

**ЕДИНАЯ СИСТЕМА УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА  
И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ  
ОТ СКВАЖИНЫ ДО ПОТРЕБИТЕЛЯ**

**РД 39-083-91**

*Срок введения установлен  
с 01.01.91 г.*

РАЗРАБОТАН ВНИПИГазпереработкой Миннефтегазпрома СССР

УТВЕРЖДЕН Миннефтегазпромом СССР

ВЗАМЕН РД 39-0148306-407-87

**АННОТАЦИЯ**

Руководящий документ "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважин до потребителя" разработан взамен РД 39-0148306-407-87.

Трехлетняя эксплуатация, выпущенного ранее документа, показала его актуальность и работоспособность.

В то же время возникло много новых вопросов, которые требовали своего осмысливания и воплощения в нормативно-техническую документацию. Кроме того, срок действия руководящего документа ограничен.

В исправленном и дополненном РД "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважин до потребителя" учтены замечания и предложения многих нефтегазодобывающих, транспортирующих и перерабатывающих организаций.

Исполнителями руководящего документа являются:

зав. сектором учета газа, ВНИПИГазпереработка, научный руководитель темы "Разработать и внедрить Единую систему учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя" Паутов Г.А., ведущий инженер сектора Козубенко Г.Я.

Настоящий руководящий документ "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважин до потребителя" устанавливает порядок организации и ведения учета количества нефтяного газа и продуктов его переработки на предприятиях и организациях Министерства нефтяной и газовой промышленности, а также порядок взаиморасчетных операций с организациями и предприятиями других Министерств на коммерческих пунктах учета.

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. Целью разработки настоящего документа является повышение достоверности учета и организация работ по сокращению потерь нефтяного газа и продуктов его переработки.

1.2. Нефтяной газ - углеводородные газы, залегающие вместе с нефтью и добываемые из нефтяных месторождений вместе с ней. Объем добычи нефтяного газа зависит от объема добычи нефти и не может регулироваться независимо от добычи нефти.

1.3. Нефтяной газ, добываемый в НГДУ, реализуется другим предприятиям и может быть использован на технологические нужды (закачка в пласт, установки по подготовке нефти), на собственные нужды предприятий для получения тепловой и электрической энергии.

1.4. Нефтяной газ, в основном, направляется на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) для переработки и получения более ценных продуктов (углеводородных фракций, сжиженных газов, газа для коммунально-бытового потребления, стабильного бензина).

1.5. Все газодобывающие, перерабатывающие и транспортирующие предприятия обязаны вести систематический учет количества получаемого, перерабатываемого, транспортируемого газа и продуктов его переработки, а также учет используемого газа на технологические и собственные нужды, потери газа, конденсата и продукции.

**2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТЯНОГО ГАЗА**

2.1. Измерение и учет количества нефтяного газа должен осуществляться для оценки ресурсов нефтяного газа, при коммерческих (учетно-расчетных) операциях и при оперативном управлении технологическими процессами.

2.2. Учет общего количества газа, поступающего через нефтяные скважины, должен осуществляться по сумме замеров газа на газовых линиях всех ступеней сепарации, реализуемых на промысле.

2.3. Учет количества газа, добываемого через нефтяные скважины за счет применения бескомпрессорного и компрессорного газлифта, осуществляется с зачетом объема закаченного газа.

2.4. Проект обустройства нефтяного и нефтегазового месторождения под промышленную разработку может быть принят к утверждению только при решении в нем вопросов сбора, учета и рационального использования нефтяного газа.

2.5. На разрабатываемых нефтяных месторождениях должен проводиться обязательный комплекс исследований и систематических измерений по контролю количества отбираемого газа в соответствии с оценочными ресурсами.

2.6. Текущие ресурсы нефтяного газа определяются в соответствии с РД 39-0147035-225-88 при фактических условиях добычи нефти по каждой скважине, месторождению, нефтегазодобывающему управлению и производственному объединению.

2.7. Ресурсы нефтяного газа определяет территориальный институт, осуществляющий авторский надзор за разработкой месторождения, совместно с НГДУ, эксплуатирующим разработку месторождения.

2.8. При составлении плана на предстоящий период (квартал, год) используются фактические данные за прошедший период.

Выполнение плана добычи газа определяется по фактическим данным.

2.9. Ресурсы нефтяного газа определяются непосредственным измерением по скважинам. Для периодического измерения применяют установки типа "Спутник" или другие средства и методы измерения.

2.10. Газовые факторы по объектам определяются систематически нефтегазодобывающими объединениями совместно с территориальным институтом, но не реже одного раза в год в соответствии с программой работ по контролю за разработкой и утвержденным планом-графиком.

2.11. Объемы добываемого газа систематически (не реже одного раза в месяц) контролируются службами НГДУ путем инструментальных замеров на всех узлах газоотделения пунктов сбора и сепарация (включая факельные линии).

2.12. Информация по результатам замеров предоставляется в производственные объединения для систематизации, обработки и определения уровня использования ресурсов газа.

2.13. В соответствии с плановыми ресурсами газа рассчитывается и утверждается уровень использования нефтяного газа.

2.14. Оперативный промысловый контроль ресурсов нефтяного газа, основанный на прямых инструментальных измерениях фактического расхода газа, должен выполняться в соответствии с РД 39-0148306-409-88.

### **3. КЛАССИФИКАЦИЯ ПУНКТОВ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ**

3.1. Технической основой Единой системы учета нефтяного газа являются пункты учета нефтяного газа и продуктов его переработки, которые определяют характеристики системы учета.

3.2. Все пункты учета подразделяются на две категории: коммерческие и оперативные. Категория пунктов учета обосновывается технологической схемой размещения пунктов учета нефтяного газа.

3.3. Коммерческие пункты учета нефтяного газа предназначаются для измерения количества нефтяного газа в случае его поставки другим предприятиям в качестве продукта для переработки и в виде топлива.

3.4. Коммерческие пункты учета продуктов переработки нефтяного газа необходимы на газоперерабатывающих предприятиях для измерения количества вырабатываемой продукции при ее поставке сторонним потребителям.

