются:

- соответствием используемых расчетных соотношений для газопроводов и РДГ физическим процессам течения газа (адекватность гидравлических моделей элементов системы);
- отображением реального соединения объектов технологической системы в графе расчетной схемы (адекватность задания топологии системы);

- использованием в модели фактических значений параметров газопроводов (длин, диаметров труб, КГС или КГЭ) и транспортируемого газа (давление, температура и компонентный состав);

- адекватностью задания граничных условий в узлах расчетной схемы (величин притоков газа в источниках и отборов газа потребителями, а также значений давления газа в отдельных узлах).

9.2 Расходы газа у потребителей, входящие в состав граничных условий, принимаются:

- для коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных потребителей - по данным узлов учета расхода газа;

- для населения - по данным газовых счетчиков, в случае их отсутствия по нормам потребления газа.

9.3 В состав исходной информации для расчетов реальных процессов газораспределения должны входить КГЭ газопроводов СГ. Для перспективных газопроводов при подключении новых потребителей применяются КГС, которые определяются в соответствии с приложением В. Для газопроводов действующих СГ (особенно для газопроводов с большим сроком эксплуатации) при отсутствии специальных обследований, следует проводить идентификацию КГЭ.

9.4 Идентификация КГЭ заключается в его определении по замерам параметров режимов (давления, расхода, а также температуры и состава газа).

9.5 Коэффициент гидравлической эффективности E газопровода определяется по формуле

$$E = \frac{q^{\text{ф.гп}}}{q^{\text{н.гп}}} = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{тр}}}{\lambda_{\text{ф}}}}, \quad (18)$$

где $q^{\text{ф.гп}}$ - фактический расход газа по газопроводу, м³/ч;

$q^{\text{н.гп}}$ - ПС газопровода при фактических значениях давления газа в начальной и конечной точках газопровода, м³/ч, определяется по формулам (21) или (22);

$\lambda_{\text{ф}}$ - фактический КГС газопровода;

$\lambda_{\text{тр}}$ - КГТ определяется по формулам (В.1), (В.2) приложения В.

9.6 Коэффициент гидравлической эффективности выражается через фактический КГС газопровода $\lambda_{\text{ф}}$. Оценка фактического КГС $\lambda_{\text{ф}}$ возможна только при наличии замеров давления в начальной и конечной точках газопровода, а также расхода и температуры газа.

Примечание - Термины "оценка", "оценивается" используются в случае, когда в состав исходной информации для расчета входят результаты замеров. Неизбежные ошибки измерения являются случайными, а каждый замер оценкой детерминированной (неслучайной), но неизвестной величины.

9.7 Параметры режимов работы газопровода (давление, расход и температура газа) из-за погрешностей измерений являются случайными величинами, вследствие чего для оценки фактического КГС $\lambda_{\text{ф}}$ следует использовать методы стохастического оценивания, которые приводятся в приложении Д.

9.8 Для идентификации параметров состояния газопроводов СГ должны использоваться:

- математическая модель идентификации и метод статистического оценивания КГЭ газопроводов (приложение Д);

- модель распределения потоков газа в СГ, связывающая параметры режима и состояния объектов СГ;

- результаты измерения параметров режима;
- характеристики замеров режимных параметров как случайных величин;
- априорные сведения об искомом решении (например, пределы возможного изменения КГЭ).

Статистическое оценивание параметров газопроводов СГ рекомендуется выполнять с помощью программных комплексов.

9.9 При определении модели и метода идентификации состояния газопроводов следует учитывать следующие особенности СГ:

а) состояние газопровода с номером u характеризуется его КГЭ или ОКС S_u , который определяется по формулам (2) и (3):

1) для газопроводов без учета рельефа трассы

$$s_u = 4,324 \cdot 10^{-2} \frac{\lambda_u}{d_u^5} \rho_0 L_u T_{cp} z_{cp} = \frac{p_i^2 - p_j^2}{q_u |q_u|}; \quad (19)$$

2) для газопроводов с учетом рельефа трассы

$$s_u = 4,324 \cdot 10^{-2} \frac{\lambda_u}{d_u^5} \rho_0 L_u T_{cp} z_{cp} \frac{1 - e^{-\alpha}}{\alpha} = \frac{p_i^2 e^{-\alpha} - p_j^2}{q_u |q_u|}, \quad (20)$$

где λ_u - КГС на участке газопровода u ;

ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

L_u - расчетная длина u -го участка газопровода постоянного диаметра, м;

T_{cp} - среднее значение температуры газа на участке газопровода, К;

z_{cp} - средний коэффициент сжимаемости газа;

d_u - внутренний диаметр u -го участка газопровода, мм;

p_i - абсолютное давление газа в начальной i точке u -го участка газопровода, МПа;

p_j - абсолютное давление газа в конечной j точке u -го участка газопровода, МПа;

q_u - расход газа при стандартных условиях по u -му участку газопровода, м³/ч;

$|q_u|$ - модуль величины q_u , м³/ч;

α - коэффициент, определяемый по формуле (4);

б) применение формул (19) и (20) возможно только в случае, когда известны значения всех параметров режима, входящих в правую часть равенств. В тех случаях, когда хотя бы один из этих параметров не измеряется, следует использовать модели и методы статистической идентификации параметров состояния (s_u) и режима (p_i , p_j , q_u) на основе фактически имеющихся замеров и данных о величинах притоков и отборов газа в узлах СГ; точность формул (19) и (20) достаточна для оценки ОКС S_u .

Примечания

1 Первое равенство в каждой из формул (19) и (20) является определением ОКС, второе служит для его оценки.

2 На практике обычно удается проводить одновременные замеры режимных параметров лишь в некоторых узлах СГ. Для успешной идентификации параметров состояния элементов СГ замеры должны быть выполнены по определенным схемам, то есть в таких точках, чтобы получить оценку не только ОКС, но и неизменяемых параметров режима.

Все параметры режима подразделяются на независимые, которые должны быть измерены, и зависимые, которые вычисляются на основе замеров независимых параметров по соотношениям (Г.1), (Г.2), (Г.3) приложения Г. Вместе с граничными условиями (Г.7) или (Г.8) они дают информацию, достаточную для однозначного решения задачи. Выбор зависимых и независимых параметров режима в каждой серии замеров неоднозначен. Нелинейность моделей оценки параметров заставляет прибегать к использованию достаточно сложного математического аппарата.

3 Из-за ограниченности фактической информации (замеров независимых параметров режима) в процедурах идентификации рекомендуется использовать экспертные суждения, например, указывать:

- газопроводы СГ, для которых КГС могут считаться заданными;
- газопроводы, имеющие практически одинаковые значения КГС;
- газопроводы, для которых можно определить узкие интервалы возможных значений КГС $\lambda_{u \min} \leq \lambda_u \leq \lambda_{u \max}$.

9.10 Для повышения точности гидравлической модели в отдельных случаях рекомендуется учитывать профиль трассы, температуру газа и окружающей среды, а также зависимость коэффициента сжимаемости от средних по газопроводу значений давления и температуры газа. При этом следует учитывать:

- степень достоверности оценок КГС газопроводов (уточнение модели рекомендуется лишь при высокой степени достоверности);
- количество и состав фактически измеряемых значений параметров режима;
- точность измерения притоков/отборов и давления в узлах СГ;
- величины ожидаемых (на основании пробных расчетов) значений поправок к параметрам режима, которые даст учет профилей трасс и температуры газа и окружающей среды.

9.11 При отсутствии данных о замерах параметров, позволяющих получить обоснованные статистические оценки, допускается использование экспертных оценок.

10 Оценка пропускной способности газопроводов сетей газораспределения

10.1 Пропускная способность газопровода

10.1.1 Пропускная способность газопровода $q_{\text{пс.гп}}$, м³/ч, определяется при заданных значениях давления газа в начальной точке p_1 , МПа, и в конечной точке p_2 , МПа, газопровода из соотношений (2) и (3):

- без учета рельефа трассы газопровода по формуле

$$q_{\text{пс.гп}} = 4,809 \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) d^5}{\lambda_{\rho 0} L T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}}, \quad (21)$$

- с учетом рельефа трассы газопровода по формуле

$$q^{тв.тп} = 4,809 \sqrt{\frac{(p_1^2 e^{-\alpha} - p_2^2) d^5 \alpha}{\lambda \rho_0 L T_{ср} z_{ср} (1 - e^{-\alpha})}}, \quad (22)$$

где d - внутренний диаметр участка газопровода, мм;

λ - КГС на участке газопровода;

ρ_0 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

L - расчетная длина участка газопровода, м;

$T_{ср}$ - среднее значение температуры газа на участке газопровода, К;

α - коэффициент, определяемый по формуле (4);

$z_{ср}$ - средний коэффициент сжимаемости газа.

10.1.2 Максимальная возможная ПС газопровода определяется при заданных значениях максимально возможного давления газа (абсолютное) в начальной точке p_1 , МПа, и минимально допустимого давления газа (абсолютное) в конечной точке p_2 , МПа, газопровода, которые следует принимать в зависимости от категории газопровода:

- для категории Ia - $p_1 = 2,6$, $p_2 = 1,3$;

- для категории I - $p_1 = 1,3$, $p_2 = 0,7$;

- для категории II - $p_1 = 0,7$, $p_2 = 0,4$;

- для категории III - $p_1 = 0,4$, $p_2 = 0,105$.

10.1.3 Пропускная способность является характеристикой производственной мощности газопровода, принятой в проекте его строительства или реконструкции. ПС газопровода рассчитывается по формулам (21) и (22), где λ принимается равным КГТ $\lambda_{тп}$ и определяется по формулам (В.1), (В.2) приложения В.

10.1.4 В качестве характеристики текущей (фактической) производственной мощности эксплуатируемого газопровода следует пользоваться ТВПС газопровода $q^{тв.тп}$.

10.1.5 Технически возможная пропускная способность газопровода рассчитывается по формулам (21) и (22), где коэффициент λ определяется по формуле (5) при фактических значениях гидравлической эффективности β . Если коэффициент β равен 1, то ТВПС совпадает с ПС.

10.2 Пропускная способность сети газораспределения

10.2.1 Пропускная способность СГ определяется как совокупность величин $\vec{q}^{тв.сг} = (q_k^{тв.сг})$, $k \in M$, где M - множество узлов - точек подключения потребителей к СГ.

10.2.2 Каждая компонента $q_k^{тв.сг}$ представляет собой максимально возможное количество газа, которое может быть передано в точку подключения потребителя k при условии обеспечения разрешенных и забронированных часовых расходов газа всем другим точкам подключения. Компонента $q_k^{тв.сг}$ определяется путем моделирования режимов работы СГ при следующих условиях:

- установление проектных значений давления газа в узлах - источниках расчетного графа (ГРС, ПРГ);
- обеспечения минимального давления газа в узлах - точках подключения потребителей;

- обеспечения разрешенных и забронированных часовых расходов газа по всем точкам подключения.

10.2.3 Пропускная способность СГ может быть рассчитана по отношению к группе потребителей (точек подключения), при этом в остальных точках подключения разрешенный и забронированный часовой расход газа фиксируется. Полученное значение $\bar{q}^{пс.сг}$ характеризует максимально возможную поставку газа группе потребителей по СГ.

10.2.4 Математическая постановка задачи определения компоненты $q_k^{пс}$ приведена в приложении Е.

10.2.5 В качестве характеристики текущей (фактической) производственной мощности СГ следует пользоваться ТВПС СГ $\bar{q}^{твпс.сг} = (q_k^{твпс})$, $k \in M$, где M - множество узлов - точек подключения потребителей к СГ.

