

Сәулет, қала құрылысы және құрылыс қызметі, тұрғын үй қатынастары және коммуналдық шаруашылық саласындағы мемлекеттік нормативтік құжаттар

Государственные нормативные документы в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, жилищных отношений и коммунального хозяйства

**ГАЗДЫ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ МҰҚТАЖДЫҚҚА
ЖҰМСАУДЫҢ ЖӘНЕ ГАЗБЕН ЖАБДЫҚТАУ
ЖҮЙЕЛЕРІНДЕГІ ГАЗДЫҢ ШЫҒЫНЫН
ЕСЕПТЕУ ӘДІСТЕМЕСІ**

**МЕТОДИКА УЧЕТА РАСХОДА
СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА
ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ,
ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПУНКТАХ, В
ГРУППОВЫХ РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВКАХ**

Қазақстан Республикасының өңірлік даму министрлігінің құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитеті

**Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства
Министерства регионального развития Республики Казахстан**

Астана 2013

Алғысөз

- 1 ӘЗІРЛЕНГЕН** «Тұрғын үй-коммуналдық шаруашылығын жаңғырту мен дамытудың қазақстандық орталығы» акционерлік қоғамының
- 2 ҰСЫНҒАН:** «Қазақстан Республикасының өңірлік даму министрлігінің құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитеті»
- 3 ҚАБЫЛДАНҒАН ЖӘНЕ ІСКЕ ЕНГІЗІЛГЕН:** Қазақстан Республикасының өңірлік даму министрлігінің құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитеті 27.12.2013 ж. № 394-нқ бұйрығымен 01.05.2014 ж. бастап енгізілді
- 4 ОРНЫНА:** Алғашқы рет

Осы мемлекеттік нормативті ҚР сәулет, қала құрылысы және құрылыс қызметі, тұрғын үй қатынастары және коммуналдық шаруашылық саласындағы Уәкелетті органының рұқсатынсыз ресми басылым ретінде толық немесе ішінара қайта басуға, көбейтуге және таратуға болмайды.

Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН:** Акционерным обществом «Казахстанский центр модернизации и развития жилищно-коммунального хозяйства».
- 2 ПРЕДСТАВЛЕН:** «Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан»
- 3 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** Приказ Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 27.12.2013 г. № 394-нқ с 01.05.2014 г.
- 4 ВЗАМЕН:** Впервые

Настоящий государственный норматив не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Уполномоченного государственного органа РК в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, жилищных отношений и коммунального хозяйства.

Содержание

| | |
|---|----|
| Область применения | 1 |
| Нормативные ссылки | 2 |
| Термины и определения | 3 |
| Общие положения | 4 |
| Приборное обеспечение..... | 5 |
| Учет сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях и газонаполнительных пунктах | 6 |
| Учет жидкого остатка сжиженного нефтяного газа | 11 |
| Измерение объема и массы сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях и газонаполнительных пунктах | 11 |
| Учет сжиженного нефтяного газа при операциях слива в групповые резервуарные установки | 14 |
| Учет сжиженного нефтяного газа в групповых резервуарных установках | 14 |
| Учет расхода сжиженного нефтяного газа на собственные нужды и потери сжиженного нефтяного газа | 16 |
| 1 Снятие остатков сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах в групповых резервуарных установках... | 24 |

Введение

Настоящий нормативный документ «Методика учета расхода сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах, в групповых резервуарных установках» разработаны с учетом законодательства Республики Казахстан, а также нормативных технических документов, правил и инструкций по охране труда и техники безопасности, действующих на территории Республики Казахстан.

Настоящий документ направлен на содействие в реализации Стратегического плана развития Казахстана до 2020 года, послания Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева народу Казахстана от 28.01.2011 г. «Построим будущее вместе!», постановления Правительства Республики Казахстан от 30 апреля 2011 года № 473 «Об утверждении Программы модернизации жилищно-коммунального хозяйства Республики Казахстан на 2011-2020 годы».

При разработке настоящей Методики использован международный опыт в организации и проведении учёта при приеме, хранении и отпуске сжиженного нефтяного газа, в том числе данная Методика основана на стандартах безопасности труда международной организации труда.

Применение настоящей Методики будет способствовать улучшению методологической основы учета сжиженного нефтяного газа в организациях, сокращению технологических потерь, повышению качества обслуживания в организациях и предприятиях коммунального хозяйства Республики Казахстан.

Методика
учета расхода сжиженного нефтяного газа
на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах,
в групповых резервуарных установках

Дата введения – 01.05.2014 г.

1 Область применения

1.1 Настоящая Методика расчета расхода сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах, в групповых резервуарных установках (далее - Методика) предназначена для установления единого порядка учета сжиженного нефтяного газа в местах хранения, расчета расхода сжиженного нефтяного газа на технологические нужды и определения потерь в системе газоснабжения с учетом конкретных условий эксплуатации отдельно взятой газосетевой организацией.

1.2 Методика применяется аккредитованными газосетевыми организациями, а также промышленными потребителями, эксплуатирующими систему газоснабжения сжиженного нефтяного газа и осуществляющими свою деятельность на территории Республики Казахстан.

2 Нормативные ссылки

Для применения Методики необходимы следующие ссылочные нормативные документы:

Закон Республики Казахстан О газе и газоснабжении;

Правила розничной реализации и пользования товарным и сжиженным нефтяным газом, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 10 августа 2012 года, № 1041

ГОСТ 14921-78 Газы углеводородные сжиженные. Метод отбора проб;

ГОСТ 22985-78 Газы углеводородные сжиженные. Метод определения сероводорода и меркаптановой серы;

ГОСТ 8.346-79 (СТ СЭВ 1972-79) Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки;

МСН 4.03-01-2003 Газораспределительные системы;

МСП 4.03-103-2005 Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб;

СТ РК 1663-2007 Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия.

ПРИМЕЧАНИЕ: При пользовании настоящим государственным

нормативом целесообразно проверить действие ссылочных документов по информационным изданиям «Перечень нормативных правовых актов и нормативно-технических документов в сфере архитектуры, градостроительства и строительства, действующих на территории Республики Казахстан», «Указатель нормативных документов по стандартизации Республики Казахстан» и «Указатель межгосударственных нормативных документов», составляемых ежегодно по состоянию на текущий год, и соответствующим ежемесячно издаваемым информационным бюллетеням – журналам и указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем государственном нормативе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 Газоснабжение: деятельность в сфере производства, транспортировки (перевозки), хранения и реализации товарного, сжиженного нефтяного и (или) сжиженного природного газа.

3.2 Система газоснабжения: комплекс технологически взаимосвязанных объектов, предназначенных для производства, транспортировки (перевозки), хранения, реализации и потребления товарного или сжиженного нефтяного газа.

3.3 Сжиженный нефтяной газ: смесь легких углеводородов (пропан-бутановой фракции, пропана, бутана), преобразованная в жидкое состояние в целях транспортировки и хранения, отвечающая по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и национальных стандартов.

3.4 Автогазозаправочная станция: технологический комплекс, предназначенный для хранения и розничной реализации сжиженного нефтяного газа владельцам транспортных средств, использующим его в качестве топлива.

3.5 Газонаполнительная станция (ГНС): комплекс технологически взаимосвязанных производственных и иных объектов, предназначенных для хранения, слива и налива сжиженного нефтяного газа в железнодорожные цистерны, автогазовозы, бытовые баллоны, а также ремонта и утилизации бытовых баллонов.

3.6 Газонаполнительный пункт (ГНП): инженерное сооружение, предназначенное для хранения, слива и налива сжиженного нефтяного газа в бытовые баллоны.

3.7 Групповая резервуарная установка (ГРУ): инженерное сооружение, состоящее из группы емкостей, предохранительно-запорной и

регулирующей арматуры, газопроводов и предназначенное для хранения и подачи сжиженного нефтяного газа в газопотребляющие системы.

3.8 Газосетевая организация: юридическое лицо, имеющее свидетельство об аккредитации и осуществляющее эксплуатацию газонаполнительной станции, групповых резервуарных установок, а также оптовую и розничную реализацию сжиженного нефтяного газа на условиях, установленных настоящим Законом.

3.9 Потребитель: бытовой, коммунально-бытовой или промышленный потребитель.

3.10 Бытовой потребитель: физическое лицо, приобретающее товарный и (или) сжиженный нефтяной газ для бытовых нужд без целей использования в предпринимательской деятельности и дальнейшей их реализации.

3.11 Коммунально-бытовой потребитель: физическое или юридическое лицо, приобретающее товарный и (или) сжиженный нефтяной газ для коммунально-бытовых нужд при осуществлении предпринимательской, некоммерческой или иной деятельности без целей дальнейшей его реализации.

3.12 Промышленный потребитель: юридическое лицо, приобретающее газ для использования в качестве топлива и (или) сырья в промышленном производстве.

3.13 Место хранения: объект системы газоснабжения, на котором осуществляется одна или несколько технологических операций: прием, хранение, отпуск сжиженного нефтяного газа.

3.14 Газовое оборудование: технические изделия полной заводской готовности, используемые в качестве составных элементов газопроводов (компенсаторы, конденсатосборники, предохранительно-сбросная арматура, арматура трубопроводная запорная), а также газоиспользующие установки (газовые приборы, печи и плиты).

3.15 Баллон: сосуд, имеющий одну или две горловины для установки вентиля, фланцев или штуцеров, предназначенный для транспортировки, хранения и использования сжатых, сжиженных или растворенных под давлением газов.

3.16 Резервуар: стационарный сосуд, предназначенный для хранения газообразных, жидких и других веществ.

3.17 Сосуд: герметически закрытая емкость, предназначенная для ведения химических, тепловых и других технологических процессов, а также для хранения и транспортировки газообразных, жидких и других веществ. Границей сосуда являются входные и выходные штуцера.

3.18 Цистерна: передвижной сосуд, постоянно установленный на раме железнодорожного вагона, на шасси автомобиля (прицепа) или на других средствах передвижения, предназначенный для транспортировки и хранения газообразных, жидких и других веществ.

4 Общие положения

4.1 Методика регламентирует порядок проведения учета расхода сжиженного нефтяного газа газосетевыми организациями, промышленными потребителями в местах хранения.

4.2 При приемке, хранении, отпуске сжиженного нефтяного газа ведется его учет в следующих местах хранения:

- 1) в резервуарах базы хранения газонаполнительной станции (газонаполнительного пункта);
- 2) в технологических трубопроводах;
- 3) в железнодорожных и автомобильных цистернах;
- 4) в газовых баллонах (наполнительный цех, склад готовой продукции на газонаполнительной станции (газонаполнительном пункте), пункты обмена баллонов и склады эксплуатационных служб);
- 5) в групповой резервуарной установке;
- 6) на автогазозаправочных станциях.

4.3 Для учета количества сжиженного нефтяного газа в местах хранения применяются следующие методы:

массовый – определение массы сжиженного нефтяного газа на весах (кг);

объемно-массовый – определение массы сжиженного нефтяного газа по объему и плотности при фактической температуре жидкой фазы и давлении паровой фазы сжиженного нефтяного газа ($\text{м}^3/\text{кг}$);

объемный – определение количества израсходованного сжиженного нефтяного газа потребителями по показателям приборов учета (м^3). Перевод объемных показателей приборов учета в массовые осуществляется в соответствии с Методикой расчета коэффициентов перевода объемных показателей в массовые по сжиженному газу, утвержденная совместным приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27 мая 2003 года № 104 и председателем Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции от 18 июня 2003 года № 160-ОД;

расчетный – метод, применяемый для расчета отпуски, потребления или остатков сжиженного нефтяного газа в случаях, когда невозможно применить средства измерения; расчет осуществляется, исходя из известных косвенных показателей.

4.4 Для учета сжиженного нефтяного газа применяются контрольно-измерительные приборы, прошедшие метрологическую поверку.

4.5 При операциях со сжиженным нефтяным газом используются методы расчета объема расхода сжиженного нефтяного газа.

4.6 Материально ответственное лицо за ведение учета сжиженного нефтяного газа в местах хранения назначается приказом руководителя газосетевой организации, промышленного потребителя.

4.7 Общий учет сжиженного нефтяного газа по ГНС, ГНП производится после каждой проведенной товарно-транспортной операции путем составления баланса движения сжиженного нефтяного газа (прием, отпуск сжиженного нефтяного газа, расход на собственные нужды и пр.).

Баланс движения сжиженного нефтяного газа за отчетный период составляется материально-ответственным лицом за ведение учета сжиженного нефтяного газа в местах хранения.

4.8 Учет сжиженного нефтяного газа ведется на ГНС, ГНП и в ГРУ и по каждому резервуару в отдельности.

4.9 Для определения наличия сжиженного нефтяного газа в резервуарах базы хранения и трубопроводах проводятся соответствующие замеры.

Данные записываются в журналы замеров сжиженного нефтяного газа в резервуарах и трубопроводах базы хранения ГНС и ГНП.

4.10 Точность определения количества сжиженного нефтяного газа при товарно-транспортных операциях зависит от:

а) тщательности измерения уровня сжиженного нефтяного газа и определения соответствующего их объема при фактической температуре и плотности;

б) погрешности стандартных средств измерения;

в) учета поправок с измененным объемом на температуру;

г) учета поправок к показателям уровнемеров на уклон резервуаров;

д) квалификации работников, занимающихся учетом.

5 Приборное обеспечение

5.1 В настоящей Методике для выполнения расчетов используются различные средства измерения. Применяемые средства измерения должны быть зарегистрированы в Государственной системе обеспечения единства средств измерений и иметь клеймо о первичной и периодической поверке.

5.2 В различных производственных процессах при сливе, хранении и наливе сжиженного нефтяного газа используются один либо несколько приборов, измеряющие массу, состав и прочие физические свойства сжиженного нефтяного газа.

5.3 Термометры ртутные стеклянные лабораторные – используются для измерения температуры сжиженного нефтяного газа непосредственно на базе хранения ГНС, ГНП.

5.4 Манометры избыточного давления - приборы с пределом измерения от 0,06 до 50 МПа. Используются для измерения избыточного давления, то есть положительной разности между абсолютным и барометрическим давлением. Устанавливаются на резервуарах базы хранения ГНС, ГНП и сосудах групповых резервуарных установок.

5.5 Весы для статистического взвешивания - весы, на которых груз в процессе взвешивания не перемещается относительно грузоприемного

устройства и вес груза на протяжении всего времени взвешивания остается неизменным.

5.6 Гигрометр психометрический - прибор для измерения влажности воздуха и его температуры.

Используется в лабораториях ГНС, ГНП при определении состава поступившего от производителя сжиженного нефтяного газа.

5.7 Пробоотборник - это прибор, предназначенный для отбора проб сжиженного нефтяного газа из резервуара с сохранением условий (давления, газонасыщенности) в месте отбора.

Данный прибор используется для забора проб сжиженного нефтяного газа, поступившего с завода-производителя, с целью подтверждения его состава паспортным данным и требованиям действующих стандартов.

5.8 Хроматограф - прибор для разделения смеси сжиженного нефтяного газа методом хроматографии (динамический сорбционный метод разделения и анализа смеси сжиженного нефтяного газа, а также изучения физико-химических свойств поступившей пробы газа).

Используется в лабораториях ГНС, ГНП для наиболее точного установления состава сжиженного нефтяного газа, поступившего с завода-производителя.

5.9 Счетчики газа жидкой фазы, массомеры - приборы учёта, предназначенные для измерения массы (кг) прошедшего по газопроводу либо резиноканному рукаву автоцистерны сжиженного нефтяного газа.

