Утверждаю
Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации

_____ П.Ю. Сорокин

«12» апреля 2018 г.

Методические рекомендации
по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения

Настоящие Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения (далее – Методические рекомендации) разработаны взамен Методических рекомендаций по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения, утвержденных Минэнерго России 30.07.2012.

Методические рекомендации предназначены для использования нефтегазодобывающими организациями при подготовке обоснований и определения величины безвозвратных потерь полезных ископаемых: природного газа, газового конденсата и попутного газа при их добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения (далее – технологические потери).

gost.e-ecolog.ru

1. Общие положения

1.1 В целях настоящих Методических рекомендаций добытым газом горючим природным признается газ природный (далее – природный газ), полученный по итогам процессов добычи, определенных принятой технологической схемой.

Добытым природным газом не может быть признан газ, полученный по технологиям, не предусмотренным проектом обустройства месторождения: при отделении гелия, сернистых и других компонентов и примесей, при получении стабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов и продуктов их переработки.

1.2 Количество добытого полезного ископаемого определяется в натуральном выражении (в единицах массы или объема) одним из двух возможных методов:

– прямым, то есть измерением искомого значения физической величины посредством применения измерительных средств;

– косвенным, то есть методом, основанным на расчете по данным замеров дебитов (производительности) скважин, с учетом данных анализа (дополнительной измерительной информации) о содержании в минеральном сырье добытого углеводородного сырья.

Косвенный метод определения количества добываемого полезного ископаемого применяется в случае, если прямой метод невозможен.

1.3 Под технологическими потерями природного газа, газового конденсата и попутного газа при добыче, в соответствии с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения понимаются безвозвратные потери природного газа, газового конденсата и попутного газа, обусловленные принятыми технологическими схемами и технологиями разработки и обустройства месторождений их добычи и их физико-химическими свойствами.

1.4 К технологическим потерям не относится количество углеводородного сырья, используемого при проведении строительных и/или ремонтных работ,

при проведении испытаний после проведения строительных и/или ремонтных работ, на собственные и/или коммунальные нужды, и потери, возникшие вследствие хранения и/или транспортировки добытого полезного ископаемого, а также возникновении аварийных ситуаций и/или нарушении технологического процесса.

1.5 Настоящие Методические рекомендации включают в себя принципы формирования и расчета технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа на объектах добычи и подготовки продукции по видам потерь на каждом месте их образования.

1.6 Величину технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа определяют по лицензионному участку (месторождению) по каждому месту их образования для каждого вида углеводородного сырья.

1.7 Расчёт величины технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа производят на плановый период. Плановым периодом признается календарный год.

1.8 Величину технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа рассчитывают в соответствии с проектными документами на разработку и обустройство месторождения, регламентами производственных объектов добычи, действующими государственными нормативными документами, а также паспортами нефтегазопромыслового оборудования, используемого в данном технологическом процессе в расчетный период. Данные должны подтверждаться фактическими определениями физико-химических характеристик и лабораторными анализами (хроматографический анализ, замер ДНП и температуры начала кипения и т.д.). В случае значительного отличия замеренных параметров от регламентных документов, последние должны быть скорректированы, а в качестве исходных данных должны быть приняты откорректированные значения.

1.9 Величину технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа определяют для всех объектов добычи углеводородного сырья от устья добывающих скважин до места получения готовой продукции, первой по своему качеству соответствующей техническому регламенту или государственному стандарту Российской Федерации, стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае их отсутствия – стандарту (техническим условиям) организации (предприятия).

Объём газообразных фаз принимают при стандартных условиях: температура $T_{ст}$=20^{0}С (293,15 К); давление $P_{ат}$=760 мм.рт.ст. (101325 Па) в соответствии с ГОСТ 2939.

2. Сокращения, термины и определения

В рекомендациях приняты следующие сокращения:

ЕАЭС - Евразийский экономический союз

ГДИ - Газогидродинамические исследования

ГКИ - Газоконденсатные исследования

ГТМ - Геолого-технические мероприятия

ДНП - Давление насыщенных паров

ДКС - Дожимная компрессорная станция

ДНС - Дожимная насосная станция

СОГ - Станция охлаждения газа

НК РФ - Налоговый кодекс Российской Федерации

ЦКР - Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию

ППД - Поддержание пластового давления

ДЭГ - Диэтиленгликоль

ТЭГ - Триэтиленгликоль

ПАВ - Поверхностно-активные вещества

ТУ - Технические условия

УВ - Углеводороды

УКПГ - Установка комплексной подготовки газа

УПН - Установка подготовки нефти

УППГ - Установка предварительной подготовки газа

УПНГ - Установка подготовки нефти и газа

ПНГ - Попутный газ

В целях настоящих Методических рекомендаций применены следующие термины с соответствующими определениями:

добывающая организация – юридическое лицо, осуществляющая добычу природного газа, газового конденсата и попутного газа из недр на территории Российской Федерации и её континентальном шельфе в соответствии с законодательством Российской Федерации;

обоснования технологических потерь – документальные подтверждения неизбежности потерь при осуществлении производственного цикла и/или процесса в соответствии с проектами разработки и обустройства месторождения;

продукция – углеводородное сырье, являющееся результатом процесса добычи, первое по своему качеству соответствующее техническому регламенту, государственному стандарту Российской Федерации, стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае отсутствия указанных стандартов для отдельного добытого полезного ископаемого – стандарту организации (предприятия);

газоконденсатная смесь – природная ископаемая газожидкостная смесь, извлекаемая из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений или залежей, содержащая природный газ, газовый конденсат и неуглеводородные компоненты;

газовый конденсат – вид углеводородного сырья, состоящего из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава, содержащего также примеси неуглеводородных компонентов, получаемых при разделении газоконденсатной смеси в результате процесса добычи на газоконденсатных месторождениях;

нестабильный газовый конденсат – жидкая смесь углеводородов, в состав которой в растворенном виде входят углеводороды C_5 и выше, а также газообразные углеводороды в виде метан-бутановой фракции и неуглеводородные компоненты (сероводород, диоксид углерода, азот и др.), подлежащая переработке с целью очистки от примесей и выделения углеводородов $C_1 \div C_4$, (к примесям относятся вода (водные растворы ингибиторов коррозии и/или гидратообразования), хлористые соли, сернистые соединения и механические примеси);

деэтанизированный газовый конденсат – жидкая смесь углеводородов, получаемая из конденсата газового нестабильного путем удаления из него основного объема метана и этана;

стабильный газовый конденсат – жидкая смесь углеводородов в виде бензино-керосиновых фракций, получаемая путем очистки нестабильного газового конденсата от примесей и выделения из него углеводородов $C_1 \div C_4$;

газ горючий природный (далее по тексту – природный газ) – смесь углеводородных и не углеводородных газов, добытая из всех видов месторождений (залежей), состоящая преимущественно из метана и его гомологов и содержащая более тяжелые углеводороды, азот, диоксид углерода, водяные пары, серосодержащие соединения, инертные газы, а также следовые количества других компонентов, за исключением попутного газа;

серосодержащий природный газ – природный газ, концентрация серосодержащих компонентов в котором превышает требования, установленные соответствующим нормативным документом;