10.2.6 Каждая компонента $q_k^{твпс}$ представляет собой максимально возможное количество газа, которое может быть передано потребителю k при условии обеспечения разрешенных и забронированных часовых расходов газа по всем другим точкам подключения. Компонента $q_k^{твпс}$ определяется путем моделирования режимов работы СГ при следующих условиях:

- установление проектных значений давления газа в узлах - источниках расчетного графа (ГРС, ПРГ);
- использования при расчете значений фактических КГЭ газопроводов;
- обеспечения минимального давления газа в узлах - точках подключения потребителей;
- обеспечения разрешенных и забронированных часовых расходов газа по всем другим точкам подключения.

10.2.7 Из совокупности величин $\bar{q}^{пс.сг} = (q_k^{пс})$, $k \in M$, ($\bar{q}^{твпс.сг} = (q_k^{твпс})$, $k \in M$), определяющих ПС (ТВПС) СГ, минимальная $q_{\min}^{пс.сг} = \min_{k \in M} q_k^{пс}$ ($q_{\min}^{твпс.сг} = \min_{k \in M} q_k^{твпс}$) характеризует гарантированный объем поставок в любую точку подключения потребителей к СГ, а максимальная $q_{\max}^{пс.сг} = \max_{k \in M} q_k^{пс}$ ($q_{\max}^{твпс.сг} = \max_{k \in M} q_k^{твпс}$) - предельный объем поставок газа одному из потребителей. Аналогичные величины вводятся по отношению к группе потребителей.

11 Показатели загрузки. Методы оценки загрузки сетей газораспределения

11.1 Оценка загрузки объектов сети газораспределения за расчетный период (год, квартал, месяц)

11.1.1 Договорной объем транспортировки газа потребителю в точке подключения k за год $Q_k^{дог.тп}$ или с разбивкой по месяцам ($m = 1, \dots, 12$) $Q_k^{дог.тп.м}$ следует задавать согласно действующему договору поставки газа между поставщиком и потребителем.

11.1.2 Разрешенный объем газопотребления за год $Q_k^{разр.тп}$ по точке подключения k потребителя следует задавать согласно действующему разрешению на использование газа в качестве топлива и технологического сырья.

11.1.3 Разрешенный объем газопотребления $Q_k^{разр.тп.м}$ по точке подключения k потребителя с разбивкой по месяцам ($m = 1, \dots, 12$), м3, следует определять пропорционально договорному объему транспортировки газа $Q_k^{дог.тп.м}$ по формуле

$$Q_k^{разр.тп.м} = Q_k^{разр.тп} \cdot \frac{Q_k^{дог.тп.м}}{Q_k^{дог.тп}}, \quad (23)^*$$

где $Q_k^{разр.тп}$ - разрешенный годовой объем газопотребления по точке подключения k , м3;

$Q_k^{\text{разр.гп.м}}$ - договорной объем газопотребления на месяц m по точке подключения k , м³;

$Q_k^{\text{дот.гп.}}$ - договорной годовой объем газопотребления по точке подключения k , м³.

* Формула и экспликация к ней соответствуют оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

11.1.4 Разрешенные объемы газопотребления $Q_k^{\text{разр.гп}}$ за год, квартал, месяц по точке подключения k для потребителей, которым не требуется оформление разрешения на использования газа в качестве топлива и технологического сырья (коммунально-бытовые потребители и физические лица при использовании газа для приготовления пищи, подогрева воды, отопления и горячего водоснабжения), следует задавать согласно нормам потребления газа.

11.1.5 Разрешенные объемы транспортировки газа по СГ определяются совокупностью величин $\bar{Q}^{\text{разр.сг}} = (Q_k^{\text{разр.гп}})$, $k \in M$, где M - множество узлов - точек подключения потребителей к СГ.

11.1.6 Выше перечисленные показатели за расчетный квартал должны определяться суммой соответствующих показателей по месяцам, входящим в квартал.

11.2 Оценка загрузки объектов сети газораспределения в периоды максимального газопотребления

11.2.1 Разрешенный расход газа $q_k^{\text{разр.гп}}$ в точке подключения k следует принимать по выданным потребителю Техническим условиям подключения (заключению о технической возможности транспортировки газа) или Условиям подключения. Для коммунально-бытовых нужд физических лиц $q_k^{\text{разр.гп}}$ следует определять путем расчета в соответствии с [1].

11.2.2 Разрешенный часовой расход газа по газопроводу $q_u^{\text{разр.гп}}$, м³/ч, следует определять как сумму разрешенных часовых расходов газа

$$q_u^{\text{разр.гп}} = \sum_{k \in u} q_k^{\text{разр.гп}} \quad (24)$$

по всем точкам подключения существующих потребителей, которым транспортируется газ по данному газопроводу.

Разрешенную загрузку СГ $\bar{q}^{\text{разр.сг}}$ следует определять как совокупность значений разрешенных расходов газа по всем потребителям СГ

$$\bar{q}^{\text{разр.сг}} = (q_k^{\text{разр.гп}}), k \in M. \quad (25)$$

11.2.3 Забронированный расход газа $q_k^{\text{бр.гп}}$, м³/ч, перспективному потребителю по точке подключения k следует принимать по Техническим условиям подключения (заключению о технической возможности транспортировки газа). Для коммунально-бытовых нужд физических лиц, не подключившихся к СГ, $q_k^{\text{бр.гп}}$, м³/ч, следует принимать аналогично 11.2.1.

11.2.4 Забронированный расход газа по газопроводу $q_u^{\text{бр.гп}}$, м³/ч, следует определять как сумму забронированных часовых расходов газа

$$q_u^{\text{бр.гп}} = \sum_{k \in u} q_k^{\text{бр.гп}} \quad (26)$$

по всем точкам подключения перспективных потребителей, имеющим действующие Технические условия подключения (заключения о технической возможности транспортировки газа) или Условия подключения, и

которым будет транспортироваться газ по данному газопроводу.

Забронированный расход СГ $\bar{q}^{\text{бр.сг}}$ следует определять как совокупность значений забронированных часовых расходов газа по всем потребителям СГ

$$\bar{q}^{\text{бр.сг}} = (q_k^{\text{бр.пн}}), k \in M. \quad (27)$$

11.2.5 Фактический расход газа по газопроводу $q_u^{\text{ф.пн}}$ следует определять по фактическим расходам газа существующими потребителями. Фактический расход газа по СГ $\bar{q}^{\text{ф.сг}}$ следует определять как совокупность значений фактических расходов газа по всем газопроводам СГ

$$\bar{q}^{\text{ф.сг}} = (q_u^{\text{ф.пн}}), u \in U. \quad (28)$$

Фактический расход газа газопроводов в СГ зависит от величины поставок газа потребителям за наиболее холодную пятидневку или наиболее холодный месяц текущего года.

11.2.6 Разрешенный $q_u^{\text{разр.пн}}$, забронированный $q_u^{\text{бр.пн}}$ и фактический $q_u^{\text{ф.пн}}$ расходы газа по газопроводу, который входит в состав СГ с несколькими источниками подачи газа (ГРС, ПРГ, точки подключения газопроводов), следует определять путем гидравлического расчета в соответствии с требованиями раздела 8.

11.2.7 Суммарные значения разрешенного $q_{\Sigma}^{\text{разр.пн}}$, забронированного $q_{\Sigma}^{\text{бр.пн}}$ и фактического $q_{\Sigma}^{\text{ф.пн}}$ расходов газа по СГ определяются по формулам:

$$q_{\Sigma}^{\text{разр.сг}} = \sum_{k \in M} q_k^{\text{разр.пн}}, \quad (29)$$

$$q_u^{\text{бр.сг}} = \sum_{k \in M} q_k^{\text{бр.пн}}, \quad (30)$$

$$q_{\Sigma}^{\text{ф.сг}} = \sum_{k \in M} q_k^{\text{ф.пн}}. \quad (31)$$

11.2.8 Фактические расходы (фактическое потребление) газа потребителями ($q_k^{\text{ф.пн}}$), $k \in M$ определяются на основании:

- замеров максимального часового расхода газа;
- максимального суточного потребления и оценки коэффициента суточной неравномерности потребления газа $K_{\text{сут.н}}$;
- годового потребления газа и оценки коэффициента часового максимума $K_{\text{час max}}$.

Методы оценки фактического расхода газа потребителями ($q_k^{\text{ф.пн}}$), $k \in M$ приводятся в приложении Ж.

11.3 Коэффициент загрузки газопровода

11.3.1 Коэффициент загрузки $K_u^{\text{з.пн}}$ газопровода u характеризует степень использования производственных мощностей и определяется по формуле

$$K_u^{\text{з.пн}} = \frac{q_u^{\text{ф.пн}}}{q_u^{\text{твпс.пн}}}, \quad (32)$$

где $q_u^{\text{ф.пн}}$ - фактический расход газа по газопроводу u , м³/ч;

$q_u^{\text{твпс.пн}}$ - технически возможный расход газа по газопроводу u , м³/ч.

12 Оценка производственных мощностей сетей газораспределения

12.1 Резервы производственных мощностей газопроводов СГ характеризуются следующими показателями: свободные мощности СГ, резерв ПС СГ.

12.2 Свободная мощность СГ является интегрированным показателем, характеризующим наличие дополнительной возможности по поставке газа существующим потребителям в течение года, квартала или месяца.

12.3 Свободная мощность СГ $S_k^{\text{сп}}$, мз, за расчетный период в точке подключения потребителя k определяется по формуле

$$S_k^{\text{сп}} = Q_k^{\text{разр.сп}} - Q_k^{\text{дот.сп}}, k \in M, \quad (33)^*$$

где $Q_k^{\text{разр.сп}}$ - разрешенный объем транспортировки газа в точку подключения потребителя k , определенный в соответствии с 11.1.2-11.1.5, мз;

$Q_k^{\text{дот.сп}}$ - договорной объем транспортировки газа за расчетный период в точку подключения потребителя k , определенный в соответствии с 11.1.1, мз.

* Формула и экспликация к ней соответствуют оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

Свободная мощность СГ, определенная по формуле (33), характеризует объем газа, на который оформлено разрешение на использование газа, но за расчетный период потребитель его не использовал.

12.4 Резерв ПС СГ является показателем, характеризующим наличие дополнительной возможности по поставке газа в точки подключения перспективных потребителей с учетом обеспечения газом существующих и забронированных потребителей.

12.5 Расчеты резерва ПС СГ следует проводить:

- с учетом всех существующих, а также строящихся и планируемых к строительству газопроводов, по которым уже приняты положительные решения о начале строительства;
- с учетом газификации всех населенных пунктов (коммунально-бытовые нужды физических лиц и муниципальные котельные), предусмотренных утвержденной Генеральной схемой газоснабжения и газификации;
- с учетом сведений о возможности перевода потребителей на резервное топливо;
- при условии реализации перспективного пикового (максимального) спроса на газ у потребителей (которые в настоящее время получают газ, имеют действующие Технические условия подключения и разрешения на использование газа в качестве топлива);
- при значении проектного давления газа на входе в СГ (который должен быть согласован с ГТО).

12.6 Расчеты резерва ПС СГ проводятся для определения возможности транспортировки газа в заявленных объемах. При отсутствии технической возможности транспортировки газа в полном объеме, следует определить максимально допустимый объем транспортировки газа. Дополнительно может быть указан перечень необходимых мероприятий для обеспечения технической возможности поставок газа в заявленных объемах.

12.7 Резерв ПС $R_k^{\text{сп}}$, мз/ч, в точке подключения k , $k \in M$ определяется по формуле

$$R_k^{\text{сп}} = q_k^{\text{ТПС}} - q_k^{\text{разр.сп}} - q_k^{\text{бр.сп}}, k \in M, \quad (34)$$

где $q_k^{\text{ТПС}}$ - ВПС СГ по отношению к потребителю k , определяется в соответствии с 10.2.5, мз/ч;

$q_k^{\text{разр.гп}}$ - разрешенный расход газа в точке подключения k , определенный в соответствии с 11.2.1, м³/ч;

$q_k^{\text{бр.гп}}$ - забронированный расход газа перспективному потребителю в точке подключения k , определенный в соответствии с 11.2.3, м³/ч.

