

Саликов А. Р.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО ГАЗОПРОВОДАМ

- Магистральные газопроводы
- Наружные газопроводы
- Внутридомовые газопроводы



УДК 622.691.48

ББК 39.76-082

С16

Саликов А. Р.

С16 Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам : магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы / А. Р. Саликов — М : «Инфра-Инженерия», 2015. — 112 с. : [б. и.].

ISBN 978-5-9729-0096-1

В предлагаемом издании рассматриваются технологические потери природного газа, возникающие при эксплуатации газопроводов. Освещены источники потерь природного газа и определены методы расчета объемов потерь газа, а также приведены примеры расчетов технологических и аварийных потерь природного газа. Рассмотрены юридические, организационные и технические аспекты, возникающие при учете технологических и аварийных потерь газа.

Издание будет полезно студентам, специалистам газовых и газораспределительных компаний, собственникам газопроводов и газового оборудования, организациям, производящим обслуживание газового оборудования и газопроводов, а также организациям, ответственным за учет объемов поставки и транспортировки газа.

УДК 622.691.48

ББК 39.76-082

ISBN 978-5-9729-0096-1

© Саликов А. Р., 2015

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2015

1. Термины, определения и используемые понятия

Источник потерь — технологическое оборудование, используемое для транспортировки газа, которое вследствие своего устройства или при функционировании имеет утечки газа.

Компрессорная станция (КС) — комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) — предназначен для компримирования природного газа на компрессорных станциях, газопроводов и подземных хранилищ газа. ГПА состоит из нагнетателя природного газа, привода нагнетателя, всасывающего и выхлопного устройств (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливозодушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования.

Турбодетандер — энергетическая установка, предназначенная для получения электроэнергии с использованием имеющегося перепада давления в магистральных газопроводах, на газораспределительных станциях и газорегуляторных пунктах.

Сепаратор — устройство, предназначенное для разделения твердой, жидкой и газовой фаз потока с последующим извлечением из него твердой и жидкой фаз. Сепарация газа предназначена для предохранения от попадания влаги и твердых частиц в промышленные газосборные сети и технологическое оборудование газовых и газоконденсатных месторождений.

Конденсатосборник — это специальное устройство, служащее для сбора и удаления конденсата и воды из транспортируемого газа.

Пылеуловитель — предназначен для глубокой очистки добываемого или транспортируемого природного газа от механических примесей, осуществляет тонкую очистку газа.

Газораспределительная станция (ГРС) — совокупность установок и технического оборудования, измерительных и вспомогательных систем распределения газа и регулирования его давления.

Газоизмерительная станция (ГИС) — сооружения, предназначенные для непрерывного автоматического измерения расхода газа, проходящего через измерительные трубопроводы, с опреде-

лением его качественно-количественного состава и теплотворной способности.

Магистральный газопровод (МГ) — трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления.

Наружный газопровод — трубопровод, подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание в подземном исполнении.

Внутридомовой газопровод — трубопровод многоквартирного дома или жилого дома, подключенный к газораспределительной сети, либо к резервуарной или групповой баллонной установке, обеспечивающий подачу газа до места подключения газоиспользующего оборудования.

Газораспределительный пункт (ГРП) — сооружения, которые служат для дополнительной очистки газа от механических примесей, снижения давления газа после газораспределительной станции и поддержания его на заданном значении с последующей бесперебойной и безаварийной подачей потребителям.

Свеча — техническое устройство в виде вертикальной трубы с оголовком для осуществления организованного выброса газа в атмосферу.

Запорная арматура — разнообразные приспособления и устройства, монтируемые на трубопроводах, резервуарах, аппаратах и приборах и предназначенные для управления потоками рабочей среды.

Газоиспользующее оборудование (ГИО) — оборудование (газовые приборы, аппараты, котлы, теплогенераторы и др.), установленное в помещениях многоквартирных и жилых домов и предназначенное для использования газа в качестве топлива для личных, семейных, домашних, хозяйственных и иных нужд, не связанных с предпринимательской деятельностью.

Газопотребляющее оборудование (ГПО) — оборудование (газовые приборы, аппараты, котлы, теплогенераторы, газопоршневые установки, печи и др.), установленное в помещениях юридических и физических лиц, предназначенное для использования газа для предпринимательской деятельности.