газ сепарации – газ, поступающий из последних (по ходу движения газа) аппаратов осушки (сепараторы, абсорберы);

газ дегазации (стабилизации) – газ, поступающий из аппаратов стабилизации конденсата и/или пластовой воды (колонны, емкости);

сухой (тощий) газ – смесь углеводородов группы $CH_4 \div C_4H_{10}$, с преобладанием в своем составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким (до 1%) – тяжёлых углеводородов и неуглеводородных компонентов, находящихся в газообразном состоянии при стандартных условиях;

газовый фактор конденсата – количество газа дегазации (стабилизации), выделяющееся при получении одной тонны стабильного газового конденсата;

газовый фактор нефти – отношение количества газа, выделившегося из нефти к количеству нефти;

попутный газ – газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины;

добыча природного газа, газового конденсата и попутного газа – комплекс технологических и производственных процессов по извлечению природного газа, газового конденсата и попутного газа из недр на земную поверхность, сбору и подготовке в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения, проектом обустройства месторождения или планом пробной эксплуатации скважин;

переработка природного газа (газового конденсата) – совокупность технологических процессов физического, физико-химического и химического преобразования добытого природного газа (газового конденсата) с целью получения новой продукции;

первичная переработка природного газа (газового конденсата) – очистка и осушка добытого природного газа (газового конденсата) путем физических и физико-химических методов воздействия, направленная на удаление из него

примесей и придания ему качества, необходимого для последующего безопасного хранения, транспортирования и использования, выделение компонентов и фракций;

газогидродинамические исследования пластов и скважин – комплекс мероприятий направленных на получение информации о термобарических и фильтрационных параметрах работы скважины и пласта (давление, температура и др.) на различных режимах, устанавливаемых в процессе испытания с помощью специальных измерительных комплексов [1].

газоконденсатные исследования пластов и скважин – комплекс мероприятий, целью которых является определение параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений и переработки конденсата [1].

3. Виды технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа

3.1 Технологические потери природного газа

Технологические потери природного газа подразделяются наследующие виды:

- потери, связанные с проведением газогидродинамических (первичные, текущие, специальные) и газоконденсатных исследований скважин;
- потери, связанные с опорожнением технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ;
- потери, связанные с дегазацией технологических жидкостей;
- потери, связанные с вводом в скважины, трубопроводы и технологические линии химических реагентов в соответствии с проектной документацией;
- потери, связанные с отбором проб;

- потери, связанные с обслуживанием предохранительных клапанов;
- потери, связанные с уносом жидкостями.

3.2 Технологические потери газового конденсата

При добыче углеводородного сырья существуют следующие виды технологических потерь газового конденсата:

- потери, связанные с проведением газогидродинамических (первичные, текущие, специальные) и газоконденсатных исследований скважин;
- потери, связанные с опорожнением технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ;
- потери, связанные с отбором проб;
- потери, связанные с уносом жидкостями.

3.3 Технологические потери попутного газа

При добыче углеводородного сырья существуют следующие виды технологических потерь попутного газа:

- потери, связанные с опорожнением трубопроводов и технологического оборудования системы сбора и подготовки нефти для проведения ремонтных работ;
- потери, связанные с дегазацией жидкости;
- потери, связанные с уносом жидкостями;
- потери, связанные с отбором проб;
- потери, связанные с обслуживанием предохранительных клапанов.

Перечень типовых статей потерь природного газа, газового конденсата и попутного газа и объекты, являющиеся источниками потерь, а также причины их возникновения приведены в приложении 1.

4. Определение количества технологических потерь природного газа.

Для расчета технологических потерь природного газа определяются потери по каждому конкретному месту их образования и виду, а также указываются характеристики углеводородного сырья до и после прохождения каждого источника потерь и документально подтверждаются все показатели, применяемые в расчетах.

4.1 Технологические потери природного газа при проведении газогидродинамических или газоконденсатных исследований

Газогидродинамические исследования делятся на:

– исследования при стационарных режимах фильтрации;

– исследования при нестационарных режимах фильтрации.

В расчете потерь природного газа при проведении газогидродинамических исследований участвуют только исследования при стационарных режимах фильтрации, которые в свою очередь делятся на:

– метод установившихся отборов;

– изохронный метод;

– экспресс-метод;

– метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов.

Обоснование и выбор метода проведения газогидродинамических и газоконденсатных исследований подробно приведены в [1], [2] и [15].

Для определения технологических потерь природного газа при проведении ГДИ и ГКИ в скважинах необходимо руководствоваться следующими документами:

- программа исследовательских работ (из протокола заседания ЦКР);
- план-график проведения исследовательских работ на расчетный период (составляется добывающей организацией с указанием номера скважин, вскрытого ими объекта, вида и времени проведения исследования);

– проектная документация на разработку и обустройство месторождения, обосновывающая применение методов проведения исследований на данной залежи;

– акты с результатами исследования скважин за предыдущие годы (в приведенных актах должна содержаться информация о времени работы скважины и ее дебите на каждом режиме);

– акты о сожжении природного газа на факеле при проведении исследований скважин в предыдущие годы (составляется организацией проводившей исследования);

– акты с результатами лабораторных исследований проб газа, отобранных при проведении газогидродинамических исследований скважин в местах поступления газа на факельную установку;

– схема обвязки специализированного (наземного, подводного, палубного и др.) оборудования, применяемого при исследовании скважин;

– паспорта и технические характеристики оборудования (сепаратор I и II ступени и др.), используемого при исследовании скважин.

Также необходимо представить сведения из проектного документа, в которых содержится следующая информация: назначение исследовательских работ на добывающих скважинах, обоснование и выбор метода исследований, следовательно, и продолжительности его проведения в соответствии с [1] и рекомендациями в [2] и [15].

Технологические потери природного газа при проведении газогидродинамических или газоконденсатных исследований в скважине определяют по формуле:

$$П_{г.исс} = N \cdot \sum_{i=1}^{n} q_i \cdot \tau_i \cdot X_{г.прод} \qquad (4.1)$$

где,

q_i–дебит скважины по газу при заданном режиме, $м^3$/сут;

τ_i – продолжительность заданного режима, сут;

n – количество режимов при проведении исследования;

N – количество исследований за расчетный период;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в пластовом газе, определяемая по формуле:

$$X_{г.прод} = \frac{n_{г.прод}}{n_{г.пл}}, \text{ дол.ед.} \qquad (4.2)$$

где,

$n_{г.прод}$, $n_{г.пл}$ – соответственно число молей пластового газа и газа, который является продукцией (сухой газ, газ сепарации и т.д.), определяемые по данным лабораторных исследований.

Более подробно методы определения мольной доли добываемой продукции представлены в «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (утверждена Министерством газовой промышленности СССР 14 июня 1979 г.).

Для объектов, состоящих из нескольких пластов, принимается среднеарифметическое значение мольной доли добываемой продукции, определенной для каждого пласта.

Вид исследования, количество режимов и их продолжительность при исследовании, а также дебит скважины определяют в соответствии с проектными и регламентирующими документами.

4.2 Технологические потери природного газа по итогам опорожнения технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ

К технологическим потерям не относятся потери, связанные с нарушениями регламентных режимов работы оборудования и принятой технологии, авариями, утечками при разрыве газопроводов, аварийными остановками технологического оборудования, его испытаниями, а также потери при проведении профилактических работ.

