

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации

С.И. Кудряшов

« 9 » июля 2012 г.

**Методические рекомендации
по определению и обоснованию технологических потерь
природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным
транспортом**

Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом (далее – Методические рекомендации) разработаны с целью создания методологической основы оценки потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводом, технологически связанных с принятой схемой и технологией процесса транспортировки.

Методические рекомендации могут использоваться при подготовке обоснований и расчетов нормативов потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводом организациями, оказывающими услуги по транспортировке, и организациями, передающими для транспортировки газ природный, при подготовке заявочных материалов, обосновывающих технологические потери продукции.

1. Общие положения

1.1. Расчет количества технологических потерь природного газа на планируемый период осуществляется в тыс. м³ при стандартных условиях – температуре газа $T_c = 293,15 K$, абсолютном давлении газа $P_c = 0,1013 Mпа$.

1.2. Для целей настоящих Методических рекомендаций под технологическими потерями газа природного при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом понимаются безвозвратные потери (уменьшение объема) природного газа, обусловленные технологическими особенностями процесса транспортировки, а также физико-химическими характеристиками транспортируемого газа природного (далее – Технологические потери).

1.3. Для целей настоящих Методических рекомендаций к технологическим потерям газа природного не относятся:

потери газа, вызванные нарушением нормативных правовых и (или) нормативно-технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования, технологических процессов, сооружений;

потери газа, произошедшие при производстве аварийно - восстановительных работ;

количество газа, используемое при проведении регламентных и ремонтных работ, а также при производстве испытаний на объектах газопроводов магистральных;

количество газа, использованное на собственные и (или) коммунальные нужды;

– потери газа, возникшие вследствие аварий, хищений транспортируемого газа.

1.4. Подготовку материалов по обоснованию технологических потерь газа природного для утверждения нормативов технологических потерь газа в плановом периоде субъектам хозяйственной деятельности рекомендуется осуществлять на основе нормативных технических документов и утвержденных проектных документов, регламентирующих технологический процесс транспортировки:

- нормативная техническая документация, регламентирующая эксплуатацию оборудования и сооружений;
- технологическая часть утвержденной проектной документации;
- технологические карты;
- технологические регламенты;
- карты технологических режимов;
- паспорта технологического оборудования, технические условия на их эксплуатацию и т.п.

1.5. Расчеты технологических потерь осуществляются по каждому конкретному месту образования потерь с использованием результатов измерений и данных лабораторных испытаний.

1.6. По объектам капитального строительства и реконструкции могут использоваться расчеты на основе данных, определенных техническим проектом.

1.7. Технологические потери могут рассчитываться для двух периодов года: осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта) и весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября).

1.8. С целью учета климатического фактора, влияющего на технологические потери при транспортировке, субъекты Российской Федерации распределены по климатическим группам согласно ГОСТ 16350-80.

Распределение субъектов РФ по климатическим группам представлено в Приложении А.

1.9. Средняя температура воздуха в осенне-зимний и весенне-летний периоды определяется по СНиП 23-01-99.

2. Термины и определения

В настоящих Методических рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

баланс газа: количественное итоговое соотношение поступлений газа и отбора, в том числе на собственные нужды, и (или) отпуска газа, с учетом остатков;

газоперекачивающий агрегат (ГПА): установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования;

газопровод магистральный: технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта и/или хранения;

газопровод подключения: трубопровод, обеспечивающий подачу подготовленного к транспортировке природного газа от производителя (поставщика) до газопровода магистрального;

газопровод распределительный высокого давления: газопровод, обеспечивающий некомпимируемую подачу газа от магистрального газопровода в отводы или до ГРС крупных потребителей;

давление газа рабочее: максимально возможное давление газа, установленное проектом, при котором обеспечивается режим эксплуатации газопровода;

источник технологических потерь природного газа: производственный объект (сооружение, оборудование, аппарат) газопровода магистрального, вследствие технической эксплуатации которого возникают потери природного газа;

компрессор газовый: машина, преобразующая механическую энергию привода в энергию сжатого газа;