Газораспределительная организация (ГРО) — специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию газораспределительной сети и оказывающая услуги, связанные с подачей (транспортировкой) газа потребителям и обслуживанием внутридомового газового оборудования. Газораспределительной организацией может быть: организация — собственник газораспределительной сети либо организация, заключившая с организацией — собственником сети договор на ее аренду.

2. Особенности расчета технологических потерь природного газа

Технологические потери газа определяются по конкретному источнику потерь и могут рассчитываться для двух периодов года: осенне-зимнего — с 1 октября по 31 марта и весенне-летнего — с 1 апреля по 30 сентября, с учетом климатических условий региона. Средняя температура периодов по регионам определяется по СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99.

Используемые расчетные формулы необходимо применять после проведения анализа протекающего газодинамического процесса — режима истечения газа. Существуют критические и некритические режимы истечения газа и при различных режимах, объём потерь природного газа определяется по различным формулам. Это связано с характером движения частиц газа в полости трубопровода. При ламинарном движении частиц все слои потока газа движутся параллельно, не перемешиваясь друг с другом, при этом скорость отдельных слоев по сечению поперек потока плавно меняется по параболическому закону от нуля у стенок трубы до наибольшей скорости в ее центре. При турбулентном движении газа частицы потока дополнительно совершают колебания поперёк, что приводит к нарушению параболического закона распределения скоростей по сечению потока (образованию вихрей). Для определения режима истечения газа необходимо сравнить скорость движения газа со скоростью звука в природном газе. Если скорость истечения газа (W_r) больше скорости звука ($W_{\text{звук}}$), то режим истечения газа является критическим (турбулентное дви-

жение потока газа), если $W_r < W_{\text{звук}}$, то режим истечения газа не критический (ламинарное движение потока газа). При анализе режима истечения газа скорость истечения газа определяется по формуле Сен-Венана. В каждом кластере потерь природного газа (кроме потерь газа на магистральных газопроводах) при необходимости проводится данный анализ. В разделе 3. *Потери природного газа при транспортировке природного газа по магистральным газопроводам* расчетные формулы применяются для критического режима истечения газа, т. к. при используемых давлениях газа в магистральных газопроводах режим истечения газа будет однозначно критическим.

3. Потери природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам

3.1. Источники потерь

В силу ряда объективных причин — физический и моральный износ технологического оборудования, недозагрузка компрессорных станций и газоперекачивающих агрегатов — технико-экономические показатели транспорта природных газов характеризуются наличием своих удельных энергозатрат.

Технологические потери природного газа на объектах магистрального газопровода можно подразделить на следующие виды потерь:

- потери газа при технологических операциях на оборудовании и его эксплуатации (выброс в атмосферу);
- потери газа вследствие допустимых утечек из оборудования и устройств;
- потери газа вследствие аварий (инцидентов) на газопроводах и оборудовании (рассмотрены в главе 4).

К потерям природного газа при технологических операциях и эксплуатации оборудования относятся:

на компрессорной станции:

- потери газа при плановых или технологически вынужденных пусках, остановках и изменении режимов газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- потери газа при эксплуатации технологических аппаратов и коммуникаций компрессорного цеха;

на линейных объектах:

- потери при продувке конденсатосборников через дренажные линии;
- потери импульсного газа при эксплуатации силовых пневмоприводов кранов;
- потери при продувке сепараторов и пылеуловителей на газораспределительных станциях (ГРС);
- потери при эксплуатации оборудования ГРС.

Таким образом, технологические потери природного газа из оборудования и устройств — это те потери, которые регламентированы паспортами на соответствующее оборудование.

Не могут быть отнесены к технологическим потерям потери газа при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ, при зачистке и опорожнении оборудования для проведения ремонтных работ, а также при проведении диагностики и испытаний на объектах магистральных газопроводов (МГ), таких как:

- очистка внутренней полости и внутритрубной технической диагностики действующих газопроводов;
- ликвидация аварий и гидратных пробок;
- ремонт и реконструкция труб на линейном участке МГ;
- врезка отводов и перемычек в магистральный газопровод со стравливанием природного газа;
- заправка одоризационных и метанольных установок;
- ревизия и замена сужающих устройств (диафрагм) на газоизмерительных станциях (ГИС) и пунктах замера расхода природного газа.