Для определения технологических потерь природного газа по итогам опорожнения технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ необходимо руководствоваться следующими документами:

– правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утвержденными приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101);

– план-график проведения ремонтных работ на расчетный период (составляется добывающей организацией с указанием перечня технологического оборудования или трубопроводов для ремонта, цель ремонтных работ, продолжительности их проведения);

– акты выполнения аналогичных работ за предыдущие годы и акты о сожжении природного газа на факеле при проведении данных работ (составляется организацией проводившей работы);

– акты с результатами лабораторных исследований проб газа, отобранных на участке трубопровода и/или перед входом в технологическое оборудование перед проведением ремонтных работ;

– паспорта и технические характеристики оборудования, на котором будет производиться ремонт;

– иные нормативные документы, подтверждающие необходимость проведения ремонтных работ.

Технологические потери природного газа при опорожнении технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ на расчетный период $П_{г.оп}$, $м^3$, вычисляют по формуле:

$$П_{г.оп} = 2893 \cdot V \cdot \left(\frac{P_н}{T_н \cdot Z_н} - \frac{P_к}{T_к \cdot Z_к} \right) \cdot X_{г.прод} \cdot N \qquad (4.3)$$

где,

2893 – коэффициент приведения объема природного газа к стандартным условиям $T_{ст}$ и $P_{ат}$, равный $\left(\frac{293,15}{0,101325}=2893\right)$;

V – геометрический объем аппарата, участка газопровода или технологической линии, опорожняемого для ремонта или внутреннего осмотра, $м^3$;

$P_н$, $P_к$ – абсолютное давление природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, МПа; $T_н$, $T_к$ – температура природного газа перед началом работы и после опорожнения, К;

$Z_н$, $Z_к$ – коэффициенты сверхсжимаемости природного газа при $P_н$, $T_н$ и $P_к$, $T_к$ соответственно;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, отправляемом на факел или свечу рассеивания;

N – количество операций в расчётный период.

Методики расчёта коэффициента сверхсжимаемости природного газа Z приведены в ГОСТ 30319.

4.3 Технологические потери природного газа при дегазации или регенерации жидкостей

Для определения технологических потерь природного газа при дегазации жидкостей необходимо руководствоваться следующими документами:

– технологический регламент работы установки подготовки добываемой продукции (УКПГ, УППГ, УПНГ и др.) и/или подготовки (регенерации) жидкостей;

– утвержденная схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где происходит дегазация жидкостей;

– акты с результатами лабораторного анализа проб газа дегазации, по каждому месту их образования;

– паспорта и технические характеристики оборудования, используемого при дегазации.

Потери по данному виду могут быть включены в технологические потери в случае подачи низконапорного газа, выделяющегося из технологических жидкостей только на факел или свечу рассеивания.

4.3.1 Технологические потери природного газа при дегазации и выветривании пластовой и конденсационной воды

Технологические потери природного газа, выделяющегося из пластовой и конденсационной воды при их дегазации и направляемых на факел в расчетном периоде $П_{г.д.в}$, м^3,определяют по формуле:

$$П_{г.д.в} = Q_в \cdot (r_2 - r_1) \cdot 10^{-к \cdot c} \cdot X_{г.прод} \cdot \tau \qquad (4.4)$$

где,

$Q_в$ – расход воды, подвергаемой дегазации, м^3/ч;

r_1, r_2 – растворимость природного газа в дистиллированной воде соответственно при атмосферном давлении (см. таблицу 4.1) и давлении перед выветривателем (см. таблицу 4.2 и рисунок 4.1), м^3/м^3 жидкости;

к – коэффициент Сеченова, учитывающий изменение растворимости газа при наличии солей (коэффициент высаливания) определяемый по таблице 4.3;

с – концентрация солей в пластовой воде, г-экв/л;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газе дегазации (выветривания);τ – продолжительность расчетного периода, ч.

Растворимость природного газа в жидкости принимают по проектным или справочным данным, вычисляют с помощью термодинамических расчетов или экспериментально, а в отдельных случаях используют эмпирические зависимости.

Таблица 4.1– Растворимость газов в дистиллированной воде при атмосферном давлении и различных температурах.

Газ	Растворимость газов в дистиллированной воде r_1, $м^3/м^3$, при температуре			
	0^0C	20^0C	40^0C	60^0C
Метан	0,05563	0,03376	0,02369	0,01954
Этан	0,09874	0,04724	0,02915	0,02177
Пропан	–	0,03940	–	–
Норм. бутан	–	0,03270	–	–

Таблица 4.2 – Растворимость газов при 40°С в дистиллированной воде.

Наименование газа	Растворимость газов в дистиллированной воде r_2, $м^3/м^3$, при давлении			
	2,5 МПа	5,0 МПа	7,5 МПа	10,0 МПа
Метан	0,60	1,10	1,52	1,95
Этан	0,57	0,87	0,97	1,00

Таблица 4.3– Коэффициенты Сеченова для метана, растворенного в водных растворах хлористого натрия.

Температура, °С	Коэффициент Сеченова
0	0,165
20	0,141
40	0,127
60	0,119
80	0,116
100	0,116

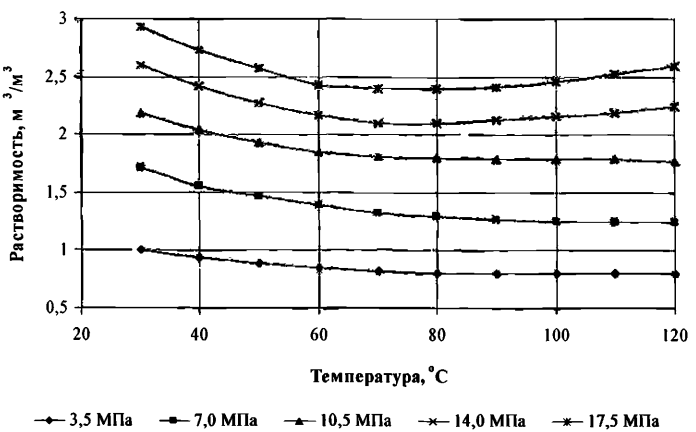

Рисунок 4.1 – Зависимость растворимости природного газа в пресной воде от температуры при различных давлениях.

4.3.2 Технологические потери природного газа при регенерации технических жидкостей

Технологические потери природного газа, выделяющегося при регенерации технических жидкостей (метанол, ДЭГ, ТЭГ и др.) определяют по формуле:

$$П_{г.р.ж} = Q_{ж} \cdot r \cdot X_{г.прод} \cdot \tau \qquad (4.4)$$

где,

$Q_{ж}$ – расход жидкости, подвергаемой регенерации, $м^3/ч$; r – растворимость природного газа в жидкости при термобарических параметрах регенерации, $м^3/м^3$;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, выделяющемся при регенерации;

τ – продолжительность расчетного периода, ч.

