

**Об утверждении нормативно-технического документа в сфере газа и газоснабжения**

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 сентября 2020 года № 340. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 1 октября 2020 года № 21347

      В соответствии с подпунктом 16) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении" ПРИКАЗЫВАЮ:

      1. Утвердить прилагаемую Методику расчета норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах.

      2. Департаменту газа и нефтегазохимии Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

      1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

      2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

      3) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

      3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

      4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

|  |  |
| --- | --- |
| *Министр энергетики*  *Республики Казахстан* | *Н. Ногаев* |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Утверждена приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 сентября 2020 года № 340 |

**Методика расчета норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах**

**Глава 1. Общие положения**

      1. Настоящая Методика расчета норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 16) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 года "О газе и газоснабжении" и предназначена для расчета норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах.

      2. Методика распространяется на газораспределительные организации (далее – ГРО) при эксплуатации газопроводов и сооружений на них, находящихся в собственности ГРО, а также на балансе сторонних организаций, обслуживаемых по договорам на оказание таких услуг.

      3. Методика применяется при расчете норм расхода товарного газа на объектах газораспределительной системы в соответствии с Требованиями по безопасности объектов систем газоснабжения, утвержденными приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 09 октября 2017 года № 673 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 15986) при следующих случаях:

      1) вводе в эксплуатацию и настройке оборудования газорегуляторных пунктов (далее – ГРП), шкафных газорегуляторных пунктов (далее – ШРП);

      2) техническом обслуживании и проведении ремонтных работ, связанных с разгерметизацией и опорожнением газопроводов, оборудования и приборов;

      3) проверке на срабатывание предохранительных сбросных клапанов (далее – ПСК) и предохранительных запорных клапанов (далее – ПЗК);

      4) эксплуатации средств измерений расхода газа и контрольно-измерительных приборов (далее – СИРГ), служащих для учета расхода товарного газа (ремонт, замена, снятие и установка средств измерений для проведения очередной поверки, ревизия внутренней полости сужающих устройств и расходомеров, утечки через неплотности запорной арматуры, резьбовых и фланцевых соединений);

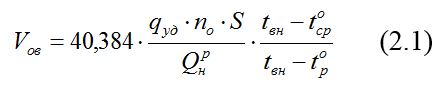
      5) аварийных сбросах товарного газа через ПСК, негерметичности газового оборудования ГРП, ШРП и наружных газопроводов, повреждении и разрыве газопроводов, сбросе конденсирующейся влаги;

      6) проведении пусконаладочных работ, вводе в эксплуатацию газопотребляющей системы потребителя, когда отсутствует учет товарного газа с помощью прибора учета газа.

**Глава 2. Расчет норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды в газораспределительных системах**

      4. Расчет норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды производится по исходным данным согласно приложению 1 к настоящей Методике.

      5. Годовой расход товарного газа Vов (м3) на выработку тепловой энергии для отопления и вентиляции административно-бытовых, производственных зданий и служебных помещений, находящихся на балансе ГРО в течение отопительного периода, определяется по формуле:



      где:

      S - площадь отапливаемых помещений, м2 (перечень помещений, не имеющих центрального отопления и подлежащих отоплению товарным газом;

      Qнр - теплота сгорания товарного газа (ккал/м3), принимается фактическое значение по паспорту на товарный газ;

      tвн - усредненная расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, 0С: для служебных помещений принимается равной +20 0С, для производственных цехов - (+16 0С) и для зданий ГРП - (+50С);

      Значения нижеследующих параметров принимаются согласно приложению 2 к настоящей Методике;

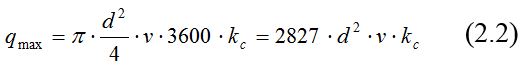
      qуд - нормируемый удельный часовой расход тепловой энергии на отопление здания в расчете на 1 м2 отапливаемой площади, Вт/(ч·м2);

      nо - продолжительность отопительного периода, сутки;

      tсро - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, 0С;

      tpо - средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, 0С.

      6. При неисправности или отсутствии прибора учета максимальная потребляемая мощность qmax (м3/ч) газоиспользующей установки определяется по пропускной способности газопровода по формуле:



      где:

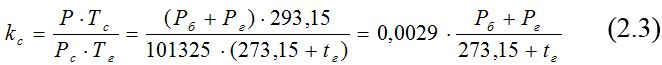
      d - внутренний диаметр газопровода, м;

      v - скорость движения товарного газа согласно категории газопровода, м/с; для газопроводов низкого давления – 7 м/с, среднего давления – 15 м/с, высокого давления – 25 м/с;

      3600 - количество секунд в одном часе;

      kс - коэффициент пересчета объема товарного газа к стандартным условиям согласно ГОСТ 2939-63 "Газы. Условия для определения объема"- (температура Тс = 293,15 К, давление Рс = 101325 Па).