отвод от газопровода магистрального: часть газопровода магистрального, предназначенная для подачи газа от газопроводов магистральных до газораспределительных станций (ГРС) городов, населенных пунктов или отдельных потребителей;

перемычка газопроводов магистральных: часть газопровода магистрального, соединяющая между собой газопроводы магистральные и предназначенная для обеспечения перекачки газа из одного газопровода магистрального в другой;

пропускная способность газопровода магистрального: расчетное количество газа, которое может быть передано по газопроводу в единицу времени при максимальном использовании мощности газопровода магистрального, установленной проектом;

станция газоизмерительная: совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода и качественных показателей природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам;

станция газораспределительная: сооружение с оборудованием, предназначенным для выполнения операций приема газа из магистрального газопровода, очистки газа от механических примесей и влаги, снижения давления до заданной величины, автоматического поддержания давления на заданном уровне, подогрева газа, одоризации газа, учета и измерения количества газа, распределения газа по потребителям;

станция компрессорная: комплекс сооружений магистрального газопровода, предназначенный для компримирования газа;

тарифный участок газопровода магистрального: часть газопровода магистрального, по которому устанавливается тариф при оказании услуг по транспортировке природного газа;

технологические потери природного газа при транспортировке магистральным трубопроводом: часть природного газа, принятого для транспортировки, безвозвратно теряемого в процессе транспортировки магистральным трубопроводом, обусловленного технологическими особенностями этого процесса, установленного проектной документацией, а также физико-химическими характеристиками транспортируемого газа;

транспортировка продукции: перемещение и передача продукции магистральным трубопроводным транспортом.

3. Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

ГИС – газоизмерительная станция;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРС – газораспределительная станция;

ГСИ – государственная система обеспечения единства измерений;

ГТС – газотранспортная система;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ЕСГ – единая система газоснабжения;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

МГ – магистральный газопровод;

ПСК – предохранительный сбросной клапан;

РД – руководящий документ;

СНиП – строительные нормы и правила;

ТУ – технические условия;

УМГ – управление магистральных газопроводов;

УПТПГ – установка подготовки газа топливного, пускового и импульсного газа;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЭГПА – электроприводной ГПА.

4. Виды и источники технологических потерь газа природного при транспортировке магистральным трубопроводом

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

- неизбежное стравливание в атмосферу при технологических операциях и эксплуатации оборудования;
- вследствие допустимых утечек из оборудования и аппаратов (согласно заводских паспортов по эксплуатации на данное оборудование и аппараты).

4.2. К потерям природного газа при неизбежном стравливании в атмосферу при технологических операциях и эксплуатации оборудования относятся:

объектовые:

- потери газа при плановых или технологически обоснованных пусках, остановках и изменении режимов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) (работа турбодетандера; продувка контура нагнетателя; стравливание газа из контура нагнетателя; импульсный газ на управление силовым приводом запорной арматуры и устройств КИПиА);
- потери газа при эксплуатации технологических аппаратов и коммуникаций КЦ (потери газа через свечи газоотделителей системы

уплотнения центробежных нагнетателей; продувка пылеуловителей, конденсатосборников, сепараторов, вымораживателей, фильтров; проверка срабатывания сбросных предохранительных клапанов (СПК) и др.);

линейные:

- 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 пневморегуляторов и пневмоустройств, КИП, систем автоматики и телемеханики ГРС.

К технологическим потерям природного газа из оборудования и аппаратов можно отнести только те потери, которые регламентируются 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 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 ГИС и пунктах замера расхода природного газа.

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

Таблица 1 - Типовые источники образования технологических потерь при транспортировке по магистральным газопроводам

Источники образования потерь (технологический процесс)	Источники потерь	Виды потерь
Объектовые (Компрессорный цех)		
<i>Газоперекачивающий агрегат (ГПА):</i>		
турбодетандер для запуска газотурбинного двигателя (ГТД)	Свеча турбодетандера	Потери газа при пуске ГПА
продувка контура центробежного нагнетателя (ЦБН)	Свеча обвязки ЦБН	Потери газа при продувке контура ЦБН
система уплотнения ЦБН	Свеча газоотделителя системы уплотнения ЦБН	Потери газа через свечи газоотделителей системы уплотнения ЦБН
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
плановая остановка ГПА	Свеча обвязки ЦБН	Потери при стравливании газа из контура ЦБН
<i>Технологические аппараты и коммуникации 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
Линейные (Линейная часть магистрального газопровода):		
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	Потери газа при управлении запорной арматурой