Растворимость бессернистого природного газа в растворе ДЭГа, $м^3/м^3$определяют экспериментально или определяют по эмпирической формуле:

$$r_{ДЭГ} = 10{,}197 \cdot P \cdot A \qquad (4.6)$$

где,

P – давление регенерации ДЭГ, МПа;

A – коэффициент, зависящий от температуры и концентрации ДЭГа, определяемый по формуле:

$$A = 1{,}415 \cdot C \cdot 10^{-3} + 5{,}78 \cdot C^2 \cdot 10^{-6} + 1{,}436 \cdot T \cdot 10^{-3} - \\ - 2{,}969 \cdot T \cdot C \cdot 10^{-5} + 3{,}571 \cdot T^2 \cdot 10^{-6} - 7{,}048 \cdot 10^{-2} \qquad (4.7)$$

где,

C – концентрация ДЭГа, % масс;

T – температура, ^0C.

Растворимость бессернистого природного газа в растворе ТЭГ принимают на 25÷30% больше, чем в растворе ДЭГа.

Растворимость сернистого природного газа в растворах ДЭГа, $м^3/м^3$,определяют по эмпирической зависимости:

$$r^c_{ДЭГ} = а + в \cdot \left(\frac{25 - Т}{10} \right) \quad (4.8)$$

где,

Т – температура регенерации, $^0С$;

а, в – эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам:

$$\lg а = 0,01338 \cdot С + 0,50958 \cdot \lg Р - 0,6102 \quad (4.9)$$

$$\lg в = 0,03365 \cdot Р + 0,00874 \cdot С - 1,124 \quad (4.10)$$

где,

С – концентрация ДЭГа, % масс;

Р – давление регенерации, МПа.

Растворимость сероводородсодержащих природных газов в растворе моноэтиленгликоля концентрацией 70% масс. в диапазоне давлений 0,3÷0,6МПа принимают равной $0,4÷0,5 м^3/м^3$.

Технологические потери природного газа при дегазации или регенерации жидкостей определяют по формуле:

$$П_{г.д} = П_{г.д.к} + П_{г.д.в} + П_{г.р.ж} \quad (4.11)$$

4.4 Технологические потери природного газа при вводе в скважины, трубопроводы и технологические линии химических реагентов

Потери по данному виду могут быть включены в технологические потери, если использование устройств для ввода химических реагентов предусмотрено проектом обустройства месторождения.

Для определения технологических потерь природного газа при вводе в скважины, трубопроводы и технологические линии химических реагентов необходимо руководствоваться следующими документами:

– утвержденная схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где используется оборудование для ввода химических реагентов;

– выдержки из проекта обустройства, регламентирующие использование устройств ввода химических реагентов;

– акты с результатами лабораторного анализа проб газа, отобранных в местах установки устройств ввода химических реагентов;

– паспорта и технические характеристики используемого оборудования.

Технологические потери природного газа при заправке устройств ввода химических реагентов на расчетный период $П_{г.х}$, $м^3$, определяют по формуле:

$$П_{г.х} = \sum_{i=1}^{n} 2893 \cdot \frac{V_i \cdot P_i}{T_i \cdot Z_i} \cdot X_{г.прод} \cdot N_i \qquad (4.12)$$

где,

V_i – геометрическая емкость i-го устройства ввода хим.реагентов, $м^3$;

P_i – рабочее давление, МПа;

T_i – температура природного газа в устройстве, К;

Z_i – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_i и T_i соответственно;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в пластовом газе;

N_i – количество заправок i-го устройства;

n – количество устройств.

4.5 Технологические потери природного газа при отборе проб

Отбор проб природного газа должен проводиться в соответствии с ГОСТ 31370.

Для определения технологических потерь природного газа при отборе проб необходимо руководствоваться следующими документами:

– программа исследовательских работ (из протокола заседания ЦКР);

– утвержденный план-график аналитического контроля;

– схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где производится отбор проб;

– акты с результатами лабораторного анализа отобранных проб;

– паспорта и технические характеристики используемого оборудования при отборе проб.

Технологические потери природного газа при отборе проб для аналитического контроля $П_{г.пр}$, $м^3$, определяют по формуле:

$$П_{г.пр} = \sum_{i=1}^{n} П_{г.оп} \cdot X_{г.прод} + \sum_{i=1}^{n} П_{г.пот} \cdot \tau \cdot X_{г.прод} \quad (4.13)$$

где,

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в отбираемом газе;

$П_{г.оп}$ – потери природного газа при периодическом отборе проб для разовых (лабораторных) анализов газового потока, $м^3$,рассчитывают по формуле:

$$П_{г.оп} = 2893 \cdot \frac{V_{пр} \cdot P_{пр}}{T_{пр} \cdot Z_{пр}} \cdot (b+1) \cdot n_i \quad (4.14)$$

где,

$V_{пр}$ – геометрический объем пробоотборника, $м^3$;

$P_{пр}$ – давление в пробоотборнике, МПа;

$T_{пр}$ – температура в пробоотборнике, К;

$Z_{пр}$ – коэффициент сжимаемости при $P_{пр}$ и $T_{пр}$ соответственно;

b – кратность продувки, т.е. отношение объема (при условии отбора) газа, выпущенного в атмосферу при продувке линии и пробоотборника, к объему пробоотборника (кратность продувки при отборе проб газа принимают равной b=30);

n_i – количество анализов i-ого вида в расчетном периоде согласно графику аналитического контроля.

$П_{г.пот}$ – потери природного газа при непрерывной работе i-ого прибора на потоке, $м^3$/час, определяемые по паспортным данным завода-изготовителя;τ– планируемое время работы i-го прибора в отчетном году, час; n – количество приборов.

4.6 Технологические потери природного газа при обслуживании предохранительных клапанов

Для определения технологических потерь природного газа при обслуживании предохранительных клапанов необходимо руководствоваться следующими документами:

– технологическим регламентом работы установки подготовки добываемой продукции;

– схемой сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где установлены предохранительные клапана;

– инструкцией по обслуживанию предохранительных клапанов;

– паспортами и техническими характеристиками предохранительных клапанов;

- нормативными документами, устанавливающими необходимость и объемы обслуживания предохранительных клапанов.

Технологические потери природного газа на проверку работоспособности предохранительного клапана на расчетный период $П_{г.п.к}$, $м^3$ определяют по формуле:

$$П_{г.п.к} = 37{,}3 \cdot 10^3 \cdot F_{кл} \cdot K_{кл} \cdot P \cdot \sqrt{\frac{Z}{T}} \cdot \tau_{кл} \cdot X_{г.прод} \cdot n \qquad (4.15)$$

где,

$F_{кл}$ – площадь сечения клапана, $м^2$;

$K_{кл}$ – коэффициент расхода газа клапаном, определяемый по паспортным данным;

P – рабочее давление газа в аппарате, МПа;

T – рабочая температура газа в аппарате, К;

Z – коэффициент сжимаемости газа при P и T соответственно;

$\tau_{кл}$ – время срабатывания предохранительного клапана, мин;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в выпускаемом газе;

n – количество проверок предохранительного клапана в расчётном периоде.

4.7 Технологические потери природного газа при уносе с жидкостью

К технологическим потерям по данному виду не относятся потери, связанные с закачкой пластовой воды в пласт, имеющий контакт с газонасыщенной залежью.

Для определения технологических потерь природного газа при его уносе с жидкостью (пластовой водой) необходимо руководствоваться следующими документами:

– утвержденная схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где происходит унос природного газа с жидкостью;

– технологический регламент работы установки подготовки добываемой продукции и/или подготовки (утилизации) пластовой воды;

– акты с результатами лабораторного анализа проб жидкости до и после оборудования;

– паспорта и технические характеристики используемого оборудования.

