

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗООБРАЗНОГО И
ЖИДКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЕГО
КОМПРИМИРОВАНИИ И ПЕРЕРАБОТКЕ**

СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

ОСТ 153-39.2-046-2003



ФЕДЕРАЛЬНЫЙ
ГОРНЫЙ И ПРОМЫШЛЕННЫЙ
НАДЗОР РОССИИ
(Госгортехнадзор России)

105066, г. Москва, ул. А. Лукьянова, 4, корп. 8

Факс: 261-60-43

E-mail: gosnadzor@gosnadzor.ru

03.05.2003 № 10-03/1293

На № _____

Заместителю Руководителя
Департамента нефтяной и
нефтеперерабатывающей
промышленности
Минэнерго России

Б.Г. Выдрик

Управление по надзору в нефтяной и газовой промышленности рассмотрело и согласовывает Методику определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке, разработанную институтом НИПИ газпереработка.

Начальник Управления
по надзору в нефтяной
и газовой промышленности

С.Н. Мокроусов



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минэнерго России)

П Р И К А З

16.06.2003

№ 222

г. Москва

О введении в действие отраслевого стандарта «Методика определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке» (ОСТ 153-39.2-046-2003)

В целях установления порядка определения нормативов технологических потерь углеводородного сырья при подготовке и компримировании газов на компрессорных станциях, при переработке газообразного и жидкого сырья на газоперерабатывающих производствах и при операциях с получаемыми при этом промежуточными продуктами и готовой продукцией

п р и к а з ы в а ю:

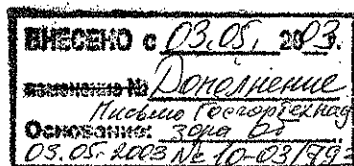
1. Утвердить прилагаемую Методику определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке (ОСТ 153-39.2-046-2003) и ввести её в действие с 16 июня 2003 года.
2. ОАО «НИПИгазпереработка» (по согласованию):
 - издать и распространить отраслевой стандарт заинтересованным организациям топливно-энергетического комплекса;
 - оказывать организациям и предприятиям топливно-энергетического комплекса методическую помощь по внедрению отраслевого стандарта.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Министра Гордеева О.Г.

Министр



И.Х. Юсуфов

Департамент нефтяной и
нефтеперерабатывающей
промышленности
Соломин 220-5168



СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
ГАЗООБРАЗНОГО И ЖИДКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЕГО
КОМПРИМировании И ПЕРЕРАБОТКЕ

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом
«Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа»
(ОАО «НИПИгазпереработка»)

Творческий коллектив: А.Ю.Аджиев, Е.М.Брещенко, М.П.Кононенко
(руководитель), А.М.Ульянов, Л.В.Цыган, А.В.Чернов, Д.В.Янушпольский

ВНЕСЁН Департаментом нефтяной и нефтеперерабатывающей
промышленности Министерства энергетики Российской Федерации

2 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России
от «16» июня 2003г. № 222

3 ВЗАМЕН РД 39 - 32 – 1004 – 84

Настоящий отраслевой стандарт не может быть полностью или частично воспроизведён,
тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения
Минэнерго России

Содержание

Стр.

Введение.....	1
1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Определения, термины и сокращения.....	3
4 Общие положения.....	5
5 Определение нормируемых технологических потерь газообразного сырья.....	9
5.1 Технологические потери в виде отходов производства.....	9
5.2 Технологические эксплуатационные потери	10
5.3 Технологические потери газа, связанные с остановкой оборудования на ремонт, освидетельствование.....	20
5.4 Потери газа при пусконаладочных работах	21
5.5 Общие потери и норматив потерь газа при подготовке и переработке.....	22
5.6 Технологические потери газа при транспортировке по газопроводам.....	22
6 Определение нормируемых технологических потерь жидких углеводородов.....	24
6.1 Технологические потери в виде отходов производства.....	24
6.2 Технологические эксплуатационные потери.....	25
6.3 Потери при сливо-наливных операциях на эстакаде.....	28
6.4 Потери в связи с высвобождением емкостей, аппаратов, оборудования и коммуникаций для плановых ремонтов.....	29
6.5 Потери жидких углеводородов при транспортировке по продуктопроводам.....	29
6.6 Прочие неучтенные эксплуатационные потери.....	30
6.7 Общие потери и норматив технологических потерь жидких углеводородов при переработке, хранении и отгрузке.....	31
6.8 Общие потери при транспортировке по внешнему продуктопроводу.....	31
Приложение А (рекомендуемое). Примеры расчёта	32
Приложение Б (справочное). Библиография.....	41

СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
ГАЗООБРАЗНОГО И ЖИДКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЕГО
КОМПРИМИРОВАНИИ И ПЕРЕРАБОТКЕ**

Дата введения 16. 06. 2003

Введение

Методика определения нормативов технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке необходима для контроля за фактическим уровнем потерь сырья на компрессорных станциях и газоперерабатывающих предприятиях в условиях стабильной эксплуатации объектов при фактических режимах работы оборудования, а также для разработки системы мер по сокращению потерь углеводородного сырья в рамках программы энерго- и ресурсосбережения.

1 Область применения

1.1 Настоящий отраслевой стандарт (ОСТ) устанавливает порядок определения технологических потерь газов при подготовке и компримировании на компрессорных станциях, при переработке нефтяного и природного газа и жидкого углеводородного сырья на газоперерабатывающих заводах, предприятиях и промысловых установках, а также при операциях с получаемыми при этом промежуточными продуктами и товарной продукцией.

1.2 ОСТ применяется нефтяными и газовыми компаниями и организациями для определения абсолютной величины и нормативов потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья. ОСТ может применяться для га-

зоперерабатывающих предприятий, установок и КС, входящих в систему ОАО «Газпром», по усмотрению их руководства.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

- ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема
- ГОСТ 27577-2000 Газ природный топливный сжиженный для двигателей внутреннего сгорания
- ГОСТ 27578-87 Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта
- ГОСТ Р 51104-97 Газы Российского региона углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт
- ПБ 09-12-92 Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем
- ПБ 10-115-96 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- СНиП 3.05.05.-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
- РД 39-32-1004-84 Методика разработки норм потерь сырья на ГПЗ и организационно-технических мероприятий по их снижению
- РД 39-083-91 Единая система учёта нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя
- РД 39-108-91 Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его сборе, подготовке и межпромышленном транспортировании
- РД 39-135-94 / РД 51-1-95 Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов
- РД 39-142-96 (РД 39-142-00) Методика расчёта выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования
- РД 153-00.0-003-99 Порядок разработки, согласования и утверждения отраслевых нормативных документов

РД 153-39-019-97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации

РД 153-39.4-033-98 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов

3 Определения, термины и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие определения, термины и сокращения:

3.1 Газообразное углеводородное сырьё (далее «газообразное сырьё» или «газ») - нефтяной попутный газ (НПГ) и природный газ (ПГ), поступающий на КС и ГПЗ для подготовки и переработки.

3.2 Жидкое углеводородное сырьё (далее «жидкое сырьё») - широкая фракция легких углеводородов с промысловых установок стабилизации нефти или конденсата, нефтеперерабатывающих заводов, заводов стабилизации конденсата и других ГПЗ, используемая для дозагрузки газодиффузионных мощностей данного ГПЗ, где её перерабатывают вместе с газовым конденсатом, выпадающим при компримировании и подготовке газа.

3.3 Подготовка газа - технологические процессы, обеспечивающие получение газа обусловленных кондиций, пригодного для транспортировки.

3.4 Переработка газа - комплекс технологических процессов, обеспечивающих получение из газа различных товарных продуктов - товарного сухого отбензиненного газа (СОГ), ШФЛУ, сжиженных углеводородных газов (СУГ) - индивидуальных углеводородов (C₂ – C₆) и узких фракций (например, сжиженного газа C₃ – C₄), - газового бензина, гелия, серы и т.п.

3.5 Осушка сырья - удаление водяных паров из газа или растворённой влаги из жидкого сырья.

3.6 Очистка газа - удаление механических примесей, углекислого газа (диоксида углерода) и сернистых соединений из газа.

3.7 Конденсация - процесс фазового перехода вещества из газообразного в жидкое состояние в результате изменения термобарических условий.

3.8 Углеводородный конденсат - часть конденсата с преобладанием углеводородов.

3.9 Водный конденсат - часть конденсата с преобладанием воды.

3.10 Потери сырья на газоперерабатывающих заводах, производствах и промысловых установках и компрессорных станциях – часть сырья, не использованная на выработку продукции и собственные нужды, а также часть полуфабрикатов и готовой продукции, потерянная в ходе операций переработки, хранения и отгрузки. Эти потери складываются из отходов сырья, технологических потерь и потерь в результате аварий и нерегламентного использования сырья и продукции.

3.11 Отходы сырья – вода, твердые и жидкие механические примеси и кислые компоненты, выводимые из системы при технологических процессах сбора, подготовки и транспортировки газа и жидкого сырья.

3.12 Технологические потери газообразного и жидкого сырья – часть общих потерь сырья на объектах сбора, подготовки, транспорта и переработки, которая теряется в ходе технологических операций эксплуатации и ремонта оборудования предприятия при существующем уровне техники и технологии.

3.13 Норматив технологических потерь газообразного и жидкого сырья и готовой продукции – максимально допустимые плановые технологические потери сырья и готовой продукции, неизбежные в процессе подготовки, транспорта, переработки и хранения при современном уровне техники и технологии и при соблюдении действующих норм, правил и инструкций.

3.14 Перечень сокращений

ГПЗ	-	газоперерабатывающий завод (предприятие, установка)
ГФУ	-	газофракционирующая установка
ДВС	-	двигатель внутреннего сгорания
ЗРА	-	запорно-регулирующая арматура
КС	-	компрессорная станция
МАУ	-	маслоабсорбционная установка
НПГ	-	нефтяной попутный газ
ППК	-	пружинный предохранительный клапан
ПНР	-	пусконаладочные работы
СГБ	-	стабильный газовый бензин
СОГ	-	сухой отбензиненный газ

СУГ	-	сжиженные углеводородные газы
ТСП	-	товарно-сырьевой парк
ШФЛУ	-	широкая фракция лёгких углеводородов.

4 Общие положения

4.1 Нормированию на ГПЗ и КС подлежат потери сырья и товарной продукции по всей технологической цепочке – от пункта замера до сдачи товарной продукции потребителю, включая объемы газа, сжигаемого в факелах. Нормированию также подлежат потери сырья в виде отходов производства: кислых компонентов и других примесей, выделяемых из газа в процессе компримирования, транспортировки, очистки, осушки, и примесей, удаляемых из жидкого сырья.

4.2 Потери сырья, вызванные нарушением правил технической эксплуатации аппаратов и оборудования, режимов технологических процессов, а также потери при вынужденных (внеплановых) остановках объектов из-за неисправности оборудования, нарушения энергоснабжения и т.п. к нормируемым потерям не относятся и оформляются отдельными актами.

4.3 По пусковым объектам, на которых в планируемом году компримирование и переработка сырья не предусмотрены, утверждаются нормативы потерь на пусконаладочные работы (ПНР) в процентах от проектной производительности объекта. Если компримирование и переработка сырья на таком объекте в планируемом году предусмотрены, то норма потерь определяется в расчете на планируемый объем сырья с учетом потерь на ПНР.