	арматуры	
запорно-регулирующая арматура на линейной части, ГРС и ГИС	Свечи	Утечки газа через запорную арматуру на линейной части, ГРС и ГИС (если предусмотрены паспортом)

5. Обоснование неизбежности технологических потерь природного газа

5.1. Обоснование неизбежности технологических потерь природного газа - документальное подтверждение технологических потерь при осуществлении процесса транспортировки природного газа магистральным трубопроводным транспортом.

На каждый источник технологических потерь подготавливается документальное подтверждение их неизбежности и безвозвратности на основании инвентаризации источников потерь.

Инвентаризация источников технологических потерь осуществляется в соответствии с проектной документацией на газопровод магистральный и фактическим наличием технологического оборудования (эксплуатируемое либо законсервированное).

Документами, обосновывающими неизбежность технологических потерь природного газа, являются:

- нормативные технические документы;
- технологическая часть проектного решения компрессорных станций (КС) и линейной части магистральных газопроводов (МГ);
- технологические схемы компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов (МГ);
- 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 магистральным газопроводом.

6. Расчеты количественных показателей технологических потерь газа при транспортировке магистральным трубопроводом.

6.1. Количественные показатели технологических потерь газа рассчитываются по каждому источнику технологических потерь, определенному в соответствии с инвентаризацией.

6.2. На основании расчетов количества технологических потерь газа по каждому источнику технологических потерь составляется ведомость технологических потерь газа по объекту и сводная ведомость по тарифному участку.

6.3. При проведении расчетов показатели, входящие в формулы для расчета технологических потерь газа, (кроме общепринятых) подтверждаются документами (например, актами проведенных испытаний и т.п.).

7. Методы определения (расчета) технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводом

7.1. Расчет технологических потерь газа при пуске и остановке ГПА ($V_{гпа}$, м³) вычисляют по формуле:

$$V_{гпа} = V_{пуск} + V_{ост}, \quad (1)$$

где $V_{пуск}$ - объем технологических потерь газа при запуске ГПА, м³;

$V_{ост}$ - объем технологических потерь газа при остановке ГПА, м³ (сравливаемый газ).

7.2. Численные значения объемов технологических потерь природного газа при пуске ГПА ($V_{пуск}$), эксплуатируемых на объектах магистрального трубопровода, определяются по формуле:

$$V_{пуск} = V * T_{пуск} \quad (2)$$

где, V – расход газа при пуске ГПА, м³/мин.;

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

7.3. Объем технологических потерь газа (сравливаемый газ из контура нагнетателя) при остановке ГПА ($V_{\text{ост}}$, м³) вычисляют по формуле:

$$V_{\text{ост}} = V^{\text{geom}} * (P_1 + P_2) / P_{\text{см}} * T_{\text{см}} / (T_1 + T_2) / (Z_1 + Z_2) * 2, \quad (3)$$

где V^{geom} – геометрический объем контура нагнетателя и технологических коммуникаций (определяется из проекта), м³;

P_1 , P_2 – абсолютное давление газа на входе и выходе нагнетателя соответственно, МПа;

T_1 , T_2 – абсолютная температура газа на входе и выходе нагнетателя соответственно, К;

Z_1 , Z_2 – коэффициент сжимаемости газа при P_1 , T_1 и P_2 , T_2 соответственно;

$P_{\text{см}}$, $T_{\text{см}}$ – абсолютные давление и температура при стандартных условиях ($P_{\text{см}} = 0,1013$ МПа, $T_{\text{см}} = 293,15$ К).