Применяются для определения количества газа при наливе сжиженного нефтяного газа в автоцистерны либо сливе газа в сосуды групповой резервуарной установки.

5.10 Счетчики газовые диафрагменные (паровой фазы) - приборы учёта, предназначенные для измерения объёма газа прошедшего по газопроводу сжиженного нефтяного газа.

Данные приборы используются при измерении количества (объема, в метрах кубических) сжиженного нефтяного газа, используемого в качестве топлива в котельных ГНС, ГНП либо бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями.

5.11 Уровнемеры - приборы, предназначенные для определения уровня содержания сжиженного нефтяного газа в резервуарах базы хранения ГНС, ГНП либо групповых резервуарных установках.

6 Учет сливаемого сжиженного нефтяного газа из автоцистерн

6.1 Доставка и слив сжиженного нефтяного газа в ГРУ осуществляется автомобильными цистернами. Для учета сжиженного нефтяного газа в автоцистернах применяются следующие методы:

а) массовый:

1) при выезде с ГНС или ГНП и возврате после слива сжиженного

нефтяного газа в ГРУ автомобильная цистерна взвешивается. Вес слитого (заправленного) сжиженного нефтяного газа в автоцистерне определяется как разность веса автомобильной цистерны до и после слива с учетом массы топлива, израсходованного в пути движения между взвешиваниями;

2) с помощью средств, установленных на автомобильной цистерне (массомеры и т.д.);

б) объемно-массовый – с помощью технических средств измерения, установленных на ГРУ (уровнемеры, термометры и т.д.).

7 Учет сжиженного нефтяного газа в групповых резервуарных установках, на газонаполнительных станциях и газонаполнительных пунктах

7.1 Доставка сжиженного нефтяного газа в ГРУ осуществляется автомобильными цистернами. Для учета прихода (заправки) сжиженного нефтяного газа в ГРУ применяются следующие методы:

а) массовый:

1) при выезде с ГНС или ГНП и возврате после слива сжиженного нефтяного газа в ГРУ автомобильная цистерна взвешивается. Вес слитого (заправленного) сжиженного нефтяного газа в ГРУ определяется как разность веса автомобильной цистерны до и после слива с учетом массы топлива, израсходованного в пути движения между взвешиваниями;

2) с помощью средств, установленных на автомобильной цистерне (массомеры и т.д.);

б) объемно-массовый – с помощью технических средств измерения, установленных на ГРУ (уровнемеры, термометры и т.д.).

Данные учета сжиженного нефтяного газа в ГРУ отражаются в журнале.

Учет сжиженного нефтяного газа в ГРУ ведется в массовых единицах измерения (кг).

Для учета расхода сжиженного нефтяного газа, реализуемых потребителям и/или абонентам через ГРУ, предусматривается установка приборов учета (бытовых газовых счетчиков), допущенных к применению уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии.

Подбор приборов учета осуществляется в зависимости от рабочих параметров бытового газового оборудования; при этом суммарная производительность установленных газопотребляющих приборов не должна превышать номинальной пропускной способности коммерческого прибора учета, а минимальный расход сжиженного нефтяного газа должен быть больше минимальной пропускной способности коммерческого прибора учета, определенной в паспорте на изделие.

Расчетным периодом при учете сжиженного нефтяного газа в ГРУ и во взаиморасчетах с потребителями принимается календарный месяц.

Учетной единицей израсходованных (потребленных) сжиженного

нефтяного газа через ГРУ является один кубический метр паровой фазы сжиженного нефтяного газа (1 м³).

Учет расхода сжиженного нефтяного газа из ГРУ производится на основании суммирования объёмных показателей приборов учета (м³) и рассчитанной величины объема потребления потребителей, не имеющих приборов учета (м³), путём перевода их к массовым показателям (кг) с помощью коэффициента перевода, который рассчитывается в соответствии с Методикой расчета коэффициентов перевода объёмных показателей в массовые по сжиженному газу, утвержденной совместным приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27 мая 2003 года № 104 и председателем Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции от 18 июня 2003 года № 160-ОД.

При расчете коэффициента перевода объёмных показателей в массовые по сжиженному нефтяного газа должен учитываться состав сжиженного нефтяного газа, находящегося в ГРУ.

При известных значениях объёма (определяется по показателям приборов учета) масса сжиженного нефтяного газа определяется по формуле:

$$M = K \times L \text{ (кг)},$$

где K – коэффициент перевода объёмных показателей в массовые, рассчитанный по Методике расчета коэффициентов перевода объёмных показателей в массовые по сжиженному газу, утвержденной совместным приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27 мая 2003 года № 104 и председателем Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции от 18 июня 2003 года № 160-ОД;

L – объем потребления сжиженного нефтяного газа потребителями (м³), который находится по формуле:

$$L = L_{ПКУ} + L_{БКПУ},$$

где $L_{ПКУ}$ – объем потребления сжиженного нефтяного газа потребителями, определенный по приборам коммерческого учета (м³);

$L_{БКПУ}$ – объем потребления сжиженного нефтяного газа потребителями, не имеющими приборов коммерческого учета (м³).

Определение количества сжиженного нефтяного газа потребляемого бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями, не имеющими приборов учета, производится расчетным методом на основе:

- а) нормы потребления на одного человека (для бытовых потребителей);
- б) мощности установленного бытового газового оборудования (для коммунально-бытовых потребителей).

Остаток сжиженного нефтяного газа в ГРУ рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{кон}} = V_{\text{нач}} + Z - M ,$$

где $V_{\text{кон}}$ – остаток сжиженного нефтяного газа на конец расчетного периода (кг);

$V_{\text{нач}}$ – остаток газа на начало расчетного периода (кг);

Z – суммарное количество слитых (заправленных) в ГРУ газа за расчетный период (кг);

M – суммарное потребление сжиженного нефтяного газа из данной ГРУ потребителями за расчетный период, приведенное к массовым единицам измерения (кг).

Сверка остатков сжиженного нефтяного газа в ГРУ может быть проведена при соблюдении следующих условий:

а) полная остановка газоснабжения и откачка жидкого остатка сжиженного нефтяного газа из резервуаров ГРУ с последующим их измерением, с учетом паровой фазы, измеренной расчетным методом;

б) сверка (снятие) показаний всех приборов учета потребителей, потребляющих сжиженного нефтяного газа от данной ГРУ;

в) расчет потребления потребителей, не имеющих приборов учета, на дату снятия остатков.

7.2 На ГНС, ГНП принимают сжиженный газ, поступающий в железнодорожных, автомобильных цистернах, по трубопроводам в соответствии с условиями договора на поставку сжиженного нефтяного газа; при отсутствии таких условий в договоре – по правилам, установленным гражданским законодательством для купли-продажи товаров, а также в соответствии с Методикой.

Качество и состав сжиженного нефтяного газа определяются согласно СТ РК 1663-2007.

Приём и слив сжиженного нефтяного газа из цистерн осуществляется лицами, назначенными приказом руководителя газосетевой организации, промышленного потребителя.

Определение количества сжиженного нефтяного газа в железнодорожных и автомобильных цистернах проводится путём взвешивания на весах, а при их отсутствии – объемно-массовым методом либо другим способом (при наличии специальных технических средств). При этом производится приёмка сжиженного нефтяного газа, по акту приемки сжиженного нефтяного газа. При приёмке проверяют:

а) наличие запорно-пломбировочных устройств на колпаках цистерн и предохранительных клапанах;

б) отсутствие механических повреждений корпусов цистерн;

в) уровень наполнения цистерны сжиженным нефтяным газом (при помощи вентилей на трубках паровой фазы);

г) наличие воды в цистерне (при помощи вентиля на дренажной трубке);

д) исправность работы запорной арматуры жидкой и паровой фаз;

е) соответствие состава полученного сжиженного нефтяного газа стандартам и техническим условиям, указанным в паспорте.

При сливе сжиженного нефтяного газа из железнодорожных и автомобильных цистерн необходимо контролировать уровень заполнения резервуаров базы хранения.

Фактическая масса сжиженного нефтяного газа, поступающих партиями или одиночными цистернами от поставщика на ГНС, ГНП, определяется отдельно по каждой цистерне.

После окончания слива жидкой фазы сжиженного нефтяного газа из цистерны необходимо откачать паровую фазу до избыточного давления, определенного договором на поставку сжиженного нефтяного газа (при отсутствии таких условий в договоре – согласно нормативным требованиям), и учесть ее при определении количества слитого газа из цистерны.

По окончании слива поступивший от поставщика сжиженный нефтяной газ в резервуары базы хранения ГНС, ГНП учитывают в журнале учета сжиженного нефтяного газа на ГНС, ГНП.

Во всех иных случаях приемки газа на базе хранения ГНС, ГНП (возврат газа из ГРУ и пр.) о поступлении сжиженного нефтяного газа делается соответствующая отметка в журнале учета приема и отпуска сжиженного нефтяного газа в автомобильных цистернах.

При возникновении спорных ситуаций и невозможности взвешивания на весах вес сжиженного нефтяного газа в железнодорожных и автомобильных цистернах может быть определен следующим путём.

Полностью освобождается от газа резервуар, в который намечается произвести слив сжиженного нефтяного газа из железнодорожных или автомобильных цистерн. Трубопровод, по которому будет производиться перекачка, должен быть полностью заполнен или полностью освобожден от сжиженного нефтяного газа. Смежные задвижки на трубопроводе должны быть закрыты и опломбированы. После слива газа из железнодорожной или автомобильной цистерны проверяется степень заполнения трубопровода, который должен быть заполнен в том же объеме, как перед сливом, после чего производится замер уровня сжиженного нефтяного газа в резервуаре. Объемно-массовым методом, согласно пункту 7 Методики, определяется вес сжиженного нефтяного газа, слитых из железнодорожной или автомобильной цистерны и составляется соответствующий акт.

Прием сжиженного нефтяного газа, поступающего от поставщиков по трубопроводам, производится по показаниям приборов учета, допущенных к применению уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии.

При отсутствии приборов учета прием поступающего сжиженного нефтяного газа по трубопроводам производится по замерам сжиженного нефтяного газа, поступивших в резервуары.

7.2.1 Для определения веса сжиженного нефтяного газа, поступившего по

трубопроводу в резервуар, необходимо:

- а) удалить воду из резервуара;
- б) закрыть и опломбировать смежные задвижки на трубопроводе, по которому будет перекачиваться сжиженный углеводородный газ;
- в) замерить высоту налива жидкой фазы в резервуаре до и после операций по приёмке сжиженного нефтяного газа;
- г) определить плотность, температуру жидкой фазы сжиженного нефтяного газа и давление паровой фазы;
- д) по градуировочным таблицам найти объём газа, соответствующий уровню заполнения с учетом поправок на уклон резервуаров.

Учет количества сжиженного нефтяного газа при приемке и при отпуске ведется в массовых единицах измерения: килограммах, тоннах.

Для участия в приемке сжиженного нефтяного газа назначаются лица, компетентные в вопросах определения количества и состава сжиженного нефтяного газа (по роду работы, по образованию, по опыту трудовой деятельности).

Лица, участвующие в приемке сжиженного нефтяного газа, отбирают пробы сжиженного нефтяного газа для определения его состава.

Пробы сжиженного нефтяного газа из стационарных емкостей, железнодорожных, автомобильных цистерн и трубопроводов отбираются в соответствии с ГОСТ 14921-78.

Отбор проб сжиженного нефтяного газа из стационарных емкостей производят с середины высоты налива емкости с помощью вентиля отбора проб.

Отбор проб сжиженного нефтяного газа из поступивших железнодорожных и автомобильных цистерн производится из каждой партии с помощью контрольного вентиля опорожнения цистерны сливо-наливной трубы, который находится в нижней части цистерны.

Пробы сжиженного нефтяного газа из железнодорожных и автомобильных цистерн отбираются из первой и четвертой цистерны каждой партии, но не менее, чем из двух цистерн.

При поступлении одиночных цистерн пробы отбираются из каждой цистерны.

Пробы сжиженного нефтяного газа, поступающих по трубопроводу, отбирают при каждом поступлении сжиженного нефтяного газа не менее трех раз (в начале, в середине и в конце поступления) из вертикального участка трубопровода.

Пробу, подлежащую анализу, составляют из равных частей отобранных проб.

Пробу сжиженного нефтяного, хранящихся в баллонах, отбирают из 1% баллонов.

Пробу в жидкой фазе отбирают из баллонов, находящихся в горизонтальном положении.

Состав сжиженного нефтяного газа определяется одним из следующих способов:

- а) на хроматографах различного типа в соответствии с ГОСТ 10679-76;
- б) по графику абсолютного давления паровой фазы в зависимости от температуры жидкой фазы.

Определение жидкого остатка, содержание свободной воды и давления насыщенных паров сжиженного нефтяного газа производится в соответствии с СТ РК 1663-2007.

Определение содержания сероводорода и меркаптановой серы производится в соответствии с ГОСТ 22985-78.

Учет сжиженного нефтяного газа, находящихся в баллонах, производится путем взвешивания их после наполнения. Фактическая масса отпущенного сжиженного нефтяного газа определяется как разность масс заполненного и пустого баллона.

Масса сжиженного нефтяного газа в баллонах фиксируется материально-ответственным лицом или контролером в журнале учета наполнения баллонов сжиженного нефтяного газа и контроля наполненных баллонов.

Для учета сжиженного нефтяного газа, отпущенных в баллонах, необходимо:

- а) проводить своевременное документирование всех операций по перемещению баллонов, в том числе иметь точные сведения об остатках баллонов, находящихся в местах хранения (на складах, в цехах);
- б) обеспечить контроль за поступлением, отпуском и сохранностью баллонов.

Данные о приёмке и отпуске баллонов со складов заносятся в журнал учета поступления и отпуска баллонов с сжиженным нефтяным газом со склада.

На ГНС, ГНП необходимо учитывать возврат жидких остатков сжиженного нефтяного газа в баллонах и другие поступления сжиженного нефтяного газа от прочих операций.

8 Учет жидкого остатка сжиженного нефтяного газа

8.1 Жидкий остаток сжиженного нефтяного газа поступает на ГНС, ГНП в баллонах, в автомобильных цистернах из ГРУ при проведении в них внутренних осмотров, ремонтов, переосвидетельствованиях и прочих технологических операциях.

8.2 Жидкие остатки сжиженного нефтяного газа из баллонов и автомобильных цистерн сливаются в специально предназначенный для этого резервуар базы хранения ГНС, ГНП.

8.3 В резервуарах базы хранения ведутся замеры количества жидких остатков сжиженного нефтяного газа, учет которых ведется в журнале замеров в резервуарах с жидкими остатками сжиженного нефтяного газа.

8.4 Жидкие остатки сжиженного нефтяного газа учитываются

материально-ответственным лицом по накладной, согласно записям в журнале замеров в резервуарах с жидкими остатками сжиженного нефтяного газа.

8.5 Жидкие остатки сжиженного нефтяного газа в соответствии с СТ РК 1663-2007, допускается использовать следующим образом:

- а) заполнять в баллоны, устанавливаемые в помещениях;
- б) сливать в ГРУ с искусственным испарением при прокладке трубопроводов ниже глубины промерзания грунта.

8.6 Жидкие остатки сжиженного нефтяного газа могут быть использованы как топливо для котельной (на ГНС, ГНП или в котельных других организаций).

9 Измерение объема и массы сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях и газонаполнительных пунктах

9.1 При определении объема сжиженного нефтяного газа объемно-массовым методом в резервуарах ГНС, ГНП используются уровнемеры различных типов.