      Коэффициент пересчета kс определяется по формуле:



      где:

      Рб - барометрическое давление в районе газоснабжения (Па);

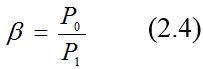
      Рг - давление товарного газа избыточное, по манометру (Па);

      Р - абсолютное давление товарного газа (Па), определяется путем суммирования значений избыточного и барометрического давления;

      Тг - абсолютная (термодинамическая) температура товарного газа (К);

      tг - температура товарного газа (оС), принимается равной температуре наружного воздуха в районе газоснабжения.

      7. Расчет норм расхода товарного газа при проведении профилактических и ремонтных работ в ГРП, ШРП с настройкой и проверкой на срабатывание ПСК определяется согласно ГОСТ 12.2.085-2017 "Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности". Режим течения потока сбрасываемого товарного газа зависит от отношения абсолютных давлений b, определяемого по формуле:





      где:

      b - отношение абсолютных давлений, при докритическом режиме течения товарного газа значение превышает 0,5457, а при критическом – равно или меньше 0,5457;

      Р0 - абсолютное давление товарного газа на выходе из свечи в окружающую среду (Па), принимается равным барометрическому давлению в данной местности;

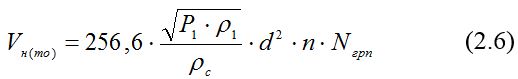
      Р1 - абсолютное давление товарного газа на входе перед краном (Па);

      Рг - избыточное давление товарного газа (Па), при проверке параметра ПСК принимается на 15% выше рабочего давления после регулятора; Продувка газопроводов низкого давления производится рабочим давлением газопровода, а на газопроводах среднего и высокого давления - не более 0,1 МПа;

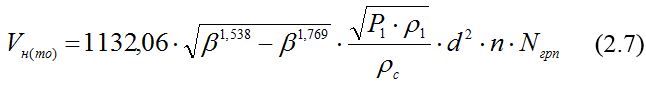
      Рб - барометрическое давление в районе газоснабжения (Па), для укрупненного расчета принимается согласно приложению 2 к настоящей Методике.

      8. Годовой объем товарного газа на проведение профилактических и ремонтных работ ГРП, ШРП Vн(то) определяется по формулам:

      при b < 0,5457 (критический режим течения):



      при b > 0,5457 (докритический режим течения):



      где:

      Nгрп - количество действующих ГРП, ШРП распределенных по давлениям настройки и продувки;

      n - количество операций в год, принимается согласно количеству проводимых профилактических и ремонтных работ;



- диаметр седла клапана (м); в зависимости от фактической комплектации ГРП, ШРП выбрать из ряда: 0,015; 0,02; 0,025; 0,032; 0,04; 0,05; Диаметр седла сбросной арматуры (м), для равнопроходного крана принимается равным условному диаметру (Ду) входного патрубка перед краном, для стандарто-проходного крана принимается условный диаметр на один ряд ниже чем (Ду);

      rc - плотность товарного газа в стандартных условиях (кг/м3), принимается фактическое значение по паспорту на товарный газ;

      r 1 - плотность товарного газа в рабочих условиях (кг/м3).

      Плотность товарного газа в рабочих условиях определяется по формуле:



      где:

      Мm - молярная масса товарного газа (кг/кмоль);

      R - удельная газовая постоянная, равная 8,31451 кДж/(кмоль·К);

      Т1 - абсолютная температура товарного газа (К), Т1 =273,15 + tг;

      tг - температура товарного газа (оС), для укрупненного расчета принимается среднегодовая температура наружного воздуха согласно приложению 2 к настоящей Методике.

      9. Объем товарного газа Vпск (м3) при сбросе его через ПСК ГРП, ШРП определяется по формуле:



      где:

      n - норма сброса (480 м3/месяц);

      30 - количество суток в месяце;

      0,1 - доля, соответствующая 10%;

      365 - количество суток в году;



- количество ГРП, снабжающих товарным газом только бытовых потребителей (коммунально-бытовые предприятия и население).