3.5. Оперативные пункты учета нефтяного газа и продуктов его переработки предназначены для учетных операций, сведения материального баланса и управления технологическими процессами в пределах одного предприятия.

3.6. Размещение коммерческих и оперативных пунктов учета на технологических линиях проводится на основании технологической схемы размещения пунктов учета.

3.7. Пункты учета газа на трубопроводах подачи газа на технологические и собственные нужды могут быть общими.

3.8. Коммерческий и оперативный учет ведется цехами по добыче нефти и газа НГДУ, соответствующими службами КиП и автоматики, метрологии, производственно-техническими и другими отделами предприятий и объединений.

3.9. При коммерческом учете погрешность измерения объема нефтяного газа не должна превышать  $\pm 2,5\%$ , а при измерениях массы жидких продуктов переработки нефтяного газа погрешность не должна быть более  $\pm 1,5\%$ .

3.10. При определении количества газа и продуктов его переработки для оперативных целей погрешность измерения допускается  $\pm 5,0\%$ .

3.11. Порядок учета погрешности при взаиморасчетах должен быть включен в юридические документы, связанные с оформлением договора на поставку сырья и продукции.

#### **4. ТРЕБОВАНИЯ К ПУНКТАМ УЧЕТА**

4.1. Пункт учета нефтяного газа и продуктов его переработки (в дальнейшем пункт учета) являются основным технологическим узлом системы учета при сборе, транспортировке и переработке нефтяного газа.

4.2. Проектирование пунктов учета должно осуществляться на основании задания на проектирование, выданного и утвержденного заказчиком в соответствии с РД 39-0148306-422-89.

4.3. Задание на проектирование пунктов учета должно быть согласовано с генеральной проектной организацией, проектирующей объекты, в который входит пункт учета.

4.4. Проекты коммерческих пунктов учета, разработанные не базовой организацией, проходят метрологическую экспертизу в базовой организации метрологической службы - ВНИПИгазпереработке. Для типового проекта согласования не требуется.

4.5. Проект на коммерческие пункты должен представляться "заказчику" вместе с актом метрологической экспертизы, составление акта возлагается на базовую организацию метрологической службы.

4.6. Коммерческие пункты учета должны быть установлены на всех входящих и выходящих с предприятия газоконденсатных трубопроводах.

4.7. Как правило, коммерческие пункты учета газа, подаваемого в систему газопроводов, с промыслов, должны находиться в ведении нефтегазодобывающих управлений и все коммерческие операции должны производиться по результатам измерения на этих пунктах учета.

4.8. Коммерческие пункты учета газа и конденсата, поступающего на газоперерабатывающий завод, и пункты учета газа и продуктов его переработки, подаваемого с завода потребителям, должны располагаться на производственной площадке газоперерабатывающего завода, а все коммерческие операции должны проводиться по результатам измерения этих пунктов учета.

4.9. В случае выхода из эксплуатации основной линии коммерческого пункта учета нефтяного газа и продуктов его переработки в нем необходимо иметь резервную линию, аналогичную основной линии пункта учета.

4.10. Коммерческие пункты учета предприятия (объединения) аттестуются территориальными органами Госстандарта, а оперативные - метрологической службой предприятия.

4.11. Коммерческие пункты учета должны обеспечивать обязательное определение количества и качества нефтяного газа и продукции его переработки на соответствие техническим требованиям НТД.

4.12. На оперативных пунктах учета газа с малым избыточным давлением при срабатывании его на факел, количество газа определяется в соответствии с ГОСТ 8.361-79 или РД 39-0148306-405-87.

4.13. Рекомендуемый состав средств измерений на коммерческом пункте учета со стандартными сужающими устройствами, прошедших приемочные испытания или метрологическую аттестацию, следующий:

- преобразователь измерительный перепада давления,
- преобразователь измерительный абсолютного давления,
- термопреобразователь измерительный температуры,
- вторичная измерительная аппаратура,
- лабораторные анализаторы качественных характеристик нефтяного газа и его продукции.

4.14. В качестве средств измерения на оперативных пунктах учета рекомендуется устанавливать системы измерения, аналогичные п. 4.13 только о погрешностях нормируемой в п. 3.9.

4.15. Технологическая обвязка и запорная арматура этих пунктов не должна допускать неконтролируемые перепуски и утечки нефтяного газа и его продуктов.

#### **5. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ**

5.1. В зависимости от потребителей нефтяной газ с промыслов должен соответствовать определенным требованиям, изложенным в договорах между поставщиком и потребителем.

5.2. При подаче газа потребителям он должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87.

5.3. Поступающие и отгружаемые жидкие и твердые продукты переработки нефтяного газа должны отвечать требованиям действующих стандартов или технических условий на продукт.

5.4. Количественные и качественные показатели (физико-химические свойства) нефтяного газа и продуктов его переработки определяют совместно представители поставщика и потребителя.

5.5. Приемка газа и продуктов его переработки по качественным показателям проводится в пунктах их сдачи поставщикам.

5.6. Периодичность контроля качества определяется по согласованию поставщика и потребителя. Рекомендуется осуществлять измерение показателей качества не реже одного раза в 15 суток, а также при изменении условий работы оборудования.

5.7. При подаче газа для использования на технологические цели устанавливаются

показатели качества, необходимые для ведения технологических процессов.

5.8. Лаборатория, в которой производится анализ проб газа и продуктов его переработки, должна быть аттестована в соответствии с РД 50-194-80.

5.9. Аттестацию этих лабораторий проводит комиссия с участием местных органов Госстандарта СССР и ВНИПИгазпереработки, как базовой организации по метрологии (БОМС).

5.10. По результатам определения показателей качества лабораторией предприятия составляется паспорт качества на продукцию установленной формы.

5.11. Паспорт на нефтяной газ и его продукцию оформляется по результатам анализа проб лабораторией поставщика или потребителя. Отбор проб производится в соответствии с ГОСТ 14921-78.