9.2 Допустимая погрешность измерения уровня сжиженного нефтяного газа не должна превышать величины, указанной в паспорте уровнемера.

9.3 По определенному уровню наполнения резервуара объем жидкой фазы сжиженного нефтяного газа определяется по градуировочным таблицам для резервуаров, утвержденным руководителем газосетевой организации.

9.4 Градуировочные таблицы для резервуаров составляются по ГОСТ 8.346-79.

9.5 На все технологические трубопроводы ГНС, ГНП составляются и утверждаются градуировочные таблицы, форма которых приведена в приложении Н к настоящей Методике.

Объемы одного метра трубопровода разных диаметров приведены в приложении П к настоящей Методике.

9.6 Обмер резервуаров и технологического оборудования осуществляется комиссией, которая назначается приказом руководителя газосетевой организации, промышленного потребителя.

9.7 В случае, если резервуар имеет уклон оси, в показания высоты налива жидкой фазы сжиженного нефтяного газа вносится поправка на уклон:

$$\Delta H = \pm a \times L,$$

где a - уклон оси резервуара согласно ГОСТ 8.346-79;

L - расстояние от оси указателя уровня до середины резервуара, см;

«-» - уклон в сторону указателя уровня;

«+» - уклон в сторону, противоположенного от указателя уровня.

57. Резервуары должны иметь уровни или края отсчета для контроля наклона.

9.8 Определение уклона производится не реже одного раза в год в

соответствии с ГОСТ 8.346-79.

9.9 Объем паровой фазы сжиженного нефтяного газа в резервуаре определяется как разница между номинальной вместимостью резервуара и объемом, занимаемым жидкой фазой сжиженного нефтяного газа:

$$V_n = V_n - V_{ж},$$

где V_n - объем паровой фазы сжиженного нефтяного газа в резервуаре, м³;

V_n - номинальная вместимость резервуара, м³;

$V_{ж}$ - объем жидкой фазы сжиженного нефтяного газа в резервуаре по градуировочной таблице с учетом поправки на уклон, м³.

9.10 Для определения массы сжиженного нефтяного газа по известному объему, согласно объемно-массовому методу, необходимо знать их состав, плотность, температуру и давление паровой фазы сжиженного нефтяного газа.

9.11 Плотность жидкой фазы пропана и бутана определяется в зависимости от температуры.

9.12 Плотность паровой фазы сжиженного нефтяного газа определяется в зависимости от состава при нормальных условиях.

9.13 Фактическая температура сжиженного нефтяного газа замеряется термометрами, установленными в специальных закладных конструкциях на резервуарах и технологических трубопроводах.

9.14 Давление паровой фазы сжиженного нефтяного газа измеряется техническими манометрами.

9.15 При известных значениях объема жидкой и паровой фазы, температуры жидкой фазы и давления паровой фазы масса сжиженного нефтяного газа определяется по формулам:

1) масса жидкой фазы сжиженного нефтяного газа:

$$Q' = ((\rho_{ж}^П \times x_{ж} + \rho_{ж}^Б \times \gamma_{ж}) \times V_{ж}) / 100 \text{ (кг)},$$

где Q' - масса жидкой фазы сжиженного нефтяного газа кг;

$\rho_{ж}^П$ - плотность жидкой фазы пропана при данной температуре, кг/м³ (приведена в приложении Р Методики);

$\rho_{ж}^Б$ - плотность жидкой фазы бутана при данной температуре, кг/м³ (приведена в приложении Р Методики);

$V_{ж}$ - объем жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, м³;

$x_{ж}$ - процентное содержание пропана в сжиженного нефтяного газа, % (приведено в приложении И Методики);

$\gamma_{ж}$ - процентное содержание бутана в сжиженного нефтяного газа, % (приведено в приложении И Методики);

2) масса паровой фазы сжиженного нефтяного газа:

$$Q'' = \rho_{п}^0 \times V_{п} \times K_1 \text{ (кг)},$$

где Q'' - масса паровой фазы сжиженного нефтяного газа, кг;

$\rho_{п}^0$ - плотность паровой фазы сжиженного нефтяного газа в зависимости от состава при нормальных условиях (P=101,3кПа, t=0°C), кг/м³;

K_1 - коэффициент перевода объема паровой фазы сжиженного нефтяного газа к нормальным условиям ($P=101,3\text{кПа}$, $t=0^\circ\text{C}$) в зависимости от температуры и давления.

9.16 Масса сжиженного нефтяного газа в резервуаре определяется как сумма массы жидкой фазы и паровой фазы сжиженного нефтяного газа, находящихся в резервуаре.

Если жидкая фаза сжиженного нефтяного газа в резервуаре отсутствует, но в нем имеется избыточное давление, то необходимо учитывать только массу паровой фазы.

10 Учет расхода сжиженного нефтяного газа на собственные нужды и потери сжиженного нефтяного газа

10.1 При составлении баланса принятого и отпущенного сжиженного нефтяного газа необходимо предусматривать в разделе «Отпуск газа» расход сжиженного нефтяного газа на собственные нужды.

10.2 Расход сжиженного нефтяного газа на газоснабжение котельной определяется по приборам учета, а при их отсутствии – по мощности газогорелочных устройств.

10.3 Расход сжиженного нефтяного газа на заправку автомобилей определяется по приборам учета.

10.4 Расход сжиженного нефтяного газа на паровую резку и сварку металла, нагрев труб при изготовлении отводов, пайку и лужение, бытовые нужды сотрудников газосетевой организации, промышленного потребителя (приготовление и подогрев пищи), приготовление битумной мастики, нужды технического кабинета, отогрев мерзлого грунта при аварийных и ремонтных работах, нужды химической лаборатории и т.п. определяется, исходя из фактического расхода сжиженного нефтяного газа массовым методом.

10.5 Потери сжиженного нефтяного газа на ГНС, ГНП, ГРУ имеют место при следующих операциях:

а) приёме сжиженного нефтяного газа по трубопроводам, из железнодорожных и автомобильных цистерн;

б) хранении сжиженного нефтяного газа в местах хранения (естественная убыль, представляющая собой уменьшение массы сжиженного нефтяного газа из-за естественного изменения физико-химических свойств, при сохранении качества, в пределах норм, установленных нормативными актами и/или настоящей Методикой);

в) наполнении и сливе баллонов, автогазовозов;

г) ремонтах технологического оборудования, ремонте и замене запорной арматуры;

д) проведения дегазации сосудов перед периодическими освидетельствованиями;

е) продувках технологического оборудования после проведения ремонтов, периодических освидетельствованиях и при пуске вновь установленного оборудования.

Кроме того имеют место потери сжиженного нефтяного газа, связанные с негерметичностью оборудования и газопроводов, а также неучтенные потери, не подлежащие учету и нормированию.

10.6 Под нормой потерь понимается отношение суммы потерь к годовой реализации (отпуску) сжиженного нефтяного газа, выраженное в процентах.

10.7 Потери сжиженного нефтяного газа определяются следующим образом:

А) Расчет потерь при сливе из железнодорожной цистерны ведется по формуле

$$P_{\text{ж}} = P_{\text{ж}}^{\text{ж}} + P_{\text{ж}}^{\text{г}} + P_{\text{ж}}^{\text{вз}} \text{ (кг)}, \quad (1)$$

где $P_{\text{ж}}^{\text{ж}}$ – потери сжиженного нефтяного газа в жидкой фазе при сливе одной цистерны, кг;

$P_{\text{ж}}^{\text{г}}$ – потери сжиженного нефтяного газа в газовой фазе при сливе одной цистерны, кг;

$P_{\text{ж}}^{\text{вз}}$ – потери сжиженного нефтяного газа в виде возврата газовой фазы, заполняющей объем цистерны после слива сжиженного нефтяного газа, кг.

$$P_{\text{ж}}^{\text{ж}} = k \times \rho_{\text{ж}} \times V_{\text{ш}} \text{ (кг)}, \quad (2)$$

где k – количество сливо-наливных линий (при одинаковом объеме внутренней полости) при сливе одной цистерны;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, кг/м³;

$V_{\text{ш}}$ – объем сливо-наливного шланга, м³.

Объем $V_{\text{ш}}$ находится по формуле:

$$V_{\text{ш}} = \frac{\pi \times d_{\text{ш}}^2}{4} \times l_{\text{ш}} \text{ (м}^3\text{)}, \quad (3)$$

где $d_{\text{ш}}$ – внутренний диаметр шланга, м;

$l_{\text{ш}}$ – длина шланга, м;

π – константа (3,14159).

$$P_{\text{ж}}^{\text{г}} = \rho_{\text{г}} \times V_{\text{ш}} \text{ (кг)}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, кг/м³;

$V_{\text{ш}}$ – объем шланга для газовой фазы, м³, определяется по формуле (3).

$$P_{\text{ж}}^{\text{вз}} = \rho_{\text{г}} \times V_{\text{ц}} \text{ (кг)}, \quad (5)$$

где $V_{\text{ц}}$ – объем одной цистерны, м³.

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{\text{ж}}$ в

железнодорожной цистерне составляет $549,37 \text{ кг/м}^3$, а плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_r - 3,19 \text{ кг/м}^3$. Слив производится двумя линиями для жидкой фазы (при одинаковом объеме внутренней полости) диаметром рукава $0,038 \text{ м}$ и длиной 5 м и одним рукавом для газовой фазы диаметром $0,038 \text{ м}$ и длиной 5 м . Объем цистерны - $73,9 \text{ м}^3$.

Потери при сливе составят:

$$P_{ж} = 2 \times 549,37 \times \frac{3,14 \times 0,038^2 \times 5}{4} + 3,19 \times \frac{3,14 \times 0,038^2 \times 5}{4} + 3,19 \times 73,9 =$$

$$= 6,23 + 0,02 + 235,74 = 241,99, \text{ кг}$$

Б) Расчет потерь сжиженного нефтяного газа при наполнении автомобильной цистерны, газобаллонного автомобиля ведется по формуле:

$$P_a = P_{об} = \rho_{ж} \times V_{ш} \text{ (кг)}, \quad (6)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа;

$V_{ш}$ – объем шланга, используемого при наполнении, м^3 .

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{ж}$ при наполнении составляет $546,97 \text{ кг/м}^3$. Заправка производится линией диаметром рукава $0,038 \text{ м}$ и длиной 5 м .

Потери при наполнении составят:

$$P_a = P_{об} = 546,97 \times \frac{3,14 \times 0,038^2 \times 5}{4} = 3,10, \text{ кг}$$

В) Расчет потерь сжиженного нефтяного газа при наполнении баллона ведется по формуле:

$$P_b = \rho_{ж} \times V \text{ (кг)}, \quad (7)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа при наполнении баллона, кг/м^3 ;

V – объем полости наполнительного устройства для заправки баллона, м^3 .

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{ж}$ при наполнении баллона составляет $546,97 \text{ кг/м}^3$. Заправка производится наполнительным устройством объемом $0,001 \text{ м}^3$.

Потери при наполнении баллона составят:

$$P_b = 546,97 \times 0,001 = 0,55, \text{ кг}$$

Г) Расчет потерь при операциях, связанных с ремонтом оборудования на

ГНС:

1) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при освобождении сосуда (резервуара, цистерны, баллона) в связи с ремонтом и освидетельствованием ведется по формуле:

$$P_p = \rho_{\Gamma} \times V \text{ (кг)}, \quad (8)$$

где V - объем сосуда, подлежащего ремонту и освидетельствованию, м^3 ;

ρ_{Γ} - плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа $\text{кг}/\text{м}^3$.

ПРИМЕР

Допустим, плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа ρ_{Γ} при освобождении сосуда составляет $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Объем сосуда составляет $0,050 \text{ м}^3$.

Потери при освобождении сосуда составят:

$$P_p = 3.19 \times 0.050 = 0.16, \text{ кг}$$

2) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при продувке сосуда (резервуара, цистерны, баллона) после ремонта ведется по формуле:

$$P_{np} = \ln\left(\frac{K_{НАЧ}}{K_{КОН}}\right) \times V \times \rho_{\Gamma} \text{ (кг)}, \quad (9)$$

где $K_{НАЧ}$ – концентрация воздуха в начале продувки, 100 %;

$K_{КОН}$ - концентрация воздуха в конце продувки, 5 %;

V – объем продуваемой емкости, м^3 ;

ρ_{Γ} – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, которым ведется продувка, $\text{кг}/\text{м}^3$.

ПРИМЕР

Допустим, плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа ρ_{Γ} при продувке сосуда составляет $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$, а объем продуваемой емкости - 5 м^3 .

Потери при продувке составят:

$$P_{np} = \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 5 \times 3.19 = 47.85, \text{ кг} .$$

3) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при замене, ремонте запорной арматуры ведется по формуле:

$$P_{за} = P_{за}^{жс} + P_{за}^g + P_{за}^{прод} \text{ (кг)}, \quad (10)$$

где $P_{за}^{жс}$ – потери сжиженного нефтяного газа в жидкой фазе при освобождении трубопровода перед ремонтом арматуры, кг;

$P_{за}^g$ - потери сжиженного нефтяного газа в газовой фазе при освобождении трубопровода перед ремонтом арматуры, кг;

$P_{за}^{прод}$ - потери сжиженного нефтяного газа при продувке трубопровода после ремонта или замены арматуры, кг.

$$P_{за}^{жс} = \rho_{жс} \times V_{жс} \quad (\text{кг}), \quad (11)$$

где $V_{жс}$ – объем трубопровода жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, который необходимо освободить перед заменой, ремонтом, м^3 , определяется по формуле (3);

$\rho_{жс}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$P_{за}^g = \rho_g \times V_g \quad (\text{кг}), \quad (12)$$

где V_g – объем трубопровода газовой фазы сжиженного нефтяного газа, который необходимо освободить перед заменой, ремонтом, м^3 , определяется по формуле (3);

ρ_g – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$P_{за}^{прод} = \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times (V_{жс} + V_g) \times \rho_g \quad (\text{кг}), \quad (13)$$

где $K_{нач}$ – концентрация воздуха в начале продувки, 100 %;

$K_{кон}$ - концентрация воздуха в конце продувки, 5 %;

ρ_g – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, которым ведется продувка трубопроводов перед пуском после замены, ремонта;

$V_{жс}$ – объем трубопровода жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, который необходимо освободить перед заменой, ремонтом, м^3 ;

V_g – объем трубопроводов газовой фазы сжиженного нефтяного газа, которые необходимо освободить перед заменой, ремонтом, м^3 .

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{жс}$ составляет $549,37 \text{ кг}/\text{м}^3$, а плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа ρ_g – $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Продувка ведется с плотностью $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Объем трубопровода жидкой фазы сжиженного нефтяного газа - $0,01 \text{ м}^3$, а объем трубопровода газовой фазы сжиженного нефтяного газа - $0,005 \text{ м}^3$.

Потери при ремонте, замене запорной арматуры составят:

$$\begin{aligned} P_{за} &= 549,37 \times 0,01 + 3,19 \times 0,005 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times (0,01 + 0,005) \times 3,19 = \\ &= 5,49 + 0,02 + 0,14 = 5,65, \text{ кг} \end{aligned}$$

4) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при ремонте компрессора ведется по формуле:

$$P_k = V \times \rho_{г1} + \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times V \times \rho_{г2} \quad (\text{кг}), \quad (14)$$

где $K_{нач}$ – концентрация воздуха в начале продувки, 100 %;

$K_{кон}$ – концентрация воздуха в конце продувки, 5 %;

V – суммарный объем полости цилиндра компрессора и трубопровода до запорной арматуры, м^3 ;

$\rho_{г1}$ – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, теряемого при остановке компрессора, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{г2}$ – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, которым ведется продувка компрессора после ремонта, $\text{кг}/\text{м}^3$.