4.4 Разработка нормативов потерь выполняется отдельно по газообразному и жидкому сырью. При этом учитываются потери на всех участках производственного цикла. В случае, если газопроводы и продуктопроводы находятся на балансе предприятия, учитываются и потери при транспортировке. При необходимости определяются и нормируются отдельно потери при переработке, хранении и сливо-наливных операциях и потери при трубопроводной транспортировке.

4.5 Нормативы потерь разрабатываются расчетно-аналитическим методом с использованием для определения отдельных составляющих потерь опытно-экспериментальных методов (фактические потери за предыдущие отчетные периоды) и метода аналогий.

4.6 В качестве исходной информации для разработки нормативов потерь сырья по каждому ГПЗ (КС) используются следующие данные:

- планируемые объемы переработки (компримирования) сырья;
- планируемые объемы получения каждого вида продукции;
- влагосодержание сырья и предусмотренная степень его осушки;
- количество и обводненность углеводородного конденсата, выпадающего из газа, и направления использования этого конденсата;
- содержание кислых примесей в сырье и степень его очистки;
- плотность, молярная масса, а при отсутствии этих показателей компонентный состав газообразных и компонентный или фракционный состав жидких видов сырья и продуктов его переработки;
- режимные параметры эксплуатации и техническая характеристика аппаратуры и оборудования;
- нормативные документы, инструкции по эксплуатации и обслуживанию аппаратуры и оборудования;
- планируемые виды и число ремонтов аппаратов и оборудования в период, на который разрабатываются нормативы;
- время эксплуатации оборудования.

4.7 Нормативы технологических потерь газообразного и жидкого сырья разрабатываются и утверждаются на один или на два – три последующих года при условии отсутствия в этот период изменений в объемах переработки, качестве сырья, составе и технологическом режиме работы оборудования и уровне автоматизации*.

4.8 Разработанные нормативы потерь после согласования техническими службами предприятия утверждаются вышестоящей организацией.

4.9 Для каждого действующего предприятия (КС, ГПЗ) утверждается норматив предельно допустимых технологических потерь:

- для газообразного углеводородного сырья и продукции - в процентах объемных от планируемого объема поступающего на предприятие нефтяного и природного газа;
- для жидкого углеводородного сырья и продукции - в процентах массовых от количества поступающего на переработку сырья или получаемой продукции.

4.10 Структура технологических потерь газообразного сырья при компримировании и переработке складывается из следующих видов потерь:

* Для разработки нормативов предприятия (организации) могут привлекать специализированный научно-исследовательский институт ОАО «НИПИгазпереработка» -- разработчика настоящей методики.

4.10.1 Потери в виде отходов производства:

- вода, выделяемая при компримировании, транспортировке и осушке газа;
- не утилизируемые кислые газы, выделяемые в процессе очистки газа и получения серы (сероводород, диоксид и сероокись углерода, меркаптаны).

4.10.2 Эксплуатационные потери:

- потери при компримировании и переработке за счет утечек через неплотности аппаратов, оборудования, коммуникаций, теплообменной аппаратуры, запорной и регулирующей арматуры (ЗПА), фланцевых соединений, насосов и компрессоров;
- потери при периодической проверке предохранительных клапанов;
- потери, связанные с эксплуатацией факельной системы:
 - продувочный газ, подаваемый в факельную систему для предотвращения попадания в нее воздуха;
 - газ, подаваемый на дежурные горелки для предотвращения затухания факела;
 - газ, подаваемый в факельную систему для разбавления кислых газов перед сжиганием;
- часть потерь* при хранении жидкого сырья и товарной продукции в резервуарах и емкостях товарно-сырьевого парка:
 - при "больших дыханиях";
 - при "малых дыханиях";
- потери при сливо-наливных операциях на эстакаде:
 - при сливе сырья из железнодорожных цистерн и контейнер-цистерн (в виде товарного отбензиненного газа, используемого для поддавливания);
 - при наливке жидкой продукции* в железнодорожные цистерны и контейнер-цистерны.

4.10.3 Прочие неучтенные эксплуатационные потери (при обслуживании контрольно-измерительных приборов, отборе проб, за счет растворимости углеводородов в рабочих агентах и др.).

4.10.4 Потери при остановке объектов на планово-предупредительный ремонт и пуске после ремонта (при опорожнении, разрядке и продувке аппаратов и компрессоров в атмосферу).

4.10.5 Потери при пуско-наладочных работах (при индивидуальном и комплексном опробовании аппаратуры и оборудования).

* К потерям газового сырья относится часть потерь при переработке и хранении жидкого сырья и при операциях с полученной жидкой продукцией, пропорциональная массовой доле собственного жидкого сырья (K_m) в общем количестве жидкого сырья ГПЗ.

4.11 Структура технологических потерь жидкого сырья при его переработке и готовой продукции при её хранении и отгрузке*:

4.11.1 Потери в виде отходов (вода, примеси и т.п.).

4.11.2 Эксплуатационные потери:

- потери за счет утечек через неплотности аппаратов, оборудования, коммуникаций, запорной и регулирующей арматуры, насосов при переработке и хранении;
- потери при периодической проверке предохранительных клапанов;
- потери при хранении жидкого сырья и товарной продукции в резервуарах и емкостях:
 - при "больших дыханиях",
 - при "малых дыханиях";
- потери при сливо-наливных операциях на эстакаде:
 - при сливе жидкого сырья из железнодорожных цистерн и контейнер-цистерн,
 - при наливке готовой продукции в железнодорожные цистерны и контейнер-цистерны;
- прочие неучтенные потери (отбор проб и др.).

4.11.3 Потери при остановке объектов ГПЗ (КС) на планово-предупредительный ремонт и пуске после ремонта.

4.11.4 Потери при пуско-наладочных работах.

4.12 Структура потерь газа при транспортировании по газопроводам:

4.12.1 Потери (утечки) в линейной части газопровода.

4.12.2 Потери газа при ремонте газопровода:

- при полном опорожнении газопровода;
- при частичном опорожнении газопровода;
- при продувке и заполнении отремонтированного газопровода;
- при удалении конденсата из конденсатосборников;

4.12.3 Прочие неучтенные потери (отбор проб, обслуживание контрольно-измерительных приборов и др.).

4.13 Структура потерь жидких углеводородов при транспортировке по продуктопроводам:

4.13.1 Потери (утечки) в линейной части продуктопровода.

* В зависимости от требований заказчика рассчитывается норматив потерь, отнесённых к общему количеству жидкого сырья или отдельно к привозному сырью и сырью собственной выработки. Может также рассчитываться норматив этих же потерь, отнесённый к жидкой продукции в целом или по отдельным продуктам (суммарно или отдельно к продукции из собственного и из привозного сырья). См. ниже раздел 6.

4.13.2 Потери при проведении ремонтных работ:

- при опорожнении ремонтируемого участка продуктопровода;
- при заполнении отремонтированного продуктопровода.

4.13.3 Прочие неучтенные потери.

Потери по пунктам 4.12 и 4.13 относятся к эксплуатационным потерям ГПЗ, КС в случае, если трубопроводы находятся на балансе данного предприятия.

5 Определение нормируемых технологических потерь газообразного сырья

В каждой из формул для определения величины потерь приводится объём (для газа) V_r или масса (для жидких продуктов) $M_{ж}$, теряемые в одном или в группе (n) аппаратов, механизмов, устройств, однотипных по техническим характеристикам и параметрам режима работы. Полученные по данной формуле величины для разных аппаратов или групп затем суммируются и сводятся в таблицу (см. табл. А 1.3, и А 3.1 в приложении А).

Величина потерь газообразного сырья по всем ниже перечисленным источникам потерь определяется в тыс. м³/год при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63: температура 20⁰С (293,15 К), давление 760 мм. рт. ст. (101325 Па) и влажность, равная 0.

5.1 Технологические потери в виде отходов производства

5.1.1 Потери в виде воды, выделяемой из газа, определяются по формуле [1]:

$$P_{r1} = V_n(W_n - W_k) \cdot 1,336 \cdot 10^{-3}, \quad (5.1)$$

где V_n - объём газа, поступающего на прием КС или компрессорного цеха ГПЗ, тыс.м³/год;

W_n, W_k - соответственно, усредненные за год значения начального и остаточного влагосодержания газа, кг/1000 м³ (принимаются по данным лабораторных анализов или по расчетному равновесному влагосодержанию исходного газа при термобарических условиях поступления его на ГПЗ или КС);

1,336 - удельный объём паров воды при стандартных условиях, м³/кг.

Отходы в виде воды не включаются в потери газового сырья, если количество поступившего на ГПЗ (КС) газа учитывается согласно ГОСТ 2939-63 в сухом состоянии (при влажности, равной 0).

5.1.2 Потери в виде кислых газов определяются по формуле:

$$P_{Г2} = V_{Oч} (X_{H_2S} + X_{CO_2} + X_{RSH}), \quad (5.2)$$

где $V_{Oч}$ - объем газа, подаваемого на очистку, тыс.м³/год;

$X_{H_2S}, X_{CO_2}, X_{RSH}$ - степень извлечения, соответственно, сероводорода, углекислого газа и меркаптанов из газа, объемные доли.

Для предприятий, вырабатывающих серу, формула (5.2) приобретает вид:

$$P'_{Г2} = V_{Oч} (X_{H_2S} + X_{CO_2} + X_{RSH}) - G_s \cdot 0,75, \quad (5.3)$$

где G_s - выработка серы в планируемом году, т;

0,75 - удельный расход газа на выработку серы, тыс. м³/т.

5.2 Технологические эксплуатационные потери

5.2.1 Потери газа за счет утечек через неплотности из аппаратов и оборудования.