5.12. Прием и сдача нефтяного газа и продуктов его переработки должны осуществляться в соответствии с заключенными договорами.

5.14. Договор на поставку нефтяного газа и продуктов его переработки должен предусматривать штрафные санкции в случае отклонения их физико-химических свойств от требований НТД или нормируемых показателей качества в договоре.

## **6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ**

6.1. Количество сухого нефтяного газа, сухой части влажного газа может быть рассчитано по формулам, приведенным в РД 50-213-80 или по алгоритму ВНИИР.

6.2. Масса жидких продуктов на коммерческих пунктах учета с сужающими устройствами определяется на основании планиметрирования картограмм в соответствии с РД 50-213-80. При этом плотность продуктов в рабочих условиях может определяться при помощи поточных плотномеров или по компонентному составу в соответствии с РД 39-0147103-307-88.

6.3. Определение массы жидких продуктов на пунктах учета с объемными счетчиками определяется по формулам:

$$M_{\text{ж}} = V_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (6.1)$$

$$V_{\text{м}} = V_{\text{к}} - V_{\text{н}}, \quad (6.2)$$

где  $V_{\text{ж}}$  - показания вторичного прибора объемного счетчика,

$V_{\text{к}}$ ,  $V_{\text{н}}$  конечные и начальные показания вторичного прибора,

$\rho_{\text{ж}}$  - плотность жидкого продукта, определяется по РД 39-0147103-307-88.

6.4. Перепад давления на дифманометре, абсолютное давление, температура газа измеряется непрерывно, а его компонентный состав для расчета плотности определяется периодически согласно РД 59-237-89.

При влажном газе необходимо из измеренного расхода газа исключить количество паров влаги.

6.5. Для измерения количества или объема нефтяного газа, жидких и твердых продуктов его переработки могут быть применены различные методы и средства измерения как отечественного так и импортного производства (расходомеры по методу переменного перепада давления, объемные и турбинные счетчики, ультразвуковые счетчики и т.д.).

6.6. Для измерения количества твердых и жидких продуктов могут быть применены тензометрические весоизмерительные устройства, взвешивания на автомобильных весах или вагонных весах по МИ 1953-88.

6.7. При малых расходах газа применяются специальные сужающие устройства по РД 50-411-83, напорные трубки согласно ГОСТ 8.361-79 или ротационные счетчики газа типа РГ.

6.8. На неавтоматизированных пунктах учета результаты измерения параметров газового потока записываются на суточных диаграммах. Среднее значение этих параметров, используемых в расчетах, определяется по диаграммам с помощью планиметров.

6.9. На автоматизированных пунктах учета для расчета количества газа используются унифицированные выходные сигналы средств измерений перепада давлений, давления и температуры газа.

6.10. При использовании турбинных счетчиков для измерения объема жидких продуктов переработки нефтяного газа необходимо руководствоваться РД 39-5-770-82 или другими действующими нормативно-техническими документами.

## **7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПУНКТОВ УЧЕТА**

7.1. На основании настоящего документа и руководства по эксплуатации средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования, входящего в состав пункта учета, владельцем должна быть разработана "Инструкция по эксплуатации пункта учета газа и продуктов его переработки", учитывающая конкретные условия эксплуатации (приложение 1).

7.2. Отбор проб газа для определения показателей качества в установленные сроки выполняют лаборанты совместно с операторами по обслуживанию технологического оборудования.

7.3. Учет добытого нефтяного газа и продуктов его переработки по бригадам определяется как сумма объемов нефтяного газа (продуктов) по пунктам учета, находящимся на объектах,

обслуживаемых бригадой.

7.4. Учет добытого нефтяного газа и продуктов его переработки по цехам определяется как сумма объемов газа (продуктов), учтенных по технологическим направлениям на пунктах учета (ДНС, КСП, ГСУ и т.д.).

7.5. При подаче газа газотранспортным предприятиям и потребителям необходимо руководствоваться "Правилами подачи газа магистральным газопроводам к потребителям", утвержденными Госснабом СССР и Госарбитражем СССР от 25 сентября 1988 г. за № 136/7.

7.6. Вопросы учета и эксплуатации пунктов учета возлагаются руководителем предприятия на соответствующую службу.

## **8. ОФОРМЛЕНИЕ ДОКУМЕНТОВ ПО КОММЕРЧЕСКОМУ УЧЕТУ**

8.1. Анализ показателей качества газа и его продуктов, оформление паспортов на них осуществляет лаборатория предприятия.

8.2. К выполнению работ, связанных с измерением и учетом газа, а также его продукции, допускаются только специалисты, подготовленные к этой работе и имеющие соответствующие удостоверения.

8.3. Обслуживающим персоналом в журнал записываются фактические данные по давлению газа, его температуре, перепаду давления на сужающем устройстве и объему газа, прошедшего через пункт учета.

8.4. По данным записи в журнале по учету нефтяного газа и продуктов его переработки за каждые 5 суток 1 числа каждого месяца предприятия подтверждают прием (подачу) газа и его продукции.

8.5. Ежемесячно по результатам обчета хозрасчетных приборов представителем владельца пункта учета составляется акт приема-сдачи, который подписывается поставщиком и потребителем (приложение 2).

8.6. Экземпляр акта остается на приемосдаточном пункте, второй - передается потребителю, два экземпляра передаются в бухгалтерию для производства денежных расчетов, из них один экземпляр остается в бухгалтерии, а второй со счетом и платежным требованием направляется потребителю.

8.7. К каждому акту приема-сдачи прилагается паспорт качества на нефтяной газ и продуктов его переработки по форме приложения 3, 4 и расчетный лист, приложение 5.

8.8. Должностные лица, ответственные за прием и сдачу, оформление и подписание приемосдаточных документов, назначаются приказом по предприятию.

8.9. Образцы подписей представителя поставщика хранятся в бухгалтерии потребителя, а представителя потребителя - в бухгалтерии поставщика.

## **9. ПОРЯДОК ОТПУСКА И УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ**

9.1. Отпуск и расходование газа на технологические и собственные нужды (топливо) производится согласно утвержденным нормам и нормативам и предусматривается плановым балансом газа.