В формуле (14) первое слагаемое предусматривает потери газа при остановке, а второе слагаемое – потери газа на продувку при пуске компрессора.

ПРИМЕР

Допустим, плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{г1}$ составляет $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Продувка ведется сжиженным нефтяным газом с плотностью $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Суммарный объем полости компрессора и трубопровода составляет $0,01 \text{ м}^3$.

Тогда потери при ремонте компрессора составят:

$$P_k = 3,19 \times 0,01 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 0,01 \times 3,19 = 0,03 + 0,10 = 0,13, \text{ кг}.$$

5) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при ремонте насоса ведется по формуле:

$$P_n = V \times \rho_{ж} + \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times V \times \rho_{г} \quad (\text{кг}), \quad (15)$$

где $K_{нач}$ – концентрация воздуха в начале продувки, 100 %;

$K_{кон}$ – концентрация воздуха в конце продувки, 5 %;

V – суммарный объем полости цилиндра насоса и трубопровода до запорной арматуры, м^3 ;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, сбрасываемой при остановке насоса на ремонт, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{г}$ – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, которым ведется продувка насоса и трубопровода перед пуском после ремонта, $\text{кг}/\text{м}^3$.

В формуле (15) первое слагаемое предусматривает потери газа при остановке, а второе слагаемое – потери газа на продувку перед пуском насоса.

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{ж}$ составляет $549,37 \text{ кг}/\text{м}^3$, а плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{г}$ – $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Суммарный объем полости цилиндра насоса и трубопровода

составляет $0,01 \text{ м}^3$.

Тогда потери при ремонте насоса составят:

$$P_n = 549.37 \times 0.01 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 0.01 \times 3.19 = 5.49 + 0.10 = 5.59, \text{ кг}.$$

Д) Расчет потерь сжиженного нефтяного газа, связанных с эксплуатацией ГНС:

1) расчет потерь при дренировании емкости с сжиженным нефтяным газом ведется по формуле:

$$P_\partial = \rho_\Gamma \times V \text{ (кг)}, \quad (16)$$

где V – объем емкости, подлежащей дренированию, м^3 ;

ρ_Γ – плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа, теряемого при дренировании, $\text{кг}/\text{м}^3$.

ПРИМЕР

Допустим плотность газовой фазы сжиженного нефтяного газа ρ_Γ , теряемых при дренировании, составляет $3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$. Объем емкости составляет 5 м^3 .

Тогда потери при дренировании составят:

$$P_\partial = 3.19 \times 5 = 15.95, \text{ кг}.$$

2) расчет потерь сжиженного нефтяного газа при проверке предохранительного клапана ведется по формуле:

Пропускная способность предохранительного клапана газовой фазы сжиженного нефтяного газа для надземного цилиндрического резервуара находится по формуле:

$$G_{н.р.} = 1000 \times D \times (L + D/2) \text{ (кг/час)}, \quad (17)$$

где D – диаметр надземного цилиндрического резервуара, м;

L – длина резервуара, м.

Пропускная способность предохранительного клапана газовой фазы сжиженного нефтяного газа для подземного цилиндрического резервуара находится по формуле:

$$G_{н.р.} = 300 \times D \times (L + D/2) \text{ (кг/час)}, \quad (18)$$

где D – диаметр подземного цилиндрического резервуара, м;

L – длина резервуара, м.

Потери сжиженного нефтяного газа при проверке предохранительного клапана находятся по формуле:

$$P_{кл} = G \times t/3600 \text{ (кг)}, \quad (19)$$

где G – пропускная способность предохранительного клапана, $\text{кг}/\text{час}$;

t – время подрыва клапана, сек.

ПРИМЕР

Допустим, диаметр подземного цилиндрического резервуара составляет 1 м, а его длина - 5 м. Пусть подрыв клапана происходит 2 сек.

Тогда потери при проверке предохранительного клапана подземного резервуара составят:

$$P_{кл} = \frac{300 \times 1 \times (5 + \frac{1}{2}) \times 2}{3600} = 0.92, кг.$$

Е) Расчет потерь при хранении сжиженного нефтяного газа (естественной убыли) ведется по формуле:

$$P_{xp} = \frac{H_{xp} \times \rho_{жс} \times V_{жс} \times t}{1000} \text{ (кг)}, \quad (20)$$

где H_{xp} – норма естественной убыли при хранении сжиженного нефтяного газа в емкости, кг/т.сут;

$V_{жс}$ – объем жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, м³;

$\rho_{жс}$ – плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа, кг/м³;

t – продолжительность хранения сжиженного нефтяного газа в емкости в течение года, суток.

ПРИМЕР

Допустим, плотность жидкой фазы сжиженного нефтяного газа $\rho_{ж}$ составляет 549,37 кг/м³. Объем жидкой фазы составляет 3 м³, а средняя температура за 1 квартал - 20 °С, тогда по приложению Ф к настоящей Методике находим ближайшее значение температуры k - 20°С за первый квартал. Это значение равно -21,4 °С, а значение нормы естественной убыли для этой температуры равно 0,067 кг/т. ×сут.

Тогда потери за одни сутки хранения сжиженного нефтяного газа составят:

$$P_{xp} = \frac{0.067 \times 549.37 \times 3 \times 1}{1000} = 0.11, кг.$$

Ж) Общие потери сжиженного нефтяного газа по ГНС находятся суммированием потерь по отдельным статьям:

$$P = (P_{ж} + P_{а} + P_{гб} + P_{б} + P_{р} + P_{пр} + P_{за} + P_{к} + P_{н} + P_{пред} + P_{д} + P_{xp}) \times 1,05 \text{ (кг)}, \quad (21)$$

где 1,05 – коэффициент неучтенных потерь (неучтенные потери, которые нельзя рассчитать; принимаются как 5 % от общих потерь).

Процентная доля потерь сжиженного нефтяного газа за расчетный период:

$$H = P/P \times 100 \text{ (%)}, \quad (22)$$

где Π – потери сжиженного нефтяного газа в расчетный период, кг;

P – реализация сжиженного нефтяного газа в расчетный период, кг.

10.7 В настоящей Методике приводится расчет потерь при выполнении единичной технологической операции, однако, способы расчетов позволяют определить потери за любой отчетный период (месяцы, квартал, год).

10.8 Потери сжиженного нефтяного газа в пределах расчетных (по настоящей Методике) при приёме, хранении, отпуске и эксплуатации оборудования ГНС, ГНП, ГРУ списываются по акту на затраты производства.

10.9 Получение данных от подразделений за каждый отчетный период (месяц, квартал, год) о расходе газа на собственные нужды, их проверка и составление отчетов осуществляются по установленным руководителем газосетевой организации формам.

10.10 Разовые потери сжиженного нефтяного газа при переосвидетельствовании резервуаров, ремонте технологического оборудования и авариях списываются на затраты производства актами, составляемыми на каждый случай.

10.11 Потери в пределах норм естественной убыли списываются по акту на затраты производства.

11 Снятие остатков сжиженного нефтяного газа на газонаполнительных станциях, газонаполнительных пунктах в групповых резервуарных установках

11.1 На первое число каждого месяца производится снятие остатков сжиженного нефтяного газа, находящихся в резервуарах, цистернах, баллонах на ГНС, ГНП. При этом определяется фактическое наличие сжиженного нефтяного газа, которое сличается с данными оперативного учета по журналам.

11.2 Фактическое количество сжиженного нефтяного газа на ГНС, ГНП установленных при снятии остатков, оформляется актом.

11.3 Выявленные при инвентаризации расхождения фактического наличия имущества с данными бухгалтерского учета излишки признаются доходом и подлежат оприходованию, а недостачи - расходом.

Нормы естественной убыли применяются лишь в случаях выявления фактических недостач. Сумма естественной убыли в пределах установленных норм определяется после зачета недостач излишками по пересортице. В том случае, если после зачета по пересортице все же осталась недостача запасов, то нормы естественной убыли применяются только по тому наименованию запасов, по которому установлена недостача.

Недостача и порча запасов сверх норм естественной убыли при наличии виновных лиц возмещается последними.

11.4 При инвентаризации масса газа определяется по каждому резервуару ГНС, ГНП, каждой ГРУ в отдельности.

Мазмұны

| | |
|--|----|
| Қолдану аясы | 3 |
| Нормативтік сілтемелер | 3 |
| Термины мен анықтамалар | 4 |
| Жалпы ережелер | 6 |
| Аспаптық қамтамасыз ету | 7 |
| Сұйытылған мұнай газын топтық резервуарлық қондырғыларда есепке алу | 8 |
| Сұйытылған мұнай газын газ толтыру станацияларында және газ толтыру пункттерінде есепке алу | 10 |
| Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығын есепке алу | 15 |
| Газ толтыру станцияларында және газ толтыру пункттерінде сұйытылған мұнай газының көлемі мен массасын өлшеу | 18 |
| Топтық резервуарлық қондырғыларға құю операциялары кезінде сұйытылған мұнай газын есепке алу | 20 |
| Өз қажеттіліктеріне жұмсалған сұйытылған мұнай газының шығысын есепке алу және сұйытылған мұнай газының ысыраптары | 22 |
| Газ толтыру станцияларында, газ толтыру пункттерінде және топтық резервуарлық қондырғыларда сұйытылған мұнай газының қалдықтарын алу | 25 |

Газ толтыру станцияларында, газ толтыру пункттерінде, топтық резервуарлық қондырғыларда сұйытылған мұнай газының шығысын есепке алу әдістемесі

Енгізу мерзімі – 01.05.2014 ж.

1 Қолдану аясы

1.1 Осы Газ толтыру станцияларында, газ толтыру пункттерінде, топтық резервуарлық қондырғыларда сұйытылған мұнай газының шығысын есепке алу әдістемесі (бұдан әрі - Әдістеме) сұйытылған мұнай газын сақтау орындарында есепке алудың, сұйытылған мұнай газын технологиялық қажеттіліктерге шығысын есептеудің және газбен жабдықтау жүйесіндегі ысыраптарды анықтаудың бірыңғай тәртібін жеке алынған газ желісі ұйымының нақты пайдалану жағдайларын ескере отырып белгілеуге арналған.

1.2 Әдістеме сұйытылған мұнай газының газбен жабдықтау жүйесін пайдаланатын және өз қызметін Қазақстан Республикасының аумағында жүзеге асыратын аккредиттелген газ желісі ұйымдары, сондай-ақ өнеркәсіптік тұтынушылар қолданады..

2 Нормативтік сілтемелер

Әдістемені қолдану үшін мынадай сілтемелік нормативтік құжаттар қажет:
«Газ және газбен жабдықтау туралы» Қазақстан Республикасының Заңы;
Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2009 жылғы 6 наурыздағы № 259 қаулысымен бекітілген Газбен жабдықтау жүйелерінің қауіпсіздігіне қойылатын талаптардың техникалық регламенті;

Қазақстан Республикасының Төтенше жағдайлар министрінің 2008 жылғы 18 қыркүйектегі № 172 бұйрығымен бекітілген Сұйытылған көмірсутегі газдарын пайдалану кезінде өнеркәсіп қауіпсіздігіне қойылатын талаптардың техникалық регламенті;

Қазақстан Республикасының Төтенше жағдайлар министрінің 2008 жылғы 29 қазандағы № 189 бұйрығымен бекітілген Қысыммен жұмыс істейтін құрылғыларға және ыдыстарды қауіпсіз пайдалануға қойылатын талаптар;

Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2012 жылғы 10 тамыздағы № 1041 қаулысымен бекітілген Тауарлық және сұйытылған мұнай газын бөлшек саудада өткізу және пайдалану қағидалары;

Қазақстан Республикасы Төтенші жағдайларды және өнеркәсіп қауіпсіздігін мемлекеттік бақылау комитетінің 2010 жылғы 2 шілдедегі № 17 бұйрығымен келісілген Газбен жабдықтау объектілерінде өнеркәсіп қауіпсіздігіне сараптама жүргізу жөніндегі әдістемелік ұсынымдар;

МЕМСТ 14921-78 Сұйытылған көмірсутегі газдары. Сынақтар алу әдісі;
МЕМСТ 22985-78 Сұйытылған көмірсутегі газдары. Күкірт сутегін және меркаптан күкіртін анықтау әдістемесі.

МЕМСТ 8.346-79 (СТ СЭВ 1972-79) Тік болат резервуарлары. Тексеру әдістері мен құралдары;

МСП 4.03-103-2005 «Полиэтилен құбырларды қолдана отырып, газ құбырларын жобалау, салу және реконструкциялау»;

СТ РК 1663-2007 Сұйытылған отын көмірсутегі газдары, Техникалық шарттар.

ЕСКЕРТПЕ Әдістемені пайдалану кезінде сілтемелік стандарттар мен сыныптағыштардың қолданысын жыл сайын шығарылатын «Стандарттау жөніндегі нормативтік құжаттар» ақпараттық көрсеткішпен ағымдағы жылғы жағдай бойынша ағымдағы жарияланған айын сайын шығарылатын тиісті ақпараттық көрсеткіш бойынша орынды болады. Егер сілтемелік құжат ауыстырылса (өзгертілсе), онда Әдістемені пайдалану кезінде ауыстырылған (өзгертілген) құжатты басшылыққа алған жөн. Егер сілтемелік құжаттың күші ауыстырылмастан жойылса, онда оған сілтеме жасалған ереже бұл сілтемені қозғамайтын бөлігіне қолданылады.

3 Термины мен анықтамалар

Әдістеде тиісті анықтамаларымен мынадай терминдер қолданылады:

3.1. **Газбен жабдықтау:** тауарлық, сұйытылған мұнай газын және (немесе) сұйытылған табиғи газды өндіру, тасымалдау (тасу), сақтау және өткізу саласындағы қызмет.

3.2. **Газбен жабдықтау жүйесі:** тауарлық немесе сұйытылған мұнай газын өндіруге, тасымалдауға (тасуға), сақтауға, өткізуге және тұтынуға арналған технологиялық өзара байланысты объектілер кешені.

3.3. **Сұйытылған мұнай газы:** жеңіл көмірсутегілердің (пропан-бутан фракциясының, пропанның, бутанның) тасымалдау және сақтау мақсатында сұйық күйге ауыстырылған, құрамдастарының сапалық және сандық құрамы бойынша техникалық регламенттер мен ұлттық стандарттардың талаптарына сай келетін қоспасы.

3.4. **Автогаз құю станциясы:** сұйытылған мұнай газын сақтауға және оны отын ретінде пайдаланатын көлік құралдары иелеріне бөлшек саудада өткізуге арналған технологиялық кешен.

3.5 **Газ толтыру станциясы (ГТС):** сұйытылған мұнай газын сақтауға, теміржол цистерналарына, автогаз тасымалдағыштарға, тұрмыстық баллондарға қотаруға және құюға, сондай-ақ тұрмыстық баллондарды жөндеуге және кәдеге жаратуға арналған технологиялық өзара байланысты өндірістік және өзге де объектілер кешені.

3.6. **Газ толтыру пункті (ГТП):** сұйытылған мұнай газын сақтауға, тұрмыстық баллондарға қотаруға және құюға арналған инженерлік құрылыс.