      10. Годовой объем товарного газа Vпр (м3), необходимого для продувки и заполнения наружных газопроводов распределительной системы в процессе ввода их в эксплуатацию, определяется по формуле:



      где:

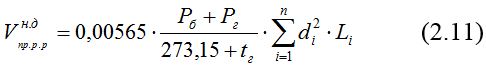
      kпр - коэффициент, учитывающий качество продувки, достигаемое продувкой избыточного объема товарного газа; принимается равным 1,25;

      d - условный диаметр газопровода Ду (м), для полиэтиленовых труб принимается согласно приложению 3 к настоящей Методике.

      L - протяженность газопровода соответствующего условного диаметра и рабочего давления в них (км).

      11. Годовой объем товарного газа Vпр.р.р (м3), необходимого для проведения профилактических и ремонтных работ на наружных газопроводах определяется по формуле:

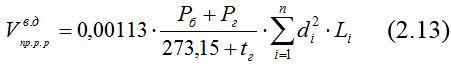
      а) для газопроводов низкого давления:



      б) для газопроводов среднего давления:



      в) для газопроводов высокого давления:



**Глава 3. Расчет норм потерь товарного газа в газораспределительных системах**

      12. Расчет норм потерь товарного газа (м3) вследствие негерметичности газооборудования ГРП, ШРП и СИРГ определяется по формулам:

      а) для ГРП и ШРП, работающих круглогодично:



      б) для сезонных ГРП и ШРП, используемых только в отопительный период:



      в) для индивидуальных ШРП и СИРГ:



      где:

      Nкг, Nс- количество ГРП, ШРП и СИРГ, работающих круглогодично или сезонно.

      0,6 - величина потерь (м3/ч) в газовом оборудовании ГРП с регуляторами давления типов: Регулятор давления универсальный Казанцева, Регулятор давления блочный Казанцева, Регулятор давления газа;

      0,3 - величина потерь (м3/ч) в газовом оборудовании ШРП с регуляторами давления типа: Регулятор давления независимый комбинированный;

      0,05 - величина потерь (м3/ч) в газовом оборудовании индивидуальных ШРП и СИРГ.

      13. Расчет норм потерь товарного газа на распределительных газопроводах (подземных и надземных) вследствие негерметичности (без учета потерь при авариях и повреждениях) Vн (м3) определяется по формуле:



      где:

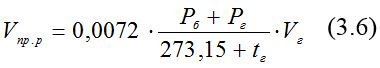


- укрупненный показатель удельных потерь товарного газа (м3 в год на 1 км газопровода), учитывающий все виды вышеперечисленных утечек, в зависимости от давления товарного газа и диаметра труб, принимаемый согласно приложению 4 к настоящей Методике.

      14. Расчет норм потерь товарного газа при авариях и повреждениях Vав (м3) определяется по формуле:

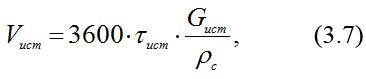


      Объем потерь товарного газа Vпр.р (м3) на проведение ремонтных работ с опорожнением и последующей продувки товарным газом (после окончания работ), а также восстановление давления в отключаемом участке газопровода до рабочих параметров, определяется по формуле:



      Объем потерь товарного газа Vн(то) (м3) при повторных пусках ГРП, ШРП с проверкой настройки регуляторов давления и срабатывания ПСК, определяется согласно формулам 2.6 и 2.7 настоящей Методики с учетом, что количество проводимых операций n равно 1.

      Объем потерь товарного газа при утечках Vист (м3), определяется по формуле:



      где:

      tист - время истечения товарного газа (ч).

      Массовый расход истечения товарного газа Gист (кг/с), определяется в зависимости от режима истечения:

      при b < 0,5457 (критический режим течения):



      при b > 0,5457 (докритический режим течения):



      где:

      f - суммарная площадь дефектов, образованных при повреждении (м2);

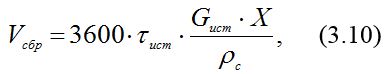
      a - коэффициент расхода, при истечении товарного газа через тонкое отверстие в стенке трубы газопровода принимается равным 0,59;

      kv - поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение расхода товарного газа при наличии высоковязких сред (вода или другое) вследствие дополнительных гидравлических потерь, согласно приложению 5 к настоящей Методике, для чистого сухого газа kv = 1,0.

      В случае разрыва газопровода площадь поперечного сечения в месте разрыва определяется по его внутреннему диаметру согласно ГОСТ 16037-80 "Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры".