Источники образования потерь газа на технологических участках магистральных газопроводов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Устройство/мероприятие	Источник потерь	Характеристика потерь
<i>Компрессорная станция (КС)</i>		
<i>Газоперекачивающий агрегат (ГПА):</i>		
плановая остановка ГПА	свеча обвязки центробежного нагнетателя (ЦБН)	потери при стравливании газа из контура ЦБН

Продолжение таблицы 1

управление силовым приводом, запорной арматурой и устройствами КИПиА	сбросные клапаны приводов запорной арматуры и устройств КИПиА	потери газа при управлении запорной арматурой и устройствами КИПиА
система уплотнения ЦБН	свеча газоотделителя системы уплотнения ЦБН	потери газа через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН
продувка контура ЦБН	свеча обвязки ЦБН	потери газа при продувке контура ЦБН
турбодетандер для запуска газотурбинного двигателя (ГТД)	свеча турбодетандера	потери газа при пуске ГПА
<i>Технологические аппараты и коммуникации компрессорного цеха (КЦ):</i>		
продувка пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов, вымораживателей, фильтров	предохранительный клапан емкости для сбора конденсата	потери газа через дренажные линии при удалении конденсата
проверка срабатывания предохранительных сбросных клапанов (ПСК)	свеча ПСК	потери газа через свечу при плановой проверке ПСК
блок редуцирования топливного и импульсного газа	уплотнения штоков, регуляторов давления, фланцевые и штуцерные соединения	потери газа через уплотнения штоков, регуляторов давления, фланцевые и штуцерные соединения
<i>Линейная часть магистрального газопровода (ЛЧ МГ):</i>		
продувка конденсатосборников, сепараторов и пылеуловителей на ГРС	предохранительный клапан емкости для сбора конденсата	потери газа через дренажные линии при удалении конденсата
продувка соединительных линий КИП, систем автоматики и телемеханики на ГРС	сбросные клапаны на соединительных линиях	потери газа при продувке соединительных линий КИП, систем автоматики и телемеханики на ГРС

управление силовым приводом запорной арматуры	сбросные клапаны приводов запорной арматуры	потери газа при управлении запорной арматурой
запорно-регулирующая арматура на линейной части, ГРС и ГИС	свечи	утечки газа через запорную арматуру на линейной части, ГРС и ГИС

Для подтверждения технологических потерь проводится инвентаризация источников потерь, документальное подтверждение источников потерь природного газа устанавливается на основании имеющейся проектной документации и фактически установленного оборудования. При этом инвентаризации источников потерь на установленном оборудовании подвергается не только эксплуатируемое оборудование, но и выведенное из эксплуатации (законсервированное). В результате инвентаризации выявленные потери считаются неизбежными и безвозвратными.

Перечень документов, рассматриваемых при инвентаризации:

- нормативные технические документы;
- технологическая часть проектного решения компрессорных станций и линейной части магистральных газопроводов;
- технологические схемы компрессорных станций и магистральных газопроводов;
- технологические схемы линейной части МГ;
- утвержденные технологические регламенты по эксплуатации оборудования и сооружений;
- паспорта на технологическое оборудование и сооружения;
- результаты лабораторных испытаний природного газа, перекачиваемого по магистральным газопроводам.

Объём технологических потерь газа рассчитывается по каждому источнику технологических потерь, определенному в соответствии с проведенной инвентаризацией. На основании расчетов количества технологических потерь газа по каждому источнику технологических потерь составляется ведомость технологических потерь газа по каждому объекту и сводная ведомость в целом по тарифному участку. Расчетные показатели, входящие в формулы для расчета технологических потерь газа (кроме общепринятых), подтверждаются доку-

ментами — заводской паспорт на изделие, оборудование, акты замера измерительными средствами, акты проведенных испытаний и т. п.

3.2. Расчет потерь газа при технологических операциях и эксплуатации оборудования

Расчет объёма технологических потерь природного газа осуществляется при стандартных условиях: при температуре газа $T_c=293,15$ К и при абсолютном давлении газа $P_c=0,1013$ МПа.

Объём технологических потерь природного газа при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата (ГПА) определяется по формуле [4]

$$V_{\text{ГПА}} = V_{\text{пуск}} + V_{\text{ост.}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пуск}}$ — объём технологических потерь газа при запуске ГПА, м³;
 $V_{\text{ост.}}$ — объём технологических потерь газа при остановке ГПА, м³ (сравливаемый газ).