3.7. Топтық резервуарлық қондырғы: ыдыстар тобынан, сақтандыру-бекітпе және реттеуші арматурадан, газ құбырларынан тұратын және сұйытылған мұнай газын сақтауға және оны газ тұтыну жүйелеріне беруге арналған инженерлік құрылыс.

3.8 Газ желісі ұйымы: аккредиттеу туралы куәлігі бар және газ толтыру станциясын, топтық резервуарлық қондырғыларды пайдалануды, сондай-ақ осы Заңда белгіленген жағдайларда сұйытылған мұнай газын көтерме және бөлшек саудада өткізуді жүзеге асыратын заңды тұлға.

3.9 Тұтынушы: тұрмыстық, коммуналдық-тұрмыстық немесе өнеркәсіптік тұтынушы.

3.10. Тұрмыстық тұтынушы: тауарлық және (немесе) сұйытылған мұнай газын кәсіпкерлік қызметте пайдалану және оларды одан әрі өткізу мақсатынсыз, тұрмыстық мұқтаждар үшін сатып алатын жеке тұлға.

3.11. Коммуналдық-тұрмыстық тұтынушы: тауарлық және (немесе) сұйытылған мұнай газын одан әрі өткізу мақсатынсыз, кәсіпкерлік, коммерциялық емес немесе өзге қызметті жүзеге асыру кезінде коммуналдық-тұрмыстық мұқтаждар үшін сатып алатын жеке немесе заңды тұлға.

3.12. Өнеркәсіптік тұтынушы: өнеркәсіп өндірісінде отын және (немесе) шикізат ретінде пайдалану үшін газ сатып алатын заңды тұлға.

3.13. Сақтау орны: бір немесе бірнеше технологиялық операциялар: сұйытылған мұнай газын қабылдау, сақтау, босату жүзеге асырылатын газбен жабдықтау жүйесінің объектісі.

3.14. Газ жабдығы: газ құбырларының құрамдас элементтері ретінде пайдаланылатын, толықтай зауытта дайындалатын техникалық бұйымдар (компенсаторлар, конденсат жинақтары, сақтандыру-ығыстыру арматурасы, құбыржолдық бекітпе арматура), сондай-ақ газ пайдаланушы қондырғылар (газ аспаптары, пештері мен плиталары).

3.15. Баллон: сығылған, сұйытылған немесе газ қысымымен ерітілген газдарды тасымалдауға, сақтауға және пайдалануға арналған вентильдерді, фланцтерді немесе штуцерлерді орнату үшін бір немесе екі қылтасы бар ыдыс.

3.16. Резервуар: газ тәріздес, сұйық және басқа да заттарды сақтауға арналған стационарлық ыдыс.

3.17. Ыдыс: химиялық, жылу және басқа технологиялық процестерді жүргізуге, сондай-ақ газ тәріздес, сұйық және басқа да заттарды сақтауға және тасымалдауға арналған герметикалық жабылған сыйымдылық.

3.18. Цистерна: теміржол вагонының жақтауына, автомобиль шассиінде (тіркемесінде) немесе газ тәрізді, сұйық және басқа заттарды тасымалдауға және сақтауға арналған басқа да қозғалыс құралдарына тұрақты орнатылатын жылжымалы ыдыс.

4 Жалпы ережелер

Әдістеме газ желісі ұйымдарының, өнеркәсіптік тұтынушылардың

сұйытылған мұнай газының сақтау орындарында шығысын есепке алу тәртібін регламенттейді.

4.1 Сұйытылған мұнай газын қабылдау, босат кезінде мынадай сақтау орындарында:

- 1) газ толтыру станциясының (газ толтыру пунктiнiң) сақтау базаларының резервуарларында;
- 2) технологиялық құбыржолдарында;
- 3) темір жол автомобиль цистерналарында;
- 4) газ баллондарында (толтыру цехы, газ толтыру станциясындағы (газ толтыру пунктіндегі) дайын өнім қоймасы), баллондарды айырбастау пункттері және пайдалану қызметтерінің қоймалары);
- 5) топтық резервуарлық қондырғыда;
- 6) автогаз құю станцияларында оны есепке алу жүргізіледі.

4.2 Сақтау орындарында сұйытылған мұнай газының мөлшерін есепке алу үшін мынадай әдістер қолданылады:

массалық – сұйытылған мұнай газының массасын таразыда айқындау (кг);

көлемдік-массалық – сұйық фазаның нақты температурасы мен сұйытылған мұнай газының бу фазасының қысымы кезінде көлемі мен тығыздығы бойынша сұйытылған мұнай газының массасын айқындау ($\text{м}^3/\text{кг}$);

көлемдік – тұтынушылар жұмсаған сұйытылған мұнай газының мөлшерін есептеу аспаптарының көрсеткіштері бойынша айқындау (м^3). Көлемдік көрсеткіштерді массалық көрсеткішке ауыстыру Қазақстан Республикасының Энергетика және минералдық ресурстар министрінің 2003 жылғы 27 мамырдағы № 104 және Қазақстан Республикасы Табиғи монополияларды реттеу және бәсекелестікті қорғау жөніндегі агенттігі төрағасының 2003 жылғы 18 маусымдағы № 16-НҚ бірлескен бұйрығымен бекітілген Сұйытылған газ бойынша көлемдік көрсеткіштерді массалыққа ауыстыру коэффициенттерін есептеу әдістемесіне сәйкес жүзеге асырылады.

есептік – өлшеу құралдарын қолдану мүмкін болмаған жағдайларда, сұйытылған мұнай газын босату, тұтыну немесе қалдықтарын есептеу үшін қолданылатын әдіс; есеп белгілі жана көрсеткіштерге сүйене отырып жүзеге асырылады;

4.4. Сұйытылған мұнай газын есепке алу үшін метрологиялық тексеруден өткен бақылау-өлшеу аспаптары қолданылады.

4.5. Сұйытылған мұнай газымен операциялар жүргізу кезінде осы Әдістемеге А-қосымшасына сәйкес сұйытылған мұнай газының мөлшерін есепке алу әдістері пайдаланылады.

4.6. Сақтау орындарында сұйытылған мұнай газының есебін жүргізуге материалдық жауапты тұлға газ желісі ұйымы, өнеркәсіптік тұтынушы басшысының бұйрығымен тағайындалады.

4.7. ГТС, ГТП бойынша сұйытылған мұнай газының жалпы есебі әрбір өткізілген тауар-көлік операциясынан кейін сұйытылған мұнай газы

қозғалысының (сұйытылған мұнай газын қабылдау, босату, өз қажеттіліктеріне жұмсау және т.б.) теңгерімін жасау жолымен жүргізіледі.

Есептік кезең ішіндегі сұйытылған мұнай газы қозғалысының теңгерімін сақтау орындарында сұйытылған мұнай газының есебін жүргізуге материалдық жауапты тұлға жасайды.

4.8. ГТС, ГТП және ТРҚ сұйытылған мұнай газы құрамы бойынша есепке алынады.

4.9. Сұйытылған мұнай газының есебі ГТС-да, ГТП-да және ТРҚ-да жеке және әрбір резервуар бойынша жеке жүргізіледі.

4.10. Сақтау базаларының резервуарларында және құбыржолдарында сұйытылған мұнай газының болуын анықтау үшін тиісті өлшеулер жүргізіледі.

Деректер ГТС және ГТП сақтау базаларының резервуарлары мен құбыржолдарындағы сұйытылған мұнай газын өлшеу журналдарында жазылады, олардың нысандары осы әдістемеге Б және В-қосымшаларында келтірілген.

4.11. Тауар–көлік операциялары кезінде сұйытылған мұнай газының мөлшерін айқындау дәлдігі:

а) сұйытылған мұнай газдың деңгейін мұқият өлшеуге және нақты температура мен тығыздылығы кезінде оның тиісті көлемін айқындауға;

б) стандартты өлшеу құралдарының ақаулығына;

и) өзгертілген көлемді температураға түзетулердің ескерілуіне;

г) деңгей өлшегіштер көрсеткіштерінің резервуарлардың еңістеріне түзетулердің ескерілуіне;

д) есепке алумен айналысатын қызметкерлердің біліктілігіне байланысты.

5 Аспаптық қамтамасыз ету

5.1. Осы Әдістемеді есептерді жүргізу үшін әртүрлі өлшеу құралдары пайдаланылады. Қолданылатын өлшеу құралдары өлшеу құралдарының бірлігін қамтамасыз ететін мемлекеттік жүйеде тіркелуі тиіс және бастапқы мен кезеңдік тексеру туралы таңбасы болуға тиіс.

5.2. Әртүрлі өндірістік процестерді сұйытылған мұнай газын құйып алу, сақтау және құю кезінде сұйытылған мұнай газының массасын, құрамын және өзге де физикалық қасиеттерін өлшейтін бір немесе бірнеше аспаптар пайдаланылады.

5.3. Сынап шынылы зертханалық термометрлер – сұйытылған мұнай газының температурасын ГТС және ГТП сақтау базасында тікелей өлшеу үшін пайдаланылады.

5.4. Артық қысым монотрлері – 0,06-дан 0,50 –ге МПА дейін өлшеу шегіндегі аспаптар. Артық қысымды өлшеу үшін пайдаланылады, яғни абсолюттік және барометрлік қысым арасындағы оң айырмашылықты өлшеуге қолданылады. ГТС, ГТП және сақтау базаларының резервуарларында және топтық резервуарлық қондырғылардың ыдыстарында орнатылады.

5.5. Статистикалық өлшеуге арналған таразы – жүк өлшеу процесінде жүк қабылдау құрылғысында жылжымайтын және жүктің салмағы барлық өлшеу кезеңінде өзгеріссіз қалатын таразы.

Осы Әдістемеде темір жол мен автоцистерналарын өлшеу, сондай-ақ сұйытылған мұнай газының массасын тұрмыстық баллондарда өлшеу үшін пайдаланылады.

5.6. Психометрикалық гегрометр – ауаның ылғалдылығын және оның температурасын өлшеуге арналған аспап.

ГТС, ГТП зертханаларында өндірушіден түскен сұйытылған мұнай газының құрамын айқындау кезінде пайдаланылады.

5.7. Сынақ алғыш – бұл резервуардан сұйытылған мұнай газының сынақтарын алу орнындағы жағдайларды (қысымды, газбен толтырылуы) сақтай отырып алуға арналған аспап. Осы аспап өндіруші зауыттан түскен сұйытылған мұнай газының сынақтарын алуға пайдаланылады, мақсаты оның құрамының паспорттық деректерге және қолданыстағы стандарттардың талаптарына сәйкестігін растау.

5.8. Хроматограф – сұйытылған мұнай газының қоспасын хроматография әдісімен бөлуге арналған аспап (динамикалық сорбциялық бөлу және сұйытылған мұнай газының қоспасын талдау, сондай-ақ газдың түскен сынағының физикалық-химиялық қасиеттерін зерттеу әдісі).

ГТС, ГТП зертханаларында зауыт өндірушіден түскен сұйытылған мұнай газының құрамын неғұрлым дәл белгілеу үшін пайдаланылады.

5.9. Сұйық фазадағы газды есептегіштер, масса өлшегіштер – газ құбыры немесе сұйытылған мұнай газы автоцистернасының резиналық мата келтеқұбыры арқылы өткен массаны (кг) өлшеуге арналған есептеу аспабы.

Сұйытылған мұнай газды автоцистерналарға құю кезінде не газды топтық резервуарлық қондырғының ыдыстарына құю кезінде мөлшерді айқындау үшін қолданылады.

5.10. Диафрагмалық (бу фазасы) газ есептегіштер – сұйытылған мұнай газының құбыржолы арқылы өткен көлемді өлшеуге арналған есептеу аспабы.

Осы аспаптар ГТС, ГТП қазандықтарында не тұрмыстық және коммуналдық-тұрмыстық тұтынушылар отын ретінде пайдаланатын сұйытылған мұнай газының мөлшерін (көлемін, м³) өлшеу кезінде пайдаланылады.

5.11. Деңгей өлшегіштер - ГТС, ГТП сақтау базаларының резервуарларында не топтық резервуарлық қондырғыларда сұйытылған мұнай газы құрамының деңгейін айқындауға арналған аспаптар.

6 Сұйытылған мұнай газын топтық резервуарлық қондырғыларда есепке алу

6.1. Сұйытылған мұнай газын ТРҚ-ға жеткізу автомобиль цистерналарымен жүзеге асырылады. Сұйытылған мұнай газының ТРҚ-ға

жеткізілуін (толтырылуын) есепке алу үшін мынадай әдістер қолданылады:

а) массалық:

1) ГТС-дан, ГТП-дан шығу және сұйытылған мұнай газын ТРҚ-ға құюдан кейін қайтып келу кезінде автомобильдік цистерна өлшенеді. ТРҚ-ға құйылған (толтырылған) мұнай газының салмағы өлшеу аралығындағы қозғалыс жолында жұмсалған отынның массасы ескеріле отырып, автомобильдік цистернаның құйғанға дейінгі және құйғаннан кейінгі салмағының айырмасы ретінде айқындалады;

2) автомобильдік цистернада орнатылған аспаптар арқылы (масса өлшегіштер және т.б.);

б) көлемдік-массалық – ТРҚ-да орнатылған техникалық өлшеу құралдары арқылы (денгей өлшегіштер, термометрлер және т.б.);

ТРҚ-да сұйытылған мұнай газы есептерінің деректері журналда көрсетіледі, олардың саны Әдістеменің У-қосымшасында келтірілген.

ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газының есебі өлшеу массалық бірліктермен (кг) жүргізіледі.

6.2. Тұтынушылар және/немесе абоненттер ТРҚ арқылы өткізетін сұйытылған мұнай газының шығысын есепке алу үшін техникалық реттеу мен метрология жөнідегі уәкілетті орган қолдануға рұқсат еткен есептеу аспаптарын (тұрмыстық газ есептегіштері) орнату көзделген.

6.3. Есептеу аспаптарын таңдау тұрмыстық газ жабдығының жұмыс параметрлеріне қарай жүзеге асырылады; Бұл ретте орнатылған газ тұтыну аспаптарының жиынтық өнімділігі коммерциялық есептеу аспабының номиналды өткізу қабілетінен аспауға тиіс, ал сұйытылған мұнай газының ең аз шығысы бұйымның паспортында белгіленген коммерциялық есептеу аспабының ең төменгі өткізу қабілетінен көп болуға тиіс.

6.4. ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газын есепке алу кезінде есептік кезең және тұтынушылармен есеп айырысуда күнтізбелік бір ай қабылданады.

6.5. ТРҚ арқылы сұйытылған мұнай газы шығысының (тұтынылған) есептік бірлігі сұйытылған мұнай газының бу фазасының бір текше метрі болып табылады (1м³).

6.6. ТРҚ-да сұйытылған мұнай газы шығысын есепке алу есептеу аспабының көлемдік (м³) көрсеткіштерін қосу және есептеу аспаптары жоқ тұтынушылардың тұтыну көлемін оны массалық көрсеткішке (кг) ауыстыру жолымен есептелген шамасының (м³) негізінде жүргізіледі, ауыстыру коэффициенті Қазақстан Республикасының Энергетика және минералдық ресурстар министрінің 2003 жылғы 27 мамырдағы № 104 және Қазақстан Республикасы Табиғи монополияларды реттеу және бәсекелестікті қорғау жөніндегі агенттігі төрағасының 2003 жылғы 18 маусымдағы № 16-НҚ бірлескен бұйрығымен бекітілген Сұйытылған газ бойынша көлемдік көрсеткіштерді массалыққа ауыстыру коэффициенттерін есептеу әдістемесіне сәйкес есептеледі.