12.8 Резерв ПС $R_u^{\text{гп}}$, м³/ч, газопровода u , $u \in U$ определяется по формуле

$$R_u^{\text{гп}} = q_u^{\text{твпс.гп}} - q_u^{\text{разр.гп}} - q_u^{\text{бр.гп}}, u \in U, \quad (35)$$

где $q_k^{\text{твпс.гп}}$ - ТВПС газопровода u , рассчитанная в соответствии с 10.1.5 и 10.2, м³/ч;

$q_k^{\text{разр.гп}}$ - разрешенный часовой расход газа по газопроводу u , определенный в соответствии с 11.2.2, м³/ч;

$q_k^{\text{бр.гп}}$ - забронированный часовой расход газа по газопроводу u , определенный в соответствии с 11.2.4, м³/ч.

12.9 Величины $R_{\min}^{\text{гп}} = \min_{k \in M} R_k^{\text{гп}}$ и $R_{\max}^{\text{гп}} = \max_{k \in M} R_k^{\text{гп}}$ делят диапазон изменения резерва ПССГ на три интервала.

- при $R \leq R_{\min}^{\text{гп}}$ резерв ПС в объеме R обеспечивается в любой точке подключения к СГ;

- при $R_{\min}^{\text{гп}} < R \leq R_{\max}^{\text{гп}}$ резерв ПС в объеме R зависит от точки подключения к СГ;

- при $R > R_{\max}^{\text{гп}}$ резерв ПС в объеме R не может быть обеспечен.

13 Требования к формированию исходных данных

13.1 Расчетные схемы должны включать информацию о технологической структуре трубопроводной системы и математических моделях (расчетных формулах) функционирования ее элементов и системы в целом. Для проведения расчетов необходима информация, характеризующая:

- состояние технологических объектов (коэффициенты идентификации расчетной модели, например, коэффициенты гидравлической эффективности газопровода);

- производственные мощности (пропускные способности) её объектов;

- граничные условия (объемы поставок и потребления, ограничения по давлению и скорости газа).

13.2 Объекты расчетных схем должны представляться двумя основными группами: узлы и дуги схемы.

Узлы схемы представляют следующие типы объектов:

- источники подачи газа в СГ (ГРС, ПРГ, точки подключения газопроводов);

- потребители газа (котельные, ПРГ, а также узлы агрегированного потребления, объединяющие многих потребителей).

Дуги схемы представляют в расчетной схеме газопроводы СГ.

Объекты, имеющие выраженные вход и выход (например, ПРГ) в расчетной схеме также описываются как дуги, но при отображении результатов гидравлического расчета они изображаются единым блоком.

Примечание - ПРГ в расчетной схеме может представляться как источник подачи газа в СГ или ее фрагмент (например, источник для СГ низкого давления), потребителем газа (например, ПРГ является точкой подключения сети конечного потребителя) и пунктом снижения давления газа с одной категории давления на другую.

13.3 Для выполнения технологических расчетов в соответствии с 7.6 предварительно следует задать характеристики объектов расчетных схем.

13.4 Для узлов расчетной схемы должны задаваться следующие общие характеристики:

- топографическое название узла;
- тип узла:
 - а) источник подачи газа;
 - б) конечный потребитель;
 - в) пункт редуцирования газа;
 - г) точка соединения или разветвления газопроводов;
- номер узла в расчетной схеме;
- признак узла (объекта):
 - а) проектируемый;
 - б) действующий;
 - в) реконструируемый;

13.5 Дополнительно к общим характеристикам, для узлов задаются индивидуальные признаки:

- для источника:
 - а) проектное и фактическое давление газа;
 - б) проектная производительность;
 - в) температура газа;
- для потребителя:
 - а) разрешенный расход газа;
 - б) достигнутый расход газа;
 - в) фактический расход газа;
 - г) минимальное допустимое давление газа;
- для пунктов редуцирования газа:
 - а) параметры РДГ;
 - б) максимальная пропускная способность;
 - в) фактический расход газа;
 - г) проектное на входе и выходе каждого регулятора;
 - д) фактическое давление на входе и выходе каждого регулятора;
 - е) расход газа на собственные нужды.

13.6 Для дуг расчетной схемы (газопроводов) должны задаваться следующие характеристики:

- номера начального и конечного узлов;
- признак газопровода (дуги):
 - а) проектируемый;
 - б) действующий;
 - в) реконструируемый;
- статус дуги в расчете (параметр, позволяющий производить декомпозицию расчетной схемы на отдельные фрагменты или исключать из расчета объекты расчетной схемы, по которым невозможна транспортировка газа):
 - а) активна;
 - б) отключена;
- тип прокладки газопровода (параметр, используемый для контроля ограничений максимальной допустимой скорости газа в газопроводах):
 - а) надземный;
 - б) подземный;
- типоразмер газопровода:
 - а) внешний диаметр;
 - б) толщина стенки;
- материал трубы;
- протяженность газопровода;
- срок эксплуатации действующих газопроводов (может быть использован для ориентировочной оценки эквивалентной шероховатости или коэффициента гидравлической эффективности газопроводов);
- профиль трассы газопровода (дуги) с абсолютными отметками высот в его конечных точках;
- путевые отборы газа на газопроводе.

13.7 Для моделирования технологических режимов СГ должны быть заданы граничные условия, которые определяются типом задач в соответствии с 7.6.

13.8 Оценка КГЭ линейного газопровода должна проводиться по нескольким сериям измерений следующих параметров:

- фактического давления в узлах-источниках и узлах-потребителях газа при нескольких (желательно существенно различных) режимах;
- фактического расхода газа в узлах-источниках и узлах-потребителях газа в тех же режимах.

13.9 Для гидравлического расчета СГ низкого давления (оценка фактической загрузки газопроводов) следует задавать:

- давление газа на выходе ПРГ;
- расходы газа в узлах либо путевой отбор на дугах расчетной схемы.

13.10 Для гидравлического расчета СГ среднего и высокого давления (оценка разрешенной, фактической, забронированной загрузки газопроводов) следует задавать:

- значение давления газа в узлах-источниках;
- значение давления газа в ПРГ по каждой линии редуцирования;
- значение расхода газа в узлах-потребителях.

13.11 Для расчета ПС ПРГ (РДГ) следует задавать значение давления газа на входе и выходе ПРГ (РДГ).

13.12 Для оценки ПССГ следует задавать:

- проектное значение давления газа в узлах-источниках;
- проектное значение давления газа в ПРГ по каждой линии редуцирования;
- минимально допустимое значение давления газа на входе в ПРГ и в узлах-потребителях;
- разрешенные и забронированные часовые расходы газа в узлах-потребителях.

Примечание - Проектное значение давление газа - давление газа, принятое в проектной документации.

13.13 Для оценки ТВПС СГ следует задавать:

- технически возможное давление газа в узлах-источниках;
- технически возможное давление газа на выходе каждой линии редуцирования ПРГ (зависит от ПС РДГ, см. 8.2.4);
- минимально допустимое значение давления газа на входе в ПРГ и в узлах-потребителях;
- значения КГЭ газопроводов СГ;
- разрешенные и забронированные часовые расходы газа в узлах-потребителях.

13.14 При моделировании режимов работы СГ следует учитывать технологические ограничения:

- проектной производительности источника подачи газа (ГРС или ПРГ);
- ПС ПРГ, зависящей от значений давления газа на входе и выходе;
- максимальной допустимой скорости газового потока на надземных газопроводах СГ;
- минимально и максимально допустимых значений давления газа на входе в ПРГ, котельных, ТЭЦ, промышленных потребителей и бытовых приборов населения.

14 Требования к разработке программных вычислительных комплексов

14.1 Программный вычислительный комплекс для выполнения гидравлических расчетов СГ (ПВК) должен обеспечивать:

- моделирование (имитация) фактических и перспективных режимов работы сетей, включая аварийные или иные нештатные режимы отключения или переключения потребителей;

- расчет пропускной способности и свободной мощности в конкретной точке СГ (с целью согласование подключения объектов газификации к СГ);

- анализ фактических режимов работы СГ.

14.2 Программный вычислительный комплекс должен поддерживать возможность интеграции в АСДУ. Интеграция должна обеспечиваться поддержкой экспорта и импорта расчетных схем в графическом стандарте AutoCAD, содержащих описание структуры сети и данные, достаточные для выполнения расчета в ПВК без дополнительной обработки.

14.3 Программный вычислительный комплекс должен поддерживать возможность хранения расчетных схем СГ, геопространственных (в том числе векторных и растровых) и других данных в объеме, необходимом для анализа состояния газораспределительной системы.

14.4 Средства формирования расчетных графов СГ должны предусматривать возможности:

- построения, редактирования и хранения объектов СГ и значений их параметров;

- построения СГ на картографической или плановой подоснове;

- отображения значений параметров объектов СГ в текстовом виде;

- формирования профиля трассы газопроводов СГ;

- автоматизированной передачи значений необходимых параметров объектов в расчетный модуль, а также получение результирующих значений для хранения;

- экспортирования изображения СГ в файлы графических форматов;

- экспорта и импорта СГ в/из иных графических редакторов, в т.ч. геоинформационных систем и систем автоматизированного проектирования;

- изменения структуры графа расчетной схемы СГ за счет изменения состояния объектов управления (запорно-регулирующей арматуры).

14.5 Редактирование атрибутов объектов расчетных схем должно быть обеспечено в объеме, определяемом требованиями соответствующих математических моделей. Интерфейс следует реализовывать в виде набора табличных форм, позволяющих выполнять:

- индивидуальное или групповое редактирование атрибутов объектов;

- структурирование атрибутов объектов по тематическим группам;

- изменение размерности атрибутов объектов.

14.6 Программные вычислительные комплексы должны обеспечивать анализ корректности графа моделируемой расчетной схемы, полноты правильности ввода редактируемых атрибутов элементов СГ. При наличии некорректно заданных атрибутов элементов СГ должно автоматически генерироваться уведомление пользователя о невозможности проведения расчетов с указанием причин и требуемых действий по их устранению.

Приложение А (справочное)

Термины и определения, используемые в расчетных формулах и алгоритмах

А.1 дерево графа: Связный граф без циклов, включающий все узлы.

А.2 источник: Входной узел сети газораспределения (газораспределительная станция, газорегуляторный пункт или точка подключения газопровода), то есть элемент расчетной схемы, через который осуществляются поставки газа в сеть извне.

А.3 матрица инцидентий: Прямоугольная матрица $\bar{A} = (a_{iu})_{m \times n}$ размерности $m \times n$, где m - количество узлов, а n - количество дуг графа такая, что $a_{iu} = 1$, если дуга u исходит из узла i , $a_{iu} = -1$, если дуга u заходит в узел i , $a_{iu} = 0$, если узел i не является граничным узлом дуги u .

Примечание - Матрица инцидентий содержит полную информацию о графе. Свойства матрицы инцидентий \bar{A} , приведены в работах [9] и [10].

А.4 моделирование: Разработка и использование моделей.

А.5 модель: Образ, объект или явление, аналогичные, то есть, в достаточной степени повторяющие свойства моделируемого объекта или явления (прототипа), существенные для целей конкретного исследования, и опускающие несущественные свойства, в которых они могут отличаться от прототипа.

А.6 ориентированный граф: Множество узлов и дуг сети, где каждый узел ставится в соответствие точечному элементу сети газораспределения (источнику, потребителю, точкам ветвления газопроводов), а дуга - газопроводу или пункту редуцирования газа.

Примечание - Направление дуги для газопровода выбирается произвольно, а для пункта редуцирования газа совпадает с направлением течения газа, поскольку оно заранее известно. Если течение газа совпадает с направлением дуги, расход считается положительной величиной, а, если противоположно ему - отрицательной.

А.7 связный граф: Граф, в котором существует цепь между любыми двумя узлами.

А.8 узел потребления: Узел расчетной схемы, в котором задана агрегированная нагрузка подключенных к нему потребителей.