      15. При утечке товарного газа через резьбовое соединение место повреждения обмыливается, по появляющимся пузырькам определяется значение длины места истечения товарного газа по окружности. Ширина места истечения товарного газа в резьбовом соединении определяется по размеру резьбы (G) согласно ГОСТ 6357-81 "Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба трубная цилиндрическая".

      16. Расчет норм потерь товарного газа при сбросах конденсирующейся влаги из газопроводов производится в случаях наличия влаги и конденсата в газопроводах. Проверки и удаление проводятся с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок. Объем потерь товарного газа при сбросе влаги Vсбр (м3), определяется по формуле:



      где:

      Х - степень сухости влажного товарного газа при рабочих условиях перед сбросной арматурой в пределах (0 < Х < 1,

|  |  |
| --- | --- |
|  | Приложение 1 к Методике  расчета норм расхода товарного  газа на собственные  технологические нужды и  потери в газораспределительных системах |

**Исходные данные для расчета норм товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах**

      Общая отапливаемая площадь:

      а) административно-бытовых зданий \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ м2;

      б) производственных зданий \_\_\_\_\_\_\_\_\_ м2;

      в) зданий ГРП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ м2.

      Протяженность газовых сетей:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория газопроводов | Давление, МПа | Протяженность газопроводов, км, при Ду | | | | | |
| 20 | 25 | 32 | - | - | - |
| Низкого давления | 0,005 |  |  |  |  |  |  |
| Среднего давления | 0,3 |  |  |  |  |  |  |
| Высокого давления | 0,6 |  |  |  |  |  |  |
| Высокого давления | 1,2 |  |  |  |  |  |  |

      Количество ГРП, ШРП, индивидуальных ШРП и СИРГ:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование сооружения | Давление, МПа | | Количество, шт | С пропускной способностью, м3/ч | | Режим работы | | Обслуживающие бытовых потребителей |
| на входе | на выходе | d, м | Qн > 50 | Qн < 50 | круглогодично | сезонно |
| ГРП |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |
| ШРП |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |
| Индивид. ШРП |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |
| СИРГ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Примечание. Для СИРГ указывается только количество. | | | | | | | | |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Приложение 2 к Методике  расчета норм расхода товарного  газа на собственные  технологические нужды и  потери в газораспределительных системах |

**Основные параметры для расчета норм расхода товарного газа на собственные технологические нужды и потери в газораспределительных системах**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Города республиканского значения и областные центры в РК | Барометрическое давление Рб, Па | Средняя температура наружного воздуха, °C | | | Продолжительность отопительного периода, nо, сутки | Укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий, qуд, Вт/(ч·м2) |
| в период наиболее холодной пятидневки, tро | за отопи-тельный период, tсро | за год, tr |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Нур-Султан | 97750 | -31,2 | -8,1 | 1,8 | 216 | 180 |
| Алматы | 92055 | -20,1 | -1,8 | 8,9 | 167 | 173 |
| Шымкент | 94652 | -14,3 | 1,4 | 12,2 | 143 | 161,8 |
| Актау | 101990 | -14,9 | 0,9 | 11,3 | 157 | 161 |
| Актобе | 99250 | -25,1 | -6,7 | 4 | 203 | 177,6 |
| Атырау | 102100 | -24,9 | -3,5 | 8,9 | 177 | 173,8 |
| Караганда | 95390 | -28,9 | -6,9 | 2,7 | 214 | 178,2 |
| Кокшетау | 99070 | -33,7 | -7,4 | 2 | 217 | 181,4 |
| Костанай | 99960 | -33,5 | -8,1 | 1,9 | 214 | 180 |
| Кызылорда | 100295 | -23,44 | -3,6 | 9,2 | 168 | 171,6 |
| Павлодар | 100520 | -34,6 | -8,3 | 2,2 | 212 | 182,8 |
| Петропавловск | 100100 | -34,8 | -8,6 | 0,8 | 222 | 181,4 |
| Талдыкорган | 94879 | -25,3 | -3,7 | 7,5 | 175 | 177 |
| Тараз | 94199 | -21,1 | -1,2 | 9,6 | 164 | 173,8 |
| Туркестан | 99294 | -20,6 | -0,6 | 12 | 149 | 168,8 |
| Уральск | 101410 | -29,6 | -6 | 4,7 | 200 | 177,6 |
| Усть-Каменогорск | 98650 | -37,3 | -7,5 | 2,8 | 206 | 185,6 |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Приложение 3 к Методике  расчета норм расхода товарного  газа на собственные  технологические нужды и  потери в газораспределительных системах |