9.2. Приказом по предприятию назначаются ответственные лица за учет газа.

9.3. Количество отпущенного газа на технологические и собственные нужды определяется по пунктам учета и оформляется накладной. Накладная оформляется в трех экземплярах должностным лицом по учету газа и представителем службы, использующей газ.

Один экземпляр накладной передается в бухгалтерию предприятия для оприходования по цене реализации, второй остается в подразделении, отпускающем газ, для учета в исполнительном балансе, третий передается в подразделение, использующее газ.

Форма накладной приведена в приложении 6.

9.4. При отпуске газа на технологические и собственные нужды определяются только те показатели качества, которые необходимы для конкретного технологического процесса.

## **10. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ОСТАТКОВ КОНДЕНСАТА И ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА**

10.1. Технологические остатки конденсата и жидких продуктов - это минимальные объемы конденсата или жидкой продукции в аппаратах и резервуарах, необходимые для обеспечения поддержания нормального технологического режима на объектах предприятия.

10.2. Минимально допустимые ("мертвые") остатки - это объемы конденсата и продуктов переработки нефтяного газа в резервуарах ниже верхней кромки приемо-раздаточного патрубка.

10.3. Технологические и минимально допустимые остатки определяются на основе утвержденных технологических карт. Изменение данных остатков в результате ввода новых и вывода из эксплуатации действующих объектов на предприятии разрешается производственным объединением на основании представленных материалов два раза в год (01.01 и 01.07.).

10.4. Количество минимально допустимых остатков конденсата и жидких продуктов определяется по выражению:

$$G^M = 0,785 \cdot D^2 \cdot h \cdot \rho (1 - 0,01m) \cdot k_r, \quad (10.1)$$

где:  $D$  - диаметр резервуара (емкости), м  
 $\rho$  - плотность продукта при температуре определения, кг/м<sup>3</sup>.  
 $h$  - высота от днища резервуара (емкости), до верхнего края приемо-раздаточного патрубка,  
 м  
 $m$  - содержание балласта (суммарное содержание воды, солей и механических примесей), %  
 $k_r$  - коэффициент, учитывающий геометрию емкости

Примечание: для вертикальных цилиндрических резервуаров  $k_r = 1$ .

10.5. Уровень, определяющий величину технологических остатков конденсата и продуктов переработки газа в резервуарах, рассчитывается как сумма уровней продукта, необходимого для обеспечения бескавитационного режима работы насосов ( $H_6$ ) и уровня, необходимого для обеспечения непрерывности технологического процесса ( $H_n$ ).

$$H_T = H_6 + H_n, \quad (10.2)$$

10.5.1. Уровень продукта в резервуаре, необходимый для бескавитационного режима работы насосов, определяется

$$H_6 = \frac{h_{\min}}{\rho'_j} + \Delta S, \quad (10.3)$$

где  $h_{\min}$  - необходимый подпор насоса по паспорту, м водяного столба,  
 $\rho'_j$  - относительная плотность жидкого продукта в резервуаре,  
 $\Delta S$  - превышение центра приемного патрубка откачивающего насоса над верхней образующей приемо-раздаточного патрубка резервуара, м

10.5.2. Уровень продукта (конденсата) в резервуаре, необходимый для обеспечения непрерывности технологических процессов, определяется по формуле:

$$H_n = 1,27 \cdot \tau \cdot \frac{Q}{D^2}, \quad (10.4)$$

где:  $Q$  - фактическая производительность насосов откачки, м<sup>3</sup>/ч;  
 $\tau$  - суммарное время, необходимое для ликвидации возможных отказов в системе, ч  
 $D$  - диаметр резервуара, м.  
 10.6. Количество технологических остатков в резервуарах определяется, исходя из величин  $H_T$ , соответствующего ему объема жидкого продукта ( $V_j$ ) по градуировочной таблице, плотности жидкости ( $\rho_j$ ) по формуле:

$$G^T = V_j \cdot \rho_j \cdot (1 - 0,01m), \quad (10.5)$$

Массу балласта определяют по анализам объединенной пробы из резервуара (аппарата, трубопровода).

10.7. Количество технологических остатков жидких продуктов в технологических аппаратах определяется

$$G_a^T = K_3 \cdot V_r \cdot \rho (1 - 0,01m), \quad (10.6)$$

где:  $V_r$  - геометрический объем аппарата, м<sup>3</sup>  
 $K_3$  - коэффициент заполнения аппаратов (буллита, емкости)

$$K_3 = 1 \cdot \frac{V_{г.п.} + V_{в.п.}}{V_r}, \quad (10.6a)$$

где:  $V_{г.п.}$ ,  $V_{в.п.}$  - объемы газовой и водяной подушки в аппарате, м<sup>3</sup>

10.8. Количество технологических остатков в буллитах (цистернах) определяется по следующей формуле:

$$G_6^T = V_r \cdot K_3 \cdot \rho_j (1 - 0,01m) \quad (10.7)$$

где:  $V_r$  - геометрический объем буллита, м<sup>3</sup>  
 $\rho_j$  - плотность продукта при рабочей температуре, кг/м<sup>3</sup>.

10.9. Количество технологических и минимально допустимых остатков в резервуарах и аппаратах рассчитывается в зависимости от их геометрической формы по формулам (10.1), (10.5) - для резервуаров, (10.6) - для аппаратов, (10.7) - для буллитов или цистерн.

10.10. Общее количество технологических и минимально допустимых остатков определяется как сумма всех этих остатков.

$$G_{об} = G^M + G^T + G_a^T + G_6^T \quad (10.8)$$

10.11. Количество технологических и минимально допустимых остатков конденсата и жидких продуктов переработки нефтяного газа, рассчитанное на 1 января и 1 июля текущего года по каждому объекту, руководители предприятий представляют в объединение не позднее 30 января и 30 июля отчетного периода.

10.12. Производственные объединения уточняют полученные данные и за подписью главного инженера представляют к 20.02. и 20.08. обобщенные данные в Миннефтегазпром.