При отсутствии экспериментальных данных о растворимости газа в пластовой воде по конкретному месторождению технологические потери природного газа при уносе с жидкостью на расчетный период $П_{г.ж}$, $м^3$определяют исходя из растворимости газа в дистиллированной воде (см. таблицу 4.1) при атмосферном давлении (считая на 100-процентное содержание метана)по формуле:

$$П_{г.ж} = V_{ж} \cdot r_1 \cdot 10^{-кс} \cdot X_{г.прод} \qquad (4.16)$$

где,

$V_ж$ – объем жидкости, сбрасываемой из оборудования на утилизацию, $м^3$;

r_1 – растворимость природного газа в дистиллированной воде при атмосферном давлении (см. таблицу 4.1), $м^3/м^3$;

к – коэффициент Сеченова, учитывающий изменение растворимости газа в присутствии солей (см. таблицу 4.3);

с – концентрация солей в пластовой воде, г-экв/л;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, уносимом с жидкостью, определяется аналогично формуле (4.2).

5. Определение количества технологических потерь газового конденсата

Для расчета количества технологических потерь газового конденсата, необходимо определить потери по каждому конкретному месту их образования и виду, а также указать характеристики углеводородного сырья до и после прохождения каждого объекта потерь и документально подтвердить показатели, применяемые в расчетах.

Согласно [8] к добытому углеводородному сырью относится газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья, прошедший технологию промысловой подготовки в соответствии с проектом разработки месторождения до направления его на переработку.

Переработкой газового конденсата являются: отделение гелия, сернистых и других компонентов (при их наличии), а также получение стабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов и продуктов их переработки (пункт 2 статья 337 глава 26 части 2 НК РФ).

В данном разделе приведены методики расчета технологических потерь газового конденсата на газодобывающих предприятиях по каждому их виду и месту образования, даны рекомендации по предоставлению необходимых документов для подтверждения показателей, применяемых в расчетах.

5.1 Технологические потери газового конденсата при проведении газогидродинамических или газоконденсатных исследований

Для определения количества технологических потерь газового конденсата при проведении ГДИ и ГКИ в скважинах необходимо руководствоваться документами, приведенными в пункте 5.1, а также:

– на схеме обвязки наземного оборудования при проведении ГДИ или ГКИ должны быть указаны места отбора проб и/или установки аппаратуры для измерения уноса газового конденсата;

– акты с результатами лабораторных исследований отобранных проб в месте подачи природного газа на факел или свечу рассеивания;

– паспорта и технические характеристики оборудования, используемого при отборе проб, а также аппаратуры для измерения уноса газового конденсата. При проведении газогидродинамических и газоконденсатных исследованиях скважин отбор проб природного газа производят по ГОСТ 31370, определение компонентного состава – по ГОСТ 30319.

Технологические потери газового конденсата при проведении газогидродинамических или газоконденсатных исследований в скважине определяют по формуле:

$$П_{к.исс}=П_{г.исс}\cdot g_{к.прод}\cdot 10^{-6} \text{ или } П_{к.исс}=\frac{П_{г.исс}\cdot M_{к}\cdot X_{к.прод}}{V_{к.ст.у}}\cdot 10^{-3} \qquad (5.1)$$

где,

$П_{г.исс}$ – технологические потери природного газа при проведении газогидродинамических и/или газоконденсатных исследований в скважине, $м^3$;

$g_{к.прод}$ – текущее содержание добываемой продукции в пластовом газе, $г/м^3$;

$M_{к}$ – молекулярная масса конденсата, кг/кмоль;

$X_{к.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газоконденсатной смеси, дол.ед.;

$V_{к.ст.у}$ – объём одного киломоля газового конденсата при стандартных условиях, $м^3$/кмоль.

5.2 Технологические потери газового конденсата по итогам опорожнения технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ

Для определения технологических потерь газового конденсата по данному виду потерь необходимо руководствоваться документами, приведенными в пункте 5.2, а также:

– на схеме обвязки наземного оборудования при проведении ремонтных работ должны быть указаны места отбора проб и/или установки аппаратуры для измерения уноса газового конденсата;

– актами с результатами лабораторных исследований отобранных проб;

– паспорта и технические характеристики оборудования, используемого при отборе проб, а также аппаратуры для измерения уноса газового конденсата;

- паспортами технологического оборудования и трубопроводов.

При опорожнении технологического оборудования и коммуникаций отбор проб природного газа производят по ГОСТ 31370, определение компонентного состава – по ГОСТ 30319.

Технологические потери газового конденсата при опорожнении технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных работ на расчетный период $П_{к.оп}$ $м^3$, вычисляют по формуле:

$$П_{к.оп}=П_{г.оп} \cdot g_{к.прод} \cdot 10^{-6} \text{ или } П_{к.оп}=\frac{П_{г.оп} \cdot М_к \cdot Х_{к.прод}}{V_{к.ст.у}} \cdot 10^{-3} \qquad (5.2)$$

где,

$П_{г.оп}$–технологические потери природного газа при опорожнении, $м^3$; остальные параметры идентичны параметрам, приведенным в формуле (6.1).

5.3 Технологические потери газового конденсата при отборе проб

При определении технологических потерь газового конденсата косвенными методами отбираются пробы конденсата, согласно ГОСТ Р 55609-2013. Объёмы проб определяются расходом газового конденсата на один анализ и количеством анализов, необходимых для расчета величины потерь конденсата.

Для определения технологических потерь газового конденсата по данному виду необходимо руководствоваться следующими документами:

– утвержденная схема сбора и подготовки конденсата на промысле, на которой должны быть указаны места отбора проб;

– акты отбора проб;

– паспорта и технические характеристики оборудования, используемого при отборе проб.

Потери газового конденсата при отборе проб определяют по формуле:

$$П_{к.о.п} = V_{пр} \cdot \rho_{ж} \cdot n_i \cdot 10^{-3} \cdot X_{к.прод} \cdot (b+1), \text{ т} \qquad (5.3)$$

где,

$V_{пр}$ – геометрический объём пробоотборника, $м^3$;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости при рабочих условиях, $кг/м^3$;

n_i – количество анализов i-го вида в расчетном периоде согласно графику аналитического контроля;

$X_{к.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в пробе газоконденсатной смеси, дол.ед.;

b – кратность продувки (при отборе проб жидкости принимают равной 3.

5.4 Технологические потери газового конденсата при уносе с жидкостью

Для определения технологических потерь газового конденсата по данному виду потерь необходимо руководствоваться следующими документами:

– технологический регламент работы установки подготовки добываемой продукции и/или подготовки (регенерации) жидкостей;

– утвержденная схема сбора и подготовки газового конденсата на промысле, на которой должны быть указаны места образования потерь и отбора проб, а также аппаратуры для измерения уноса газового конденсата;

– акты с результатами лабораторных исследований отобранных проб жидкости;

– паспорта и технические характеристики оборудования, используемого при подготовке (регенерации) жидкостей и отборе проб, а также аппаратуры для измерения уноса газового конденсата.