Величина утечек газа из колонных аппаратов, емкостей и т.п., в которых по объему преобладает газовая или парогазовая среда, рассчитывается по формуле (преобразованной из [2]):

$$P_{Г3} = 0,231 \cdot (P \cdot V_{om})^{0,8} \cdot \sqrt{\frac{M_2}{T}} \cdot \frac{\tau}{\rho_2} \cdot n \cdot k_m \cdot 10^{-3}, \quad (5.4)$$

В случае, если в колоннах, емкостях и т.п. преобладает жидкая среда, величина утечек рассчитывается по формуле:

$$P'_{Г3} = 0,025 \cdot (P \cdot V_{om})^{0,8} \cdot \frac{\tau}{K_0 \cdot \rho_n} \cdot n \cdot k_m \cdot 10^{-3}, \quad (5.5)$$

где 0,231 и 0,025 – пересчетные коэффициенты. В этих и последующих формулах численные коэффициенты, определенные расчётным или эмпирическим путём, включают в себя, в частности, множители, необходимые для устранения различия в размерностях отдельных элементов формулы с конечной размерностью (тыс.м³/год или т/год);

P - давление в аппарате, МПа (абс);

V_{om} - объем аппарата, м³;

T - средняя температура в аппарате, К;

τ - продолжительность эксплуатации, ч/год;

$\rho_{с(г)}$ - плотность газа или парогазовой смеси при стандартных условиях, кг/м³;

n - количество однотипных по объему и технологическим параметрам аппаратов, шт.;

K_0 - коэффициент, учитывающий зависимость величины утечек от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате. Определяется по таблице 1[3];

Таблица 1 - Значение коэффициента K_0 в зависимости от средней температуры кипения нефтепродукта t_k и средней температуры в аппарате t

t °C	t_k °C (температура кипения нефтепродукта)																
	<20	20-52	53-84	85-112	113-138	139-162	163-185	186-206	207-226	227-244	245-262	263-278	279-294	295-310	311-324	325-350	>350
-20	0,40	0,51	0,69	0,96	1,31	1,86	2,52	3,59	3,76	-	-	-	-	-	-	-	-
-10	0,37	0,47	0,63	0,85	1,15	1,59	2,11	2,94	3,25	3,56	-	-	-	-	-	-	-
0	0,34	0,44	0,56	0,75	0,99	1,32	1,70	2,30	2,76	2,84	3,56	-	-	-	-	-	-
10	0,30	0,41	0,51	0,67	0,97	1,14	1,45	1,90	2,25	2,81	3,41	4,36	-	-	-	-	-
20	0,30	0,38	0,46	0,61	0,78	0,99	1,24	1,60	1,85	1,97	2,36	2,84	4,06	-	-	-	-
30	0,28	0,35	0,43	0,57	0,71	0,89	1,11	1,40	1,60	1,64	1,93	2,28	3,37	4,89	-	-	-
40	0,26	0,33	0,39	0,51	0,64	0,79	0,98	1,20	1,35	1,43	1,68	1,97	2,67	4,01	-	-	-
50	-	-	0,37	0,47	0,58	0,72	0,89	1,08	1,19	1,23	1,43	1,66	1,90	2,20	2,66	3,13	4,65
60	-	-	0,35	0,44	0,53	0,65	0,79	0,95	1,04	1,10	1,27	1,47	1,67	1,92	2,29	2,79	3,87
70	-	-	0,33	0,41	0,50	0,60	0,73	0,86	0,94	1,01	1,11	1,28	1,47	1,67	1,95	2,37	3,59
80	-	-	0,31	0,38	0,46	0,55	0,66	0,78	0,83	0,97	1,08	1,21	1,37	1,54	1,79	2,11	2,65
90	-	-	-	0,36	0,43	0,51	0,61	0,71	0,76	0,88	1,00	1,15	1,28	1,45	1,57	1,74	1,95
100	-	-	-	0,34	0,40	0,48	0,56	0,65	0,68	0,79	0,89	1,01	1,13	1,26	1,35	1,53	1,68
110	-	-	-	0,32	0,38	0,45	0,52	0,60	0,64	0,73	0,82	0,93	1,02	1,13	1,22	1,37	1,50
120	-	-	-	-	0,36	0,42	0,49	0,56	0,59	0,67	0,75	0,84	0,92	1,01	1,12	1,22	1,33
130	-	-	-	-	0,34	0,40	0,46	0,52	0,55	0,62	0,70	0,78	0,85	0,93	1,02	1,11	1,22
140	-	-	-	-	0,32	0,38	0,43	0,49	0,51	0,57	0,64	0,72	0,78	0,85	0,93	1,01	1,10
150	-	-	-	-	-	0,35	0,40	0,46	0,47	0,53	0,59	0,65	0,70	0,78	0,85	0,91	0,98
160	-	-	-	-	-	0,33	0,37	0,43	0,45	0,50	0,56	0,62	0,66	0,75	0,85	0,92	0,92
170	-	-	-	-	-	0,31	0,35	0,40	0,42	0,47	0,52	0,58	0,62	0,74	0,85	0,92	0,92
180	-	-	-	-	-	-	0,33	0,38	0,40	0,44	0,49	0,54	0,57	0,68	0,79	0,92	0,92
190	-	-	-	-	-	-	0,31	0,36	0,37	0,41	0,46	0,50	0,53	0,63	0,73	0,85	0,92
200	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,35	0,38	0,42	0,46	0,48	0,58	0,67	0,82	0,92
210	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33	0,36	0,40	0,44	0,46	0,51	0,62	0,75	0,85
220	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	0,34	0,38	0,42	0,44	0,48	0,55	0,66	0,77
230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,36	0,40	0,42	0,45	0,52	0,62	0,72
240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,35	0,39	0,40	0,45	0,51	0,63	0,72
250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,37	0,38	0,42	0,48	0,58	0,66
260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,36	0,36	0,40	0,45	0,55	0,62
270	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33	0,34	0,38	0,42	0,48	0,55
280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	0,31	0,36	0,40	0,44	0,51
290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	0,31	0,34	0,38	0,41	0,44
300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	0,32	0,34	0,39	0,41
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,34	0,37	0,41
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,37	0,41
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,37
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,37

k_m - массовая доля жидкого сырья собственной выработки в сырье ГПЗ при условии совместной переработки на ГПЗ газообразного и жидкого сырья со стороны:

- для предприятий, перерабатывающих только собственное сырьё, а также для установок, первых в технологической цепочке ГПЗ (осушка, очистка, отбензинивание, то есть – до ГФУ), $k_m = 1$;
- для установок ГФУ, ёмкостей и продуктопроводов, при переработке, хранении и отгрузке также и жидкого сырья со стороны, k_m всегда меньше 1 и равно:

$$k_m = \frac{G_{свд}}{G_{свд} + G_{пр}} \quad (5.6)$$

где $G_{свд}$ и $G_{пр}$ - жидкое сырьё, соответственно, собственной выработки ГПЗ и доставленное со стороны по железной дороге или по продуктопроводу.

Соответственно, доля привозного сырья составляет $(1 - k_m)$.

M_z - средняя молярная масса газов (парогазовой смеси), находящихся в аппарате, кг/кмоль. Молярная масса газов рассчитывается при известном компонентном составе по формуле:

$$M_z = \sum M_i \cdot x_i \quad (5.7) \text{ или}$$

$$M_z = \frac{1}{\sum g_i / M_i} \quad (5.8)$$

где M_i - молярная масса i -го компонента, кг/кмоль;

x_i , g_i - концентрация i -го компонента, соответственно, в мольных (объёмных) и в массовых долях.

Если известна плотность газа (паров) при стандартных условиях, молярную массу его можно вычислить по формуле:

$$M_{z(n)} = 24,04 \cdot \rho_{z(n)} \quad (5.9)$$

С достаточной точностью при расчётах утечек по формулам (5.4) и (5.5) для ряда товарных продуктов можно использовать усреднённые значения ρ и M , приведенные в таблице 2.

Для парогазовой смеси неизвестного компонентного состава молярную массу можно определить в зависимости от температуры начала кипения продукта $t_{нк}$ по таблице 3 [4].

Таблица 2 - Среднее значение молярной массы M и плотности ρ газов (паров) в стандартных условиях

Наименование продукта	Стандарт (ГОСТ, ТУ)	M , кг/кмоль	ρ , кг/м ³
Природный газ (с содержанием метана не менее 95%мас.)	-	16,4	0,682
Природный газ топливный компримированный для ДВС	ГОСТ 27577-2000	18,1	0,753
Нефтяной газ отбензиненный	-	19,6	0,814
Этановая фракция, марка А	ТУ 0272-022-	29,8	1,240
марка Б	-00151638-99	33,6	1,398
Пропановая фракция, марка А	ТУ 0272-023-	43,8	1,822
марка Б	-00151638-99	44,1	1,838
Автомобильное топливо, марка ПА	ГОСТ 27578-87	44,1	1,838
марка ПБА		50,1	2,082
Пропан-бутановая фракция СПБТ	ГОСТ Р 51104-97	51,3	2,134
Бутан технический, БТ	-//-	57,9	2,409
ШФЛУ, марка А	ТУ 38.101524-93	56,2	2,336
марка Б		61,0	2,537
Стабильный газовый бензин, марка БЛ	ТУ 39-1430-89	60,0	2,496
марка БТ		63,0	2,621

Таблица 3 - Значения молярной массы паров углеводородов M (кг/кмоль) в зависимости от температуры начала кипения продукта $t_{нк}$ ($^{\circ}\text{C}$)

$t_{нк}$	M	$t_{нк}$	M	$t_{нк}$	M
10	51,0	30	63,0	50	75,0
11	51,6	31	63,6	51	75,6
12	52,2	32	64,2	52	76,2
13	52,8	33	64,8	53	76,8
14	53,4	34	65,4	54	77,4
15	54,0	35	66,0	55	78,0
16	54,6	36	66,6	56	78,6
17	55,2	37	67,2	57	79,2
18	55,8	38	67,8	58	79,8
19	56,4	39	68,4	59	80,4
20	57,0	40	69,0	60	81,0
21	57,6	41	69,6	65	84,0
22	58,2	42	70,2	70	87,0
23	58,8	43	70,8	75	90,0
24	59,4	44	71,4	80	93,0
25	60,0	45	72,0	85	96,0
26	60,6	46	72,6	90	99,0
27	61,2	47	73,2	95	102,0
28	61,8	48	73,8	100	105,0
29	62,4	49	74,4	110	111,0

5.2.2 Величина утечек через неплотности уплотнений компрессоров определяется по формуле:

$$P_{г4} = A_k \cdot a_k \cdot n_k \cdot \frac{\tau}{\rho_2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.10)$$

где A_k - расчетная величина утечек на 1 компрессор, кг/ч. Определяется по таблице 4 с учётом числа уплотнений в 1 компрессоре;

a_k - коэффициент, характеризующий долю уплотнений, потерявших герметичность, доли. Определяется по таблице 4 в зависимости от типа компрессора [5];

n_k - количество компрессоров данного вида, шт.

τ - продолжительность работы компрессора в течение года, ч;

ρ_2 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

5.2.3 Потери через сальники и уплотнения запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) определяются по формулам [2]:

для фланцевых соединений:

$$P_{г5} = \frac{A_1 \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \tau \cdot a_1 \cdot 10^{-3}}{\rho_2}, \quad (5.11)$$

для сальниковых уплотнений:

$$P_{г6} = \frac{A_2 \cdot n_1 \cdot \tau \cdot a_2 \cdot 10^{-3}}{\rho_2}, \quad (5.12)$$

где n_1, n_2 - количество, соответственно, единиц ЗРА и фланцев на одном запорно-регулирующем устройстве, шт;

τ - продолжительность работы ЗРА, ч/год;

A_1 и A_2 - расчетная величина утечек, кг/ч. Определяется по таблице 4;

a_1, a_2 - коэффициент, характеризующий долю уплотнений, потерявших герметичность, доли. Определяется по таблице 4;

ρ_2 - плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

По формулам (5.11) и (5.12) рассчитываются потери в тех ЗРА, которые не входят в комплект аппаратов и машин, потери в которых учтены формулами (5.4), (5.5), (5.10) и (5.13), в частности, в ЗРА на коммуникациях.

5.2.4 Величина утечек через неплотности теплообменной аппаратуры определяется по формуле:

$$P_{г7} = P' \cdot n_m \cdot \frac{\tau}{\rho_2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.13)$$

где P' - потери на единицу однотипной теплообменной аппаратуры, кг/ч. Определяются по таблице 5 в зависимости от типа аппаратуры [2];

n_m - количество единиц однотипной теплообменной аппаратуры, шт;

τ - продолжительность эксплуатации, ч/год;

ρ_2 - плотность газа или парогазовой смеси при стандартных условиях, кг/м³.