## 11. УЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ

11.1. Технологические потери нефтяного газа и продуктов его переработки - это количество газа и жидких продуктов его переработки, которое неизбежно теряется при подготовке, транспортировке, хранении и переработке, обусловленное достигнутым организационно-техническим уровнем производства.

11.2. Расчет технологических потерь нефтяного газа и продуктов его переработки для действующих предприятий проводится с учетом утвержденной технологии по РД 39-1-1213-84 и РД 39-0147103-312-86.

11.3. По каждому предприятию нормы технологических потерь нефтяного газа определяются службами производственных объединений или территориальными научно-исследовательскими (проектными) институтами.

11.4. Суммарное количество технологических потерь нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя подсчитывается как сумма потерь из всего оборудования, трубопроводов и резервуаров при осуществлении всех технологических операций за рассчитываемый период времени (месяц, квартал, год).

$$G_{п} = \sum_{i=1}^n G_n^i \quad (11.1)$$

где:  $G_{п}$  - количество технологических потерь нефтяного газа и его продуктов на промысле, в трубопроводах, аппаратах и т.д., кг.

$n$  - количество источников потерь,

$G_n^i$  - количество потерь по источнику, объекту за рассчитываемый период времени (резервуар, продуктопровод, компрессор, колонна и т.д.), кг.

11.5. Технологические потери списываются один раз в месяц по акту на списание потерь и утверждаются главным инженером отдельно по подразделениям и в целом по предприятию. Акт на списание составляется в двух экземплярах на основе данных о фактических потерях. Один экземпляр акта передается в бухгалтерию, второй остается в подразделении.

11.6. Расчеты нормируемых потерь и учет фактических потерь осуществляются отдельно по газообразному и жидкому углеводородному сырью и продуктам. Методика расчета фактических потерь утверждается вышестоящей организацией.

11.7. В соответствии с принятой структурой нормируемых потерь предприятием учитываются потери в виде углеводородных компонентов и в виде отходов производства. Отходы производства - сбросные газы процессов очистки газа и получения серы. Извлекаемая из газа в процессе осушки влага не учитывается, так как учет сырьевого и товарного газов ведется по сухой части влажного газа согласно РД 50-213-80.

11.8. Потери жидкого продукта при хранении в товарных парках поставщика и потребителя и перекачке промежуточными насосными станциями определяются их владельцами по формуле:

$$G_{п}^{ж} = k \cdot Q \cdot E_1, \text{ кг}, \quad (11.2)$$

где  $k$  - коэффициент потерь,

$k = 1$  - при приемке всего продукта в резервуары с последующей подачей его в продуктопровод;

$k = 0,3$  - при перекачке насосными станциями, работающими с подключенными резервуарами,

$Q$  - объем приема жидких продуктов в товарный парк с технологических установок или из магистрального продуктопровода в течение месяца или же перекаченного за тот же период промежуточными насосными станциями, м<sup>3</sup>

$E_1$  - норма естественной убыли при приемке, отпуске и хранении, кг/т, принимается согласно приложению 1 к постановлению Госнаба СССР от 8 июня 1977г. за № 30.

11.9. Потери жидких продуктов при транспорте на линейной части продуктопровода складываются из потерь через неплотности арматуры, стравливания газовых "шапок" из повышенных участков, при очистке продуктопровода от воды и т.д.

Потери определяются по формуле:

$$G_{\text{п}}^{\text{ж.т.}} = 0,01 \cdot L \cdot Q_{\text{жс}} \cdot E_2, \text{ кг} \quad (11.3)$$

где: 0,01 - переводной коэффициент для определения количества 100 километровых участков,

$L$  - длина участка трубы, относящаяся к данному предприятию, км,

$Q_{\text{ж}}$  - количество жидкого продукта, перекаченного за месяц по данному участку, т,

$E_2$  - норма естественной убыли при перекачке, кг/т на 100 км

$E_2$  принимается в количестве 0,3 кг на 1 т на 100 км линейной части продуктопровода.

11.10. Общие фактические потери в результате естественной убыли определяются путем вычитания количества сданного потребителям жидкого продукта из суммарного количества откачанной в продуктопровод продукции предприятия и конденсата с промыслов.

## 12. ПОРЯДОК РАСЧЕТА МАССЫ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ

12.1. Расчет массы жидких продуктов нефтяного газа, конденсата, ШФЛУ, в линейной части продуктопровода и технологических трубопроводах проводится первого числа каждого месяца, следующего за отчетным.

12.2. Расчет массы проводится предприятиями-владельцами трубопроводов, осуществляющими перекачку. Результаты расчетов передаются в объединения.

12.3. Расчет производится без прекращения перекачки по магистральным трубопроводам, которые должны работать в постоянном режиме.

12.4. На линейную часть магистральных и технологических трубопроводов должны быть составлены градуировочные таблицы, утвержденные главным инженером предприятия.

12.5. Вместимость трубопровода определяют по градуировочной таблице. Градуировочные таблицы на линейную часть трубопровода составляются их владельцами по вместимости одного метра длины трубопровода, исходя из фактического внутреннего диаметра и длины трубопровода. В градуировочные таблицы вносят коррективы при изменении длины или диаметра трубопровода.

К таблицам прилагают схему трубопровода с указанием диаметров, толщины стенки и длины трубопровода.

12.6. Массу жидких продуктов, находящихся в линейной части магистрального продуктопровода и в технологических трубопроводах, определяют по формуле:

$$G = \sum_{i=1}^n V_{\text{тр}} \cdot k \cdot \rho, \quad (12.1)$$

где:  $G$  - остаток жидких продуктов в линейной части, (т),

$n$  - число участков трубопровода,

$V_{\text{тр}}$  - объем участка трубопровода соответствующего диаметра и длины, определяемой по градуировочной таблице, м<sup>3</sup>

$k$  - коэффициент, учитывающий сжатие жидких продуктов

$\rho$  - средняя плотность жидких продуктов при фактической средней температуре в продуктопроводе, т/м<sup>3</sup>.