7.4. Расчет объемов газа, расходуемого на продувку технологического оборудования КЦ ($V_{\text{пр}}$), расходуемого на их продувку технологического оборудования (пылеуловителей, сепараторов топливного и пускового газа, фильтров и др.) определяется по формуле:

$$V_{\text{пр}} = V * T_{\text{пр}} \quad (4)$$

где, V – расход при продувке, м³/с;

$T_{\text{пр}}$ – время продувки, с

7.5. Расчет потерь газа при проверке предохранительных сбросных клапанов (ПСК) базируется на расчетных соотношениях ГОСТ 12.2.085-2002, с помощью которых определяется пропускная способность клапана

$$G = \frac{3,16}{3600} \cdot B_3 \cdot \alpha_p \cdot F \cdot \sqrt{(P_1 + 0,1) \cdot \rho_{н1}}, \quad (5)$$

где, G - пропускная способность ПСК, кг/с;

B_3 - коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов при рабочих параметрах;

P_1 - максимальное избыточное давление перед ПСК, МПа;

$\rho_{н1}$ - плотность природного газа перед ПСК при условиях $(P_1 + 0,1)$ и T_1 , кг/м³;

F - площадь проходного сечения клапана, равная наименьшей площади сечения в проточной части, мм²;

α_p - безразмерный коэффициент расхода предохранительного клапана (указан в паспорте на предохранительный клапан).

Площадь проходного сечения клапанов F зависит от конструкции и вычисляется по формулам:

$$F = \pi \cdot d_c^2 / 4 = 0,785 \cdot d_c^2 - \text{для полноподъемных клапанов } (h \geq 0,25 \cdot d_c);$$

$$F = 2,22 \cdot d_c \cdot h - \text{для неполноподъемных клапанов};$$

где d_c - внутренний диаметр седла клапана, мм;

h - высота подъема золотника, мм.

Плотность природного газа $\rho_{н1}$, кг/м³, при условиях $(P_1 + 0,1)$ и T_1 вычисляют по формуле:

$$\rho_{н1} = \mu \cdot (P_1 + 0,1) \cdot 10^6 / (R_\mu \cdot T_1 \cdot Z_1), \quad (6)$$

где $R_\mu = 8314$ Дж/(кмоль·К) – универсальная газовая постоянная;

Z_1 – коэффициент сжимаемости газа при условиях $(P_1 + 0,1)$ и T_1 ;

μ – молярная масса природного газа, кг/кмоль, вычисляется на основе компонентного состава по формуле

$$\mu = \sum_{i=1}^n y_i \cdot \mu_i = y_1 \cdot \mu_1 + y_2 \cdot \mu_2 + \dots + y_n \cdot \mu_n, \quad (7)$$

где y_i – молярная концентрация i -го компонента природного газа, доли ед.;

μ_i – молярная масса i -го компонента природного газа, определяемая по ГОСТ 30319.1-96 [3].

Коэффициент сжимаемости газа Z при давлениях до 15 МПа и температурах 250 - 400 К вычисляют по формуле [11]

$$Z = 1 + A_1 P_{np} + A_2 P_{np}^2, \quad (8)$$

где

$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{np}} - \frac{3,16}{T_{np}^2} + \frac{1,09}{T_{np}^3},$$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{np}} + \frac{0,2124}{T_{np}^2},$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}}; \quad T_{np} = \frac{T}{T_{нк}},$$

$$P_{кри} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{кри,i}$$

$$T_{кри} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{кри,i}$$

$P_{кри}$, $T_{кри}$ – критические значения давления и температуры i -го компонента газовой смеси, определяемые по ГОСТ 30319.1-96 [3].

7.6. Потери газа, связанные с проверкой ПСК в течение расчетного периода ($N_{пров}$), вычисляют по формуле:

$$N_{пров} = G_{пров} * T_{пров} * H^j * n * n_{пров}, \quad (9)$$

где, $N_{пров}$ – потери газа при проверке ПСК, установленных на j -ом типе оборудования, кг;

$G_{\text{пров}}$ - расход газа через ПСК j -го типа оборудования, кг/с;

$T_{\text{пров}}$ - время срабатывания ПСК на j -ом типе оборудования, принимаемое равным 3 сек;

n^j - количество однотипных клапанов, установленных на j -ом типе оборудования, из расчета два клапана на один объект, шт.;

n - количество оборудования j -го типа на объекте, шт.;

$n_{\text{пров}}$ - количество проверок клапана, 12 раз в год [2].