Сұйытылған мұнай газының көлемдік көрсеткіштерді массалыққа

ауыстыру кезінде ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газының құрамы ескерілуге тиіс.

6.7. Көлемінің белгілі мәндері кезінде (есептеу аспаптарының көрсеткіштерімен анықталады) сұйытылған мұнай газының массасы мынадай формула бойынша айқындалады:

$$M = K \times L \text{ (кг)},$$

мұндағы K – Қазақстан Республикасының Энергетика және минералдық ресурстар министрінің 2003 жылғы 27 мамырдағы № 104 және Қазақстан Республикасы Табиғи монополияларды реттеу және бәсекелестікті қорғау жөніндегі агенттігі төрағасының 2003 жылғы 18 маусымдағы № 16-НҚ бірлескен бұйрығымен бекітілген Сұйытылған газ бойынша көлемдік көрсеткіштерді массалыққа ауыстыру коэффициенттерін есептеу әдістемесі бойынша есептелген көлемдік көрсеткіштерді массалыққа ауыстыру коэффициенті;

L – тұтынушылардың сұйытылған мұнай газын тұтыну көлемі (m^3), ол мынадай формула анықталады:

$$L = L_{ПКУ} + L_{БКПУ},$$

мұндағы $L_{ПКУ}$ – коммерциялық есептеу аспаптары бойынша айқындалған тұтынушылардың сұйытылған мұнай газын тұтынуы (m^3);

$L_{БКПУ}$ – коммерциялық есептеу аспаптары жоқ тұтынушылардың сұйытылған мұнай газын тұтынуы (m^3).

6.8 Есептеу аспаптары жоқ тұрмыстық және коммуналдық-тұрмыстық тұтынушылар тұтынатын сұйытылған мұнай газының мөлшерін айқындау есептеу әдісімен:

а) бір адамға тұтыну нормасының (тұрмыстық тұтынушылар үшін);

б) орнатылған тұрмыстық газ жабдығы қуатының (коммуналдық-тұрмыстық тұтынушылар үшін) негізінде жүргізіледі.

6.9 ТРҚ-ғы сұйытылған мұнай газының қалдығы мынадай формула бойынша есептеледі:

$$V_{КОН} = V_{НАЧ} + Z - M,$$

мұндағы $V_{КОН}$ – есептік кезеңнің соңындағы сұйытылған мұнай газының қалдығы (кг);

$V_{НАЧ}$ – есептік кезеңнің басындағы сұйытылған мұнай газының қалдығы (кг);

Z – есептік кезең ішінде ТРҚ-ға құйылған (толтырылған) газдың жиынтық мөлшері (кг);

M – массалық өлшем бірліктеріне (кг) келтірілген тұтынушылардың сұйытылған мұнай газын осы ТРҚ-дан жиынтық тұтынуы.

6.10 ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газының қалдығын салыстырып тексеру мынадай шарттар сақталған жағдайда жүргізілуі мүмкін:

а) газбен жабдықтаудың толық тоқтатылуы және ТРҚ резервуарларынан сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығын сорып шығару, кейін оны есептеу әдісімен өлшенген бу фазасын ескере отырып өлшеу.

б) сұйытылған мұнай газының осы ТРҚ-дан тұтынатын тұтынушылардың барлық есептеу аспаптарының көрсеткіштерін салыстырып тексеру (алу);

в) есептеу аспаптары жоқ тұтынушылардың тұтынуын қалдықтарды алу күніне есептеу.

7 Сұйытылған мұнай газын газ толтыру станацияларында және газ толтыру пункттерінде есепке алу

7.1. ГТС-ға, ГТП-ға темір жол, автомобиль цистерналарынан, құбыржолдар арқылы түсетін сұйытылған газды сұйытылған мұнай газын жеткізуге арналған шарттың талаптарына сәйкес қабылдайды; шартты осындай талаптар болмаған жағдайда – тауарларды сағып алу – сату үшін азаматтық заңнамада белгіленген қағидалар бойынша, сондай-ақ Әдістемеге сәйкес қабылдайды.

7.2 Сұйытылған мұнай газының сапасы мен құрамы ҚР СТ 1663-2007 сәйкес айқындалады.

7.3 Сұйытылған мұнай газын цистерналардан қабылдауды және құйып алуды газ желісі ұйымы, өнеркәсіптік тұтынушы басшысының бұйрығымен тағайындалған тұлғалар жүзеге асырады.

7.4 Темір жол, автомобиль цистерналарындағы сұйытылған мұнай газының мөлшерін айқындау таразыдан өлшеу арқылды, ал ол болмаған жағдайда – көлемдік-массалық әдісімен не басқа тәсілмен (арнайы техникалық құралдар болған кезде) жүргізіледі. Бұл ретте сұйытылған мұнай газын қабылдау актісі бойынша сұйытылған мұнай газын қабылдау жүргізіледі. Қабылдау кезінде:

а) цистерналардың қақпақтарында және сақтандыру клапандарында бекітпе-пломбалау құрылғыларының болуын;

б) цистерналар корпустарында механикалық зақымданулардың болмауын;

в) цистернаның сұйытылған мұнай газымен толықтыру деңгейін;

г) цистернада судың болуын (дренаж түтікшесіндегі вентиль көмегімен)

д) сұйық және бу фазаларының бекітпе арматурасының жұмыс істеу жарамдылығын;

е) алынған сұйытылған мұнай газы құрамының паспортта көрсетілген стандарттар мен техникалық шарттарға сәйкес келуін тексереді.

7.5 Темір жол, автомобиль цистерналарынан сұйытылған мұнай газын құйып алу кезінде сақтау базаларындағы резервуарлардың толу деңгейін бақылау қажет.

7.6 ГТС-ға, ГТП-ға жеткізушіден партиямен немесе бір цистернамен түсетін сұйытылған мұнай газының нақты массасы әрбір цистерна бойынша жеке айқындалады.

7.7. Сұйытылған мұнай газының сұйық фазасын цистернадан құйып алу аяқталғаннан кейін бұл фазасын сұйытылған мұнай газын жеткізуге арналған шартта белгіленген артық қысымға дейін (шартта осындай талаптар болмаған жағдайда – нормативтік талаптарға сәйкес) сорып шығару және цистернадан құйып алынған газдың мөлшерін айқындау кезінде оны ескеру қажет.

7.8. Жеткізушіден ГТС, ГТП сақтау базаларының резервуарларына түскен сұйытылған мұнай газын құйып алу аяқталған соң ГТС-дағы, ГТП-дағы сұйытылған мұнай газын есепке алу журналында есепке алады, оның нысаны

Газды қабылдаудың барлық басқа жағдайларында (ТРҚ-дан газды қайтару және т.б.) ГТС, ГТП сақтау базаларында сұйытылған мұнай газын түскені туралы сұйытылған мұнай газын автомобиль цистерналарында қабылдау мен босатуды есепке алу журналында тиісті белгі жасалады, оның нысаны

Даулы жағдайлар туындаған және таразыда өлшеу мүмкін болмаған кезде темір жол мен автомобиль цистерналарындағы сұйытылған мұнай газының салмағын мынадай жолмен айқындауға болады.

Сұйытылған мұнай газын темір жол және автомобиль цистерналарынан құю жоспарланып отырған резервуар газдан толық босатылады. Айдау жүргізілетін құбыржолы сұйытылған мұнай газымен толық толтырылуы немесе одан толық босатылуы тиіс. Құбыржолындағы аралық ысырмалар жабық болуы және пломбалануы тиіс. Газды темір жол немесе автомобиль цистернасынан құйып алғаннан кейін құбыр жолының толу дәрежесі тексерілдеі, ол құйып алу алдындағы көлемде толықтырылуы тиіс, одан кейін резервуардағы сұйытылған мұнай газының деңгейін өлшеу жүргізіледі. Әдістеменің 4-тармағына сәйкес темір жол немесе автомобиль цистернасынан құйып алғаннан сұйытылған мұнай газының салмағы көлемдік-массалық әдіспен айқындалады және тиісті акт жасалады.

7.9 Жеткізушілерден құбыржолдары арқылы түсетін сұйытылған мұнай газын қабылдау техникалық реттеу мен метрология жөніндегі уәкілетті орган қолдануға рұқсат еткен есептеу аспаптарының көрсеткіштері бойынша жүргізіледі.

7.10 Есептеу аспаптары болмаған кезде құбыржолдары арқылы түсетін сұйытылған мұнай газын қабылдау резервуарларға түсетін сұйытылған мұнай газын өлшеу бойынша жүргізіледі.

7.11 Резервуарға құбыржол арқылы түскен сұйытылған мұнай газының салмағын айқындау үшін:

- а) резервуардан суды шығару;
- б) сұйытылған көмірсутегі газы айдалатын құбыржолында аралық ысырмаларды жабу және пломбалау;
- в) сұйытылған мұнай газын қабылдау операциясының алдында және одан кейін резервуардағы сұйық фазаны құю биіктігін өлшеу;
- г) сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығын, температурасын және бұл фазасының қысымын анықтау;
- д) резервуарлардың еңісіне түзетулерді ескере отырып, толтыру деңгейіне

сәйкес келетін газдың көлемін градуирленген кестелер бойынша табу;

е) сұйытылған мұнай газының массасын Әдістеменің 7.1-7.7-тармақтарына сәйкес анықтау қажет.

7.12 Сұйытылған мұнай газын қабылдауға қатысуға сұйытылған мұнай газының мөлшерін және құрамын анықтау мәселелерінде құзыретті тұлғалар (жұмыс түрі бойынша, білімі бойынша, еңбек қызметінің тәжірибесі бойынша) тағайындалады.

7.13 Сұйытылған мұнай газын қабылдауға қатысатын тұлғалар сұйытылған мұнай газының құрамын анықтау үшін оның сынағын алады.

7.14 Стационарлық сыйымдылықтардан, темір жол, автомобиль цистерналарынан және құбыржолдарынан сұйытылған мұнай газының МЕМСТ 14921-78 сәйкес алынады.

7.15 Сұйытылған мұнай газының сынақтары стационарлық сыйымдылықтардан сынақтар алу вентиль арқылы құйылған сыйымдылықтың жоғарғы ортасынан алынады.

7.16 Темір жол және автомобиль цистерналарынан түскен сұйытылған мұнай газының сынақтары цистернаның төменгі бөлігінде орнатылған цистерна босататын құю-құйып алу құбырының бақылау вентилі көмегімен әрбір партиядан алынады.

Темір жол және автомобиль цистерналарынан сұйытылған мұнай газының сынақтары кемінде екі цистернадан әрбір партияның бірінші және төртінші цистерналарынан алынады.

7.17 Бір цистерналар келген кезде сынақтар әрбір цистернадан алынады.

7.18 Құбыржол арқылы түсетін сұйытылған мұнай газының сынақтары құбыржолының тік учаскесінен кемінде үш рет (түсу басында, ортасында және соңында) әрбір түскен сұйытылған мұнай газынан алады.

Талдануға тиіс сынақ алынған сынақтардың тең бөліктерінен жасалады.

7.19 Баллондарда сақталатын сұйытылған мұнай газының сынағын баллондардың 1%-нан алады.

Сұйық фазадан сынақты көлденең жатқан баллондардан алады.

7.20 Сұйытылған мұнай газының құрамы мынадай тәсілдердің бірімен:

а) «Сұйытылған көмірсутегі газдары. Құзыретті құрамын анықтау әдісі» МЕМСТ 10679-76 сәйкес әртүрлі үлгідегі хромотографтарда;

б) Әдістеменің И-қосымшасында келтірілген сұйық фазаның температурасына қарай бу фазасының абсолюттік қысымының кестесі бойынша анықталады.

7.21 Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығын, еркін судың болуын және қаныққан булардың қысымын анықтау 1663-2007 ҚР СТ сәйкес жүргізіледі.

7.22 Күкірт сутегін және меркаптан күкіртін анықтау 22985-78 МЕМСТ сәйкес жүргізіледі.

7.23 Баллондардағы сұйытылған мұнай газын есепке алу оларды толтырғаннан кейін өлшеу арқылы жүргізіледі. Жіберілген сұйытылған мұнай

газының нақты массасы толтырылған және бос болған баллон массасының айырмасы ретінде анықталады.

7.24 Баллондардағы сұйытылған мұнай газының массасын материалдық жауапты тұлға немесе бақылаушы сұйытылған мұнай газымен баллондарды толтыру және толтырылған баллондарды бақылау журналында тіркейді, оның нысаны Әдістеменің К-қосымшасында келтірілген.

7.25 Балоннадармен берілген сұйытылған мұнай газын есепке алу үшін:

а) баллондарды жылжыту бойынша барлық операцияларға уақтылы құжат жасау, оның ішінде сақтау орындарда (қоймаларда, цехтарда) қалған баллондар туралы нақты мәліметтердің болуы;

б) баллондардың түсуін, жіберілуін және сақталуын бақылауды қамтамасыз ету қажет.

Қоймаларға қабылдау және олардан босату туралы деректер сұйытылған мұнай газымен баллондарды қоймаларға қабылдау және қоймалардан босату журналына жазылады, ол Әдістеменің Л-қосымшасында келтірілген.

7.26 ГТС-да, ГТП-да баллондардағы сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтарының қайтарылуын және басқа да операциялардан сұйытылған мұнай газының түсімдерін ескеру қажет.

7.27 Сұйытылған мұнай газын ыдыстарда сақтау Қазақстан Республикасының Төтенше жағдайлар министрінің 20085 жылғы 29 қазандағы № 189 бұйрығына сәйкес жүзеге асырылады.

7.28 Сақтау кезінде сұйытылған мұнай газын есепке алу ГТС, ГТП сақтау базаларының резервуарларындағы сұйытылған мұнай газының деңгейін өлшеу, баллондарға толтырылған сұйытылған мұнай газының мөлшерін таразыда өлшеу арқылы есептеу жолымен жүргізіледі.

Сақталатын сұйытылған мұнай газының массасын анықтау Әдістеменің 7.1-7.16-тармақтарына сәйкес жүзеге асырылады.

7.29 ГТС-дан, ГТП-дан темір жол, автомобиль цистерналарына босату кезінде сұйытылған мұнай газының мөлшерін есепке алу массаалық, көлемдік-массаалық әдістерімен не болмаса есептеу аспаптарын қолданып жүргізіледі.

Есепке алу операциялары сұйытылған мұнай газын автомобиль цистерналарынан қабылдау және олардан босату журналында көрсетіледі, оның нысаны Әдістеменің Ж-қосымшасында келтірілген.

7.30 Сұйытылған мұнай газын баллондардан босату кезінде оның мөлшерін есепке алу массаалық әдіспен жүзеге асырылады.

8 Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығын есепке алу

8.1 ТРҚ-да ішкі тексерулер, жөндеулер, қайта куәландырулар және өзге де технологиялық операциялар жүргізу кезінде олардан баллондарда, автомобиль цистерналарында сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығы ГТС-ға, ГТП-ға түседі.

8.2 Баллондардан және автомобиль цистерналарынан сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтары ГТС-ның, ГТП-ның сақтау базаларының осыған арналған резервуарына кұйылады.

8.3 Сақтау базаларының резервуарларында сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтарының мөлшерін өлшеу жүргізіледі, оларды есепке алу сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығы бар резервуарларда өлшеу журналында жүргізіледі, оның нысаны осы Әдістемеге М-қосымшасында келтірілген.