Технологические потери газового конденсата со сбрасываемой из аппаратов жидкостью (пластовая и конденсационная вода, жидкость установок регенерации метанола, рефлюксная вода установок регенерации гликолей, подтоварная вода из технологических емкостей и резервуаров хранения газового конденсата) на расчетный период $П_ж$, определяют по формуле:

$$П_ж = q_ж \cdot g_{к.прод} \cdot \tau \cdot 10^{-6}, \text{ тонн} \qquad (5.4)$$

где,

$q_ж$ – расход жидкости, сбрасываемой из аппаратов, $м^3/ч$;

$g_к$ – содержание добываемой продукции в сбрасываемой жидкости, мг/л;

τ – продолжительность расчетного периода, ч.

Содержание УВ в сбрасываемых жидкостях принимают в соответствии с проектной или регламентной документацией или определяют экспериментально весовым или спектрофотометрическим методами.

6. Определение технологических потерь попутного газа

Для расчета технологических потерь попутного газа, необходимо определить потери по каждому конкретному месту их образования и виду, а также указать характеристики углеводородного сырья до и после прохождения каждого объекта потерь и документально подтвердить показатели, применяемые в расчетах.

В данном разделе приведены методики расчета технологических потерь попутного газа на нефтегазодобывающих предприятиях по каждому их виду и месту образования, даны рекомендации по предоставлению необходимых документов для подтверждения показателей, применяемых в расчетах.

6.1 Потери попутного газа при опорожнении трубопроводов и технологического оборудования системы сбора и подготовки нефти перед проведением ремонтных работ

К технологическим потерям не относятся потери, связанные с нарушениями регламентных режимов работы оборудования и принятой технологии, авариями, утечками при разрыве газопроводов, аварийными остановками технологического оборудования, его испытаниями, а также потери при проведении профилактических работ.

Для определения технологических потерь попутного газа при опорожнении трубопроводов и аппаратов системы сбора и подготовки нефти для проведения ремонтных работ необходимо руководствоваться следующими документами:

– правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №101);

– утвержденной технологической схемой сбора и подготовки нефти, на которой должны быть указаны места образования потерь попутного газа и отбора проб;

– планом-графиком проведения ремонтных работ на расчетный период (составляется добывающей организацией с указанием перечня технологического оборудования или трубопроводов для ремонта, цель ремонтных работ, продолжительности их проведения);

– актами выполнения аналогичных работ за предыдущие годы и актами о сожжении попутного газа на факеле при проведении данных работ (составляется организацией проводившей работы);

– актами с результатами лабораторных исследований проб попутного газа, отобранных на участке трубопровода и/или перед входом в технологическое оборудование перед проведением ремонтных работ;

– паспортами и техническими характеристиками оборудования, на котором будет производиться ремонт;

–паспортами и техническими характеристиками оборудования, установленного на объектах, где происходят потери по данному виду;

– иными документами, подтверждающими необходимость проведения ремонтных работ.

Технологические потери попутного газа при опорожнении трубопроводов и технологического оборудования определяют по формуле:

$$П_{пг.оп} = 2893 \cdot V \cdot \left(\frac{P_н}{T_н \cdot Z_н} - \frac{P_к}{T_к \cdot Z_к} \right) \cdot N, м^3 \qquad (6.1)$$

где,

2893 – коэффициент приведения объема попутного газа к стандартным условиям $T_{ст}$ и $P_{ат}$, равный $\left(\frac{293,15}{0,101325} = 2893 \right)$;

V – геометрический объем аппарата, участка трубопровода или технологической линии, опорожняемого для ремонта или внутреннего осмотра, $м^3$;

$P_н$, $P_к$ – абсолютное давление попутного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, МПа;

$T_н$, $T_к$ – температура попутного газа перед началом работы и после опорожнения, К;

$Z_н$, $Z_к$ – коэффициенты сверхсжимаемости попутного газа при $P_н$, $T_н$ и $P_к$, $T_к$ соответственно;

N – количество операций в расчётный период.

6.2 Потери попутного газа при дегазации технологических жидкостей

Для определения технологических потерь попутного газа при дегазации технологических жидкостей необходимо руководствоваться следующими документами:

– технологический регламент работы установки подготовки добываемой продукции и/или подготовки (регенерации) жидкостей;

– утвержденная технологическая схема сбора и подготовки нефти, на которой должны быть указаны места образования потерь;

– акты с результатами лабораторных исследований отобранных проб по дегазации нефти;

– паспорта и технические характеристики оборудования (с указанием рабочих параметров), установленного на объектах, где происходят потери по данному виду.

Потери по данному виду могут быть включены в технологические потери в случае подачи попутного газа, выделяющегося из технологических жидкостей только на факел или свечу рассеивания в соответствии с проектной документацией.

Количество попутного газа, образующегося при дегазации технологических жидкостей на расчетный период $П_{пнг.д.ж}$, тыс.м^3, определяют по формуле:

$$П_{пг.д.ж} = G_{ж} \cdot Г_{ф.ж} \cdot 10^{-3}, м^3 \quad (6.2)$$

где,

$G_н$ – количество технологической жидкости, полученной в результате дегазации в течение расчетного периода, тыс.т;

$Г_{ф.ж}$ – газовый фактор технологической жидкости, т.е. количество попутного газа, выделяющегося при получении 1 тонны разгазированной жидкости, $м^3/т$.

Количество попутного газа, образующегося при дегазации воды на расчетный период $П_{пнг.в}$, тыс.$м^3$, определяют аналогично потерям природного газа, приведенным в пункте 4.4.

6.3 Потери попутного газа при уносе с жидкостью

К технологическим потерям по данному виду не относятся потери, связанные с закачкой пластовой воды (в системе ППД) в пласт имеющий контакт с нефтяной залежью.

Для определения технологических потерь попутного газа при его уносе с жидкостью необходимо руководствоваться следующими документами:

– утвержденная схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где происходят потери попутного газа с жидкостью;

– акты с результатами лабораторного анализа проб жидкости до и после оборудования;

– паспорт и технические характеристики используемого оборудования.

При отсутствии экспериментальных данных о растворимости попутного газа в жидкостях, выводимых из технологической схемы по конкретному месторождению технологические потери на расчетный период $П_{пг.ж}$, $м^3$определяют по формулам:

– с дренажной водой:

$$П_{пг.в} = \left(\alpha_{у/в} \cdot \left(1 - X_{CO_2}\right) + \alpha_{CO_2} \cdot X_{CO_2}\right) \cdot V_в \cdot K_м, м^3 \qquad (6.3)$$

где,

$\alpha_{у/в}$ – растворимость углеводородной составляющей попутного газа в пресной воде, $м^3/м^3$,определяемая по рисунку 6.1;

α_{CO_2} – растворимость углекислого газа в воде, определяемая из таблицы 6.1;

X_{CO_2} – содержание углекислого газа в попутном газе, % объемных;

$K_м$ – поправочный коэффициент на минерализацию воды, определяемый по рисунку 6.2;

$V_в$ – расход воды, $м^3$.

Таблица 6.1 – Растворимость углекислого газа $м^3/м^3$ в воде при различных давлениях и температурах.