А.9 цепь ориентированного графа: Последовательность дуг, в которой один из граничных узлов каждой дуги является также граничным узлом предыдущей, а другой граничный узел - граничным узлом следующей дуги.

А.10 цикл: Цепь ориентированного графа, начинающаяся в некотором узле и заканчивающаяся в том же узле.

Примечание - Цикл может быть ориентирован, если на нем устанавливается направление обхода.

А.11 цикломатическая матрица: Матрица, строки которой соответствуют циклам, а столбцы - дугам; каждый элемент матрицы может иметь значения 0, 1 и -1 (1, если дуга входит в цикл, совпадая с установленным на нем направлением, -1, если дуга входит в цикл и противоположно направлена, и 0, если дуга не входит в цикл).

Примечание - Циклы, образующие цикломатическую матрицу, должны быть независимы. Свойства цикломатической матрицы \bar{B} приведены в работах [9] и [10].

Приложение Б
(справочное)

Примеры оценки коэффициента гидравлической эффективности и оценки свободных мощностей сети газораспределения

Б.1 Оценка фактического коэффициента гидравлической эффективности газопровода

В качестве примера оценки КГЭ приведены результаты обработки данных, полученных в серии экспериментов на полиэтиленовой трубе, длина которой - 854,9 м, а внутренний диаметр - 51,4 мм (наружный диаметр - 63 мм, ПЭ 80 SDR11, до 0,6 МПа).

На рисунке Б.1 представлены все последовательные замеры расхода газа (количества газа, протекающего через сечение трубы за 1 мин), полученные в процессе проведения серии экспериментов, и отмечены (овалами) те группы, которые можно отнести к интервалам стационарности. По оси абсцисс отложено реальное время, прошедшее с начала проведения испытаний.

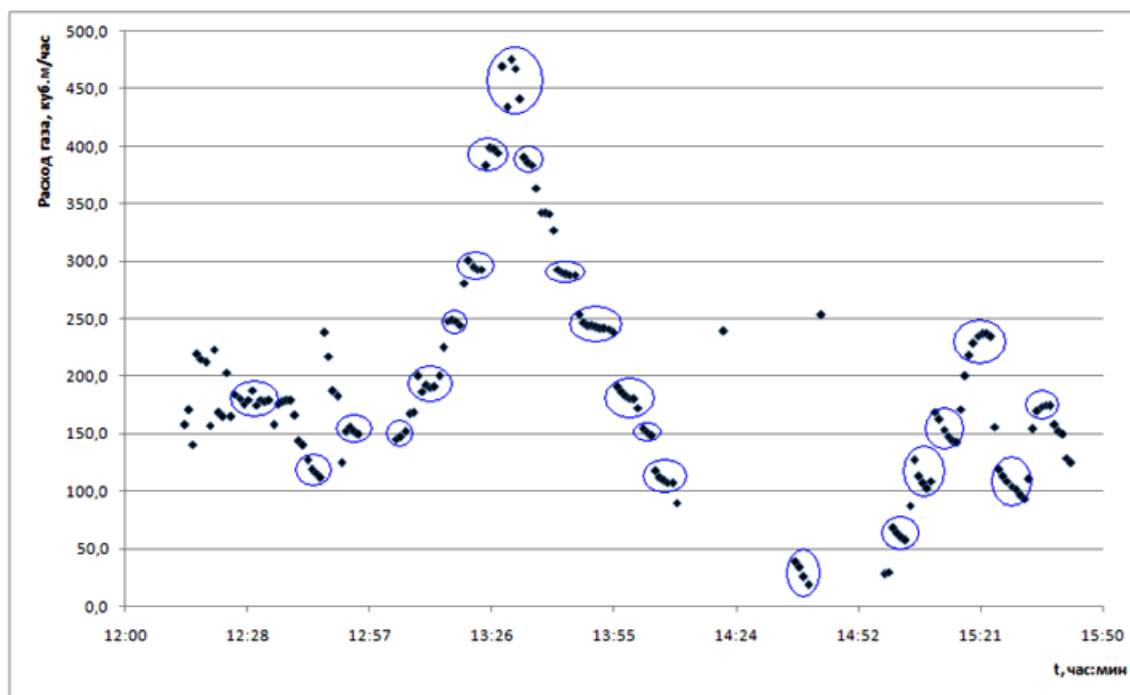


Рисунок Б.1 - Расход газа в точке входа в газопровод (с интервалом 1 мин)

В таблице Б.1 представлены расходы (приведенные как к стандартным, так и нормальным условиям), средние (за 1 мин) значения давления и температуры газа по интервалам стационарности.

Таблица Б.1 - Параметры течения газа по выделенным группам стационарных состояний

Номер группы	Температура газа, К	Расход газа при нормальных условиях, м ³ /ч	Расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч	Давление на входе p_0 , МПа	Давление на выходе p_1 , МПа
1	272,64	246,62	264,63	0,285	0,2339
	272,69	243,66	261,44	0,2769	0,226
	272,74	243,66	261,44	0,2728	0,2221
	272,77	243,16	260,91	0,2707	0,2201
	272,82	241,68	259,32	0,27	0,2201
	272,81	241,68	259,32	0,27	0,2201
	272,8	241,19	258,79	0,2694	0,2191
	272,79	238,22	255,61	0,2682	0,2182
2	272,22	248,08	266,19	0,249	0,1946
	272,26	248,95	267,12	0,2602	0,2064

	272,2	247,94	266,04	0,2649	0,2113
	272,2	244,51	262,36	0,2649	0,2123
3	272,1	281,03	301,55	0,2741	0,2142
	272,11	301,04	323,02	0,3042	0,2407
	272,08	294,52	316,02	0,3112	0,2495
	272,02	293,22	314,63	0,3127	0,2515
	271,99	292,97	314,35	0,3132	0,2515
	272,01	383,38	411,37	0,3498	0,2701
4	272,17	398,52	427,61	0,3916	0,3103
	272,13	397,73	426,76	0,407	0,327
	271,98	394,18	422,96	0,4119	0,3329
	272,02	469,29	503,54	0,441	0,3476
5	272,09	433,95	465,63	0,4627	0,377
	272,05	475,46	510,16	0,4756	0,3819
	272,06	467,52	501,64	0,4862	0,3957
	272,09	441,57	473,80	0,4842	0,3986

В соответствии с приложением Д оценку КГЭ следует проводить в следующем порядке (обрабатывается группа замеров N 2 таблицы Б.1):

а) определить коэффициент S в формуле (Д.3) приложения Д:

$$S = 4,324 \cdot 10^{-2} \frac{1}{d^5} \rho_0 L T_{cp}^* z_{cp} = 4,324 \cdot 10^{-2} \frac{1}{51,4^5} 0,68 \cdot 854,9 \cdot 272,22 \cdot 1 = 1,907 \cdot 10^{-5}$$

б) вычислить оценку фактического КГС $\hat{\lambda}_\Phi$ в формуле (Д.7) приложения Д:

$$\hat{\lambda}_\Phi^{-1} = \frac{\sum_{t=1}^n s_t (q_t^*)^2 (p_{0t}^* - p_{1t}^*)}{\sum_{t=1}^n (p_{0t}^* - p_{1t}^*)^2} =$$

$$= \frac{1,907 \cdot 10^{-5} (266,19^2 (0,249^2 - 0,1946^2) + 267,12^2 (0,26^2 - 0,2064^2) +$$

$$+ 266,04^2 (0,2649^2 - 0,2113^2) + 262,36^2 (0,2649^2 - 0,2123^2))}{(0,249^2 - 0,1946^2)^2 + (0,26^2 - 0,2064^2)^2 +$$

$$+ (0,2649^2 - 0,2113^2)^2 + (0,2649^2 - 0,2123^2)^2} = 53,71$$

$$\hat{\lambda}_\Phi = 1/53,71 = 0,01682$$

в) вычислить теоретический КГТ $\lambda_{гр}$ по формулам (В.1)-(В.2) в соответствии с приложением В:

1) определить число Рейнольдса:

$$Re = 0,03537 \rho_0 \frac{q_{cp}^*}{d \mu} = 0,03537 \cdot 0,68 \frac{265,43}{5,14 \cdot 1,0313 \cdot 10^{-5}} = 120433,$$

2) определить коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,007}{51,4} + \frac{68}{120433} \right)^{0,25} = 0,0179,$$

г) определить оценку КГЭ по формуле (Д.8):

$$\hat{E} = \sqrt{\lambda_{\text{тр}} \hat{\lambda}_{\text{ф}}^{-1}} = \sqrt{0,0179 \cdot 53,71} = 0,981.$$

Аналогичным образом вычислены оценки КГЭ для групп стационарности 1, 3, 4 и 5 (см. таблицу Б.1). Результаты оценки КГЭ представлены в таблице Б.2.

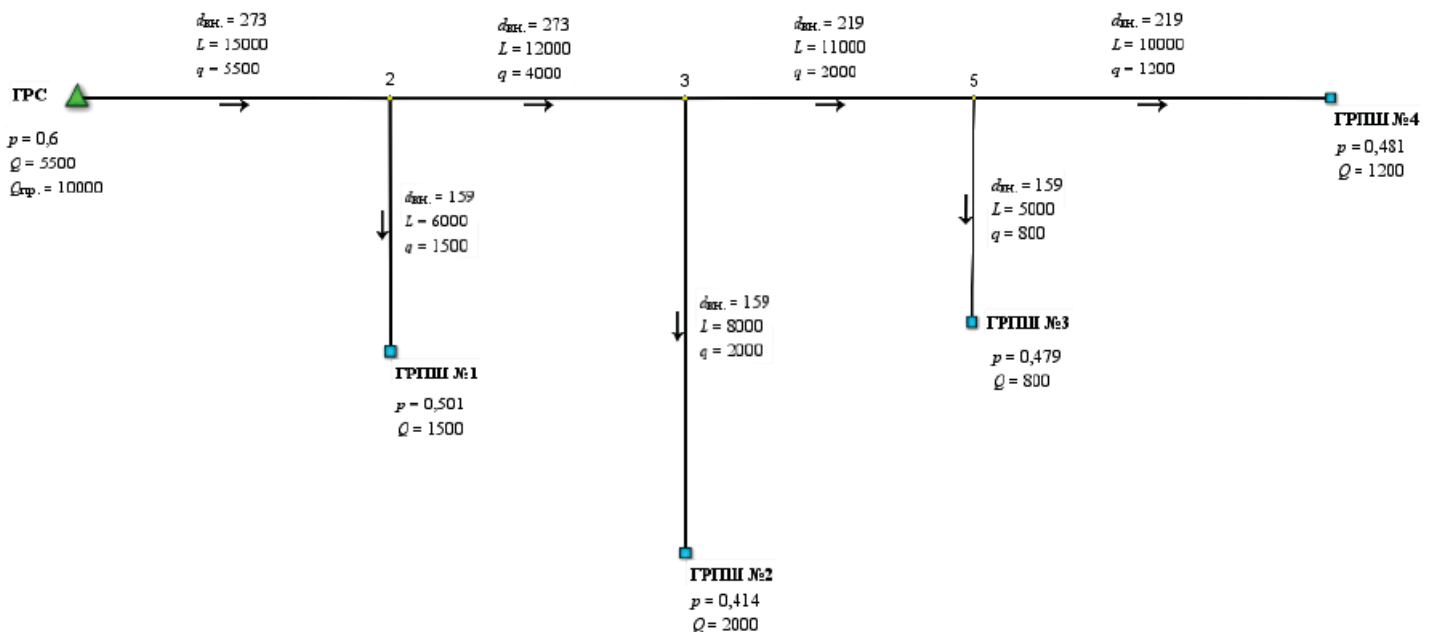
Таблица Б.2 - Оценка коэффициента гидравлического сопротивления и гидравлической эффективности

Номер группы	Средний расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч	Оценка коэффициента гидравлического сопротивления $\hat{\lambda}$	Число Рейнольдса	Коэффициент гидравлического трения $\lambda_{\text{тр}}$	Оценка коэффициента гидравлической эффективности \hat{E}
1	260,2	0,0193	116823	0,0174	0,966
2	265,4	0,0186	120229	0,0179	0,981
3	313,9	0,0179	142191	0,0167	0,984
4	422,2	0,0166	191228	0,0164	0,993
5	491,0	0,0166	222385	0,0159	0,980

Результаты расчетов показывают, что оценки фактического КГС достаточно близки к коэффициенту $\lambda_{\text{тр}}$, вычисленному по формулам приложения В. Таким образом, можно считать, что техническое состояние экспериментального газопровода соответствует проектным показателям.