**Геометрические размеры полиэтиленовых труб, наиболее часто используемых для транспортировки товарного газа**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный наружный диаметр (dn) мм | Минимальная толщина стенки (ey.min) и внутренний диаметр (dвн) | | | | | |
| SDR 17,6 | | | SDR 11 | | |
| ey.min, мм | dвн, мм | Ду, мм | ey.min, мм | dвн, мм | Ду, мм |
| 16 | 2,3 | 11,4 | 10 | 3 | 10 | 10 |
| 20 | 2,3 | 15,4 | 15 | 3 | 14 | 15 |
| 25 | 2,3 | 20,4 | 20 | 3 | 19 | 20 |
| 32 | 2,3 | 27,4 | 25 | 3 | 26 | 25 |
| 40 | 2,3 | 35,4 | 32 | 3,7 | 32,6 | 32 |
| 50 | 2,9 | 44,2 | 40 | 4,6 | 40,8 | 40 |
| 63 | 3,6 | 55,8 | 50 | 5,8 | 51,4 | 50 |
| 75 | 4,3 | 66,4 | 65 | 6,8 | 61,4 | 65 |
| 90 | 5,2 | 79,6 | 80 | 8,2 | 73,6 | 65 |
| 110 | 6,3 | 97,4 | 100 | 10 | 90 | 80 |
| 125 | 7,1 | 110,8 | 100 | 11,4 | 102,2 | 100 |
| 140 | 8 | 124 | 125 | 12,7 | 114,6 | 100 |
| 160 | 9,1 | 141,8 | 125 | 14,6 | 130,8 | 125 |
| 180 | 10,3 | 159,4 | 150 | 16,4 | 147,2 | 150 |
| 200 | 11,4 | 177,2 | 150 | 18,2 | 163,6 | 150 |
| 225 | 12,8 | 199,4 | 200 | 20,5 | 184 | 150 |
| 250 | 14,2 | 221,6 | 200 | 22,7 | 204,6 | 200 |
| 280 | 15,9 | 248,2 | 250 | 25,4 | 229,2 | 200 |
| 315 | 17,9 | 279,2 | 250 | 28,6 | 257,8 | 250 |
| 355 | 20,2 | 314,6 | 300 | 32,3 | 290,4 | 300 |
| 400 | 22,8 | 354,4 | 350 | 36,4 | 327,2 | 300 |
| 450 | 25,6 | 398,8 | 400 | 40,9 | 368,2 | 350 |
| 500 | 28,4 | 443,2 | 450 | 45,5 | 409 | 400 |
| 560 | 31,9 | 496,2 | 500 | 50,9 | 458,2 | 450 |
| 630 | 35,8 | 558,4 | 550 | 57,3 | 515,4 | 500 |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Приложение 4 к Методике  расчета норм расхода товарного  газа на собственные  технологические нужды и  потери в газораспределительных системах |

**Удельные потери товарного газа в газораспределительных системах, м3 в год на 1 км газопровода**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Условный диаметр Ду, мм | Рабочее давление товарного газа, МПа | | | | | | | | | |
| 0,003 | 0,005 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,8 | 1,2 |
| 32 | 0,37 | 1,26 | 33 | 66 | 98 | 132 | 165 | 196 | 264 | 392 |
| 40 | 0,57 | 1,93 | 51 | 102 | 154 | 204 | 255 | 308 | 408 | 616 |
| 50 | 0,91 | 3,00 | 80 | 160 | 240 | 320 | 400 | 480 | 640 | 959 |
| 65 | 1,50 | 5,05 | 135 | 270 | 406 | 540 | 675 | 811 | 1080 | 1620 |
| 80 | 2,30 | 7,70 | 205 | 410 | 614 | 820 | 1025 | 1228 | 1640 | 2457 |
| 100 | 3,60 | 12,00 | 320 | 640 | 959 | 1280 | 1600 | 1918 | 2560 | 3839 |
| 150 | 8,20 | 27,00 | 720 | 1440 | 2159 | 2880 | 3600 | 4318 | 5760 | 8637 |
| 200 | 14,40 | 48,00 | 1280 | 2560 | 3839 | 5120 | 6400 | 7677 | 10240 | 15353 |
| 250 | 22,75 | 75,00 | 1999 | 3998 | 5998 | 7996 | 9995 | 11995 | 15992 | 23976 |
| 300 | 32,30 | 108,0 | 2879 | 5758 | 8637 | 11516 | 14395 | 17274 | 23032 | 34517 |
| 400 и более | 57,60 | 192,0 | 5119 | 10238 | 15358 | 20476 | 25595 | 30715 | 40952 | 61417 |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Приложение 5 к Методике  расчета норм расхода товарного  газа на собственные  технологические нужды и  потери в газораспределительных системах |