8.4 Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтарын материалдық жауапты тұлға сұйытылған мұнай газының сұйық қалдығы бар резервуарларда өлшеу журналындағы жазбаларға сәйкес ілеспе құжат бойынша есепке алады.

8.5 Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтарын ҚР СТ 1663-2007 сәйкес мынадай тәсілмен пайдалануға рұқсат етіледі:

- а) үй-жайларда орнатылатын баллондарды толтыру;
- б) топырақтың қатуынан төмен тереңдікте құбыржолдарын салу кезінде жасанды буландырып ТРҚ-ға кұю.

8.6 Сұйытылған мұнай газының сұйық қалдықтары қазандықта (ГТС-да, ГТП-да немесе ұйымдардың қазандықтарында) отын ретінде пайдаланылуы мүмкін.

9 Газ толтыру станцияларында және газ толтыру пункттерінде сұйытылған мұнай газының көлемі мен массасын өлшеу

9.1 Сұйытылған мұнай газының көлемін көлемдік-массалық әдіспен анықтау кезінде ГТС, ГТП резервуарларында әртүрлі үлгідегі деңгей өлшегіштер пайдаланылады.

9.2 Сұйытылған мұнай газының деңгейін өлшеуде жол берілетін ақаулық деңгей өлшегіштің паспортында көрсетілген шамадан аспауға тиіс.

9.3 Резервуарды толтырудың белгілі бір деңгейі бойынша сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының көлемі газ желісі ұйымының басшысы бекіткен резервуарлар үшін градуирленген кестелер бойынша айқындалады.

9.4 Резервуарларға арналған градуирленген кестелер МЕМСТ 8.346-79 бойынша жасалады.

9.5 ГТС-ның, ГТП-ның барлық технологиялық құбыржолдары үшін градуирленген кестелер жасалады және бекітіледі, олардың нысаны осы Әдістемеге Н-қосымшасында келтірілген.

Әртүрлі диаметрдегі құбыржолының бір метрінің көлемдері осы Әдістемеге П-қосымшасында келтірілген.

9.6 Резервуарларды және технологиялық жабдықты өлшеуді комиссия жүзеге асырады, ол газ желісі ұйымы, өнеркәсіптік тұтынушы басшысының бұйрығымен тағайындалады.

9.7 Егер резервуарда осьтің еңісі болған жағдайда, сұйытылған мұнай газының сұйық фазасын құю биіктігінің көрсеткіштеріне еңіске қатысты түзету енгізіледі:

$$\Delta H = \pm a \times L,$$

мұндағы a - МЕМСТ 8.346-79 сәйкес резервуар осінің еңісі;

L – деңгей көрсеткіш осінен резервуар ортасына дейін қашықтық, см;

«-» - деңгей көрсеткіш жағына еңіс;

«+» - деңгей көрсеткіштің қарама қарсы жағына еңіс.

57. Резервуарларда еңісті бақылауға арналған деңгейлер немесе есептеу шеттері болуға тиіс.

9.8 Еңісті айқындау МЕМСТ 8.346-79 сәйкес жылына кемінде бір рет жүргізіледі.

9.9 Сұйытылған мұнай газының бу фазасының резервуардағы көлемі резервуардың номиналды сыйымдылығының және сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы алатын көлемінің арасындағы айырма ретінде айнықталады:

$$V_n = V_n - V_{ж},$$

мұндағы V_n - сұйытылған мұнай газының бу фазасының резервуардағы көлемі, м³;

V_n - резервуардың номиналды сыйымдылығы, м³;

$V_{ж}$ – еңіске түзету ескеріле отырып, градуирленген кесте бойынша резервуардағы сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы, м³.

9.10 Белгілі көлемі бойынша сұйытылған мұнай газының массасын көлемдік-массалық әдіске сәйкес анықтау үшін оның құрамын, сұйытылған мұнай газының бу фазасының тығыздылығын, температурасын және қысымын білу қажет.

9.11 Пропан мен бутанның сұйық фазасының температураға қарай тығыздылығы осы Әдістемеге Р-қосымшасына сәйкес анықталады.

9.12 Сұйытылған мұнай газының бу фазасының тығыздылығы қалыпты жағдайларда құрамына қарай осы Әдістемеге Р-қосымшасына сәйкес анықталады.

9.13 Сұйытылған мұнай газының нақты температурасы резервуарлардағы және технологиялық құбыржолдарының арнайы салынбалы конструкцияларында орнатылған термометрлермен өлшенеді.

9.14 Сұйытылған мұнай газының бу фазасының қысымы техникалық манометрлермен өлшенеді.

9.15 Сұйық және бу фазасы көлемінің, сұйық фазасы температурасының және бу фазасы қысымының белгілі мәндері кезінде сұйытылған мұнай газының массасы мынадай формулалар бойынша анықталады:

1) сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының массасы:

$$Q' = ((\rho_{ж}^I \times x_{ж} + \rho_{ж}^E \times \gamma_{ж}) \times V_{ж}) / 100 \text{ (кг)},$$

мұндағы Q' - сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы, кг;

$\rho_{ж}^I$ - осы температура кезінде пропанның сұйық фазасының

тығыздылығы, кг/м³ (Әдістеменің Р-қосымшасында келтірілген);

$\rho_{ж}^5$ осы температура кезінде бутанның сұйық фазасының тығыздылығы, кг/м³ (Әдістеменің Р-қосымшасында келтірілген);

$V_{ж}$ - сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының көлемі, м³;

$x_{жс}$ - сұйытылған мұнай газында пропанның пайыздық құрамы, % (Әдістеменің И-қосымшасында келтірілген);

$\gamma_{ж}$ - сұйытылған мұнай газында бутанның пайыздық құрамы, % (Әдістеменің И-қосымшасында келтірілген);

2) сұйытылған мұнай газының бу фазасының массасы:

$$Q'' = \rho_{II}^0 \times V_{II} \times K_1 \text{ (кг)},$$

мұндағы Q'' - сұйытылған мұнай газының бу фазасы, кг;

ρ_{II}^0 - қалыпты жағдайларда құрамына қарай сұйытылған мұнай газының бу фазасының тығыздылығы (P=101,3кПа, t=0°C), кг/м³ (Әдістеменің С-қосымшасында келтірілген);

K_1 - температураға және қысымға қарай сұйытылған мұнай газының бу фазасының көлемін қалыпты жағдайларға (P=101,3кПа, t=0°C) ауыстыру коэффициенті (Әдістеменің Т-қосымшасында келтірілген).

9.16 Резервуардағы сұйытылған мұнай газының массасы резервуардағы сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы және бу фазасы массасының жиынтығы ретінде анықталады.

Егер резервуарда сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы болмаған, бірақ онда артық қысым болған жағдайда, бу фазасының массасын ғана ескерген жөн.

10 Топтық резервуарлық қондырғыларға құю операциялары кезінде сұйытылған мұнай газын есепке алу

10.1 ТРҚ-ға сұйытылған мұнай газын жеткізу мен құю автомобиль цистерналарымен жүзеге асырылады. ТРҚ-да сұйытылған мұнай газының түсуін (толтыруын) есепке алу үшін мынадай әдістер қоланылады:

а) массалық:

1) ГТС-дан немесе ГТП-дан шығу және ТРҚ-ға сұйытылған мұнай газын құйғаннан кейін қайтып келу кезінде автомобиль цистернасы өлшенеді. ТРҚ-ға құйылған (толтырылған) сұйытылған мұнай газының салмағын өлшеу арасындағы жүру жолында жұмсалған отын массасын ескере отырып, автомобиль цистернасының салмағы құйғанға дейінгі және құйғаннан кейінгі салмағының айырмасы ретінде анықталады;

2) автомобиль цистернасында орнатылған құралдар арқылы (масса өлшегіштер және т.б.);

б) көлемдік-массалық – ТРҚ-да орнатылған техникалық өлшеу құралдары арқылы (деңгей өлшегіштер, термометрлер және т.б.).

ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газы есептерінің деректері журналда

көрсетіледі

ТРҚ-дағы сұйытылған мұнай газын есепке алу массалық бірлікпен жүргізіледі (кг).

11 Өз қажеттіліктеріне жұмсалған сұйытылған мұнай газының шығысын есепке алу және сұйытылған мұнай газының ысыраптары

11.1 Қабылданған және босатылған сұйытылған мұнай газының теңгерімін жасау кезінде «Газды босату» бөлімінде өз қажеттіліктеріне жұмсалған сұйытылған мұнай газының шығысын көздеу қажет.

11.2 Қазандықты газбен жабдықтауға арналған сұйытылған мұнай газының шығысы есептеу аспаптары арқылы, ал олар болмаған кезде – газ жылыту құрылғыларының қуаты бойынша анықталады.

11.3 Автомобильдерді толтыруға арналған сұйытылған мұнай газының шығысы есептеу аспаптары бойынша анықталады.

11.4 Металды бумен кесуге және дәнекерлеуге, вентильдерді дайындау кезінде құбырларды қыздыруға, дәнекерлеп жабыстыруға және қалайылауға, газ желісі ұйымы, өнеркәсіптік тұтынушы қызметкерлерінің тұрмыстық қажеттіліктеріне (тағам дайындау мен жылыту), битум мастикасын дайындауға, техникалық кабинеттің қажеттіліктеріне, авариялық және жөндеу жұмыстары кезінде қатып қалған топырақты жылытуға, химиялық зертхананың қажеттіліктеріне және т.б. арналған сұйытылған мұнай газының шығысы сұйытылған мұнай газының нақты жұмсалыуына сүйене отырып, массалық әдіспен анықталады.

11.5 ГТС-да, ГТП-да, ТРҚ-да сұйытылған мұнай газының шығысы мынадай операциялар кезінде орын алады:

а) сұйытылған мұнай газын құбыржолджары арқылы, темір жол және автомобиль цистерналарынан қабылдау;

б) сұйытылған мұнай газын сақтау орындарында сақтау (нормативтік актілерде және/немесе осы Әдістемеді белгіленген нормалардың шегінде сапасы сақталған жағдайда, физикалық-химиялық қасиеттердің табиғи өзгеруінен сұйытылған мұнай газы массасының азаюын білдіретін табиғи кему);

в) баллондарды, автогазтасығаштарды толтыру және олардан құйып алу;

г) технологиялық жабдықты жөндеу, бекітпе арматураны жөндеу мен ауыстыру;

д) кезеңдік куәландырулар алдында ыдыстарға газсыздандыру жүргізу;

е) жөндеулер жүргізілгеннен кейін, кезеңдік куәландырулар кезінде және жаңадан орнатылған жабдықты іске қосу кезінде технологиялық жабдықты үрлеу.

Бұдан басқа жабдықтың герметикалығы болмауына байланысты сұйытылған мұнай газының ысыраптары, сондай-ақ есепке алуға және нормалауға жатпайтын ескерілмеген ысыраптар орын алады.

11.6 Ысыраптар нормасы пайызбен көрсетілетін сұйытылған мұнай газын жылдық өткізуге (босатуға) ысыраптар жиынтығының қатынасы деп түсініледі

11.7 Сұйытылған мұнай газының ысыраптары төмендегідей анықталады:

А) Темір жол цистернасынан құйып алу кезінде ысыраптарды есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_{\text{ж}} = P_{\text{ж}}^{\text{ж}} + P_{\text{ж}}^{\text{г}} + P_{\text{ж}}^{\text{БЗ}} \text{ (кг)}, \quad (1)$$

мұндағы $P_{\text{ж}}^{\text{ж}}$ – бір цистернадан құйып алу кезінде сұйытылған мұнай газының сұйық фазасындағы ысыраптары, кг;

$P_{\text{ж}}^{\text{г}}$ – бір цистернадан құйып алу кезінде сұйытылған мұнай газын бу фазасындағы ысыраптары, кг;

$P_{\text{ж}}^{\text{БЗ}}$ – сұйытылған мұнай газын құйып алғаннан кейін цистернаның көлемін толтыратын газ фазасы қайта келуі түрінде сұйытылған мұнай газының ысыраптары, кг.

$$P_{\text{ж}}^{\text{ж}} = k \times \rho_{\text{ж}} \times V_{\text{ш}} \text{ (кг)}, \quad (2)$$

мұндағы k – бір цистернаны құйып алу кезінде құйып алу-қю желілерінің саны (ішкі кеңістіктің бірдей көлемі кезінде);

$\rho_{\text{ж}}$ – сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы, кг/м³;

$V_{\text{ш}}$ – құйып алу-қю шлангінің көлемі, м³.

$V_{\text{ш}}$ я көлемі мынадай формула бойынша анықталады:

$$V_{\text{ш}} = \frac{\pi \times d_{\text{ш}}^2}{4} \times l_{\text{ш}} \text{ (м}^3\text{)}, \quad (3)$$

мұндағы $d_{\text{ш}}$ – шлангінің ішкі диаметрі, м;

$l_{\text{ш}}$ – шлангінің ұзындығы, м;

π – константа (3,14159).

$$P_{\text{ж}}^{\text{г}} = \rho_{\text{г}} \times V_{\text{ш}} \text{ (кг)}, \quad (4)$$

мұндағы $\rho_{\text{г}}$ – сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м³;

$V_{\text{ш}}$ – газ фазасына арналған шлангінің көлемі, м³, мынадай формула бойынша анықталады (3).

$$P_{\text{ж}}^{\text{БЗ}} = \rho_{\text{г}} \times V_{\text{ц}} \text{ (кг)}, \quad (5)$$

мұндағы $V_{\text{ц}}$ – бір цистернаның көлемі, м³.

ҮЛГІ

Темір жол цистернасындағы сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{\text{ж}}$ 549,37 кг/м³, ал сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы $\rho_{\text{г}}$ – 3,19 кг/м³ құрайды дерлік. Құйып алу сұйық фазасы үшін екі желіде жүргізіледі (ішкі кеңістіктің бірдей көлемі кезінде) жеңнің диаметрі 0,038 м және ұзындығы 5 м және газ фазасы үшін бір жеңмен жүргізіледі

диаметрі 0,038 м және ұзындығы 5 м. Цистернаның көлемі - 73,9 м³.

Құйып алу кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_{жс} = 2 \times 549.37 \times \frac{3.14 \times 0.038^2 \times 5}{4} + 3.19 \times \frac{3.14 \times 0.038^2 \times 5}{4} + 3.19 \times 73.9 =$$
$$= 6.23 + 0.02 + 235.74 = 241.99, кг$$

Б) Автомобиль цистернасын, газ баллоны автомобилін толтыру кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_a = P_{сб} = \rho_{жс} \times V_{шл} \quad (6)$$

где $\rho_{жс}$ – сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы ;

$V_{шл}$ – толтыру кезінде пайдаланылатын шлангінің көлемі , м³.

ҮЛГІ

Толтыру кезінде сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{жс}$ 546,97 кг/м³ құрайды. Толтыру жеңінің диаметрі 0,038 м және ұзындығы 5 м желімен жүргізіледі.

Толтыру кезіндегі ысыраптар құрайды:

$$P_a = P_{сб} = 546.97 \times \frac{3.14 \times 0.038^2 \times 5}{4} = 3.10, кг$$

В) Баллонды толтыру кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_{сб} = \rho_{жс} \times V \quad (7)$$

мұндағы $\rho_{жс}$ –баллонды толтыру кезінде сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы , кг/м³;

V – баллонды толтыру үшін толтырғыш құрылғы қуысының көлемі, м³.

ҮЛГІ

Баллонды толтыру кезінде сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{жс}$ 546,97 кг/м³ құрайды дерлік. Толтыру көлемі 0,001 м³.толтырғыш құрылғысымен жүргізіледі.