Таблица 4 - Утечки через неподвижные и подвижные соединения

Наименование оборудования, Вид технологического потока	Расчетная величина утечки, Кг/ч	Расчетная доля уплотнений, по- терявших гер- метичность, доли единицы*
<i>Запорно-регулирующая арматура</i>		
Среда газовая	0,0210	0,293
Легкие углеводороды, двухфазные среды	0,0130	0,365
Тяжелые углеводороды	0,0066	0,070
Водород	0,0088	0,300
<i>Предохранительные клапаны</i>		
Парогазовые потоки	0,136	0,460
Легкие жидкие углеводороды	0,084	0,250
Тяжелые углеводороды	0,111	0,350
<i>Фланцевые соединения</i>		
Парогазовые потоки	0,00073	0,030
Легкие углеводороды, двухфазные потоки	0,00038	0,050
Тяжелые углеводороды	0,00028	0,020
Уплотнения валов машин**(на одно уплотнение)		
<i>Центробежные компрессоры</i>		
газовые потоки	0,120	0,765
водород	0,050	0,810
<i>Поршневые компрессоры</i>		
	0,115	0,700
<i>Насосы:</i>		
- сальниковые уплотнения	0,140	-
- торцовое уплотнение	0,080	-
- двойное торцовое или бессальниковое	0,020	-
- на жидких легких и сжиженных углеводородах		0,638***
- на тяжелых углеводородах		0,226***

* Общее число уплотнений данного типа принято за 1.

** Утечки через уплотнения валов детандеров приравниваются к аналогичным величинам для компрессоров, а через уплотнения мешалок и реакторов - к утечкам из насосов соответствующих типов.

*** Для уплотнений всех типов.

Таблица 5 - Выбросы на единицу теплообменной аппаратуры Π' в зависимости от вида продукта или средней температуры кипения жидкости t_k ($^{\circ}\text{C}$), кг/ч

Аппаратура	Газ, бензин и жидкости с $t_k \leq 120^{\circ}\text{C}$	Керосин, ди- зельное топливо и жидкости с $t_k > 120^{\circ}\text{C}$
Кожухотрубный теплообменник:		
трубное пространство	0,20	0,10
межтрубное пространство	0,20	0,10
Кожухотрубный холодильник	0,20	0,10
Кожухотрубный кипятильник	0,20	0,10
Погружной холодильник	1,00	0,50
Аппарат воздушного охлаждения	0,10	0,07

5.2.5 Потери газа при проверке предохранительных клапанов.

Объем потерь при периодической проверке работоспособности клапанов определяется по формуле [2]:

$$\Pi_g = 37,3 \cdot F \cdot \alpha \cdot P \cdot \sqrt{\frac{Z}{T}} \cdot \tau_1 \cdot n \cdot n_{\text{кл}} \quad (5.14)$$

где F - площадь сечения клапана, м^2 ;
 α - коэффициент расхода клапана данного вида (принимается по паспортным данным);
 P - давление газа в аппарате, МПа (абс);
 T - температура газа в аппарате, К;
 Z - коэффициент сжимаемости газа при T и P . Определяется по рис.1 [6]
 τ_1 - продолжительность одной продувки клапана, сек;
 n - число проверок одного клапана в год (принимается в соответствии с утвержденным руководством предприятия графиком проверки работоспособности клапанов), раз;
 $n_{\text{кл}}$ - число клапанов данного вида, шт.

5.2.6 Потери, связанные с эксплуатацией факельной системы (непрерывная функциональная готовность к аварийному сбросу газа), складываются из подачи:

- продувочного (затворного) газа в факельную систему для предотвращения попадания в нее воздуха;
- газа на дежурные горелки для предотвращения затухания факела;
- углеводородного газа на разбавление кислых газов перед сжиганием.

Расход газа на факел измеряется инструментально, определяется расчетом или принимается в соответствии с технологическим регламентом.

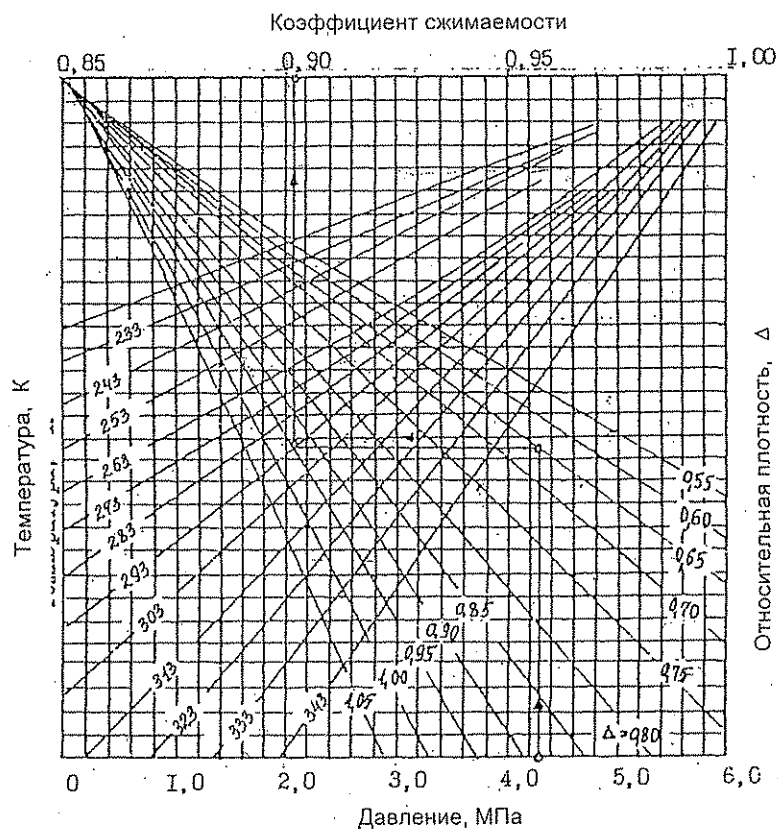


Рисунок 1. Определение коэффициента сжимаемости Z газа по давлению P, температуре T и относительной плотности Δ

Последовательность определения: P → Δ → T → Z

Пример : P = 4,3 МПа, Δ = 0,65, T = 293 К

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{газ}}}{\rho_{\text{воздуха}}}, \text{ где } \rho_{\text{воздуха}} = 1,29 \text{ кг/м}^3$$

Ответ: z = 0,902

Расход затворного (продувочного) газа определяется по формуле:

$$P_{r9} = 3,6 \cdot w \cdot S \cdot \tau \quad (5.15)$$

где w - минимально допустимая скорость затворного газа в факельном стволе (под оголовком), м/сек.

Согласно правилам устройства и безопасной эксплуатации факельных систем [7] ее величина должна быть не менее 0,05 м/с при наличии лабиринтного уплотнения и не менее 0,9 м/сек – при отсутствии лабиринтного уплотнения;

S – площадь поперечного сечения факельного ствола (под оголовком), м²;
τ - продолжительность подачи газа, час/год.

Расход газа, подаваемого на дежурные горелки для предотвращения затухания факела, определяется по формуле:

$$P_{r10} = V \cdot n_z \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (5.16)$$

где V - расход газа на одну дежурную горелку, м³/ч. Принимается по данным технической документации в зависимости от типа горелок. При отсутствии этих данных принимается равным 3-5 м³/ч [7];

n_z - количество горелок на факельном стояке, шт;

τ - продолжительность подачи газа, час/год.

Расход газа, подаваемого на разбавление сжигаемых кислых газов для доведения концентрации сероводорода в сжигаемом газе до 8% [7], определяется по формуле:

$$P_{r11} = \frac{V_{H_2S} \cdot 8}{92} - V_{CO_2} - P_{r9} \quad (5.17)$$

где V_{H₂S} и V_{CO₂} - объемы сероводорода и углекислого газа, сбрасываемых на факел, тыс.м³/год.

5.2.7 Потери отбензиненного газа на поддавливание при сливе сырья из железнодорожных цистерн определяются по формуле [8]:

$$P_{r12} = V_{ц} \cdot P_{сбр} \cdot n_{ц} \cdot 10^{-3} \quad (5.18)$$

где V_ц - геометрический объем цистерны, м³;

P_{сбр} - давление сброса газа на факел, МПа;

n_ц - годовое количество цистерн, шт.

$$n_{ц} = \frac{G_{ж.с.} \cdot 10^3}{V_{пол} \cdot \rho_{ж.с.}} \quad (5.19)$$

где G_{ж.с.} - планируемое количество жидкого сырья со стороны, поступающего железнодорожным транспортом в товарный парк, т/год;

ρ_{ж.с.} - плотность жидкого сырья при среднегодовой температуре его хранения, кг/м³;

V_{пол.} - полезный объем цистерны, м³.

$V_{\text{мин}}$ - полезный объем цистерны, м³.

5.2.8 Потери газа в виде потерь жидкой продукции, выработанной из собственного газового сырья ГПЗ.

К этой группе потерь должна быть отнесена часть суммы потерь жидкого сырья и продукции, пропорциональная доле k_m и пересчитанная из массовых в объемные единицы по формуле:

$$\Pi_{Г 13} = \frac{\Pi_{Ж \text{ обш.}} \cdot k_m}{\rho_{\text{жжс}}} \quad (5.20)$$

где $\Pi_{Ж \text{ обш.}}$ – сумма потерь жидкого сырья и жидкой продукции, рассчитанная по формуле (6.20), т/год;

k_m - доля жидкого сырья собственной выработки по формуле (5.6);

$\rho_{\text{жжс}}$ - плотность паров жидкого сырья собственной выработки, кг/м³.

Принимается по данным табл.2 или табл.3 и формуле (5.9).

В случае, если на ГПЗ (КС) отсутствует переработка жидкого сырья и не утилизируются углеводороды, выпадающие при компримировании, потеря их рассчитывается по формуле (5.20), причём $\Pi_{Ж \text{ обш.}}$ вычисляется в т/год по разности углеводородного состава газа до и после компримирования, а $k_m = 1$.

5.2.9 Прочие неучтенные потери принимаются в размере 10% от эксплуатационных потерь (без учета потерь на факеле):

$$\Pi_{Г 14} = 0,1 \cdot \sum_{i=3}^N \Pi_{Г i} \quad (5.21)$$

где N - число видов технологических потерь $\Pi_{Г i}$, исключая $\Pi_{Г 9}$, $\Pi_{Г 10}$ и $\Pi_{Г 11}$.