Б.2 Пример сети газораспределения используемый для иллюстрации порядка решения типовых задач (см. 7.6)

Схема СГ представлена на рисунке Б.2.



P - расчетное давление, МПа, Q - расчетный приток/отбор газа, м³/ч, q - расчетный расход газа по газопроводу, м³/ч

Рисунок Б.2 - Схема сети газораспределения

Рассмотрена тупиковая СГ высокого давления II категории, включающая один источник газоснабжения (ГРС), четыре точки подключения потребителей (ГРПШ) к СГ, семь газопроводов. Технологические параметры газопроводов указаны на схеме рисунка Б.2 ($d_{вн.}$ - внешний диаметр, мм, L - протяженность, км). Проектное давление газа на ГРС принято равным 0,6 МПа, технически возможное по данным ГТО - 0,58 МПа, фактическое - 0,55 МПа.

На схеме рисунка Б.2 показан режим работы СГ с учетом разрешенных расходов газа $q_{\text{разр.гп}}$ по точкам подключения потребителей. Получающиеся при этом расходы $q_{\text{факт.гп}}$ являются для них разрешенными часовыми расходами газа по газопроводам.

В таблице Б.3 представлены необходимые для дальнейших расчетов характеристики точек подключения потребителей.

Таблица Б.3 - Характеристика точек подключения потребителей к сети газораспределения

Точка подключения потребителя	Фактический расход газа, м ³ /ч	Разрешенный расход газа, м ³ /ч	Забронированный расход газа, м ³ /ч	Разрешенный объем газопотребления, тыс. м ³	Договорной объем газопотребления, тыс. м ³
ГРПШ N 1	1387	1500	150	4500	2775
ГРПШ N 2	1938	2000	-	6000	4161
ГРПШ N 3	877	800	100	2400	5814
ГРПШ N 4	925	1200	-	3600	2331

Б.3 Технологические расчеты разрешенного, забронированного и фактического расхода газа по газопроводам и сети газораспределения

Разрешенный или забронированный расход газа газопроводов сети газораспределения определяется гидравлическим расчетом в соответствии с 11.2.6 (для рассматриваемого примера указанные показатели могут быть вычислены как сумма соответствующих показателей по точкам подключения), при этом давление газа на ГРС принимается равным проектному значению, а расходы газа в точках подключения потребителей принимаются равными разрешенным и забронированным расходам газа (таблица Б.3).

Фактические расходы газа по газопроводам определяются гидравлическим расчетом в соответствии с 11.2.6, при этом давление газа на ГРС принимается равным фактическому значению, а расходы газа в точках подключения потребителей принимаются равными фактическим часовым расходам газа (таблица Б.3).

Результаты технологических расчетов по газопроводам и в целом по СГ представлены в таблице Б.4.

Таблица Б.4 - Расходы газа по газопроводам и сети газораспределения

Газопровод/сеть газораспределения	Фактический расход газа, м ³ /ч	Разрешенный расход газа, м ³ /ч	Забронированный расход газа, м ³ /ч
ГРС - узел 2	5127	5500	250
узел 2 - узел 3	3740	4000	100
узел 3 - узел 5	1802	2000	100
узел 5 - ГРПШ N 4	925	1200	-
узел 2 - ГРПШ N 1	1387	1500	150
узел 3 - ГРПШ N 2	1938	2000	-

узел 5 - ГРПШ N 3	877	800	100
Сеть газораспределения	5127	5500	250

Б.4 Расчет пропускной способности и технически возможной пропускной способности газопроводов и сети газораспределения

Технологические расчеты ПС и ТВПС выполнены в соответствии с 10.2. Расчеты выполнены с использованием математического пакета оптимизации LINDO¹⁾

¹⁾ <http://www.lindo.com>.

Минимальное давление газа в точках подключения потребителей принято равным 0,35 МПа. Расчеты ПС и ТВПС СГ выполнены при условии обеспечения разрешенных и забронированных расходов газа по точкам подключения потребителей (таблица Б.3).

ТВПС СГ определено при условиях:

- давление газа на ГРС принято на уровне технически возможного - 0,58 МПа;
- значение КГЭ газопроводов принято равным 0,95.

Дополнительно определены ТВПС СГ с учетом забронированных расходов газа перспективными потребителями (см. таблицу Б.3).

Результаты технологических расчетов ПС и ТВПС по газопроводам и в целом по СГ представлены в таблице Б.5.

Таблица Б.5 - Пропускная способность и технически возможная пропускная способность газопроводов и сети газораспределения

Газопровод/сеть газораспределения до точки подключения	ПС, м ³ /ч	ТВПС, м ³ /ч	ТВПС с учетом забронированных расходов газа, м ³ /ч
ГРС - узел 2	7334,9	5850,6	5795,4
узел 2 - узел 3	5194,2	4223,6	4129,2
узел 3 - узел 5	3194,2	2223,6	2129,2
узел 5 - ГРПШ N 4	2392,7	1423,6	1229,2
узел 2 - ГРПШ N 1	2833,2	1848,2	1695,4
узел 3 - ГРПШ N 2	2381,6	2068,7	2009,2
узел 5 - ГРПШ N 3	1838,9	1023,6	929,2
Сеть, т.п. ГРПШ N 1	6833,2	5848,2	5795,4
Сеть, т.п. ГРПШ N 2	5881,9	5568,7	5759,2
Сеть, т.п. ГРПШ N 3	6538,9	5723,6	5779,2
Сеть, т.п. ГРПШ N 4	6692,7	5723,6	5779,2
Примечание - Пропускная способность СГ с учетом поставки газа на ГРПШ.			

Результаты расчетов показывают, что ТВПС существенно ниже, чем ПС СГ. Учет перспективных потребителей в двух точках подключения потребителей (ГРПШ N 1, ГРПШ N 3) приводит к снижению ТВПС практически до разрешенного и забронированного часового расхода газа потребителям в объеме 5750 м³/ч.

Таким образом, при расчете ТВПС СГ следует учитывать техническое состояние газопроводов, технически реализуемые уровни давления газа на ГРС, ПРГ, а также уровни подачи газа не только действующим, но и

перспективным потребителям.

Б.5 Расчет коэффициентов загрузки газопроводов сети газораспределения

Расчет коэффициентов загрузки газопроводов выполняется по результатам оценки фактических расходов газа по газопроводам (см. таблицу Б.4) и ТВПС СГ (см. таблицу Б.5). Коэффициенты определяются в соответствии с 11.3.1 и представлены в таблице Б.6.

Таблица Б.6 - Коэффициенты загрузки газопроводов сети газораспределения

Газопровод/сеть газораспределения	ТВПС, м ³ /ч	Фактический расход газа, м ³ /ч	Коэффициент загрузки, %
ГРС - узел 2	5850,6	5127	88
узел 2 - узел 3	4223,6	3740	89
узел 3 - узел 5	2223,6	1802	81
узел 5 - ГРПШ N 4	1423,6	925	65
узел 2 - ГРПШ N 1	1848,2	1387	75
узел 3 - ГРПШ N 2	2068,7	1938	94
узел 5 - ГРПШ N 3	1023,6	877	86

Коэффициенты загрузки показывают степень использования производственной мощности газопроводов СГ и позволяют выделить те газопроводы (с наибольшими коэффициентами загрузки, например, участок 2-3 и участок "узел 3" - ГРПШ N 2), которые ограничивают возможности увеличения поставок потребителям.

Б.6 Расчет резервов пропускной способности газопроводов и сети газораспределения

Согласно 12.4 резерв ПС газопроводов и СГ вычисляются как разность между ТВПС и суммой значений разрешенного и забронированного расходов газа по газопроводам. В таблице Б.7 представлены результаты расчетов резервов ПС для рассматриваемой СГ.

Таблица Б.7 - Оценка резервов пропускной способности газопроводов и сети газораспределения

Газопровод/сеть газораспределения	ТВПС с учетом забронированных расходов газа, м ³ /ч	Разрешенный расход газа, м ³ /ч	Забронированный расход газа, м ³ /ч	Резерв пропускной способности, м ³ /ч
ГРС-2	5795,4	5500	250	45,4
2-3	4129,2	4000	100	29,2
3-5	2129,2	2000	100	29,2
5 - ГРПШ N 4	1229,2	1200	-	29,2
2 - ГРПШ N 1	1695,4	1500	150	45,4
3 - ГРПШ N 2	2009,2	2000	-	9,2
5 - ГРПШ N 3	929,2	800	100	29,2
Сеть ГРПШ N 1	5795,4	5500	250	45,4
Сеть ГРПШ N 2	5759,2			9,2
Сеть ГРПШ N 3	5779,2			29,2
Сеть ГРПШ N 4	5779,2			29,2

Резерв ПС СГ характеризуются минимальным значением $R_{\min}^{cr} = 9,2$ м³/ч и максимальным $R_{\max}^{cr} = 45,4$ м³/ч.

При рассмотрении вопроса о подключении нового потребителя к СГ и подготовки заключения о технической возможности подачи газа, рассчитанные данные следует интерпретировать следующим образом:

- если часовой расход газа новому потребителю менее 9,2 м³/ч, то техническая возможность подачи газа

обеспечивается в любой точке подключения в СГ;

- если часовой расход газа новому потребителю составляет от 9,2 до 45,4 м³/ч, то техническая возможность подачи газа может быть обеспечена в некоторых точках подключения к СГ и зависит от требуемого расхода газа;

- если часовой расход газа новому потребителю превышает 45,4 м³/ч, то техническая возможность подачи газа в требуемом объеме без реконструкции СГ отсутствует.

Аналогично решается вопрос о возможности подключения нового потребителя не к существующим точкам подключения, а к новым точкам по трассе газопровода.

Б.7 Расчет свободных мощностей сети газораспределения

Согласно 12.2 свободные мощности СГ вычисляются как разность между суммой разрешенных объемов транспортировки и договорных объемов транспортировки в точки подключения потребителей за расчетный период. В качестве примера за расчетный период приняты I, II, III и IV кварталы и год (суммарно по кварталам).

Для оценки разрешенных объемов транспортировки с разбивкой по кварталам необходимо использовать договорные объемы транспортировки газа к точкам подключения, указанные в действующих договорах или планах поставки газа между потребителями и региональной газовой компанией. В таблице Б.8 представлены договорные объемы с разбивкой по кварталам для точек подключения потребителей рассматриваемой СГ.