Давление, атм.	Температура, ^0C			
	20	35	60	100
25	16,3	–	–	–
30	18,2	10,6	–	–
35	20,1	12,4	–	–
40	22,0	14,2	8,5	–
45	23,9	16,1	9,3	–
50	25,7	18,0	10,2	–
60	–	22,7	12,1	–
70	–	–	14,2	6,5
80	–	–	16,3	7,4
90	–	–	18,8	8,5
100	–	–	21,4	9,7
110	–	–	24,3	10,8
130	–	–	–	12,7
150	–	–	–	15,1

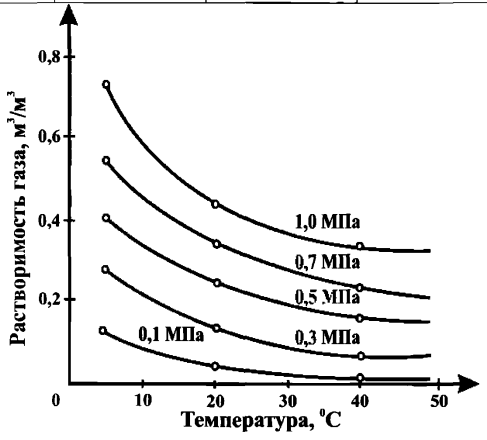

Рисунок 6.1 – Зависимость растворимости попутного газа в пресной воде от температуры

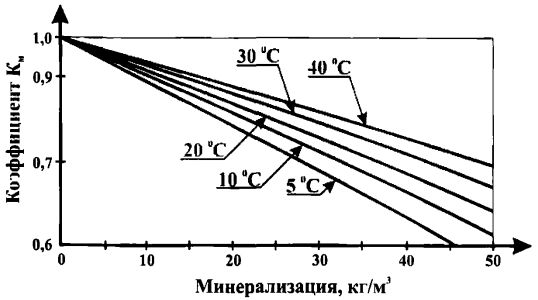

Рисунок 6.2 – Значение поправочного коэффициента в зависимости от минерализации воды

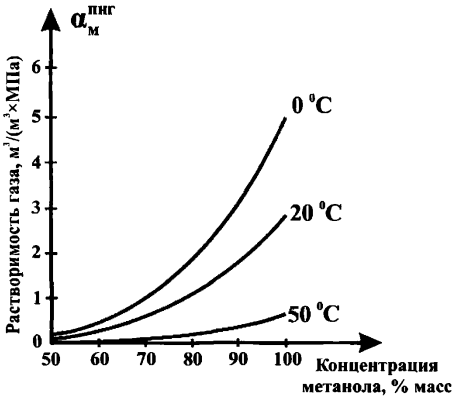

Рисунок 6.3 – Растворимость попутного газа в обводненном метаноле

– с отработанным метанолом:

$$П_{пг.м} = \alpha_м^{пнг} \cdot V_м \cdot P, \qquad (6.4)$$

где,

$\alpha_м^{пнг}$ – коэффициент растворимости попутного газа в обводненном метаноле, м³/(м³×МПа), определяемый по рисунку 6.3;

$V_м$ – расход метанола, м³;

P – рабочее давление, МПа.

– с отработанным диэтиленгликолем:

$$П_{пг.гл} = V_{гл} \cdot P \cdot \left(\alpha_{гл}^{у/в} \cdot \left(1 - X_{CO_2}\right) + \alpha_{гл}^{CO_2} \cdot X_{CO_2} \right), \quad (6.5)$$

где,

$V_{гл}$ – расход диэтиленгликоля, $м^3$;

P – рабочее давление, МПа;

$\alpha_{гл}^{у/в}$, $\alpha_{гл}^{CO_2}$ – соответственно растворимость углеводородной составляющей попутного газа и углекислого газа в обводненном диэтиленгликоле,$м^3/(м^3 \times МПа)$, определяемая из рисунков 6.4 и 6.5;

X_{CO_2} – содержание углекислого газа в попутном газе, % объемных.

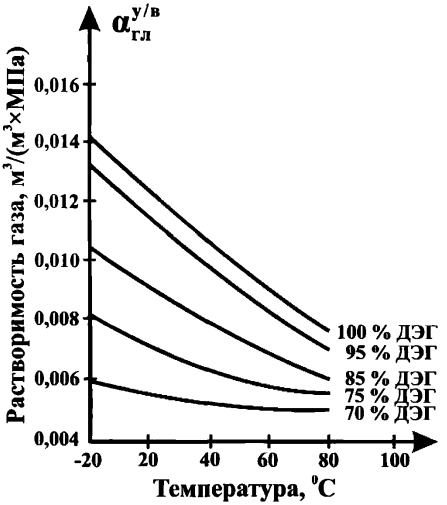

Рисунок 6.4 – Растворимость попутного газа (без CO_2) в обводненном диэтиленгликоле.

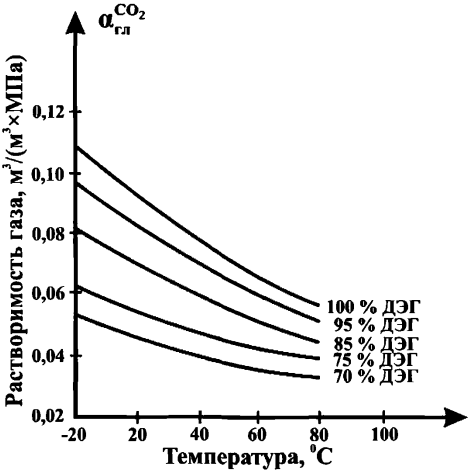

Рисунок 6.5 – Растворимость углекислого газа в обводненном диэтиленгликоле.

Общие технологические потери попутного газа при уносе с жидкостью будет определяться по формуле:

$$П_{пг.ж} = П_{пг.в} + П_{пг.м} + П_{пг.гл} \quad (6.6)$$

6.4 Потери попутного газа при отборе проб

Отбор проб попутного газа должен проводиться в соответствии с ГОСТ 31370.

Для определения технологических потерь попутного газа при отборе проб необходимо руководствоваться следующими документами:

– утвержденный план-график аналитического контроля;

– схему сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где производится отбор проб;

– паспорт и технические характеристики используемого оборудования при отборе проб.

Технологические потери попутного газа при отборе проб для аналитического контроля $П_{пнг.пр}$, $м^3$, определяют по формуле:

$$П_{пг.пр} = \sum_{i=1}^{n} П_{пг.оп} + \sum_{i=1}^{n} П_{пг.пот} \cdot \tau \qquad (6.7)$$

где,

$П_{пнг.оп}$ – потери попутного газа при периодическом отборе проб для разовых (лабораторных) анализов, $м^3$, рассчитывают по формуле:

$$П_{пг.оп} = 2893 \cdot \frac{V_{пр} \cdot P_{пр}}{T_{пр} \cdot Z_{пр}} \cdot (b+1) \cdot n_i \qquad (6.8)$$

где,

$V_{пр}$ – геометрический объем пробоотборника, $м^3$;

$P_{пр}$ – давление в пробоотборнике, МПа;

$T_{пр}$ – температура в пробоотборнике, К;

$Z_{пр}$ – коэффициент сжимаемости при $P_{пр}$ и $T_{пр}$ соответственно;

b – кратность продувки, т.е. отношение объема (при условии отбора) газа, выпущенного в атмосферу при продувке линии и пробоотборника, к объему пробоотборника (кратность продувки при отборе проб газа принимают равной b=30);

n_i – количество анализов i-ого вида в расчетном периоде согласно графику аналитического контроля.