5.3 Технологические потери газа, связанные с остановкой оборудования на ремонт, освидетельствование

5.3.1 Потери газа при опорожнении (разрядке, подготовке к ремонту) аппаратов и компрессоров определяются по формуле [2]:

$$\Pi_{Г 15} = 2,893 \cdot \frac{V_{\text{ан}} \cdot P_{\text{сбр}}}{T_{\text{сбр}} \cdot Z} \cdot n_a \cdot n_p \quad (5.22)$$

где $V_{\text{ан}}$ - объем аппарата, м³;

$P_{\text{сбр}}$ - давление сброса газа (пара) на факел, МПа (абс);

$T_{\text{сбр}}$ - температура газа в аппарате при его разрядке, К;

Z - коэффициент сжимаемости при $T_{\text{сбр}}$ и $P_{\text{сбр}}$ (рис.1);

n_a - количество однотипных аппаратов, шт;

n_p - количество опорожнений, раз в год

5.3.2 Потери газа при продувке и заполнении аппаратуры и оборудования после ремонта определяются по формуле [2]:

$$\Pi_{Г 16} = 2,893 \cdot \frac{V_{\text{ан}} \cdot P_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}} \cdot (v + 1) \quad (5.23)$$

где $P_{\text{пр}}$ - давление продувочного газа, МПа (абс);

$T_{\text{пр}}$ - температура продувочного газа, К;

Давление и температура продувочного газа принимаются в соответствии с технологическим регламентом;

v - кратность продувки, обеспечивающая требования безопасной эксплуатации. Принимается, как правило, равной 3.

В случае, если для продувки оборудования используется инертный газ, потери газа при продувке не учитываются.

5.4 Потери газа при пусконаладочных работах

К пусконаладочным работам (ПНР) относится комплекс работ, выполняемых в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования.

5.4.1 Потери газа при проведении индивидуальных испытаний сосудов, аппаратов, оборудования определяются по формуле:

$$\Pi_{Г 17} = V_{\text{исп}} \cdot \tau_2 \quad (5.24)$$

где $V_{\text{исп}}$ - расход газа при индивидуальном испытании оборудования данного вида, тыс.м³/ч;

τ_2 - продолжительность испытания, ч.

Величины $V_{\text{исп}}$ и τ_2 согласно СНиП 3.05.05-84 принимаются из технических условий (ТУ) или из паспортов аппаратов..

5.4.2 Объем потерь газа при комплексном опробовании оборудования согласно СНиП 3.05.05-84 (п.п.6 и 7 приложения 1) определяется в соответствии с отраслевыми правилами приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов цехов и производств:

$$\Pi_{Г 18} = V_{\text{к.о.}} \cdot \tau_3 \quad (5.25)$$

где $V_{\text{к.о.}}$ - расход газа при комплексном опробовании оборудования, установок, блоков, тыс.м³/ч;

τ_3 - продолжительность комплексного опробования, ч.

Величины $V_{\text{к.о.}}$ и τ_3 определяются в программе комплексного опробования.

По пусковым объектам, на которых в планируемом году предусмотрены компримирование и переработка газа, определение технологических потерь на период плановой эксплуатации производится по аналогии с расчетом этих потерь на действующих КС и ГПЗ.

5.5 Общие потери и норматив потерь газа при подготовке и переработке определяются по формулам (без учёта или с учётом отходов в виде воды – см. примечание в п. 5.1.1):

$$\Pi_{Г, общ} = \sum_{i=2(1)}^{18} \Pi_{Г, i} \quad (5.26)$$

Норматив технологических потерь газообразного сырья при подготовке и переработке определяется по формуле:

$$H_{Г} = \frac{\Pi_{Г, общ} \cdot 100}{Q_{г}} \% \text{ объем} \quad (5.27)$$

где $Q_{г}$ - объем перерабатываемого газа, тыс.м³/год

5.6 Технологические потери газа при транспортировке по газопроводам

5.6.1 Объем потерь газа из линейной части газопроводов через неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и через микротрещины стенок трубы определяется по формуле [2]:

$$\Pi_{Г, 1} = 2,08 \cdot \frac{D^2 \cdot L \cdot \tau \cdot P_{ср}}{T_{ср} \cdot Z_{ср}} \quad (5.28)$$

где D - диаметр газопровода, м;
 L - длина газопровода, км;
 τ - продолжительность работы газопровода, ч;
 $P_{ср}$ - среднее давление газа в газопровode, МПа (абс);
 $T_{ср}$ - средняя температура газа в газопровode, К;
 $Z_{ср}$ - коэффициент сжимаемости газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$ (рис.1).

Средняя температура газа в газопровode определяется по формуле:

$$T_{ср} = \frac{1}{3} \cdot T_H + \frac{2}{3} \cdot T_K \quad (5.29)$$

где T_H и T_K - температура газа, соответственно, в начале и в конце газопровода, К.

Среднее давление по длине газопровода определяется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (5.30)$$

где P_H и P_K - давление, соответственно, в начале и в конце газопровода, МПа (абс).

5.6.2 Объем потерь газа при каждой остановке газопровода на ремонтные работы (разрядка в атмосферу) определяется по формуле [2]:

$$\Pi_{Г, 2} = 2,893 \cdot \frac{V_{гв} \cdot P_{ср}}{T_{ср} \cdot Z_{ср}} \quad (5.31)$$

где $V_{гв}$ - геометрический объем ремонтируемого участка газопровода, м³;
 $P_{ср}$ - среднее давление в газопровode, МПа;
 $T_{ср}$ - средняя температура в газопровode, К.

Объем потерь газа при продувке и заполнении газопроводов после ремонта определяется по формуле:

$$\Pi_{Г, 3} = Q \cdot \tau \cdot v \quad (5.32)$$

где Q - расход газа через участок газопровода (тыс.м³/ч) вычисляется из выражения:

$$Q = 512,3 \cdot \sqrt{\frac{P_{ср} \cdot D^5 \cdot Z_{ср}}{\rho}} \quad (5.33)$$

где τ - время одной продувки участка газопровода, ч;

$$\tau = 157 \cdot \frac{L \cdot P_{ср} \cdot D^2}{Q} \quad (5.34)$$

v - кратность продувки, обеспечивающая требования безопасной эксплуатации оборудования. Как правило, принимается равной 3.

5.6.3 Потери газа при неавтоматическом опорожнении конденсатосборников, установленных на газопроводах, определяются по выражению [2]:

$$\Pi_{Г, 4} = 1,97 \cdot V_K \cdot P_K \cdot n \cdot 10^{-3} \quad (5.35)$$

где V_K - объем конденсатосборника, м³;
 P_K - рабочее давление в конденсатосборнике, МПа;
 n - количество продувок конденсатосборников, раз/год.

5.6.4 Потери газа при пусконаладочных работах на газопровode $\Pi_{Г, 5}$ определяются в соответствии СНиП 3.05.05-84 аналогично описанному выше в п.5.4 для потерь при пусконаладочных работах на технологических установках.

5.6.5 Прочие неучтенные потери принимаются в размере 10% от суммарной величины всех перечисленных составляющих эксплуатационных потерь:

$$\Pi_{Г, 6} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^5 \Pi_{Г, i} \quad (5.36)$$

5.6.6 Общие потери газа при транспортировке по газопроводам определяются по формуле:

$$P_{г,общ} = \sum_{i=1}^6 P_{г,г_i}, \quad (5.37)$$

Норматив технологических потерь газа при транспортировке по газопроводу определяется по формуле:

$$H_{г,г} = \frac{P_{г,общ} \cdot 100}{Q_{г}} \% \text{ объем}, \quad (5.38)$$

где $P_{г,общ}$ - величина суммарных потерь газообразного сырья при транспорте по газопроводу, тыс.м³/год;

$Q_{г}$ - объем транспортируемого газа, тыс.м³/год.

6 Определение нормируемых технологических потерь жидких углеводородов

В зависимости от целей расчётов потери жидких углеводородов (в т/год) могут быть рассчитаны и отнесены в виде норматива ко всему переработанному на ГПЗ жидкому сырью, либо отдельно:

- потери жидких углеводородов из сырья *собственной выработки* ГПЗ и продукции из этой части сырья;
- потери из *привозного жидкого сырья (сырья со стороны)* и продукции из этой части сырья.

В приводимых ниже формулах учитывается *всё сырьё*. Если необходимо разделить потери жидких углеводородов по различным источникам сырья, то результаты, полученные по формулам (6.1) - (6.20), умножаются на коэффициенты k_m и $(1-k_m)$ для определения, соответственно, доли потерь, относимых к жидкому сырью собственной выработки и к привозному сырью.

Норматив потерь жидких углеводородов может рассчитываться также не на сырьё, а на всю жидкую продукцию или на каждый вид этой продукции.

6.1 Технологические потери в виде отходов производства

6.1.1 Потери в виде воды, выделяемой из конденсата, рассчитываются по формуле:

$$P_{ж,1} = G_x \cdot (W_H - W_K) \cdot 10^{-3}, \quad (6.1)$$

где G_x - количество осушаемого конденсата, т/год;

W_H и W_K - соответственно, усредненные за год значения начальной и остаточной обводненности конденсата, кг/т. Принимаются по данным лабораторных анализов.

6.2 Эксплуатационные технологические потери

6.2.1. Определение потерь за счет утечек через неплотности из аппаратов, оборудования, коммуникаций при подготовке и хранении сырья и готовой продукции.

Потери из колонных аппаратов, емкостей, в которых преобладает газовая и парогазовая среды, определяются по формуле:

$$P_{ж,2} = 0,231 \cdot (P \cdot V_{об})^{0,8} \cdot \sqrt{\frac{M_{плж}}{T}} \cdot \tau \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (6.2)$$

Величина утечек из колонных аппаратов, емкостей, в которых по объему преобладает жидкая среда, определяется по формуле:

$$P_{ж,3} = 0,025 \cdot (P \cdot V_{об})^{0,8} \cdot \frac{\tau}{K_0} \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (6.3)$$

где $M_{плж}$ - молярная масса паров жидкости в аппарате, кг/кмоль. Определяется по табл. 3 или 2 ;

$P, V_{об}, \tau, T, K_0, n$ - аналогично формулам (5.4) и (5.5) настоящей методики.

6.2.2 Величина утечек через неплотности уплотнений насосов определяется по формуле:

$$P_{ж,4} = P_{ж,1} \cdot n_n \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

где $P_{ж,1}$ - потери на один рабочий насос, кг/ч. Определяются по таблице 4 в зависимости от типа насоса и типа уплотнений [5];

n_n - количество насосов с одним типом уплотнений, шт.

τ - продолжительность эксплуатации, ч/год.

6.2.3 Потери через неплотности запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) определяются по формулам:

для фланцевых соединений:

$$P_{ж,5} = A_1 \cdot n_1 \cdot n_2 \cdot \tau \cdot a_1 \cdot 10^{-3}, \quad (6.5)$$

для сальниковых уплотнений:

$$P_{ж,6} = A_2 \cdot n_1 \cdot \tau \cdot a_2 \cdot 10^{-3}, \quad (6.6)$$

где A_1 и A_2 - величины утечек через подвижные и неподвижные уплотнения ЗРА, кг/ч. Определяются по таблице 4;

a_1 и a_2 - коэффициент, характеризующий долю уплотнений, потерявших герметичность, доли. Определяются по таблице 4;

n_1 - количество единиц ЗРА;

n_2 - количество фланцев на одном экземпляре ЗРА.

τ - продолжительность эксплуатации, ч/год.

Аналогично расчётам по формулам (5.11) и (5.12) потери по формулам (6.5) и (6.6) рассчитываются только для ЗРА, не входящих в комплект аппаратов и машин, потери в которых учтены формулами (6.2), (6.3), (6.4) и (6.7).