Значения объёмов технологических потерь природного газа при пуске ГПА ($V_{\text{пуск}}$), эксплуатируемых на объектах магистрального газопровода, определяются по формуле

$$V_{\text{пуск}} = Q \cdot T_{\text{пуск}}, \quad (2)$$

где Q — расход газа при пуске ГПА, м³/мин;

$T_{\text{пуск}}$ — время пуска ГПА, мин.

Объём газа, необходимый на пуск газа, можно определить опытным путем или воспользоваться статистическими значениями, приведенными в табл. 2. В данной таблице отражены суммарные затраты газа: на запуск ГПА, для работы пусковой расширительной турбины турбодетандера, для продувки контура нагнетателя и для работы кранов пневмопривода.

Таблица 2

Тип ГПА	Объём выбросов газа при пуске ГПА, $V_{\text{пуск}}$, м ³ (при 0 °С)
ГПА-Ц-6,3 С	93
Коберра-182, Коберра-16 МГ, ГПУ-16, ГПА-16 МГ, ГПА-16 МЖ, ГПА-Ц-16 С, ГПА-25 Р Днепр	140

Таурус-60	186
ГПА-Ц-6,3 А, ГПА-Ц-6,3 Б, ГПА-Ц-8 Б, ГПА-Ц-10 Б	233
ГПА-Ц-16 АЛ, ГПА-16Р Уфа, ГПА-16 Нева, ПЖТ-21 С	280
ГПА-Ц-25, ГПА-25 НК, ГПА-Ц-25 НК, ГПА-25 Самара	326
ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12Р Урал, ГПА-16 Урал, ГПА-16Р Урал	373
ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-18	419
ГПА-Ц-6,3, ГПА-16 Волга	559
ГПА-25 Урал, ГПА-25 Р Урал	978
ГПУ-10	1072
ГТН-25	1351
ГТК-10, ГТК-10М	1398
ГТК-10 И, ГТК-10 ИР	1537
ГТ-6-750, ГТН-6	1770
ГТК-25 И, ГТК-25 ИР, ГТНР-25 И	2190
ГТ-700-5, ГТК-5	2656
ГТН-25-1	2935
ГТНР-16	3867
ГТ-750-6, ГТ-750-6 М, ГТН-16, ГТН-16 М-1	3960

Объем технологических потерь газа при остановке ГПА ($V_{\text{ост}}$, м³) (сравливаемый газ из контура нагнетателя) вычисляются как объем газа в замкнутом контуре по формуле

$$V_{\text{ост}} = V_{\text{нагн.}} \cdot \frac{P_a \cdot T_c}{T_r \cdot Z \cdot P_c}, \quad (3)$$

где $V_{\text{нагн.}}$ — геометрический объем полости нагнетателя и технологических коммуникаций, м³ (определяется из проектно-технической документации), усредненные данные геометрического объема контура нагнетателя и количества сравливаемого газа приведены в табл. 3 или определяются на основе опытно-статистических данных, приведенных в табл. 4;

P_c — давление газа при стандартных условиях, МПа;

T_c — температура газа при стандартных условиях, К.

Z — коэффициент сжимаемости газа находим по формуле [5]

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot P_a - 6) \cdot (0,00345 \cdot \Delta - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (T_r - 283,2)) \quad (4)$$

Δ — относительная плотность, кг/м³

$$\Delta = \frac{\rho}{1,2044}, \quad (5)$$

где ρ — плотность газа абсолютная, кг/м³, принимается по данным паспорта качества газа;

P_a — давление газа абсолютное, МПа;

T_r — температура газа, К.