**Значения поправочного коэффициента, учитывающего уменьшение расхода товарного газа при наличии высоковязкой среды**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Давление, Па | Условный диаметр сбросной арматуры, мм | | | | | | | | |
| 15 | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 | 65 | 80 | 100 |
| 2000 | 0,773 | 0,822 | 0,852 | 0,879 | 0,899 | 0,918 | 0,930 | 0,938 | 0,946 |
| 2500 | 0,794 | 0,837 | 0,865 | 0,890 | 0,908 | 0,923 | 0,935 | 0,942 | 0,950 |
| 3000 | 0,809 | 0,849 | 0,874 | 0,897 | 0,917 | 0,928 | 0,938 | 0,945 | 0,952 |
| 3500 | 0,820 | 0,858 | 0,882 | 0,904 | 0,921 | 0,931 | 0,941 | 0,948 | 0,954 |
| 4000 | 0,830 | 0,866 | 0,888 | 0,909 | 0,924 | 0,934 | 0,943 | 0,950 | 0,956 |
| 4500 | 0,837 | 0,872 | 0,893 | 0,916 | 0,927 | 0,936 | 0,945 | 0,952 | 0,958 |
| 5000 | 0,845 | 0,877 | 0,898 | 0,918 | 0,929 | 0,938 | 0,947 | 0,953 | 0,959 |
| 10000 | 0,882 | 0,908 | 0,923 | 0,934 | 0,942 | 0,949 | 0,957 | 0,962 | 0,967 |
| 50000 | 0,934 | 0,944 | 0,951 | 0,958 | 0,963 | 0,968 | 0,973 | 0,976 | 0,979 |
| 100000 | 0,946 | 0,954 | 0,960 | 0,966 | 0,970 | 0,974 | 0,978 | 0,981 | 0,984 |
| 150000 | 0,953 | 0,960 | 0,965 | 0,970 | 0,974 | 0,978 | 0,981 | 0,984 | 0,986 |
| 200000 | 0,958 | 0,965 | 0,969 | 0,974 | 0,977 | 0,980 | 0,983 | 0,986 | 0,988 |
| 250000 | 0,962 | 0,968 | 0,972 | 0,976 | 0,979 | 0,982 | 0,985 | 0,987 | 0,989 |
| 300000 | 0,965 | 0,971 | 0,975 | 0,978 | 0,981 | 0,984 | 0,987 | 0,989 | 0,991 |
| 350000 | 0,968 | 0,973 | 0,977 | 0,980 | 0,983 | 0,985 | 0,988 | 0,990 | 0,992 |
| 400000 | 0,970 | 0,975 | 0,978 | 0,982 | 0,984 | 0,987 | 0,989 | 0,991 | 0,992 |
| 450000 | 0,972 | 0,976 | 0,980 | 0,983 | 0,985 | 0,988 | 0,990 | 0,992 | 0,993 |
| 500000 | 0,973 | 0,978 | 0,981 | 0,984 | 0,986 | 0,988 | 0,991 | 0,992 | 0,994 |
| 600000 | 0,976 | 0,980 | 0,983 | 0,986 | 0,988 | 0,990 | 0,992 | 0,993 | 0,995 |
| 700000 | 0,978 | 0,982 | 0,985 | 0,987 | 0,989 | 0,991 | 0,993 | 0,994 | 0,996 |
| 800000 | 0,980 | 0,983 | 0,986 | 0,988 | 0,990 | 0,992 | 0,994 | 0,995 | 0,996 |
| 900000 | 0,981 | 0,985 | 0,987 | 0,989 | 0,991 | 0,993 | 0,994 | 0,996 | 0,997 |
| 1000000 | 0,983 | 0,986 | 0,988 | 0,990 | 0,992 | 0,993 | 0,995 | 0,996 | 0,997 |
| 1100000 | 0,984 | 0,987 | 0,989 | 0,991 | 0,993 | 0,994 | 0,996 | 0,997 | 0,998 |
| 1200000 | 0,985 | 0,988 | 0,990 | 0,992 | 0,993 | 0,995 | 0,996 | 0,997 | 0,998 |
| Примечание. Значения поправочного коэффициента рассчитаны по ГОСТ 12.2.085-2017 "Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности". | | | | | | | | | |

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан» Министерства юстиции Республики Казахстан