6.2.4 Величина утечек через неплотности теплообменной аппаратуры определяется по формуле:

$$P_{ж\gamma} = P_{ж'} \cdot n_m \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (6.7)$$

где $P_{ж'}$ - потери на единицу однотипной теплообменной аппаратуры, кг/ч. Определяются по таблице 5 в зависимости от типа аппаратуры;
 n_m - количество единиц однотипной теплообменной аппаратуры, шт.;
 τ - продолжительность эксплуатации, ч/год.

6.2.5 Величина потерь при периодической проверке работоспособности предохранительных клапанов определяется по формуле [6]:

$$P_{ж\delta} = 35,7 \cdot F \cdot \alpha \cdot P \cdot \sqrt{\frac{\rho_{пж}}{T}} \cdot \tau_1 \cdot m \cdot n_{кв}, \quad (6.8)$$

где F - площадь сечения клапана, м²;
 α - коэффициент расхода клапана данного вида (принимается по паспортным данным);
 τ_1 - продолжительность продувки клапана, с;
 m - число проверок одного клапана за расчетный период, шт.;
 $n_{кв}$ - число клапанов данного вида, шт.;
 $\rho_{пж}$ - плотность паров жидкого продукта при стандартных условиях, кг/м³.

6.2.6 Потери при хранении жидкого сырья и готовой продукции в емкостях и резервуарах при давлении, близком к атмосферному, [6].

Потери на весь объем жидкого сырья и готовой продукции от "больших дыханий" рассчитываются по формуле:

$$P_{ж\epsilon} = \frac{G_{ж.с.}}{\rho_{ж.с.}} \cdot \frac{P}{\pi} \cdot \rho_{п}, \quad (6.9)$$

где $G_{ж.с.}$ - планируемое количество жидкого сырья и готовой продукции, поступающее в товарно-сырьевой парк, т/год;
 P - упругость паров жидких углеводородов при среднегодовой температуре, Па. Упругость паров жидких углеводородов может быть определена экспериментально или рассчитана по формуле:

$$P = \sum P_i \cdot x_i, \quad (6.10)$$

где P_i - упругость паров i -го компонента при заданной температуре, Па. Определяется по графику Кокса (рис.2), [6];
 x_i - мольное содержание i -го компонента в жидкой продукции;
 $\rho_{ж.с.}$ - плотность жидкого сырья и готовой продукции при среднегодовой температуре его хранения, кг/м³.

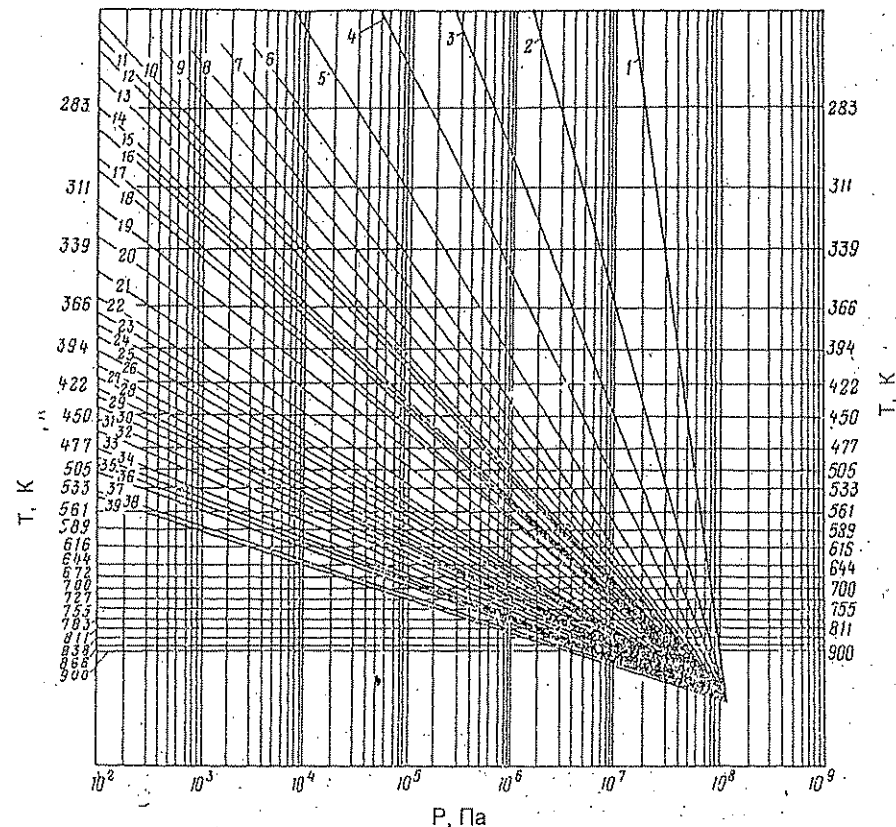


Рисунок 2. График Кокса
 1 – метан, 2 – этан, 3 – пропан, 4 – бутан, 5 – пентан, 6 – гексан,
 7 – бензол, 8 – гептан, 9 – толуол, 10 – октан, 11 – этилбензол,

π - давление в газовом пространстве емкостей и резервуаров, Па; (может быть принято равным атмосферному – 101325 Па);
 ρ_n - плотность паров жидких углеводородов в емкостях и резервуарах при среднегодовой температуре его хранения, кг/м³. Плотность паров жидких углеводородов определяется по формуле:

$$\rho_n = \frac{M_n \cdot 293}{24,04 \cdot T} = 12,19 \cdot \frac{M_n}{T}, \quad (6.11)$$

где T - среднегодовая температура хранения продукта, К;
 M_n - молярная масса паров продукта, находящегося в резервуаре, кг/кмоль. Может быть определена по данным табл. 3 или 2.

Потери от "малых дыханий" из емкостей и резервуаров с жидким сырьем или продукцией определяются по формуле:

$$П_{ж10} = 1,37 \cdot \frac{P}{\pi} \cdot D^{1,8} \cdot K_H \cdot K_o \cdot \rho_{ж} \cdot n_{ем} \cdot 10^{-3}, \quad (6.12)$$

где D - диаметр емкости, м;
 K_H - коэффициент, учитывающий влияние высоты газового пространства емкости (H_z), м;

$$K_H = 0,175 \cdot (0,328 \cdot H_z + 5)^{0,57} - 0,1, \quad (6.13)$$

K_o - коэффициент, учитывающий влияние окраски емкости: белая краска - $K_o = 0,75$; алюминиевая - $K_o = 1,0$; красная или без окраски - $K_o = 1,25$;

$n_{ем}$ - количество емкостей, шт.;

$P, \pi, \rho_{ж}$ - аналогично формулам (6.9) и (6.10).

Вместо расчетов по формулам (6.9) и (6.12) потери жидких продуктов (бензина и более тяжелых продуктов) могут определяться по нормам естественной убыли, приведенным в таблицах 1 – 4 РД 153 – 39.4-033-98 [10].

6.3 Потери при сливо-наливных операциях на эстакаде

Эти потери складываются из:

- потерь отбензиненного газа, если регламентом предусмотрено его использование "для поддавливания" при опорожнении железнодорожных цистерн с жидким углеводородным сырьем;
- потерь жидкой продукции при наливке в железнодорожные цистерны, а также при сливе жидкого сырья со стороны.

Потери газа на поддавливание учтены в разделе 5 (п. 5.2.7.).

Потери каждого вида жидкого сырья со стороны при сливе и каждого вида жидкой продукции при наливке в железнодорожные цистерны определяются по формуле:

$$П_{ж11} = V_{шл} \cdot \rho_{ж} \cdot n_{шл} \cdot n_{п} \cdot 10^{-3}, \quad (6.14)$$

где $V_{шл}$ - объем сливо-наливного шланга, м³;

$\rho_{жп}$ - плотность каждого вида жидкости при рабочих условиях (температура, давление), кг/м³;

$n_{шл}$ - число шлангов, используемых при наливке одной цистерны, шт.;

$n_{п}$ - годовое число цистерн для каждого вида сырья или продукции, шт.

Вместо расчета по формуле (6.14) потери жидких нефтепродуктов при сливе и наливке в цистерны могут определяться по нормам естественной убыли при этих операциях, приведенным в таблицах 6 и 7 РД 153-39.4-033-98 [10].

6.4 Потери в связи с высвобождением емкостей, аппаратов, оборудования и коммуникаций для плановых ремонтов

Эти потери в соответствии с графиком ППП определяются по формуле [10]:

$$П_{ж12} = G_o \cdot (n_t + n_k), \quad (6.15)$$

где G_o - часть продукта, теряющаяся при высвобождении аппаратов ("мертвый" остаток), т. Принимается по технической документации;

n_t, n_k - количество соответственно текущих и капитальных ремонтов оборудования или коммуникаций в среднем за год;

В укрупненных расчетах $П_{ж12}$ не должны превышать 0,1 % от перерабатываемого жидкого сырья.

6.5 Потери жидких углеводородов при транспортировке их по продуктопроводам

По формулам этого подраздела рассчитываются потери $П_{жт}$ как из внутри-заводских продуктопроводов жидкого сырья и продукции (с установок отбензинивания и ГФУ до товарно-сырьевого парка (ТСП) и между ТСП и сливо-наливной эстакадой), так и из внешних трубопроводов -- сырьевых (от поставщика жидкого сырья) и продуктовых (к потребителю без налива в цистерны), если эти продуктопроводы находятся на балансе ГПЗ. В первом случае эти потери суммируются с потерями жидких углеводородов, приведенными в подразделах 5.1 – 5.4, и входят в общезаводской норматив потерь. По внешним продуктопроводам может разрабатываться отдельный норматив потерь.

6.5.1 Потери в линейной части продуктопровода:

- объем потерь жидкой продукции при перекачке в линейной части продуктопровода определяется по формуле [10]:

$$П_{жт11} = G_{ж} \cdot E \cdot L \cdot 10^{-5}, \quad (6.16)$$

где $G_{ж}$ - количество жидкой продукции, перекачиваемой по продуктопроводу за год, т/год;
 E - норма естественной убыли жидкой продукции данного вида, кг/т на 100 км. При перекачке ШФЛУ и сжиженных газов норма естественной убыли E принимается 0,3 кг на 1 т на 100 км линейной части продуктопровода [11], при перекачке бензина - 0,19 кг/(т·100км) [10];
 L - длина продуктопровода, км.

6.5.2 Потери при ремонте продуктопровода

Величина потерь жидкой продукции (или сырья) при проведении ремонтных работ, предусмотренных планом ППР, определяется по формулам:

- при опорожнении ремонтируемого участка продуктопровода: с учетом возможной утилизации продукции:

$$P_{ж\tau 14} = (V_{ум} \cdot \rho_{ж} - G_{ум}) \cdot 10^{-3}, \quad (6.17)$$

- при заполнении отремонтированного участка продуктопровода:

$$P_{ж\tau 15} = V_{ум} \cdot \rho_{ж}'' \cdot 10^{-3}, \quad (6.18)$$

где $V_{ум}$ - объем ремонтируемого участка продуктопровода, м³;
 $\rho_{ж}$ - плотность жидкой продукции, кг/м³;
 $\rho_{ж}''$ - плотность паров жидкой продукции при давлении, равном упругости паров жидкой продукции, кг/м³. Определяется по формуле (6.11);
 $G_{ум}$ - количество утилизируемой продукции, т. Принимается до 50% от массы продукта, содержащегося в объеме ремонтируемого участка.