Таблица 3

Тип ГПА	Геометрический объем контура нагнетателя, м ³	Расход газа на стравливание из контура нагнетателя при остановке ГПА, V _{ост} , м ³	
		P _{вх} = 7,6 МПа	P _{вх} = 5,6 МПа
Центавр	10,0	635	468
ГТН-10И	10,8	700	516
Коберра-182	10,9	700	516
ГТ-700-5, ГТ-750-6	12,1	761	561
ГТК-5, СТД-4000-2	12,1	815	601
ГПА-Ц-6,3, ГПУ-6, ГПА-Ц-8, ЭГПА-Ц-6,3	14,0	887	654
ГТ-6-750, ГТН-6	14,3	887	654
ГТК-10, ГПУ-10, СТД-12,5	19,3	1270	936
ГТНР-10	20,0	1270	936
ГТН-25И	25,9	1653	1218
ГПУ-16, ГПА-Ц-16	32,0	2032	1497
ГТК-16, ГТН-16	32,5	2032	1497
ГТН-25-1	36,0	2288	1686
ГТН-25, ЭГПА-25	52,5	3428	2526

Таблица 4

Тип ГПА	Усредненный объем выбросов газа при остановке ГПА, $V_{\text{ост}}$, м^3 (при 0 °С)
Таурус-60	652
ГТК-10, ГТК-10 ИР, Коберра-182	699
ГТ-700–5, ГГК-5, ГТ-750–6, ГТ-750–6 М	745
ГТ-6–750, ГТН-6, ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-6,3 А, ГПА-Ц-6,3 Б, ГПА-Ц-8 Б, ГПА-Ц-10 Б, ГПА-Ц-6,3 С	885
ГТК-10, ГТК-10М, ГПУ-10, ГПА-10 Урал, ГПА-12 Урал, ГПА-12Р Урал	1258
ГТК-25 И, ГТК-25 ИР, ГТНР-25 И	1631
ГПА-16 Урал, ГПА-16Р Урал, ГТНР-16, ГТН-16, ГТН-16 М-1, ГПА-Ц-16, ГПА-Ц-18, ГПУ-16, ГПА-16 МЖ, ГПА-Ц-16С, ГПА-16МГ, Коберра-16МГ, ГПА-Ц-16 АЛ, ГПА-16 Р Уфа, ГПА-16 Нева, ПЖТ-21 С, ГПА-16 Волга	2003
ГТН-25–1, ГПА-25 Урал, ГПА-25 Р Урал, ГПА-25 Р Днепр, ГПА-Ц-25, ГПА-25 НК, ГПА-Ц-25 НК, ГПА-25 Самара	2283
ГТН-25	3401

Расчет объема газа, расходуемого на продувку технологического оборудования КЦ ($V_{\text{пр.}}$, м^3) (пылеуловителей, сепараторов топливно-го и пускового газа, фильтров и др.), определяется по формуле [3]

$$V_{\text{пр.}} = 42,857 \cdot P_{\text{пр.}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{пр.}}$ — давление газа, при котором осуществляется продувка, МПа;
42,857 — коэффициент, $\text{м}^3/\text{МПа}$.

Объем газа, расходуемый при настройке предохранительных клапанов ГРС с выпуском газа в атмосферу, $V_{\text{пк}}$, м^3 , вычисляются по формуле [3]

$$V_{\text{пк}} = \frac{Q \cdot \tau}{60}, \quad (7)$$

где Q — часовая производительность нитки или всей ГРС, $\text{м}^3/\text{ч}$;

τ — время настройки предохранительного клапана, мин;

60 — коэффициент пересчета в минуты.

Объём потерь газа при проверке предохранительных сбросных клапанов (ПСК) определяется по формуле [3]

$$V_{\text{пск}} = 37,3 \cdot S_{\text{кл}} \cdot k_{\text{кл}} \cdot P_{\text{г}} \cdot \sqrt{\frac{Z}{T_{\text{г}}}} \cdot (\tau_{\text{кл}} \cdot n), \quad (8)$$

где $S_{\text{кл}}$ — площадь сечения клапана, м²;

$k_{\text{кл}}$ — коэффициент расхода газа клапаном (принимается по паспортным данным);

$P_{\text{г}}$, $T_{\text{г}}$ — соответственно рабочие давление и температура газа, МПа и К;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

$\tau_{\text{кл}}$ — время срабатывания предохранительного клапана, с;

n — количество проверок за расчетный период;

37,3 — эмпирический коэффициент, м·К^{0,5}/МПа·с.

Объём газа, расходуемый при обслуживании контрольно-измерительных приборов и автоматики, определяется как сумма объёмов полостей имеющих приборов

$$V_{\text{кип}} = \sum_1^i V_{\text{кипи}}, \quad (9)$$

где i — количество приборов.