Таблица Б.8 - Договорные объемы транспортировки газа в сети газораспределения

Точка подключения в СГ	Разрешенный объем газопотребления, тыс. м ³ /год	Договорные объемы транспортировки газа, тыс. м ³				
		I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Год
ГРПШ N 1	4500	1456,4	832,2	624,1	1248,3	4161
ГРПШ N 2	6000	2034,9	1162,8	872,1	1744,2	5814
ГРПШ N 3	2400	789,3	657,8	526,2	657,7	2331
ГРПШ N 4	3600	971,3	555	416,3	832,5	2775

В таблице Б.9 представлены результаты расчета суммы разрешенных объемов транспортировки с разбивкой по кварталам. Каждое значение определяется по формуле (23). Например, значение разрешенных объемов транспортировки в I квартале для ГРПШ N 4 определяется следующим образом

$$Q_{\text{ГРПШ N 4}}^{\text{разр. кв. I}} = Q_{\text{ГРПШ N 4}}^{\text{разр. кв.}} \cdot \frac{Q_{\text{ГРПШ N 4}}^{\text{догов. кв. I}}}{\sum_{i=1}^4 Q_{\text{ГРПШ N 4}}^{\text{догов. кв. } i}} = 3600 \cdot \frac{971,3}{2775} = 1260,0 \text{ тыс. м}^3.$$

Таблица Б.9 - Оценка разрешенных объемов транспортировки сети газораспределения с разбивкой по кварталам

Точка подключения в СГ	Разрешенные объемы транспортировки по СГ, тыс. м ³				
	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Год
ГРПШ N 1	1575	900	675	1350	4500
ГРПШ N 2	2100	1200	900	1800	6000
ГРПШ N 3	600	600	600	600	2400
ГРПШ N 4	1260	720	540	1080	3600

В таблице Б.10 представлены результаты расчета свободных мощностей СГ с разбивкой по кварталам. Каждое значение определяется по формуле (33).

Таблица Б.10 - Оценка свободных мощностей сети газораспределения

Точка подключения в СГ	Свободные мощности СГ, тыс. м ³				
	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	Год
ГРПШ N 1	119	68	51	102	339
ГРПШ N 2	65	37	28	56	186
ГРПШ N 3	17	17	17	17	69
ГРПШ N 4	289	165	124	248	825

Б.8 Пример подключения нового потребителя к сети газораспределения

Порядок действий при определении возможности подключения нового потребителя:

- а) сформировать расчетную схему СГ согласно разделу 13;
- б) определить разрешенные и забронированные расходы газа для точек подключения потребителей, выполнить расчет разрешенного и забронированного расхода по газопроводам СГ согласно разделу 11;
- в) выполнить расчет ТВПС в соответствии с 10.2;
- г) определить разрешенный и договорной объем транспортировки газа по СГ в соответствии с 11.1 за каждый месяц, квартал и в целом за год;
- д) определить резерв ПС и свободные мощности для точки подключения нового потребителя в соответствии с разделом 12;
- е) при отсутствии достаточных резервов ПС и свободных мощностей в любом из периодов выдается отказ на подключение заявленного объема газа в запрашиваемой точке подключения;
- ж) при наличии достаточных резервов ПС и свободных мощностей выдаются Технические условия подключения, при этом:
 - 1) требуемый объем вносится в перечень забронированных часовых расходов газа;
 - 2) определяются ТВПС с учетом забронированных часовых расходов газа для всех точек подключения в соответствии с 10.2;
 - 3) определяются резервы ПС и свободные мощности СГ для всех точек подключения в соответствии с разделом 12.

Приложение В (обязательное)

Определение коэффициента сопротивления трению

В.1 В приложении использованы следующие обозначения:

A1, A2, B1, - расчетные коэффициенты;
 B2, B3

- $P_{ср}$ - среднее давление газа по длине газопровода, МПа;
- $P_{кр}$ - критическое значение давления транспортируемого газа по ГОСТ 30319.1 на газопроводе, МПа;
- $P_{пр}$ - давление транспортируемого газа, приведенное к критическому значению давления, безразмерное;

Re	- число Рейнольдса для течения газа по газопроводу;
$T_{кр}$	- критическое значение температуры транспортируемого газа по ГОСТ 30319.1 на газопроводе, К;
$T_{пр}$	- температура транспортируемого газа, приведенная к критическому значению температуры, безразмерная;
$T_{ср}$	- средняя температура газа по длине газопровода, К;
ε	- эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, мм;
ρ_0	- плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ ;
μ	- динамическая вязкость природного газа, Па·с;
ν	- кинематическая вязкость природного газа, м ² /с;
v	- скорость газового потока, м/с;
ω	- плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ ;
ρ_0	- диаметр газопровода d_u , мм;
d_u	- модуль величины q_u , м ³ /ч.
$ q_u $	

В.2 Коэффициент гидравлического трения $\lambda_{тр}$ следует определять в зависимости от режима движения газа по газопроводу u , характеризуемого числом Рейнольдса [1]:

$$Re = \frac{\omega d_u}{\nu} = 0,03537 \rho_0 \frac{|q_u|}{d_u \mu}. \quad (B.1)$$

Коэффициент гидравлического трения следует определять по формуле

$$\lambda_{тр} = 0,11 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d_u} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (B.2)$$

В.3 Коэффициент ε абсолютной эквивалентной шероховатости внутренней поверхности стенки трубы принимается равным для стальных труб - 0,1 мм, для полиэтиленовых - 0,007 мм.

В.4 Динамическую вязкость μ , Па·с, природного газа следует определять по формулам

$$\mu = \mu_0 (1 + B_1 P_{пр} + B_2 P_{пр}^2 + B_3 P_{пр}^3), \quad (B.3)$$

$$\mu_0 = (1,81 + 5,95 T_{пр}) \cdot 10^{-6}, \quad (B.4)$$

$$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{пр}} - \frac{1,93}{T_{пр}^2}, \quad (B.5)$$

$$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{пр}} + \frac{2,65}{T_{пр}^2}, \quad (B.6)$$

$$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{пр}} - \frac{0,314}{T_{пр}^2}, \quad (B.7)$$

$$P_{пр} = \frac{P_{ср}}{P_{кр}}, \quad T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}}. \quad (B.8)$$

Допускается определять динамическую вязкость в соответствии с ГОСТ 30319.1.

В.5 Среднее давление газа $P_{\text{ср}}$ по длине газопровода следует определять по формуле

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_1^2}{p_1 + p_2} \right), \quad (\text{B.9})$$

где p_1 - абсолютное давление газа в начальной точке газопровода, МПа;

p_2 - абсолютное давление газа в конечной точке газопровода, МПа.

В.6 Среднюю температуру газа $T_{\text{ср}}$ по длине газопровода следует принимать равной средней температуре газа (по данным телеметрии) или температуре окружающей среды (грунта для подземных газопроводов, воздуха - для надземных газопроводов).

В.7 Средний коэффициент сжимаемости газа по длине газопровода следует определять по формуле

$$z_{\text{ср}} = 1 + A_1 P_{\text{пр}} + A_2 P_{\text{пр}}^2, \quad (\text{B.10})$$

$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{\text{пр}}} - \frac{3,16}{T_{\text{пр}}^2} + \frac{1,09}{T_{\text{пр}}^3}, \quad (\text{B.11})$$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{\text{пр}}} + \frac{0,2124}{T_{\text{пр}}^2}, \quad (\text{B.12})$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}}, \quad T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}}. \quad (\text{B.13})$$

Допускается определять средний коэффициент сжимаемости газа по длине участка в соответствии с ГОСТ 30319.2.

Приложение Г (рекомендуемое)

Решение систем нелинейных уравнений для расчета режимов сети газораспределения

Г.1 Обозначения

В приложении использованы следующие обозначения:

m	- количество узлов графа;
n	- количество дуг графа;
$i, j \in R_u$	- i, j номера начального и конечного узлов дуги u СГ;
$p_i, p_j, i, j \in R_u$	- давление газа (абсолютное) в начальной i и конечной j точках газопровода u , МПа;
$\vec{q} = (q_u)$	- n -мерный вектор расходов газа по газопроводам $u \in U$ СГ;
$q_u, u \in U$	- величина потока газа при стандартных условиях по газопроводу, которому в расчетной схеме соответствует дуга u , МЗ/ч;

$\vec{s} = (s_u)$	- n -мерный вектор ОКС газопроводов СГ $u \in U$;
$\vec{y} = (y_u)$	- n -мерный вектор разностей потенциалов на газопроводе u ;
$\bar{A} = (a_{iu})_{m \times n}$	- матрица инциденций "узлы - дуги" графа расчетной схемы СГ;
$B_{c \times n}$	- цикломатическая матрица, $c = n - m + 1$ - количество независимых циклов графа, n - количество дуг графа;
$G = (R, U)$	ориентированный граф СГ;
$\vec{P} = (P_i)$	- m -мерный вектор потенциалов в узлах СГ;
$P_i = p_2$	- потенциал газа при стационарном режиме течения, квадрат давления в узле i ;
$\vec{Q} = (Q_i)$	- m -мерный вектор узловых расходов, $i \in R$;
$Q_i, i \in R$	- величина внешнего притока ($Q_i > 0$) или отбора ($Q_i < 0$) газа в узле i ;
R	- множество узлов СГ;
R_u	- множество узлов (начальный и конечный) дуги u газопровода СГ;
S	- $n \times n$ диагональная матрица ОКС газопроводов СГ $u \in U$;
U	- множество дуг СГ;
X	- $n \times n$ диагональная матрица потоков газа $ q_u $ газопроводов СГ $u \in U$;
A^T, B^T	- транспонированные матрицы A и B .

Г.2 Правила формирования системы уравнений

Г.2.1 Для СГ следует определить ориентированный граф G , дуги которого соответствуют элементам системы. Направление течения газа по отдельным газопроводам заранее не фиксируется, то есть при определенных условиях допускается реверс потока. Дуги, отвечающие газопроводам, ориентируются произвольно, а дуги, отвечающие РДГ, ориентируются в направлении течения газа, поскольку оно заранее известно. Отрицательная величина расхода по дуге u ($q_u < 0$) означает, что течение газа направлено против ориентации дуги.

Г.2.2 В соответствии с определением А.3 формируется матрица инциденций \bar{A} .

Г.2.3 Задаются значения $(m-1)$ -мерного вектора \vec{Q} внешних притоков и отборов газа в узлах СГ. Компонента Q_i положительна, если в вершине i имеет место приток, и отрицательна в случае отбора.

Г.2.4 Распределение расходов по дугам и узлам СГ подчиняется системе уравнений (первый закон Кирхгофа) в соответствии с рекомендациями [9], [10]

$$A\vec{q} = \vec{Q}, \quad (\text{Г.1})$$

где A - подматрица \bar{A} размера $(m-1)n$ (получается из \bar{A} вычеркиванием произвольной строки, например, отвечающей узлу с заданным давлением);

\vec{q} - n -мерный вектор, в котором элемент q_u означает расход по дуге u .

Г.2.5 Разности потенциалов удовлетворяют системе уравнений (второй закон Кирхгофа)

$$B\vec{y} = \vec{0}. \quad (Г.2)$$

Г.2.6 К системе уравнений (Г.1) и (Г.2) следует добавить n уравнений, представляющих собой закон стационарного течения газа по дуге

$$\vec{y} = \vec{f}(\vec{q}). \quad (Г.3)$$

Для течений газа на горизонтальном газопроводе в СГ формулу (Г.3) можно записать в виде

$$y_u = p_i^2 - p_j^2 = s_u q_u |q_u|. \quad (Г.4)$$

Для течений газа через РДГ или ПРГ в СГ

$$y_u = p_i^2 - p_j^2 = s_u q_u q_u, \quad (Г.5)$$

где $s_u = \Lambda(q_u, p_i)$ - коэффициент сопротивления РДГ, определяемый по формуле (10).

Вектор-функция $\vec{f}(\vec{q})$ в уравнении (Г.3) представляет собой произведение диагональных матриц S и X с элементами s_u и $|q_u|$, $u = 1, 2, \dots, n$ на главной диагонали, соответственно, на вектор столбец \vec{q} , т.е. $\vec{f}(\vec{q}) = SX\vec{q}$.