$П_{пг.пот}$ – потери попутного газа при непрерывной работе i-ого прибора на потоке, $м^3$/час, определяемые по паспортным данным завода-изготовителя; τ – планируемое время работы i-го прибора в отчетном году, час; n – количество приборов.

6.5 Потери попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов

Для определения технологических потерь попутного газа при обслуживании предохранительных клапанов необходимо руководствоваться следующими документами:

– технологический регламент работы установки подготовки добываемой продукции;

– схема сбора и подготовки добываемой продукции с указанием мест, где установлены предохранительные клапана;

– план-график обслуживания оборудования;

– выдержки из документов, регламентирующие обслуживание оборудования;

– инструкция по обслуживанию предохранительных клапанов;

– паспорта и технические характеристики предохранительных клапанов;

- нормативными документами, устанавливающими необходимость и объемы обслуживания предохранительных клапанов.

Технологические потери попутного газа на проверку работоспособности предохранительного клапана на расчетный период $П_{пг.п.к}$, $м^3$определяютпо формуле:

$$П_{пг.п.к} = 37,3 \cdot 10^3 \cdot F_{кл} \cdot К_{кл} \cdot Р \cdot \sqrt{\frac{Z}{T}} \cdot \tau_{кл} \cdot n \qquad (6.9)$$

где,

$F_{кл}$ – площадь сечения клапана, $м^2$;

$К_{кл}$ – коэффициент расхода газа клапаном, определяемый по паспортным данным;

Р – рабочее давление газа в аппарате, МПа;

Т – рабочая температура газа в аппарате, К;

Z – коэффициент сжимаемости попутного газа при Р и Т соответственно;

$\tau_{кл}$ – время срабатывания предохранительного клапана, мин;

n – количество проверок предохранительного клапана в расчётном периоде.

Список используемой литературы

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (утверждена Министерством газовой промышленности СССР 14июня 1979 г.);

2. Гриценко, А.И. «Руководство по исследованию скважин» / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

3. Брусиловский А.И. «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа». – М.: Издательский дом «Грааль», 2002 г.;

4. ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода;

5. «Российская газовая энциклопедия», М.: Научное издательство «Большая российская энциклопедия», 2004 г.

6. Руководство по безопасности факельных систем. (утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №779).

7. Намиот А.Ю. «Растворимость газов в воде». – М.: «Недра», 1991 г.

8. Налоговый Кодекс Российской Федерации (часть вторая).

9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены приказом Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101).

10. Инструкция по заполнению формы федерального государственного статистического наблюдения за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин (форма №2-ТЭК (газ)) (утверждена постановлением Государственного комитета Российской Федерации по статистике от 29 мая 1996 г. №44).

11. Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» принят распоряжением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 05.12.2017 № 176.

12. ГОСТ 31370-2008 Газ природный. Руководство по отбору проб.

13. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

14. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утверждены приказом Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. №784).

15. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I и II / В.И. Маринин, Д.В. Люгай, З.С. Алиев и др. – М.: Р ОАО «Газпром» 086-2010 ООО «Газпром экспо», 2010. – Ч.I 234 с. и Ч.II 320 с.

Приложение 1

Таблица П1 – Типовые статьи потерь природного газа, газового конденсата и попутного нефтяного газа.

№ п/п	Статья (вид) потерь	Объекты, являющиеся источниками потерь	Теряемый углеводород	Причины потерь	Ссылка на документацию
1	2	3		4	
1	Потери, связанные с проведением газогидродинамических (первичные, текущие, специальные) и газоконденсатных исследований скважин	Скважины, находящиеся на балансе добывающей организации или принятые ими в аренду, а также разведочные скважины, находящиеся в пробной эксплуатации, включенные в план-график исследовательских работ.	Природный газ, газовый конденсат	1. Проведение первичных исследований на скважинах с целью определения параметров пласта; его продуктивной характеристики; связи между дебитом, забойным и устьевым давлениями и температурой, а также установления добычных возможностей скважин и технологического режима их работы. 2. Проведение текущих исследований с целью получения необходимой информации после проведения работ по интенсификации притока и капитального ремонта скважин, а также для анализа и контроля за разработкой. 3. Проведение специальных исследований с целью получения информации, связанной со специфическими условиями рассматриваемого месторождения.	Проектный документ, протокол ЦКР; [1]; [15]
2	Потери, связанные с опорожнением технологического оборудования и трубопроводов перед проведением ремонтных и профилактических работ	1. Технологические трубопроводы (промысловые соединительные трубопроводы и т.д.), входящие в структуру добывающей организации. 2. Оборудование и трубопроводы технологических установок для подготовки природного газа и нефти, включая ДКС, ДНС, УПН, УКПГ, СОГ и др.	Природный газ, газовый конденсат и попутный нефтяной газ	Освобождение (стравливание) газовой и/или газожидкостной среды перед проведением ремонтных и профилактических работ.	Технологический проект (регламент), [9], [13]; [14]
3	Потери, связанные с дегазацией технологических жидкостей	1. Установки регенерации химических реагентов (метанол, амины, гликоли и др.). 2. Установки утилизации сточных вод.	Природный газ, попутный нефтяной газ	1. Дегазация насыщенных растворов химических реагентов при их регенерации без использования газов дегазации. 2. Дегазация пластовой (конденсационной) воды без использования низконапорного газа.	Проектный документ; Технологический регламент работы установки; [7]
4	Потери, связанные с вводом в скважины, трубопроводы и технологические линии химических реагентов в соответствии с проектной документацией	Устройства для подачи и распределения химических реагентов (ингибиторы коррозии и гидратообразования, одоранты, ПАВ и др.).	Природный газ	Технологические операции, обеспечивающие работу технологических установок в регламентном режиме.	Проектный документ; паспорт и руководство по эксплуатации
5	Потери, связанные с отбором проб	1. Скважины, находящиеся на балансе добывающей организации или принятые ими в аренду, а также разведочные скважины, находящиеся в пробной эксплуатации. 2. Технологические установки подготовки природного и попутного нефтяного газа.	Природный газ, газовый конденсат и попутный нефтяной газ	1. Получение информации для проектирования разработки месторождения. 2. Аналитический контроль производства.	Проектный документ, протокол ЦКР; технологический регламент; [11]; [12]
6	Потери, связанные с обслуживанием предохранительных клапанов	Оборудование технологических установок обработки природного газа, газового конденсата и нефти в т.ч. ДКС, ДНС, УПН, УКПГ, СОГ и др.	Природный газ, попутный нефтяной газ	Проверка работоспособности предохранительных клапанов.	Технологический регламент; паспорт и руководство по эксплуатации, [9]
7	Потери, связанные с уносом жидкостями	Установки очистки сточных вод, термического обезвреживания, закачки в поглощающие скважины и др.	Природный газ, газовый конденсат и попутный нефтяной газ	1. Растворимость углеводородного газа в пластовой (конденсационной) воде. 2. Содержание газового конденсата в сбрасываемой жидкости.	Технологический регламент; паспорт и руководство по эксплуатации, [7]

gost.e-ecolog.ru