Расчет объёмов газа, расходуемого при продувке соединительных линий КИПиА, систем телемеханики, определяют на основе измерений расходов по нескольким однотипным приборам. Результаты измерений оформляются актом с указанием в нем удельного расхода газа за одну операцию, среднего количества таких операций в месяц, квартал и год и расхода газа за эти периоды.

Или объём газообразных продуктов, расходуемых при продувке соединительных линий приборов, а также анализной линии и пробоотборника $V_{\text{лини}}$, м³, определяют по формуле [4]

$$V_{\text{лини}} = 10,2 \cdot A_i \cdot S_i \cdot P_{\text{ai}} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{T_{\text{ги}}}} \right) \cdot \tau_i \cdot b_i \cdot n_i, \quad (10)$$

где A_i — коэффициент, зависящий от молекулярной массы газообразных углеводородов (определяют по табл. 5);

S_i — площадь продувочного сечения вентиля в зависимости от степени открытия вентиля φ , m^2 (определяют по табл. 6);

P_{ai} — абсолютное давление газа перед продувочным вентилем, МПа;

$T_{гi}$ — рабочая температура газа в аппарате, К;

τ_i — продолжительность одной продувки, с;

b_i — количество продуваемых линий i -го прибора;

n_i — количество продувок i -го приборов в расчетном периоде;

10,2 — эмпирический коэффициент, $\frac{m \cdot \sqrt{K}}{MПа \cdot c}$.

Таблица 5

m_i^*	4	5	16	17	18	19	20	25	30	44
A	9348	8202	4370	4200	4100	3966	3859	3391	3068	2550

* -молекулярная масса газа, m , выбирается из значений, указанных в Приложении 1

Таблица 6

φ	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$F \cdot 10^5, m^2$	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42	0,48	0,55	0,62	0,68

Объём газа, расходуемого при работе силовых пневматических приводов кранов, работающих на природном газе. $V_{пн}$, m^3 , определяют по формуле [4]

$$V_{пн} = V_i \cdot n_i \cdot K_{инт} \cdot n, \quad (11)$$

где, V_i — объём газа, стравливаемого в атмосферу из пневмопривода крана на одно срабатывание пневмопривода, m^3 (определяется по табл. 7);

n_i — среднее количество срабатываний пневмопривода крана за период времени (год);

n — пневмоприводов кранов;

$K_{инт}$ — средний коэффициент интенсивности (частоты) переключений данного типа и диаметров кранов за расчетный

период. К примеру, для крана $D_y=400$ мм наработка на отказ составляет 10000 переключений, срок эксплуатации 4 года, тогда $K_{\text{инт}} = n_i/(10000/4)$.

Таблица 7

Диаметр шарового крана, D_y , мм	Расход газа на одно срабатывание пневмопривода крана, м ³
50	0,034
80	0,067
100	0,160
150	0,500
300	1,120
400	1,0
700	2,800...5,500*
1000	5,000
1200	10,500
1400	8,000...15,500*

* -величина расхода газа зависит от конструкции кранов различных заводов-изготовителей.

Рассмотрим способы определения потерь природного газа на линейной части магистрального газопровода.

В состав сооружений линейной части магистрального газопровода входят:

- газопровод с отводами;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- перемычки;
- узлы редуцирования;
- узлы приема-запуска очистных устройств;
- узлы подключения компрессорных станций;
- запорная арматура, а также другие системы и объекты.

Перед проведением ремонтных работ на трубопроводе и для удаления скопившейся жидкости и механических примесей необходимо провести продувку газопровода. Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода, $V_{\text{он}}$, м³, вычисляется по формуле [3]

$$V_{\text{оп.}} = 0,995 \cdot V_{\text{н}} \cdot \left(\frac{P_{\text{н.сп.}}}{Z_{\text{н}}} - \frac{P_{\text{к.сп.}}}{Z_{\text{к}}} \right), \quad (12)$$

где $V_{\text{н}}$ — геометрический объем полости опорожняемого участка трубопровода, м³;

$P_{\text{н.сп.}}, P_{\text{к.сп.}}$ — соответственно среднее абсолютное давление газа перед началом работы и после опорожнения участка, кг/см²;

$Z_{\text{н}}, Z_{\text{к}}$ — соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом работы и после опорожнения участка;

0,995 — эмпирический коэффициент, см²/кг.