Г.2.7 К системе уравнений (Г.1)-(Г.3) добавляются соотношения, выражающие разности потенциалов y_u через значения потенциала P_j в узлах СГ

$$\vec{y} = \vec{A}^T \vec{P}. \quad (Г.6)$$

Г.2.8 Для однозначного решения системы уравнений (Г.1)-(Г.3) необходимо задать граничные условия, например, в виде фиксированных (и возможно нулевых) притоков/отборов во всех узлах, кроме m -го, в котором задан потенциал

$$Q_1^0, \dots, Q_{m-1}^0; P_m^0. \quad (Г.7)$$

Здесь заданные величины обозначаются верхним индексом "0". Граничные условия (Г.7) называют каноническими. Они позволяют найти векторы \vec{q} и \vec{y} , а затем с помощью (Г.6) все P_j через известное значение потенциала P_m^0 в узле m .

Наряду с каноническими условиями (Г.7) используются другие краевые условия, где задано более одного потенциала

$$Q_1^0, \dots, Q_k^0; P_{k+1}^0, \dots, P_m^0. \quad (Г.8)$$

В этом случае из системы (Г.1) выпадает $m - (k + 1)$ уравнений, однако столько же добавляется к системе (Г.2). Формируя цепь от узла с потенциалом P_m^0 к каждому из узлов с потенциалами $P_{k+1}^0, \dots, P_{m-1}^0$ и приравнявая алгебраическую сумму y_u разности потенциалов по этим цепям к известной разности потенциалов, получим уравнений.

Таким образом, в случае граничных условий (Г.8) в исходный граф необходимо ввести фиктивные дуги из узлов с потенциалами $P_{k+1}^0, \dots, P_{m-1}^0$ к узлу с потенциалом P_m^0 . Для каждой из этих дуг известна разность потенциалов $Y_j^0 = P_{k+j}^0 - P_m^0$. Тогда второй закон Кирхгофа (Г.2) принимает вид

$$B\vec{y} = \vec{Y}, \quad (Г.9)$$

где компоненты вектора \vec{Y} , отвечающие фиктивным дугам, равны значениям Y_j^0 на этих дугах, и нулю в остальных случаях.

Г.2.9 Для решения задачи гидравлического расчета СГ (Г.1)-(Г.3), (Г.9) при условиях (Г.7) или (Г.8) следует разрабатывать соответствующее программное обеспечение, либо применять уже разработанные ПВК, удовлетворяющие требованиям раздела 14.

Г.2.10 Для определения гидравлического режима сложной СГ рекомендуется использовать методы контурных расходов и узловых потенциалов, основанные на классической процедуре решения систем нелинейных уравнений - методе Ньютона.

Г.3 Метод контурных расходов

Г.3.1 Метод контурных расходов заключается в том, что на каждой итерации уравнения материального баланса (Г.1) выполняются точно, а невязки уравнений второго закона Кирхгофа (Г.9) последовательно сокращаются. При этом процедура (Г.17) применяется к системе нелинейных уравнений

$$BSX\vec{q} = \vec{Y}. \quad (Г.10)$$

Г.3.2 Вектор приращение расходов $\Delta\vec{q}^{(N)}$ по всем дугам гидравлической цепи выражается через приращение по хордам $\Delta\vec{q}_\xi^{(N)}$

$$\Delta\vec{q}^{(N)} = B^T \Delta\vec{q}_\xi^{(N)}. \quad (Г.11)$$

В соотношении (Г.11) используются свойства цикломатической матрицы и матрицы инцидентий, изложенные, например, в работах [9] и [10].

Г.3.3 Применив формулу (Г.17) к системе (Г.10), получим следующую линейную относительно $\Delta\vec{q}_\xi^{(N)}$ систему уравнений

$$2BSX^{(N)}B^T \Delta\vec{q}_\xi^{(N)} = \vec{Y} - BSX^{(N)}\vec{q}^{(N)}. \quad (Г.12)$$

Г.3.4 Решение исходной задачи (Г.1)-(Г.3), (Г.9) при условиях (Г.7) или (Г.8) методом контурных расходов следует выполнять по следующему алгоритму:

- определить начальное приближение $\vec{q}^{(0)}$, решив систему линейных алгебраических уравнений (Г.1) при $\vec{q}_\xi^{(0)} = \vec{0}$ (т.е. приравнять расходы по хордам нулю и определить расходы по дугам дерева графа);
- найти (N+1)-е приближение $\vec{q}^{(N+1)}$ из (Г.16), предварительно решив систему линейных уравнений (Г.12);
- определить распределение потенциалов $\vec{P}^{(N+1)}$ из соотношений (Г.3) и (Г.6), если необходимо, вычислить матрицу коэффициентов $S = S(\vec{P}^{(N+1)}, \vec{q}^{(N+1)})$, решение задачи найдено, если норма вектора $\|\vec{q}^{(N+1)} - \vec{q}^{(N)}\|$ меньше заданной точности решения, в противном случае необходимо перейти на следующий итерационный шаг.

Г.4 Метод узловых потенциалов

Г.4.1 Метод заключается в том, что на каждом шаге итерации уравнения (Г.3) выполняются точно, а поправки $\Delta\vec{P}^{(N)}$ определяются так, чтобы уменьшить невязки уравнений материального баланса (Г.1). Решение исходной задачи эквивалентно решению системы уравнений

$$A\vec{q} = \vec{Q} \text{ и } A^T \vec{P} = SX\vec{q}. \quad (Г.13)$$

Г.4.2 В силу того, что второе из соотношений (Г.13) выполняется точно, то на N-й итерации приращения $\Delta\vec{P}^{(N)}$ и $\Delta\vec{q}^{(N)}$ связаны с точностью до малых первого порядка уравнением

$$A^T \Delta\vec{P}^{(N)} = 2SX^{(N)} \Delta\vec{q}^{(N)}. \quad (Г.14)$$

Г.4.3 Используя первое из соотношений (Г.13) в схеме метода Ньютона (Г.17), с учетом (Г.14) получим систему линейных уравнений для определения $\Delta \bar{P}^{(M)}$

$$\frac{1}{2} A[SX^{(M)}]^{-1} A^T \Delta \bar{P}^{(M)} = \bar{Q} - A\bar{q}^{(M)}. \quad (\text{Г.15})$$

Г.4.4 Метод узловых потенциалов следует выполнять по следующему алгоритму:

- задать начальное распределение потенциалов $\bar{P}^{(0)}$ в узлах СГ, используя второе из соотношений (Г.13), определить вектор расходов газа по дугам СГ $\bar{q}^{(0)}$ и матрицу коэффициентов $S = S(\bar{P}^{(0)}, \bar{q}^{(0)})$

- найти (N+1)-е приближение $\bar{P}^{(N+1)}$ по форме (Г.16), предварительно решив систему линейных уравнений (Г.15);

- определить расход газа по всем дугам СГ $\bar{q}^{(N+1)}$ из второго соотношения (Г.13), скорректировать коэффициенты $S = S(\bar{P}^{(N+1)}, \bar{q}^{(N+1)})$, решение задачи найдено, если норма вектора $\|\bar{P}^{(N+1)} - \bar{P}^{(N)}\|$ меньше заданной точности решения, иначе перейти на следующий итерационный шаг.

Г.5 Метод Ньютона решения систем нелинейных уравнений

Г.5.1 Решение системы уравнений $\bar{g}(\bar{x}) = \bar{0}$ достигается разложением вектор функции $\bar{g}(\bar{x}^{(N)} + \Delta \bar{x}^{(N)})$ в ряд Тейлора с сохранением членов первого порядка малости относительно приращения $\Delta \bar{x}^{(N)}$.

Г.5.2 На (N+1)-м шаге итерационного процесса определяется вектор

$$\bar{x}^{(N+1)} = \bar{x}^{(N)} + \Delta \bar{x}^{(N)}, \quad (\text{Г.16})$$

где $\Delta \bar{x}^{(N)}$ - приращение, которое является решением системы линейных алгебраических уравнений

$$\bar{g}(\bar{x}^{(N)}) + g'(\bar{x}^{(N)}) \Delta \bar{x}^{(N)} = \bar{0}, \quad (\text{Г.17})$$

где $g'(\bar{x}^{(N)})$ - матрица Якоби.

Г.5.3 В задачах большой размерности, например для газораспределительных систем крупных городов, уменьшить время расчета системы линейных уравнений (Г.17) можно учитывая следующие факторы:

- матрицы инцидентий, циклов, а также матрицы в соотношениях (Г.12) и (Г.15) являются слабо заполненными;

- замена соотношения (Г.16) на $\bar{x}^{(N+1)} = \bar{x}^{(N)} + \alpha \Delta \bar{x}^{(N)}$, с подбором подходящего α способствует уменьшению числа итераций.

Г.5.4 Применение стандартных методов линейной алгебры (например метода исключения Гаусса) к системам уравнений (Г.17) приводит к нерациональному использованию оперативной памяти и увеличению времени расчета из-за большого количества нулевых элементов в системах уравнений (их число может достигать в рассматриваемых задачах до 90%).

Г.5.5 Эффективность решения сильно разреженных задач, согласно монографии [11], достигается применением аппарата разреженных матриц. Например, алгоритм Гаусса-Зейделя для решения системы линейных уравнений (Г.12) и (Г.15) с применением технологий разреженных матриц показывает высокую сходимость и сокращение времени счета.

Г.6 Область эффективного применения методов гидравлического расчета для сети газораспределения

Г.6.1 Выбор метода при расчете гидравлических цепей зависит от типа исследуемой СГ, ее размеров и структуры, граничных условий, а также от целей исследования.

Г.6.2 Для СГ низкого давления рекомендуется применять метод контурных расходов.

Г.6.3 Перед применением расчетных моделей следует провести декомпозицию расчетной схемы СГ, например, выполнить отдельно расчеты СГ низкого давления и СГ среднего и высокого давления. В свою очередь, расчеты СГ среднего и высокого давления могут быть выполнены порознь. Тем самым понижается размерность задач, сокращается время расчета, упрощается техника работы с расчетной схемой СГ, появляется возможность более наглядно представить результаты расчета.

Приложение Д (рекомендуемое)

Оценка коэффициента гидравлической эффективности линейного газопровода

Д.1 Для оценки КГЭ \underline{E} согласно 9.5 и 9.6 необходимо определить фактический КГС λ_{ϕ} линейного газопровода. Так как замеры режимных параметров работы газопровода (давление, расход, температура и плотность газа) из-за погрешностей приборов являются случайными величинами, для определения фактического КГТ следует использовать методы стохастического оценивания.

Д.2 Обрабатываемая совокупность параметров режима имеет вид:

$$p_{0t}^*, p_{1t}^*, q_t^*, T_t^* \quad (t = 1, \dots, n), \quad (Д.1)$$

где p_{0t}^*, p_{1t}^* - давление в начале и конце газопровода;

q_t^* - расход газа (измеряется в начале трубы);

T_t^* - температура газа (измеряется в начале трубы);

t - номер замера.

Здесь и далее звездочкой сверху отмечены измеряемые параметры.

Д.3 Каждая замеряемая величина в совокупности (Д.1) представляется суммой истинного (но неизвестного) значения параметра и ошибки измерения

$$p^* = p + \delta p, \quad q^* = q + \delta q, \quad T^* = T + \delta T. \quad (Д.2)$$

Д.4 Истинные значения параметров для каждого момента времени t связаны соотношением (2) или (3), которые являются основой для проведения анализа. Соотношение (2) или (3) можно переписать в виде

$$P_0 - P_1 = \lambda S q^2, \quad (Д.3)$$

с оцениваемым параметром λ , где $P = p^2$ и $S = 4,324 \cdot 10^{-2} \frac{1}{d^5} \rho_0 L T^* z_{\text{ср}}$.

Д.5 Соотношение (Д.3) можно представить в виде:

$$\eta = \lambda \xi \quad (Д.4)$$

где $\xi = q^{*2}$, $\eta_j = \frac{P_0^* - P_1^*}{S}$. Взаимосвязь (Д.4) двух случайных переменных (в данном случае η и ξ) называется структурной.