6.6 Прочие неучтенные эксплуатационные потери

Принимаются равными 10 % от суммарной величины всех перечисленных составляющих эксплуатационных потерь (вне зависимости от климатического пояса, которая учитывается формулами п.6.2.6):

$$P_{ж 16} = 0,1 \cdot \sum_{i=2}^{15} P_{ж i}, \quad (6.19)$$

6.7 Общие потери жидких углеводородов при переработке, хранении и отгрузке составят:

$$P_{ж общ.} = \sum_{i=1}^{16} P_{ж i}, \quad (6.20)$$

Норматив этих потерь в % масс определяется по формуле:

$$H_{ж} = \frac{P_{ж общ.} \cdot 100}{Q_{ж}}, \quad (6.21)$$

где $Q_{ж}$ - количество жидкого сырья или готовой продукции, тыс. т/год.

6.8 Общие потери при транспортировке по *внешнему* продуктопроводу составят с учётом прочих эксплуатационных потерь (10%):

$$P_{ж\tau общ.} = 1,1 \cdot (P_{ж\tau 13} + P_{ж\tau 14} + P_{ж\tau 15}), \quad (6.22)$$

Норматив технологических потерь при транспортировке в % масс. определяется по формуле:

$$H_{ж\tau} = \frac{P_{ж\tau общ.} \cdot 100}{G_{ж}}, \quad (6.23)$$

где $P_{ж\tau общ.}$ - величина общих потерь жидких углеводородов, тыс. т/год;
 $G_{ж}$ - объем транспорта жидких углеводородов, тыс. т/год

Приложение А
(рекомендуемое)
Примеры расчёта
Пример 1

Расчет норматива технологических потерь нефтяного газа при компримировании и переработке на ГПЗ

Исходные данные:

- объем неосушенного нефтяного газа, поставляемого на ГПЗ, тыс. м³/г 250000
- в том числе сернистого, тыс. м³/г 32000
- плотность сырого нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м³ 1,21
- объем отбензиненного сухого газа, тыс.м³ 241000
- плотность отбензиненного газа, кг/м³ 0,94
- влагосодержание сырого нефтяного газа, г/м³ 1,2
- то же отбензиненного, г/м³ 0,05
- содержание сероводорода в газе до установки очистки, % об. 1,035
- после установки очистки, % об. 0,001
- содержание углекислого газа: до установки очистки, % об. 0,02
- после установки очистки, % об. 0,01

Расчет потерь нефтяного газа в виде отходов производства

Таблица А 1.1- Отходы в виде воды (формула 5.1)

Объем газа, поступающего на ГПЗ, тыс.м ³ /год	Влагосодержание газа, г /м ³		Потери в виде паров воды $P_{Г1}$, тыс. м ³ /год	Норматив, % об.
	начальное W_H	Остаточное W_K		
250000	1,2	0,05	384,1	0,154

Таблица А 1.2- Отходы в виде кислых газов (формула 5.2)

Объем газа, поступающего на очистку, тыс. м ³ /год	Содержание кислых ($X_{H_2S} + X_{CO_2}$) в газе, % об.		Выработка серы, G_s , т	Потери в виде кислых газов, $P_{Г2}$, тыс.м ³ /год	Норматив, % об.*
	начальное	остаточное			
32000	1,055	0,011	-	334,1	0,134

* на весь газ, поступающий на ГПЗ

Таблица А 1.3 -Исходные данные и расчетные потери нефтяного газа при его компримировании и отбензинивании на ГПЗ (формулы 5.4 – 5.25)

Вид аппаратов, оборудования, арматуры и другое	Количество, шт	Характеристика аппарата										Технологические потери нефтяного газа, тыс.м ³ /год									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Установка очистки газа от сероводорода																					
1. Левый сепаратор С-5	4	26,5	газ	0,05	270	8500	0,99	2,88													2,86
2. Абсорбер К-3	1	127,5	газ, абсорбент (МЭА)	0,05	309	8500	0,99	2,12													2,42
3. Сепаратор для отделения жидкости ОЖ-3	1	20,0	газ, раствор МЭА	0,05	293	8500	0,99	0,33													0,56
4. Десорбер К-3а	1	245,0	парогазовая смесь, раствор МЭА	0,05	363	8500	0,99	3,21													3,56
Компрессорный цех																					
5. Емкость Е-1	2	56,0	газ	0,4	270	8500	0,99	12,20													14,57
6. Газосепаратор Е-22	1	7,0	газ	4,0	303	8500	0,85	6,80													8,34
7. Емкость углеводородов	1	24,0	газ	0,8	270	8500	0,96	3,56													4,61
8. Газосепаратор С-1	5	26,7	жидкие и газообразные углеводороды	0,6	293	8500	0,98	23,70													27,85
9. Газосепаратор С-2	3	26,5	газ	0,6	308	8500	0,98	13,24													15,48
10. Газосепаратор С-4	3	8,0	водороды	4,0	323	8500	0,86	22,63													27,53
11. Маслоделитель МО-1	2	26,5	-/-	0,06	368	8500	0,99	8,06													8,16
12. Маслоделитель МО-2	3	7	-/-	1,6	365	8500	0,96	9,16													9,28
13. Отделитель жидкости ОЖ-1	1	3,4	-/-	1,6	305	8500	0,93	1,79													2,06
14. Теплообменник Х-1	3		-/-	0,6	308	8500		22,38													22,38
15. Теплообменник Х-2	3		-/-	1,6	308	8500		22,36													22,38
16. Теплообменник Х-3	10		-/-	1,6	323	8500		74,60													74,60

Продолжение таблицы А 1.3

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
17. Компрессор 10 ПК, всего - в работе, - количество останков одного компрессора в год на ремонт средний объем обвязки одного компрессора (1 и 2 ступень)	8 3 3	50	газ	газ	1,6 сред нее	323	8500	0,94				15,80	6,73						15,80 6,73
Обще заводские устройства																			
18. Факельная система - Факельный стояк, Д:300 мм - Дежурная горелка, шт - Неполные лабиринтного уплотнения головки стояка	1 1 МЕТ		газ	газ		8760 8760											2003,15 35,04		2015,15 35,04
19. Общее количество запорно-регулирующей арматуры	564		Газ, жидкие углеводороды			8500						27,44							27,44
20. Общее количество ППК на аппаратах - количество проварок (срабатываний) ППК в течение года, раз	67 12		-/-	-/-	1,6 сред нее	323	202	0,94							244,08				244,08
Маслоабсорбционная установка (МАУ)																			
21. Абсорбер К-1	1	127,5	углеводороды	углеводороды	1,55	310	8500	0,94	35,00	9,61									42,61
22. Отделитель жидкости ОЖ-3	1	2	-/-	-/-	1,5	303	8500	0,94	1,17	1,15									2,32
23. Прочие неутраченные потери			-/-	-/-															48,84
24. Потери отбензиненного газа при опорожнении железнодорожных цистерн			газ	газ	0,07														7,24 7,24
							Итого:		143,54	119,36	28,38	15,80	27,44	6,73	244,08	48,84	2000,19	7,24	2691,76

В табл.А 1.3 для упрощения, учитывая условность примера, приведены не все аппараты каждого из рассмотренных блоков ГПЗ, а только основные из них.

С учётом указанной оговорки, в результате расчётов показано, что:

общие потери газа (формулы 5.1 – 5.25), тыс.м ³ /год	3410,0*
из них отходы (ф. 5.1 и ф. 5. 2)	718,2*
технологические потери (ф. 5. 4 – 5.25)	2691,8
в том числе потери на факеле (ф. 9; 10)	2050,2.

Соответственно, норматив потерь, % объём.

общих	1,37*,
в т.ч. отходов	0,29*
технологических потерь,	1,08
из них потери на факеле	0,82.

* При расчёте на сухой исходный газ должны быть исключены потери в виде отходов воды по формуле (5.1)

Пример 2

Расчет норматива потерь газа при транспортировке по газопроводу

Исходные данные:

- | | |
|--|----------|
| - объем транспортируемого газа, тыс.м ³ /год | 220000 |
| - длина газопровода, км | 97,4 |
| - диаметр газопровода, м | 0,5 |
| - давление газа: в начале газопровода, МПа | 0,5 |
| в конце газопровода, МПа | 0,1 |
| - температура газа: в начале газопровода, К (°С) | 293 (20) |
| в конце газопровода, К (°С) | 278 (5) |
| - количество конденсатосборников, шт | 13 |
| - объем конденсатосборника, м ³ | 12 |
| - число продувок при неавтоматическом опорожнении конденсатосборников, раз | 689 |
| - объем газа, теряемого при продувке, м ³ | 25 |
| - плотность газа, кг/м ³ | 0,93 |
| - средний коэффициент сжимаемости газа | 0,99 |
| - количество единиц запорно-регулирующей арматуры, шт | 89 |
| - время эксплуатации газопровода в течение года, ч | 8400 |

Таблица А 2.1 - Расчетные потери газа при транспорте по газопроводам, тыс.м³/год (формулы 5.28 – 5.36)

Газопровод $T_{cp}=285\text{ К}$, $P_{cp}=0,3\text{ МПа}$	Потери газа, тыс.м ³ /год				Всего
	в том числе				
	из линейной части	при опорожнении конденсатопровода	через уплотнения ЗРА	прочие неучтенные эксплуатационные	
	1507,9	10,2	5,6	152,4	1676,1

В расчете на объем транспортируемого газа норматив технологических потерь составит: $H_{г1} = \frac{1676,1 \cdot 100}{220000} = 0,76\%$ объем.

Пример 3

Расчет норматива потерь жидкого углеводородного сырья и готовой продукции на ГПЗ

Исходные данные:

- объем газа, поступающего на завод, тыс.м ³ /год	150000
- плотность поступающего газа, кг/м ³	1,05
- количество жидкого сырья (ШФЛУ), т/год	
- всего перерабатывается на ГПЗ,	190000
- в том числе: - собственной выработки	10000
- поставка со стороны: по жд	50000
по трубопроводу	130000
- доля жидкого сырья собственной выработки, k_m	0,053
- количество выработанной готовой продукции (без учета потерь), т/год:	
- всего,	190000
в том числе: пропан-бутан технический (СПБТ)	120000
бутан технический (БТ)	68000
стабильный газовый бензин (СГБ)	2000

Свойства	ШФЛУ	СПБТ	БТ	СГБ
Плотность, кг/м ³	580	539	576	637
Давление насыщенных паров, МПа	1,03	1,53	0,52	--
мм.рт.ст	--	--	--	910-970
Молярная масса (усредненная), кг/кмоль	53	46	52	71

Характеристика товарно-сырьевого парка (ТСП)

Емкости для приема и хранения	ШФЛУ	СПБТ	БТ	СГБ
- количество, шт	19	15	33	9
- объем каждой емкости, м ³	175	175	175	600
- давление в емкости, МПа	1,6	1,6	0,7	0,12
- температура, °С	10-25	10-25	10-25	10-25

Количество ЗРА в товарно-сырьевом парке и на сливо-наливной эстакаде	шт	1646
Количество насосов для перекачки сырья и готовой продукции, всего/ в работе	шт	16/15
Количество предохранительных клапанов (ППК) в емкостях парка	шт	135
Количество проверок (срабатываний) ППК	раз/год	232
Время эксплуатации оборудования в течение года	час	8600
Трубопроводы для перекачки сырья и готовой продукции с установок МАУ и ГФУ в емкости ТСП,		
- длина	км	4,8
- диаметр	м	0,1

Сливо-наливная эстакада

Трубопроводы для перекачки сырья и готовой продукции «емкости ТСП – эстакада»,		
- длина	км	16,68
- диаметр	м	0,25
Объем одного сливо-наливного шланга	м ³	0,0199
Объем жд цистерны (средний), общий / полезный	м ³	60 / 43
Остаточное давление в цистерне после слива ШФЛУ	МПа	0,07

Расчет потерь жидкого углеводородного сырья и готовой продукции при переработке на установках МАУ и ГФУ

Принимая всё жидкое сырье условно-сухим и не требующим осушки, потери в виде воды считаем равными 0 ($P_{ж1} = 0$).