12.6.1. Плотность жидких продуктов, находящихся в линейной части магистрального продуктопровода, определяется по результатам подсчета среднего значения их компонентного состава, откачанного в продуктопровод в течение истекшего месяца. Усредненный компонентный состав жидких продуктов за месяц определяется как средне арифметическая сумма компонентных составов по разовым анализам, деленная на количество анализов.

В целях своевременной выдачи исходных данных по плотности жидких продуктов определение ее среднемесячного компонентного состава производится за период с 25 числа предыдущего по 25 число отчетного месяца.

12.7. Плотность жидких продуктов по среднему значению компонентного состава определяется по методике РД 39-237-89 или другим стандартизированным методом.

12.8. Температуру в начале и конце участков владельцы трубопровода определяют по показанию термометров или других стационарных датчиков температур и усредняют.

12.9. Значение коэффициента  $k$  в зависимости от давления в продуктопроводе принимается по справочным данным.

12.10. Давление продукта, находящегося в продуктопроводе определяется владельцем как среднее значение давлений в начале и конце участка трубопровода, замеренных с помощью стационарных датчиков.

12.11. При расчете массы жидких продуктов в трубопроводах, определения значения плотности, определения потерь при наливке, ремонтных работах и т.д. необходимо пользоваться также РД 39-0147103-307-88.

## 13. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ



13.1. Инвентаризацию нефтяного газа и продуктов его переработки проводят с целью контроля за сохранностью путем сверки фактического наличия с данными бухгалтерского учета.

13.2. Инвентаризации подлежит весь нефтяной газ, находящийся в трубопроводах и емкостях, а также продукты его переработки в емкостях (товарных, буферных, технологических, аварийных), технологических аппаратах и т.д.

13.3. При инвентаризации учитываются остатки технологические, минимально допустимые и товарные. Товарный остаток рассчитывается как разница между общим количеством остатка в резервуарах и суммой технологических и минимально допустимых остатков

$$G_{\text{тов}} = \sum G_{\text{ос}}^{\text{об}} - (\sum G^{\text{T}} + \sum G^{\text{M}}) \quad (13.1)$$

13.4. Товарные остатки - это количество продукции в резервуарах, которое без ущерба для технологического процесса сбора, транспортировки и переработки может быть откачено из резервуаров.

13.5. Учет остатков осуществляется путем замера фактических остатков газа и продуктов его переработки на всех объектах от скважины до потребителя (включая газоперерабатывающие заводы).

13.6. Для снятия фактических (натурных) остатков на начало месяца приказом по предприятию (НГДУ, ГПЗ, УМН) создаются на объектах постоянно действующие комиссии. В состав комиссии входят начальник объекта (цеха, участка, промысла), бухгалтер, техник по учету продукции, начальник лаборатории, оператор (лаборант) и представитель предприятия,

13.7. Инвентаризацию проводят согласно приказу руководителя предприятия.

13.8. Инвентаризация проводится без прекращения перекачки нефтяного газа и его продукции по трубопроводам, без прекращения работы непрерывных технологических процессов.

13.9. Результаты снятия натурных остатков в буферных, сырьевых и товарных резервуарах оформляются актами. Остатки жидкой продукции в технологических резервуарах, трубопроводах, аппаратах определяются расчетным путем в соответствии с разделом 10 настоящего руководящего документа.

Остатки нефтяного газа в трубопроводах и аппаратах в рабочих условиях определяются по геометрической вместимости участка трубопровода, аппарата и т.д.

13.10. Для проведения инвентаризации на предприятии приказом по предприятию создается постоянная комиссия из числа работников предприятия, возглавляемая заместителем руководителя предприятия, с обязательным участием бухгалтера.

13.11. Руководитель предприятия и главный бухгалтер несут персональную ответственность за своевременное и правильное проведение инвентаризации. Результаты проведения инвентаризации в обязательном порядке оформляются актом.

13.12. По результатам инвентаризации каждое предприятие составляет сводную ведомость, которую вместе с приложениями (актами по инвентаризации) в 2 экз. с предложениями и мероприятиями представляет в вышестоящую организацию.

13.13. Для выявления результатов инвентаризации нефтяного газа и продуктов его переработки бухгалтерия предприятия составляет сличительные ведомости. Сличительные ведомости составляются согласно основным положениям по инвентаризации основных средств, товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов, приведенных в приложении к письму Министерства финансов СССР от 30 декабря 1982 г. № 179.

13.14. Инвентаризационная комиссия предприятия (объединения) рассматривает результаты проведенной инвентаризации. Свои замечания, предложения и решения отражает в протоколе инвентаризации. Протокол заседания инвентаризационной комиссии утверждает руководитель предприятия.

13.15. Предприятия (нефтегазодобывающие управления и газоперерабатывающие заводы) на основе данных инвентаризации, остатков нефтяного газа и продуктов его переработки (газового конденсата, ШФЛУ, бензина и т.д.), расходных документов на прием, сдачу и отпуск нефтяного газа и его продуктов, а также газового конденсата, актов на списание технологических потерь составляют баланс за отчетный период в трех экземплярах за подписью руководителя и главного бухгалтера - один в бухгалтерию (со всеми приложениями), второй - в плановый отдел, третий - в объединение.

13.16. Производственные нефтегазодобывающие объединения анализируют полученные от предприятий балансы, составляют сводный материальный баланс и представляют его за подписью руководителя и гл. бухгалтера в ГИВЦ.

13.17. До 8 числа следующего, за отчетным периодом НГДУ и ГПЗ направляют в объединения уточненные исполнительные балансы, подписанные руководителем и гл. бухгалтером предприятия.

13.18. Формы документов при инвентаризации нефтяного газа и жидких продуктов принимаются аналогичными приведенным в РД 39-30-1024-84.

#### **14. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА**

14.1. Каждое нефтегазодобывающее газотранспортное и газоперерабатывающее предприятие согласно приказу руководителя на 1 число составляют исполнительный баланс нефтяного газа и

продуктов его переработки.

