

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 $V_{ов}$ (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:

$$V_{ог} = 40,384 \cdot \frac{q_{уд} \cdot n_o \cdot S}{Q_{н}^p} \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср}^o}{t_{вн} - t_p^o} \quad (2.1)$$

где:

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

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

t_{вн} - 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;

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

n_о - продолжительность отопительного периода, сутки;

t_{ср}^о - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, 0С;

t_р^о - средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, 0С.

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

$$q_{\max} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} \cdot v \cdot 3600 \cdot k_c = 2827 \cdot d^2 \cdot v \cdot k_c \quad (2.2)$$

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;

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

Коэффициент пересчета k_c определяется по формуле:

$$k_c = \frac{P \cdot T_c}{P_c \cdot T_z} = \frac{(P_6 + P_z) \cdot 293,15}{101325 \cdot (273,15 + t_z)} = 0,0029 \cdot \frac{P_6 + P_z}{273,15 + t_z} \quad (2.3)$$

где:

P_6 - барометрическое давление в районе газоснабжения (Па);

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

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

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

t_z - температура товарного газа (°C), 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 β , определяемого по формуле:

$$\beta = \frac{P_0}{P_1} \quad (2.4)$$

$$P_1 = P_z + P_6 \quad (2.5)$$

где:

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

P_0 - абсолютное давление товарного газа на выходе из свечи в окружающую среду (Па), принимается равным барометрическому давлению в данной местности;

P_1 - абсолютное давление товарного газа на входе перед краном (Па);

P_z - 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;

P_6 - 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 $V_{н(го)}$ определяется по формулам:

при $b \leq 0,5457$ (критический режим течения):

$$V_{н(го)} = 256,6 \cdot \frac{\sqrt{P_1 \cdot \rho_1}}{\rho_c} \cdot d^2 \cdot n \cdot N_{грп} \quad (2.6)$$

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

$$V_{н(го)} = 1132,06 \cdot \sqrt{\beta^{1,538} - \beta^{1,769}} \cdot \frac{\sqrt{P_1 \cdot \rho_1}}{\rho_c} \cdot d^2 \cdot n \cdot N_{грп} \quad (2.7)$$

где:

$N_{грп}$ - количество действующих ГРП, ШРП распределенных по давлениям настройки и продувки;

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

d^2

- 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);

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

ρ_1 - плотность товарного газа в рабочих условиях (кг/м³).

Плотность товарного газа в рабочих условиях определяется по формуле:

$$\rho_1 = \frac{10^{-3} \cdot M_m \cdot P_1}{R \cdot T_1} = \frac{M_m \cdot (P_6 + P_э)}{8314,51 \cdot (273,15 + t_э)} \quad (2.8)$$

где:

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

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

T1 - абсолютная температура товарного газа (К), $T1 = 273,15 + tг$;

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

9. Объем товарного газа $V_{пск}$ (м3) при сбросе его через ПСК ГРП, ШРП определяется по формуле:

$$V_{пск} = \frac{v}{30} \cdot (365 - n_o) \cdot 0,1 \cdot N_{грп}^{быт} = 1,6 \cdot (365 - n_o) \cdot N_{грп}^{быт} \quad (2.9)$$

где:

n - норма сброса (480 м3/месяц);

30 - количество суток в месяце;

0,1 - доля, соответствующая 10%;

365 - количество суток в году;

$N_{грп}^{быт}$

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

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

$$V_{пр} = k_{пр} \cdot k_c \cdot 0,7854 \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2 \cdot L_i = 0,0028 \cdot \frac{P_б + P_э}{273,15 + t_э} \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2 \cdot L_i \quad (2.10)$$

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 $V_{пр.р.р}$ (м3), необходимого для проведения профилактических и ремонтных работ на наружных газопроводах определяется по формуле:

а) для газопроводов низкого давления:

$$V_{\text{н.р.р}}^{\text{н.д}} = 0,00565 \cdot \frac{P_{\delta} + P_2}{273,15 + t_2} \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2 \cdot L_i \quad (2.11)$$

б) для газопроводов среднего давления:

$$V_{\text{н.р.р}}^{\text{с.д}} = 0,00339 \cdot \frac{P_{\delta} + P_2}{273,15 + t_2} \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2 \cdot L_i \quad (2.12)$$

в) для газопроводов высокого давления:

$$V_{\text{н.р.р}}^{\text{в.д}} = 0,00113 \cdot \frac{P_{\delta} + P_2}{273,15 + t_2} \cdot \sum_{i=1}^n d_i^2 \cdot L_i \quad (2.13)$$