7.7. Расчет объема газа, расходуемого при продувке соединительных линий КИПиА, систем автоматики и телемеханики (например, пневмокранов), определяют по паспортным данным заводов-изготовителей, а при их отсутствии - по опытным данным, на основе замеров по 4-5 однотипным приборам и устройствам, результаты которых оформляются актами с указанием в нем удельного расхода газа за одну операцию, среднего количества таких операций в месяц, квартал, год и, соответственно, расход газа за это время, требования нормативных технических документов, в соответствии с которыми проводятся эти операции.

7.8. Объем (масса) газообразных (жидких) сред, расходуемого при обслуживании КИПиА на объекте газопровода магистрального $V_{\text{кип}}$ ($G_{\text{кип}}$), м³ (кг), вычисляется по формулам

$$V_{\text{кип}} = \sum_1^b V_{\text{кип}i}, \quad (10)$$

$$\left(G_{\text{кип}} = \sum_1^b G_{\text{кип}i} \right), \quad (11)$$

где $V_{\text{кип}i}$ ($G_{\text{кип}i}$) - объем (масса) газообразных (жидких) сред при обслуживании i -го прибора, м³ (кг);

b - количество однотипны приборов на газообразных (жидких) средах.

7.9. Объем газообразных продуктов, расходуемых при продувке соединительных линий прибора, $V_{кип\ i}$, м³, вычисляют по формуле

$$V_{кип\ i} = 10,2 \cdot A_i \cdot F_i \cdot P_i \cdot (1/\sqrt{T_i}) \cdot \tau_i \cdot b_i \cdot n_i, \quad (12)$$

где A_i - коэффициент, зависящий от молекулярной массы газообразных углеводородов (определяют по таблице 2);

F_i - площадь продувочного сечения вентиля в зависимости от степени открытия вентиля ϕ , м² (определяют по таблице 3);

P_i - абсолютное давление газа перед продувочным вентилем, МПа;

T_i - 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 прибора в расчетном периоде;

10,2 - эмпирический коэффициент, м·К^{0,5}/(МПа·с).

Таблица 2 - Зависимость коэффициента А от молекулярной массы газа μ_i

μ_i	4	5	16	17	18	19	20	25	30	44
А	9348	8202	4370	4200	4100	3966	3859	3391	3068	2550

Таблица 3 - Значения F для игольчатого вентиля ВИ-160 (Ду 6, 15, 20 мм)
при заданной степени открытия ϕ

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

Примечание: Под степенью открытия вентиля ϕ понимается отношение высоты поднятия штока к полному ходу штока.

7.10. Расчет объема газа, расходуемого при работе силовых пневматических приводов кранов, работающих на природном газе, $V_{\text{пн}}$, м³, вычисляют по формуле:

$$V_{\text{пн}} = V_i * n_i * K_{\text{пнт}} * n, \quad (13)$$

где, V_i - объем газа, стравливаемого в атмосферу из пневмопривода крана на одно срабатывание пневмопривода, м³ (определяют по таблице 4);

n_i - среднее количество срабатываний пневмопривода крана за расчетный период времени;

n - количество пневмоприводов кранов;

$K_{\text{пнт}}$ - средний коэффициент интенсивности (частоты) переключений данного типа и диаметров кранов за расчетный период.

Таблица 4 - Расход газа на одно срабатывание пневмопривода крана

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

Примечание: * - Величина расхода газа зависит от конструкции кранов различных фирм-изготовителей.

Расход газа при работе кранов с пневмоприводом уточняется по паспортным данным кранов.

8. Методы определения потерь природного газа на линейной части магистрального газопровода

8.1. Расчет объемов газа на продувку конденсатосборников и сепараторов ($V_{пр\ КС}$) определяется в объеме стравливаемой жидкости по формуле:

$$V_{пр\ КС} = V_{жид} * K_{газа}, \quad (14)$$

где $V_{жид}$ - объем стравливаемой (дренируемой) жидкости, $м^3$;

$K_{газа}$ – содержание растворенного газа в жидкости, $м^3/м^3$;

8.2. Расчет объемов газа на продувку пылеуловителей на ГРС ($V_{пр\ пу}$) определяется аналогично расчету, указанному в пункте 7.3 настоящих методических рекомендаций.