Коэффициент сжимаемости газа Z для формулы 12 определяют по формуле [3]

$$Z = 1 - 0,0907 \cdot P_{\text{cp}} \cdot \left(\frac{T_{\text{cp}}}{200} \right)^{-3,668}, \quad (13)$$

где $P_{\text{cp}}, T_{\text{cp}}$ — соответственно среднее давление и температура газа, МПа и К;

среднее давление

$$P_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right), \quad (14)$$

$P_{\text{н}}$ — начальное давление абсолютное, кгс/см²;

$P_{\text{к}}$ — конечное давление абсолютное, кгс/см²;

средняя температура

$$T_{\text{cp}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{к}}}{\ln \left(\frac{T_{\text{н}} - T_{\text{гр}}}{T_{\text{к}} - T_{\text{гр}}} \right)}, \quad (15)$$

$T_{\text{н}}$ — начальная температура, К;

$T_{\text{к}}$ — конечная температура, К;

$T_{\text{гр}}$ — температура грунта, К.

Запас газа в замкнутом пространстве определяется по формуле

$$V_{\text{запас}} = V_{\text{н}} \cdot \frac{P_{\text{а}} \cdot T_{\text{с}}}{T_{\text{г}} \cdot Z \cdot P_{\text{с}}}, \quad (16)$$

где $V_{\text{н}}$ — геометрический объем пространства (полости);

$P_{\text{а}}$ — давление газа абсолютное, МПа;

$T_{\text{г}}$ — температура газа, К;

Содержание

Введение	3
1. Термины, определения и используемые понятия	5
2. Особенности расчета технологических потерь природного газа	7
3. Потери природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам	8
3.1. Источники потерь	8
3.2. Расчет потерь газа при технологических операциях и эксплуатации оборудования	12
3.3. Расчет потерь газа вследствие негерметичности оборудования	20
3.4. Мероприятия по снижению потерь природного газа на магистральных газопроводах	21
4. Потери газа в наружных газопроводах и оборудовании	23
4.1. Потери газа, вследствие негерметичности газопроводов и оборудования	24
4.2. Потери газа, связанные с заполнением и продувкой газопроводов и оборудования	34
4.3. Потери газа, связанные с обслуживанием газопроводов и оборудования	36
4.4. Расчет выбросов газа при аварийных и залповых выбросах в системах газоснабжения природным газом	39
5. Потери газа при транспортировке по внутридомовым газопроводам	41
5.1. Потери вследствие негерметичности внутридомовых газовых систем и оборудования	43
5.2. Потери, связанные с заполнением и продувкой газопроводов и оборудования	45
5.3. Потери газа, связанные с обслуживанием оборудования	46
5.4. Потери газа, связанные с авариями и инцидентами на газопроводах и газовом оборудовании	47

6. Методы снижения потерь природного газа при его транспортировке по наружным и внутренним газопроводам	48
7. Расчет технологического запаса газа в газопроводе	49
8. Формирование договорных отношений по технологическим нуждам и потерям природного газа	51
9. Примеры из юридической практики в части эксплуатации газопроводов и технологических потерь природного газа	55
Приложение 1. Физические константы индивидуальных углеводородных газов (ГОСТ 30319.1).....	69
Приложение 2. Пример расчета годового объёма потерь природного газа вследствие негерметичности газопровода	70
Приложение 3. Пример расчета объёма выброса природного газа для ГРП и ГРПШ вследствие негерметичности газопроводов и оборудования	71
Приложение 4. Пример расчета объёма выброса природного газа через ПСК	74
Приложение 5. Пример расчета объёма выброса природного газа вследствие проведения обслуживания и ремонтных работ на ГРП	77
Приложение 6. Пример расчета объёма выброса природного газа в атмосферу при аварии на газопроводе, связанной с частичным раскрытием газопровода	78
Приложение 7. Пример расчета объёма выброса газа при полном раскрытии газопровода	83
Приложение 8. Пример расчета объёма газа, необходимого на пуск газа в населенном пункте (новая газификация)	87
Приложение 9. Пример расчета годовых потерь природного газа на внутридомовом газопроводе	92

Приложение 10. Образец заполнения Акта об инциденте (аварии)	98
Приложение 11. Соотношение между основными единицами измерения давления	100
Приложение 12. Пример расчета объёма технологического запаса газа	101
Список используемой литературы	105