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:

$$V_{\text{грп}}^{\text{кг}} = 0,6 \cdot 24 \cdot 365 \cdot N_{\text{грп}}^{\text{кг}} + 0,3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot N_{\text{шрп}}^{\text{кг}} = 5256 \cdot N_{\text{грп}}^{\text{кг}} + 2628 \cdot N_{\text{шрп}}^{\text{кг}} \quad (3.1)$$

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

$$V_{\text{грп}}^{\text{с}} = (0,6 \cdot 24 \cdot N_{\text{грп}}^{\text{с}} + 0,3 \cdot 24 \cdot N_{\text{шрп}}^{\text{с}}) \cdot n_o = (14,4 \cdot N_{\text{грп}}^{\text{с}} + 7,2 \cdot N_{\text{шрп}}^{\text{с}}) \cdot n_o \quad (3.2)$$

в) для индивидуальных ШРП и СИРГ:

$$V_{\text{шрп(сирг)}}^{\text{кг}} = 0,05 \cdot 24 \cdot 365 \cdot N_{\text{шрп(сирг)}}^{\text{кг}} = 438 \cdot N_{\text{шрп(сирг)}}^{\text{кг}} \quad (3.3)$$

где:

$N_{\text{кг}}$, $N_{\text{с}}$ - 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) V_n (м3) определяется по формуле:

$$V_n = \sum_{i=1}^n v_i \cdot L_i \quad (3.4)$$

где:

v_i

- 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 $V_{ав}$ (м3) определяется по формуле:

$$V_{ав} = V_{пр.р} + V_{н(то)} + V_{ист} \quad (3.5)$$

Объем потерь товарного газа $V_{пр.р}$ (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:

$$V_{пр.р} = 0,0072 \cdot \frac{P_б + P_э}{273,15 + t_э} \cdot V_э \quad (3.6)$$

Объем потерь товарного газа $V_{н(то)}$ (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 $V_{ист}$ (м³), определяется по формуле:

$$V_{ист} = 3600 \cdot \tau_{ист} \cdot \frac{G_{ист}}{\rho_c}, \quad (3.7)$$

где:

$\tau_{ист}$ - время истечения товарного газа (ч).

Массовый расход истечения товарного газа $G_{ист}$ (кг/с), определяется в зависимости от режима истечения:

при $b \leq 0,5457$ (критический режим течения):

$$G_{ист} = 2,944 \cdot \sqrt{\beta^{1,538} - \beta^{1,769}} \cdot \sqrt{P_1 \cdot \rho_1} \cdot f \cdot \alpha \cdot k_v \quad (3.8)$$

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

$$G_{ист} = 0,6673 \cdot \sqrt{P_1 \cdot \rho_1} \cdot f \cdot \alpha \cdot k_v \quad (3.9)$$

где:

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

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

k_v - 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 $k_v = 1,0$.

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".

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, °С			Продолжительность отопительного периода, по, сутки	Укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий, қуд, Вт/(ч·м ²)
		в период наиболее холодной пятидневки, t _{по}	за отопительный период, t _{сро}	за год, t _г		
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
Ақтау	101990	-14,9	0,9	11,3	157	161
Ақтобе	99250	-25,1	-6,7	4	203	177,6
Атырау	102100	-24,9	-3,5	8,9	177	173,8
Қарағанда	95390	-28,9	-6,9	2,7	214	178,2
Қокшетау	99070	-33,7	-7,4	2	217	181,4
Қостанай	99960	-33,5	-8,1	1,9	214	180
Қызылорда	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
Талдықорған	94879	-25,3	-3,7	7,5	175	177
Тараз	94199	-21,1	-1,2	9,6	164	173,8
Түркестан	99294	-20,6	-0,6	12	149	168,8
Уральск	101410	-29,6	-6	4,7	200	177,6
Усть-Қаменогорск	98650	-37,3	-7,5	2,8	206	185,6

Приложение 3 к Методике
расчета норм расхода товарного
газа на собственные

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

Номинальный наружный диаметр (dn) мм	Минимальная толщина стенки (e _{y.min}) и внутренний диаметр (d _{вн})					
	SDR 17,6			SDR 11		
	e _{y.min} , мм	d _{вн} , мм	Ду, мм	e _{y.min} , мм	d _{вн} , 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

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