Баллонды толтыру кезіндегі ысыраптар құрайды:

$$P_{сб} = 546.97 \times 0.001 = 0.55, кг$$

Г) ГТС-дағы жабдықты жөндеуге байланысты операциялар кезіндегі ысыраптарды есептеу:

1) Жөндеуге және куәландыруға байланысты ыдысты (резервуар, цистерна, баллон) босату кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_p = \rho_{\Gamma} \times V \text{ (кг)}, \quad (8)$$

мұндағы V - жөнделуге және куәландырылуға тиіс ыдыстың көлемі, м³;
 ρ_{Γ} - сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы кг/м³.

ҮЛГІ

Ыдысты босату кезінде сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы ρ_{Γ} 3,19 кг/м³ құрайды дерлік. Ыдыстың көлемі 0,050 м³ құрайды.

Ыдысты босату кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_p = 3.19 \times 0.050 = 0.16, \text{ кг}$$

2) ыдысты (резервуарды, цистернаны, баллонды) жөндеуден кейін үрлеу кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_{np} = \ln\left(\frac{K_{НАЧ}}{K_{КОН}}\right) \times V \times \rho_{\Gamma} \text{ (кг)}, \quad (9)$$

мұндағы $K_{НАЧ}$ – үрлеу басында ауаның концентрациясы, 100 %;

$K_{КОН}$ - үрлеу соңында ауаның концентрациясы, 5 %;

V – үрленетін сыйымдылықтың көлемі, м³;

ρ_{Γ} – үрлеу жүргізілетін сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м³.

ҮЛГІ

Ыдысты үрлеу кезінде сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы ρ_{Γ} 3,19 кг/м³ құрайды дерлік, ал үрленетін сыйымдылықтың көлемі - 5 м³.

Үрлеу кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_{np} = \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 5 \times 3.19 = 47.85, \text{ кг} .$$

3) бекітпе арматурасын ауыстыру, жөндеу кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі :

$$P_{за} = P_{за}^{жс} + P_{за}^2 + P_{за}^{прод} \text{ (кг)}, \quad (10)$$

мұндағы $P_{за}^{жс}$ –арматураны жөндеу алдында құбыржолын босату кезінде сұйытылған мұнай газының сұйық фазасындағы ысыраптары , кг;

$P_{за}^2$ - арматураны жөндегеннен немесе ауыстырғаннан кейін құбыржолын үрлеу кезінде сұйытылған мұнай газының газ фазасындағы ысыраптары, кг;

$P_{за}^{прод}$ - арматураны жөндегеннен немесе ауыстырғаннан кейін құбыржолын үрлеу кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптары, кг.

$$P_{за}^{жс} = \rho_{жс} \times V_{жс} \text{ (кг)}, \quad (11)$$

мұндағы $V_{ж}$ – ауыстыру, жөндеу алдында босатуға қажетті сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы құбыржолының көлемі, м³, мынадай формула бойынша анықталады (3);

$$\rho_{ж} - \text{сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы, кг/м}^3. \\ P_{за}^2 = \rho_2 \times V_2 \quad (\text{кг}), \quad (12)$$

мұндағы V_2 – ауыстыру, жөндеу алдында босатуға қажетті сұйытылған мұнай газының газ фазасы құбыржолының көлемі, м³, мынадай формула бойынша анықталады (3);

$$\rho_2 - \text{сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м}^3. \\ P_{за}^{прод} = \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times (V_{ж} + V_2) \times \rho_r \quad (\text{кг}), \quad (13)$$

мұндағы $K_{нач}$ – үрлеу басында ауаның концентрациясы, 100 %;

$K_{кон}$ - үрлеу соңында ауаның концентрациясы, 5 %;

ρ_r – жөндегеннен, ауыстырғаннан кейін құбыржолдарын үрлеу жүргізілетін сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы;

$V_{ж}$ – жөндеу, ауыстыру алдында босатуға тиіс сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы құбыржолының көлемі, м³;

V_2 – жөндеу, ауыстыру алдында босатуға тиіс сұйытылған мұнай газының газ фазасы құбыржолының көлемі, м³.

ҮЛГІ

Сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{ж}$ 549,37 кг/м³, ал сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы ρ_r – 3,19 кг/м³ құрайды дерлік. Үрлеу 3,19 кг/м³ тығыздықпен жүргізіледі.

Сұйытылған мұнай газының сұйық фазасы құбыржолының көлемі- 0,01 м³, ал тиіс сұйытылған мұнай газының газ фазасы құбыржолының көлемі- 0,005 м³.

Бекітпе арматурасын жөндеу, ауыстыру кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_{за} = 549.37 \times 0.01 + 3.19 \times 0.005 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times (0.01 + 0.005) \times 3.19 = \\ = 5.49 + 0.02 + 0.14 = 5.65, \text{ кг}$$

4) компрессорды жөндеу кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_k = V \times \rho_{r1} + \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times V \times \rho_{r2} \quad (\text{кг}), \quad (14)$$

мұндағы $K_{нач}$ – үрлеу басында ауаның концентрациясы, 100 %;

$K_{кон}$ - үрлеу соңында ауаның концентрациясы, 5 %;

V – компрессор мен құбыржолының бекітпеге дейін қуысының жиынтық

көлемі, м³;

$\rho_{г1}$ – компрессор тоқтаған кезде сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м³;

$\rho_{г2}$ – жөндеуден кейін компрессорды үрлеу жүргізілетін сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м³.

Формулада (14) бірінші қосылғыш тоқтау кезінде газ ысыраптарын, ал екінші қосылғыш – компрессорды іске қосу кезінде үрлеуге газ ысыраптарын көздейді.

ҮЛГІ

Сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы $\rho_{г1}$ 3,19 кг/м³ құрайды дерлік. Үрлеу тығыздығы 3,19 кг/м³ сұйытылған мұнай газымен жүргізіледі. Компрессор мен құбыржол қуысының жиынтық көлемі 0,01 м³ құрайды.

Сонда компрессорды жөндеу кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_k = 3.19 \times 0.01 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 0.01 \times 3.19 = 0.03 + 0.10 = 0.13, \text{ кг}.$$

5) сорғыны жөндеу кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_n = V \times \rho_{ж} + \ln\left(\frac{K_{нач}}{K_{кон}}\right) \times V \times \rho_{г} \quad (\text{кг}), \quad (15)$$

мұндағы $K_{нач}$ – үрлеу басында ауаның концентрациясы, 100 %;

$K_{кон}$ – үрлеу соңында ауаның концентрациясы, 5 %;

V – сорғы цилиндрі мен құбыржолының бекітпеге дейін қуысының жиынтық көлемі, м³;

$\rho_{ж}$ – сорғыны жөндеуге тоқтатқан кезде түсірілетін сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы, кг/м³;

$\rho_{г}$ – жөндеуден кейін іске қосу алдында сорғы мен құбыржолға үрлеу жүргізілетін сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, кг/м³.

Формулада (15) бірінші қосылғыш тоқтау кезінде газ ысыраптарын, ал екінші қосылғыш – сорғыны іске қосу алдында үрлеуге газ ысыраптарын көздейді.

ҮЛГІ

Сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{ж}$ 549,37 кг/м³, ал сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы $\rho_{г}$ – 3,19 кг/м³ құрайды дерлік. Сорғы мен құбыржол қуысының жиынтық көлемі 0,01 м³ құрайды.

Сонда сорғыны жөндеу кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_n = 549.37 \times 0.01 + \ln\left(\frac{100}{5}\right) \times 0.01 \times 3.19 = 5.49 + 0.10 = 5.59, \text{ кг}.$$

Д) ГТС пайдалануға байланысты сұйытылған мұнай газын есептеу:

1) сұйытылған мұнай газы бар сыйымдылықты сорғыту кезінде ысыраптарды есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_\phi = \rho_r \times V \text{ (кг)}, \quad (16)$$

мұндағы V – сорғытуға тиіс сыйымдылықтың көлемі, м^3 ;

ρ_r – сорғыту кезінде жоғалатын сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы, $\text{кг}/\text{м}^3$.

ҮЛГІ

Сорғыту кезінде жоғалатын сұйытылған мұнай газының газ фазасының тығыздылығы $\rho_r = 3,19 \text{ кг}/\text{м}^3$ құрайды дерлік. Сыйымдылықтың көлемі 5 м^3 құрайды.

Сонда сорғыту кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_\phi = 3.19 \times 5 = 15.95, \text{ кг}.$$

2) сақтандыру клапанын тексеру кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі :

Жер бетіндегі цилиндрлік резервуар үшін сұйытылған мұнай газының газ фазасының сақтандыру клапанының өткізу қабілеттігі мынадай формула бойынша есептеледі:

$$G_{n.p.} = 1000 \times D \times (L + D/2) \text{ (кг/сағ)}, \quad (17)$$

мұндағы D – жер бетіндегі цилиндр резервуарының диаметрі, м;

L – резервуардың ұзындығы, м.

Жерасты цилиндрлік резервуар үшін сұйытылған мұнай газының газ фазасының сақтандыру клапанының өткізу қабілеттігі мынадай формула бойынша есептеледі:

$$G_{n.p.} = 300 \times D \times (L + D/2) \text{ (кг/сағ)}, \quad (18)$$

мұндағы D – жерасты цилиндр резервуарының диаметрі, м;

L – резервуардың ұзындығы, м.

Сақтандыру клапанын тексеру кезінде сұйытылған мұнай газының ысыраптарын есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_{кл} = G \times t/3600 \text{ (кг)}, \quad (19)$$

мұндағы G – сақтандыру клапанының өткізу қабілеттігі, $\text{кг}/\text{сағ}$;

t - клапанды қопару уақыты, сек.

ҮЛГІ

Жерасты цилиндрлік резервуардың диаметрі 1 м құрайды, ал оның ұзындығы 5 м дерлік. Клапанды қопару 2 секунд ішінде болсын.

Сонда жерасты цилиндрлік резервуардың сақтандыру клапанын тексеру кезінде ысыраптар құрайды:

$$P_{кл} = \frac{300 \times 1 \times (5 + \frac{1}{2}) \times 2}{3600} = 0.92, кг.$$

Е) Сұйытылған мұнай газын сақтау кезінде ысыраптарды есептеу мынадай формула бойынша жүргізіледі:

$$P_{xp} = \frac{H_{xp} \times \rho_{ж} \times V_{ж} \times t}{1000} \text{ (кг)}, \quad (20)$$

мұндағы H_{xp} – сұйытылған мұнай газын сақтау кезінде табиғи кему нормасы, кг/т.тәул (осы Әдістемеге Ф-қосымшасында келтірілген);

$V_{ж}$ – сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының көлемі, м³;

$\rho_{ж}$ – сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы, кг/м³;

t – жыл ішінде сыйымдылықта сұйытылған мұнай газын сақтау ұзақтығы, тәулік.

ҮЛГІ

Сұйытылған мұнай газының сұйық фазасының тығыздылығы $\rho_{ж}$ 549,37 кг/м³ құрайды дерлік, 1 тоқсандағы орташа температура - 20 °С, сонда - бірінші тоқсандағы 20°С есептейміз. Бұл мән - 21,4 °С тең келеді, осы температура үшін табиғи кему нормасының мәні 0,067 кг/т. ×тәул. тең келеді.

Сонда ысыраптар сұйытылған мұнай газын сақтауда бір тәуліктегі ысыраптары құрайды:

$$P_{xp} = \frac{0.067 \times 549.37 \times 3 \times 1}{1000} = 0.11, кг.$$

Ж) ГТС бойынша сұйытылған мұнай газының жалпы ысыраптары жекелеген баптар бойынша ысыраптарды қосу арқылы табылады:

$$P = (P_{ж} + P_{А} + P_{ГБ} + P_{Б} + P_{Р} + P_{ПР} + P_{ЗА} + P_{К} + P_{Н} + P_{ПРЕД} + P_{Д} + P_{XP}) \times 1,05 \text{ (кг)}, \quad (21)$$

мұндағы 1,05 – ескерілмеген ысыраптардың коэффициенті (есептеуге мүмкін емес ескерілмеген ысыраптар жалпы ысыраптардың 5 % ретінде қабылданады).

Есептік кезең ішінде сұйытылған мұнай газы ысыраптарының пайыздық үлесі:

$$H = P/P \times 100 \text{ (%)}, \quad (22)$$

мұндағы P – есептік кезеңдегі сұйытылған мұнай газының ысыраптары, кг;

P – есептік кезеңде сұйытылған мұнай газын өткізу, кг.

11.8 Осы Әдістемеде бір технологиялық операцияны орындау кезінде ысыраптар есебі келтірілген, бірақ есептеу тәсілдері кез келген есептік кезеңдегі (ай, тоқсан, жыл) ысыраптарды анықтауға мүмкіндік береді.

11.9 Сұйытылған мұнай газының ысыраптары қабылдау, сақтау, босату және ГТС, ГТП; ТРҚ жабдығын пайдалану кезінде өндірістік шығындарға акті бойынша есептен шығарылады.

11.10 Газдың өз қажеттіліктеріне шығысы туралы әрбір есептік кезең үшін бөлімшелерден деректерді алу, оларды тексеру және есептер жасау газ желісінің ұйымының басшысы белгілеген нысандар бойынша жүзеге асырылады.

11.11 Резервуарларды қайта куәландыру, технологиялық жабдықты жөндеу және авариялар кезінде сұйытылған мұнай газының біржолғы ысыраптары әрбір оқиға жасалатын актілерімен өндірістік шығындарға есептен шығарылады.

11.12 Табиғи кему нормаларының шегіндегі ысыраптар акті бойынша өндірістік шығындарға есептен шығарылады.

12 Газ толтыру станцияларында, газ толтыру пункттерінде және топтық резервуарлық қондырғыларда сұйытылған мұнай газының қалдықтарын алу

12.1 Әрбір айдың бірінші күніне ГТС, ГТП резервуарларындағы, цистерналардағы, баллондардағы сұйытылған мұнай газының қалдықтарын алу жүргізіледі. Бұл ретте сұйытылған мұнай газының нақты болуы анықталады, ол журналдар бойынша жедел есепке алу деректерімен салыстырып тексеріледі.

12.2 Қалдықтарды алу кезінде белгілі болған ГТС-дағы, ГТП-дағы сұйытылған мұнай газының нақты мөлшері актімен ресімделеді.

12.3 Түгендеу кезінде мүліктің іс жүзінде болуының бухгалтерлік есептің деректерімен айырмашылықтары анықталған кезде бухгалтерлік есептің артықтығы кіріс болып танылады және кіріске алынуға тиіс, ал жетіспеушіліктер – шығыс болып танылады.

Табиғи кему нормалары нақты жетіспеушіліктер анықталған жағдайларда ғана қолданылады. Белгіленген нормалар шегінде табиғи кему жиынтығы қайта сұрыптау бойынша жетіспеушілікті артықшылықпен есепке алғаннан кейін анықталады. Егер қайта сұрыптау бойынша есепке алғаннан кейін қорлардың жетіспеушілігі қалған жағдайда, онда табиғи тозу нормалары жетіспеушілік белгіленген қорлардың сол атауына қолданылады.

Табиғи тозу нормаларынан тыс қорлардың жетіспеушілігі және бүлінуіне кінәлі адамдар болған жағдайда соғылары олардың орнын толтырады.

12.4 Түгендеу кезінде газдың массасы ГТС-ның, ГТП-ның әрбір резервуары бойынша, әрбір ТРҚ бойынша жеке айқындалады.