8.3. Расчет объема газа, расходуемого при продувке соединительных линий КИПиА, вычисляется по формуле (12).

8.4. Расчет объема газа, расходуемого при работе силовых пневмоприводов кранов ($V_{пнв}$, $м^3$), расходуемого при работе силовых пневмоприводов кранов, установленных на линейной части МГ, вычисляют по формуле (13).

9. Формирование технологических потерь природного газа по линейному участку

9.1. Формирование технологических потерь природного газа по линейному участку осуществляется на основании расчетов по каждому источнику потерь и объекту потерь, расположенных в пределах линейного участка в следующем порядке:

составляется реестр источников технологических потерь;

комплектуется пакет документов, обосновывающих неизбежность технологических потерь;

проводятся экспериментальные исследования по определению количественных показателей потерь (при необходимости);

выполняется расчет технологических потерь.

9.2. Количество технологических потерь природного газа на КС участка ($N_{КС}$) определяется как сумма технологических потерь природного газа на источниках потерь в КЦ.

9.3. Количество технологических потерь природного газа на линейной части участка ($N_{ЛЧ}$) определяется как сумма технологических потерь природного газа на источниках потерь этого участка.

9.4. Количество технологических потерь природного газа на линейном участке в планируемый период ($N_{ЛУ}$), рассчитывается по формуле:

$$(N_{ЛУ}) = (N_{КС}) + (N_{ЛЧ}) \quad (15)$$

10. Рекомендации по отбору и подготовке к анализу проб газа природного

10.1. Пробы газа рекомендуется отбирать по ГОСТ 18917-82 «Газ горючий природный. Методы отбора проб».

10.2. Отбор и подготовка к анализу газа природного осуществляется в соответствии с требованиями нормативных документов.

11. Рекомендации по организации исследований для определения технологических потерь газа природного

11.1. Рекомендуется систематически проводить анализ технологических потерь линейных участков в целях выявления источников потерь газа природного и распределения их по видам.

11.2. В итоге проведенного анализа рекомендуется составлять таблицу, представляющую распределение выявленных источников по видам потерь:

(графа) наименование вида потерь, (графа) количество источников, (графа) место расположения источника.

Приложение А

к Методическим рекомендациям по определению и обоснованию
технологических потерь нефти, нефтепродуктов и природного газа при
транспортировке магистральным трубопроводным транспортом

Распределение субъектов РФ по климатическим группам
для применения норм технологических потерь природного газа

Климатическая группа	Субъекты РФ: республики, края, области, города федерального значения, автономная область, автономные округа
I	Республики: Коми, Саха (Якутия) Автономные округа: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Чукотский, Ямало-Ненецкий Области: Амурская, Магаданская, Томская Края: Красноярский (севернее 56 с.ш.), Хабаровский (севернее 56 с.ш.)
II	Республики: Алтай, Башкортостан, Бурятия, Карелия, Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Тыва, Удмуртская, Хакасия, Чувашская - Чувашия Автономные округа: Ненецкий Края: Алтайский, Забайкальский, Камчатский, Красноярский (южнее 56 с.ш.), Пермский, Приморский, Хабаровский (южнее 56 с.ш.) Области: Архангельская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Иркутская, Калининградская, Калужская, Кемеровская, Кировская, Костромская, Курганская, Курская, Ленинградская, Липецкая, Московская, Мурманская, Нижегородская, Новгородская, Новосибирская, Омская, Оренбургская, Орловская, Пензенская, Псковская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Сахалинская, Свердловская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Тюменская, Ульяновская, Челябинская, Ярославская Автономная область: Еврейская Города федерального значения: Москва, Санкт-Петербург
III	Республики: Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Калмыкия, Карачаево-Черкесская, Северная Осетия-Алания, Чеченская Области: Астраханская, Ростовская Края: Краснодарский, Ставропольский