Эксплуатационные потери жидкого сырья и готовой продукции при переработке: утечки через неплотности соединений и уплотнений аппаратов, теплообменников, насосов, запорно-регулирующей арматуры (ЗРА), потери при срабатывании предохранительных клапанов (ППК), отборе проб, дренировании аппаратов, емкостей, (то есть потери $P_{ж2} - P_{ж3}$ по разделу 6 применительно к технологическим установкам) – учитывая наличие в технологической цепочке ГПЗ нескольких установок с получением индивидуальных фракций углеводородов (пропановой, бутановой, *i*-бутановой, пентановой, *i*-пентановой, гексановой,

вой), для упрощения примера принимаем равными 0,6 % от количества перерабатываемого жидкого сырья [12], вместо расчёта их по формулам (6.2) – (6.8):

$$P_{ж\ 2-8} = G_n \cdot 0,006 = 190000 \cdot 0,006 = 1140 \text{ т/год}$$

Потери в связи с высвобождением емкостей, аппаратов, оборудования и коммуникаций для плановых ремонтов в соответствии с графиком ППР ("мертвый остаток"), после ремонта требуется дополнительное количество сырья для заполнения этого объема. Принимаем общие потери при ремонтах установок $P_{ж\ 12} = 0,1\%$ от количества перерабатываемого жидкого сырья [6].

$$P_{ж\ 12} = G_n \cdot 0,001 = 190000 \cdot 0,001 = 190 \text{ т/год}$$

Общие потери жидкого углеводородного сырья и готовой продукции при переработке:

$$P'_{ж\ общ.} = P_{ж\ 2-8} + P_{ж\ 12} = 1140 + 190 = 1330 \text{ т/год}$$

Расчет потерь жидкого углеводородного сырья и готовой продукции при приеме, хранении в емкостях товарно-сырьевого парка, и сливо-наливных операциях $P''_{ж\ общ.}$ проведен по формулам (6.2) – (6.20).

Рассчитанные таким образом технологические потери жидкого углеводородного сырья и готовой продукции при переработке, хранении и сливе-наливе сведены в таблицу А 3.1.

Нормативы технологических потерь углеводородного сырья и готовой продукции определены по формуле:

$$H_{ж} = \frac{P_{ж\ общ.} \cdot 100}{\sum G_i} \quad \% \text{ масс.}$$

где $P_{ж\ общ.}$ - величина суммарных потерь i -го сырья и готовой продукции, т/год;

G_i - количество переработанного i -го углеводородного сырья или выработанной готовой продукции, т/год.

Нормативы потерь жидкого углеводородного сырья и готовой продукции при переработке на МАУ и ГФУ, при хранении в емкостях товарно-сырьевого парка и сливе-наливе на наливной эстакаде:

$$H_{ж} = \frac{4820,33 \cdot 100}{190000} = 2,54\% \text{ масс.}$$

Таблица А 3.1 (сводная) - Расчетные технологические потери жидкого углеводородного сырья и готовой продукции $P_{ж}$, т/год

Виды технологических потерь	ШФЛУ	СПБТ	БТ	СГБ	Всего
1 Общие потери при переработке $P'_{ж\ общ.}$	-	840,0	476,0	14,0	1330,0
2 Потери при хранении и наливе:					
2.1 при сливе из ж/д цистерн, P_{12}	7,84	-	-	-	7,84
2.2 через неплотности соединений и уплотнений емкостей ТСП, $P_2 - P_4$	648,36	589,61	516,13	55,05	1809,15
2.3 от "больших и малых дыханий", P_9, P_{10}	568,89	410,89	189,43	11,55	1180,76
2.4 при наливе продукции, P_{11}	-	55,54	31,48	1,1	88,12
2.5 через неплотности ЗРА, P_6, P_7	4,64	3,09	1,75	0,05	9,53
2.6 через уплотнения валов насосов, P_5	8,68	5,79	3,28	0,10	17,85
2.7 из линейной части трубопроводов при перекачке с МАУ, ГФУ в емкости ТСП, P_{13}	-	1,85	1,05	0,03	2,93
2.8 то же при перекачке сырья и готовой продукции "ТСП - наливная эстакада", P_{13}	27,64	18,43	10,48	0,39	56,85
2.9 Прочие неучтенные потери, $P_{14} - P_{16}$	154,36	102,90	58,31	1,73	317,30
2.10 Общие потери при хранении, наливе $P''_{ж\ общ.}$	1420,41	1188,1	811,91	69,91	3490,33
3 Всего потери при переработке, хранении, сливе-наливе, $P_{ж\ общ.}$	1420,41	2028,10	1287,91	83,91	4820,33

Рассчитаем также потери собственного и привозного жидкого сырья.

С достаточной точностью можно сказать, что норматив $H_{ж}$ одинаков для собственного и привозного сырья. Тогда суммарные потери жидкого сырья собственной выработки и доли продукции из нее составят:

$$P_{ж\ общ.}^{св.} = P_{ж\ общ.} \cdot k_m = 4820,33 \cdot 0,053 = 255,48 \text{ т/год}$$

Можно пересчитать потери собственного жидкого сырья и выработанной из него продукции (условно приравнивая всю жидкость по свойствам к ШФЛУ) в потери газового сырья по формуле (5.20):

$$P_{ж}^{с.б.} = \frac{P_{об.}^{с.б.}}{\rho_{шфилу}} = \frac{P_{об.}^{с.б.} \cdot 24,04}{M_{шфилу}} = \frac{255,48 \cdot 24,04}{53} \cdot 10^3 = 115,9 \text{ тыс.м}^3 / \text{год}$$

Норматив потерь газового сырья в виде жидких углеводородов, выделенных из него, составит, таким образом:

$$H_r = \frac{P_{ж}^{с.б.} \cdot 100}{Q_r} = \frac{115,9 \cdot 100}{150000} = 0,08\% \text{ об.}$$

где Q_r – объем газового сырья, тыс. м³/год.

Суммарные потери жидкого сырья со стороны и продукции из него:

$$P_{ж\ обит.}^{с.с.} = P_{ж\ обит.} - P_{ж\ обит.}^{с.б.} = 4820,33 - 255,48 = 4564,85 \text{ т/год}$$

Пример 4

Расчет норматива потерь жидких углеводородов при транспортировке по продуктопроводу

Исходные данные:

- годовой объем транспорт жидких углеводородов (стабильного газового бензина - СГБ), тыс.т/год	100
- длина продуктопровода общая, км	12,5
в том числе ремонтируемого участка, км	1,0
- диаметр, м	0,2
- давление: начальное, МПа	0,3
конечное, МПа	0,3
- температура: начальная, К (°С)	283 (10)
конечная, К (°С)	283 (10)
- плотность стабильного бензина, кг/м ³	700
- продолжительность эксплуатации, ч	8400

Таблица А 4.1 - Расчетные потери жидких углеводородов при транспорте по продуктопроводу (формулы 6.16 – 6.22)

Наименование продуктопровода	Объем ремонтируемого участка продуктопровода, м ³	Потери, т/год				
		из линейной части,	при опорожнении	при заполнении	Неучтенные	Всего
«СГБ с ТСП на сливноналивную эстакаду»	31,4	0,037	10,0	0,01	1,36	11,40

В расчете на объем транспортируемого продукта (СГБ) норматив потерь

составит: $H_{жт} = \frac{11,40 \cdot 100}{100000} = 0,011\% \text{ масс.}$

Приложение Б


(справочное)

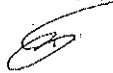
Библиография

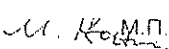
1. Методика разработки норм потерь сырья на ГПЗ и организационно-технических мероприятий по их снижению. РД 39-32-1004-84. Краснодар, ВНИПИгазпереработка.
2. Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромышленном транспортировании. РД 39-108-91. Уфа, ВНИИСПТнефть.
3. Сборник методик по расчёту выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Л. Гидрометеиздат. 1986.
4. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров (с «Дополнениями» НИИ Атмосфера). С.-Петербург. 1999.
5. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39-142-96. ОАО «НИПИгазпереработка».
6. Методические рекомендации по определению норм потерь углеводородного сырья при его подготовке и переработке на компрессорных станциях и газоперерабатывающих заводах. ВНИПИгазпереработка, 1989 г..
7. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем. ПБ 09-12-92. Москва, 1992г
8. Инструкция по наливу, сливу и перевозке сжиженных газов в железнодорожных вагонах-цистернах. Москва "Недра", 1980г
9. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. ПБ 10-115-96. Москва, ПИО ОБТ, 1996г.
10. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приёме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов. РД 153-39.4-033-98
11. Единая система учёта нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя. РД 39-083-91. ВНИПИгазпереработка.
12. Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов. РД 39-135-94 / РД 51-1-95. ГП «Роснефть», РАО «Газпром».

УДК _____ Т50 ОКСТУ _____


Ключевые слова: углеводородное сырьё, нефтяной газ, жидкое сырьё и продукция газопереработки, потери, норматив потерь, методика расчёта, расход на собственные нужды, естественная убыль подготовка газа, компримирование, осушка, очистка от сернистых соединений, производство серы, переработка газа, отбензинивание, газофракционирование, транспортировка, газопроводы, продуктопроводы, аппаратура и оборудование, газоперерабатывающий завод (ГПЗ), компрессорная станция (КС), факельное хозяйство, запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапаны, цистерны, контейнер-цистерны.

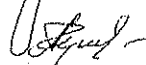
Руководитель (заместитель
Генерального директора)  А.Ю. Аджиев


Руководитель службы стандартизации  Ю.М. Семёнов


Руководитель подразделения- разработчика
(Заведующий лабораторией нормирования)  М.П. Кононенко

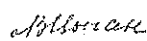
Исполнители, должности:


Учёный секретарь  Е.М. Брещенко


Инженер 1 категории  А.В. Чернов

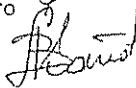
Инженер  А.М. Ульянов

Инженер  Д.В. Янушпольский

Помощник учёного секретаря  Л.В. Цыган

Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации  О.Г. Гордеев

Руководитель Департамента нефтяной и
нефтеперерабатывающей промышленности
Минэнерго России  В.П. Соломин

Начальник Управления научно-технического
прогресса Минэнерго России  П.П. Безруких