14.2. В исполнительном балансе указывается приход газа по источникам, расход по потребителям и остаток в газопроводах, емкостях и технологических аппаратах.

14.3. В нефтегазодобывающем предприятии за приход нефтяного газа принимается рабочий объем газа, рассчитываемый по газовому фактору. Для газотранспортных и газоперерабатывающих предприятий за приход считается фактический объем нефтяного газа и жидких углеводородов, принятых от нефтегазодобывающих и других предприятий.

14.4. В расход нефтяного газа, жидких и твердых продуктов его переработки включаются поставки газа, жидких и твердых продуктов потребителям, расход нефтяного газа на технологические и собственные нужды, а также технологические потери.

14.5. Остаток нефтяного газа и жидких продуктов в трубопроводах, емкостях и аппаратах включается в приход материального баланса.

14.6. На пунктах учета газообразные продукты измеряются в объемных единицах, жидкие и твердые продукты в массовых единицах, при составлении баланса количества этих продуктов необходимо привести к единицам массы. Количество газообразных продуктов в объемных единицах приводят к единицам массы путем умножения объема газа при нормальных условиях на его плотность.

14.7. Исполнительный материальный баланс предприятия составляется из суммарного количества всех входящих и выходящих потоков, расхода газа на собственные нужды, технологических потерь, остатков жидких продуктов и т.п. В общем случае баланс может быть выражен следующей формулой

$$G_{\Gamma}^n + G_{\text{ж}}^n + G_{\text{ос}}^n > G_{\Gamma}^p + G_{\text{ж}}^p + G_{\text{сн}}^p + G_{\text{п}}^p + G_{\text{ж}}^p + G_{\text{ф}}^p \pm G_{\text{р}}, \quad (14.1)$$

где:  $G_{\Gamma}^n, G_{\text{ж}}^n$  - соответственно суммарное количество нефтяного газа и жидких углеводородов, поступающих на предприятие, определяется на пунктах учета в соответствии с разделом 6 настоящих РД,

$G_{\text{ос}}^n$  - суммарный остаток газообразных и жидких углеводородов за отчетный период, определяется по разделу 10

$G_{\Gamma}^p; G_{\text{ж}}^p$  - соответственно суммарное количество газообразных и жидких продуктов, отпускаемых с предприятия, определяется на пунктах учета в соответствии с разделом 6,

$G_{\text{сн}}^p$  - суммарное количество газообразных и жидких углеводородов, расходуемых на собственные нужды предприятия, определяется по разделу 9,

$G_{\text{п}}^p$  - суммарное количество технологических потерь, определяется по разделу 11,

$G_{\text{ж}}^p$  - суммарное количество технологических и "мертвых" остатков конденсата и жидких продуктов и суммарное количество жидких продуктов в трубопроводах, определяется по разделу 10 и 12,

$G_{\text{ф}}^p$  - суммарное количество газа, направляемого на факельные линии, рассчитывается в соответствии с РД 39-0148306-405-87,

$G_{\text{р}}$  - расхождение между приходной и расходной частями баланса за счет погрешностей учета.

Индексы "п" и "р" означают составные элементы приходной и расходной частей баланса.

14.8. Расхождение между приходной и расходной частями баланса (дебаланс) не должно превышать предела допускаемой погрешности определения количества газа.

Если приходные и расходные части баланса определяются измерением с разной погрешностью, то при определении нормы расхождения принимают больший предел допускаемой погрешности измерения количества нефтяного газа или его продуктов.

Если приходная или расходная части исполнительного баланса определяются сложением результатов измерений разными методами, имеющими разные пределы допускаемой погрешности измерения, определяется средняя величина предела допускаемой погрешности по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{G_1 \delta_1 + G_2 \delta_2 + \dots + G_n \delta_n}{G_1 + G_2 + \dots + G_n}, \quad (14.2)$$

где:  $G_1, G_2 \dots G_n$  - количество нефтяного газа, измеренное методами, имеющие пределы допускаемой погрешности, соответственно  $\delta_1, \delta_2 \dots \delta_n$

14.9. В случаях, когда величина дебаланса не превышает предельных величин, указанных в п.п. 3.8 и 3.9, участие в конфликтных ситуациях Госарбитража не целесообразно.

## 15. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА

15.1. Метрологическое обеспечение средств измерения единой системы учета нефтяного газа и продуктов его переработки осуществляется в соответствии с действующими НТД. (см.

приложение 7).

15.2. На пунктах учета должны применяться средства измерений, прошедшие приемочные испытания в соответствии с ГОСТ 8.001-80 и ГОСТ 8.383-80, а также средства измерений, прошедшие метрологическую аттестацию.

15.3. Средства измерений, входящие в состав коммерческого пункта учета, должны проходить метрологическую аттестацию перед вводом в эксплуатацию и периодические поверки территориальными органами Госстандарта и находиться под постоянным контролем со стороны метрологической службы Миннефтегазпрома.

15.4. Средства измерений, входящие в пункты учета, подлежат периодическим поверкам в соответствии с ГОСТ 8.513-84 и другими НТД на конкретные средства измерения.

15.6. Для каждого пункта учета должен быть составлен и утвержден график аттестации и периодической поверки средств измерений.

15.7. При возникновении спорных вопросов, связанных с неисправностью средств измерений, входящих в состав коммерческих пунктов учета и пригодностью их к применению, по требованию одной из сторон проводится внеочередная поверка.

## 16. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПУНКТОВ УЧЕТА

16.1. Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности пунктов учета при использовании по назначению и при нахождении в резерве (включая периодическую наладку, текущий и средний ремонты).

Капитальный ремонт - комплекс операций, выполняемых для восстановления исправности, работоспособности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса средств измерений и оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

16.2. Техническое обслуживание и капитальный ремонт коммерческих пунктов учета проводит владелец пункта учета (заказчик), либо совместно владелец и специализированная организация (подрядчик). Прием-передача пункта учета на техническое обслуживание осуществляется в порядке, указанном в табл. 16.1.