Д.6 Оценка величины λ , согласно монографии [12], выполняется несколькими способами:

- методом конфлюэнтного анализа;
- методом регрессионного анализа в предположении, что ξ детерминированная величина, т.е. ошибкой измерения расхода можно пренебречь по сравнению с ошибкой измерения давления;
- методом регрессионного анализа в предположении, что η детерминированная величина, т.е. ошибкой измерения давления можно пренебречь по сравнению с ошибкой измерения расхода.

Согласно [13] результаты экспериментов по оценке гидравлического трения полиэтиленовых труб показали, что все методы дают очень близкие результаты и вместо наиболее обоснованного метода конфлюэнтного анализа допустимо пользоваться также другими, приводящими к более простым вычислительным процедурам. Однако эти выводы нельзя априори считать справедливыми для других объектов.

Д.7 Наиболее предпочтительным является метод регрессионного анализа, в котором коэффициент λ следует определять из условия минимизации невязки уравнений:

$$P_{0t} - P_{1t} = \lambda S_t q_t^2, \quad (t = 1, \dots, n) \quad (D.5)$$

Д.8 Поскольку ошибки в определении расхода обычно превышают ошибки в определении давления, то допустимо считать величину $P_{0t}^* - P_{1t}^*$ детерминированной. Условие минимума невязки представляется в виде:

$$\sum_t [S_t (q_t^*)^2 - \lambda^{-1} (P_{0t}^* - P_{1t}^*)]^2 \rightarrow \min. \quad (D.6)$$

Д.9 Оценка фактического КГС $\hat{\lambda}_\Phi$ определяется по формуле:

$$\hat{\lambda}_\Phi^{-1} = \frac{\sum_{t=1}^n S_t (q_t^*)^2 (P_{0t}^* - P_{1t}^*)}{\sum_{t=1}^n (P_{0t}^* - P_{1t}^*)^2} \quad (D.7)$$

Д.10 Оценка фактического КГЭ \hat{E} определяется по формуле (18) по найденному значению $\hat{\lambda}_\Phi^{-1}$:

$$\hat{E} = \sqrt{\frac{\lambda_{тр}}{\hat{\lambda}_\Phi}}, \quad (D.8)$$

где $\lambda_{тр}$ - КГТ, определенный в соответствии с приложением В.

Д.11 Иногда оказывается необходимым при обработке совокупности замеров (Д.1) принимать во внимание нестационарность течения газа. Тогда для оценки \hat{E} следует рассматривать характерные группы почти стационарных состояний (квазистационарные группы).

Д.12 При отсутствии информации о гидравлическом сопротивлении трубопроводов СГ в расчетные модели стационарного течения газа на линейном газопроводе (2) или (3) целесообразно ввести КГЭ равный 0,95. Тем самым будут скорректированы расчетные формулы, представленные в [1], и получены более адекватные оценки резервов ПС.

Д.13 Практический пример оценки КГЭ приведен в приложении Б настоящего стандарта.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Математическая постановка задачи оценки пропускной способности сети газораспределения

Е.1 Значение ПС q_k^{nc} определяется при заданных проектных значениях давления газа в узлах источниках $p_i^* = p_i^{np}$, $i \in I$ и минимально допустимом значении давления газа в узле k . Через I обозначено множество узлов источников расчетного графа (ГРС, ПРГ и точка подключения газопровода).

Е.2 Каждое значение q_k^{nc} компоненты ПС СГ $\vec{q}^{nc.сг} = (q_k^{nc})$, $k \in M$ является решением следующей задачи оптимизации.

Максимум поставок газа потребителю k определяется по формуле

$$q_k^{nc} = Q_k \rightarrow \max, \quad (E.1)$$

при выполнении условий:

1) первого закона Кирхгофа (Г.1)

$$A\vec{q} = \vec{Q}, \quad (E.2)$$

2) закона стационарного течения по дугам расчетного графа (Г.3)

$$\bar{A}^T \vec{P} = S X \vec{q}, \quad (E.3)$$

$$P_i = (p_i^*)^2, \quad i \in I, \quad P_j = p_j^2, \quad j \notin I, \quad (E.4)$$

3) минимального давления газа в узлах-потребителях

$$p_m \geq p_m^{\min}, \quad m \in M, \quad (E.5)$$

4) обеспечения разрешенных $q_k^{разр.тп}$ и забронированных $q_k^{бр.тп}$ часовых расходов газа потребителям

$$Q_k \geq q_k^{разр.тп} + q_k^{бр.тп}, \quad (E.6)$$

$$Q_m = q_m^{разр.тп} + q_m^{бр.тп}, \quad m \in M, \quad m \neq k.$$

Е.3 Для решения задачи (E.1)-(E.6) следует применять специализированные математические пакеты программ оптимизации.

Е.4 Решением задачи (E.1)-(E.6) является режим работы СГ, т.е. схема потоков $\vec{q} = (q_u)$, $u \in U$ по дугам и распределение давления $\vec{p} = (p_i)$, $i \in R$ в узлах СГ, характеризующий максимально возможную величину поставок газа Q_k^{nc} потребителю k .

Е.5 Пропускная способность СГ может быть рассчитана по отношению к группе потребителей (обозначим через J множество узлов потребителей в группе), при этом у оставшихся потребителей разрешенный и забронированный объемы поставок газа фиксируются, т.е. условие (E.6) заменяется следующим:

$$Q_k \geq q_k^{разр.тп} + q_k^{бр.тп}, \quad k \in J, \quad (E.7)$$

$$Q_k = q_k^{разр.тп} + q_k^{бр.тп}, \quad k \notin J.$$

Полученное значение Q_J^{nc} характеризует максимально возможную поставку газа группе потребителей J по СГ.

Оценка фактической максимальной подачи газа потребителям

Ж.1 Три способа определения $\bar{q}_j^{\text{ф.п}}$, перечисленных в пункте 11.2.8, ранжируются в порядке их следования, то есть предпочтение следует отдавать непосредственным замерам часового потребления, затем данными о суточном потреблении и, в последнюю очередь, данными о годовом потреблении.

Ж.2 При расчете величины $q_j^{\text{ф.п}}$ следует учитывать всех потребителей, которым газ поставляется через рассматриваемый узел j расчетной схемы СГ.

Ж.3 Величина $q_j^{\text{ф.п}}$ определяется по часовым замерам расхода при наличии информационно-измерительных систем, реализующих соответствующие измерения. В качестве оценки принимается среднее значение максимальной часовой подачи $q_{ji}^{\text{ф.п}}$ в сутки i за 10 суток наибольшего спроса

$$q_j^{\text{ф.п}} = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} q_{ji}^{\text{ф.п}}. \quad (\text{Ж.1})$$

Ж.4 При отсутствии информационно-измерительной системы, фиксирующей значения часовых расходов, оценка величины $q_j^{\text{ф.п}}$ проводится по формуле

$$q_j^{\text{ф.п}} = K_{\text{сут.н}} q_{\text{сут.}j}^{\text{ф.п}}, \quad (\text{Ж.2})$$

где $q_{\text{сут.}j}^{\text{ф.п}}$ - среднее значение максимальной суточной подачи $q_{\text{сут.}ji}^{\text{ф.п}}$ за 10 суток наибольшего спроса;
 $K_{\text{сут.н}}$ - коэффициент суточной неравномерности потребления.

Среднее значение максимальной суточной подачи $q_{\text{сут.}j}^{\text{ф.п}}$ определяется по формуле

$$q_{\text{сут.}j}^{\text{ф.п}} = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} q_{\text{сут.}ji}^{\text{ф.п}}, \quad (\text{Ж.3})$$

где $q_{\text{сут.}ji}^{\text{ф.п}}$ - суточная подача газа.

Ж.5 Коэффициент суточной неравномерности потребления $K_{\text{сут.н}}$ определяется как отношение максимального часового расхода газа $q_{\text{max.ч}}$ к среднечасовому $q_{\text{ср.ч}}$ за 10 суток наибольшего спроса:

$$K_{\text{сут.н}} = \frac{q_{\text{max.ч}}}{q_{\text{ср.ч}}}, \quad (\text{Ж.4})$$

$$q_{\text{ср.ч}} = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} \frac{q_{\text{сут.}i}}{24}, \quad (\text{Ж.5})$$

где $q_{\text{max.ч}}$, $q_{\text{ср.ч}}$ - рекомендуется определять по данным замеров расхода газа на ГРС.

Коэффициент суточной неравномерности потребления может быть определен:

- путем специально проведенного эксперимента с замером часовых расходов газа на ГРС;

- путем экстраполяции с другого объекта, при аналогичном составе потребителей, для которого значение коэффициента $K_{\text{сут.н}}$ известно.

Ж.6 Ориентировочное значение $q_j^{\text{ф.п}}$ может быть определено по годовому потреблению газа $Q_{\text{год.}j}^{\text{ф.п}}$ и значению коэффициента часового максимума $K_{\text{час.макс}}$. Этот способ используется в случае, когда информации

для оценки другими способами недостаточно. Оценка величины $q_j^{\text{ф.тп}}$ проводится по формуле

$$q_j^{\text{ф.тп}} = K_{\text{час.макс}} \cdot Q_{\text{год},j}^{\text{ф.тп}} \quad (\text{Ж.6})$$

Ж.7 Коэффициент часового максимума $K_{\text{час.макс}}$ может быть определен:

- путем расчета в соответствии с рекомендациями [1] как средневзвешенное по составу потребителей по формуле

$$K_{\text{час.макс}} = \sum c_i K_{i,\text{час.макс}} \quad (\text{Ж.7})$$

где $K_{i,\text{час.макс}}$ - коэффициент часового максимума для потребителя (таблица значений $K_{i,\text{час.макс}}$ приведена в [1]);
 c_i - весовой коэффициент - доля потребителя i в общем объеме потребления;

- путем экстраполяции с другого объекта, для которого при аналогичном составе потребителей значение коэффициента $K_{\text{час.макс}}$ известно.

Ж.8 Определение расчетной величины максимального часового потребления $q_j^{\text{ф.тп}}$ по данным проектной документации возможно в случае, если исходная информация, использованная для выбора проектных решений, соответствует текущим условиям функционирования объекта.

Библиография

- | | | |
|-----|---|---|
| [1] | Свод правил
СП 42-101-2003 | Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб |
| [2] | Свод правил
СП 62.13330.2011 | Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 |
| [3] | Руководящий документ
РД 153-39.4-079-01 | Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа |
| [4] | Рекомендации
ОАО "Газпром"
Р Газпром 2-1.17-584-2011* | Газораспределительные системы. Типовые технические решения по созданию гидравлической модели системы газоснабжения |
- * Документ не приводится. За дополнительной информацией обратитесь по ссылке. - Примечание изготовителя базы данных.
- | | | |
|------|--|---|
| [5] | Руководящий материал
РМ 4-163-77 | Расчет и применение регулирующих органов в системах автоматизации технологических процессов |
| [6] | Правила безопасности
ПБ 12-529-03 | Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления |
| [7] | Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. - Л. "Недра", 1985 | |
| [8] | Промышленное газовое оборудование. Справочник. Издание 5-е. - Саратов: Газовик, 2010 | |
| [9] | Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. - М.: Нефть и газ, 2000 | |
| [10] | Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. - М., Недра, 1975 | |
| [11] | Технология разреженных матриц - под ред. С.Писсанеки, Пер. с англ. - М.: Мир, 1988 | |
| [12] | Айвазян С.А., Едигаров И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика. Исследование зависимостей. Спр.изд. - М.: Финансы и статистика, 1985 | |
| [13] | Сухарев М.Г., Карасевич А.М., Самойлов Р.В., Тверской И.В. Исследования гидравлического сопротивления полиэтиленовых трубопроводов. // Инженерно-физический журнал, 2005, Том 78 N 2 - с.136-144 | |

ОКС 03.100.50, 23.040.01, 35.240.01

Ключевые слова: диспетчерское управление, процессы, процесс работы с данными, газопровод, определение пропускной способности, расчет свободных мощностей

Электронный текст документа
подготовлен АО "Кодекс" и сверен по:
рассылка