Таблица 16.1

### Перечень выполняемых работ при передаче пункта учета на техобслуживание

№ п.п.	Наименование мероприятий	Содержание мероприятий	Исполнители
1	2	3	4
1.	Издание совместного приказа о приеме и передаче пунктов учета на техническое обслуживание	1. Приказ устанавливает дату начала обслуживания каждого пункта учета	1. Руководители предприятий заказчика и подрядчика
2.	Заключение договора на техническое обслуживание пунктов учета	2. Оформление договора	-"
3.	Составление акта о приеме-передаче пунктов учета на техническое обслуживание	3. Представление на утверждение руководителям предприятий актов о приеме-передаче пункта учета на техническое обслуживание	3. Комиссия из представителей предприятий заказчика и подрядчика

16.3. Коммерческие пункты учета передаются и принимаются на техническое обслуживание при соблюдении следующих условий:

- исправности пункта учета,
- наличии проектной документации, прошедшей метрологическую экспертизу в соответствии с РД 39-0148306-422-89,

- наличия акта ввода пункта учета в промышленную эксплуатацию.

16.4. Установлены следующие виды технического обслуживания:

- ежедневное (ТО-Е), ежемесячное (ТО-1), ежеквартальное (ТО-2),
- ежегодное (ТО-3).

16.5. Заказчик выполняет ежедневное, ежемесячное, ежеквартальное, ежегодное техническое обслуживание, устраняет отказы и проводит капитальный ремонт технологического и электротехнического оборудования, входящего в состав пункта учета.

16.6. Подрядчик выполняет ежемесячное, ежеквартальное, ежегодное техническое обслуживание, устраняет отказы и проводит капитальный ремонт средств измерений, входящих в состав пункта учета согласно табл. 16.2.

Таблица 16.2

### Состав работ, выполняемых заказчиком и подрядчиком

Вид технического обслуживания	Работы , выполняемые подрядчиком	Работы, выполняемые заказчиком
1	2	3
Ежедневное техническое обслуживание (ТО-Е)		<p>1. Внешний осмотр технологического и электротехнического оборудования, средств измерений, кабельных линий, защитного заземления, проверка наличия и целостности действующих пломб и клемм, проверка герметичности фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, выводов кабельных линий</p> <p>2. Выполнение работ, предусмотренных инструкцией по эксплуатации пункта учета</p> <p>3. Заполнение журнала ежедневного обслуживания</p>
Ежемесячное техническое обслуживание (ТО-1)	<p>1. Анализ журнала ежедневного обслуживания</p> <p>2. Внешний осмотр и контроль работоспособности (при необходимости регулировка и настройка) средств измерений, контрольных кабелей, проверка наличия и целостности клемм и проб на средствах измерений</p> <p>3. Контроль рабочих расходомеров по контрольному (для сжиженных газов)</p> <p>4. Контроль вторичной аппаратуры</p> <p>5. Проверка выходных сигналов на устройство телемеханики</p> <p>6. Оценочная проверка показаний приборов качества</p> <p>7. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>	<p>1. Анализ журнала ежедневного обслуживания</p> <p>2. Внешний осмотр технологического оборудования (проводится в объеме ТО-Е)</p> <p>3. Проверка надежности сцепления и работоспособности запорной арматуры, трубопроводов, клеммных коробок, электроприводов и другого технологического и электротехнического оборудования (при необходимости проведения профилактических работ)</p> <p>4. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>
Ежеквартальное техническое обслуживание (ТО-2)	<p>1. Выполнение работ в объеме ТО-1</p> <p>2. Обслуживание контактных соединений</p> <p>3. Подготовка и сдача на госповерку контрольного расходомера (для пунктов учета сжиженных газов)</p> <p>4. Ревизия автоматического пробоотборника</p> <p>5. Снятие, чистка отложений и загрязнений приборов качества</p> <p>6. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>	<p>1. Выполнение работ в объеме ТО-1</p> <p>2. Снятие и установка контрольного расходомера (по необходимости) с оформлением двухстороннего акта</p> <p>3. Регулировка концевых выключателей электроприводов</p> <p>4. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>
Ежегодное техническое обслуживание (ТО-3)	<p>1. Выполнение работ в объеме ТО-2</p> <p>2. Ревизия и измерение сопротивления изоляции контрольных кабелей с оформлением соответствующих документов согласно ПТБ и ПУЭ</p> <p>3. Ревизия, наладка, подготовка и предъявление на госповерку средств измерений</p> <p>4. Комплексная проверка работоспособности пункта учета</p> <p>5. Определение суммарной погрешности и оформление свидетельства (совместно с представителем Госстандарта)</p> <p>6. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>	<p>1. Выполнение работ в объеме ТО-2</p> <p>2. Снятие и установка расходомеров с оформлением двухстороннего акта</p> <p>3. Ревизия и измерение сопротивления изоляции силовых кабелей и контуров заземления с составлением соответствующих документов согласно ПТБ и ПУЭ</p> <p>4. Ревизия и проведение профилактических работ технологического и электротехнического оборудования</p> <p>5. Заполнение документации по техническому обслуживанию</p>
Капитальный	1. Капитальный ремонт средств	1. Капитальный ремонт технологического и электротехнического оборудования

ремонт (КР)	измерений, автоматического пробоотборника, контрольных кабелей. 2. Предъявление на госповерку после капитального ремонта средств измерений 3. Заполнение документации по капитальному ремонту	силовых кабелей 2. Заполнение документации по капитальному ремонту
-------------	---	---

\* Состав работ по капитальному ремонту средств измерений и оборудования пункта учета определяют по дефектной ведомости

16.7. Взаимоотношения и ответственность сторон при обслуживании определяются настоящим документом и договором.

16.7.1. Заказчик обеспечивает:

- обслуживание технологического и электротехнического оборудования пункта учета согласно перечню работ, приведенному в таблице 16.2,
- соблюдение графиков технического обслуживания пунктов учета,
- сохранность средств измерений и оборудования, принадлежащих подрядчику, а также НТД по техническому обслуживанию и метрологическому обеспечению пункта учета,
- демонтаж и монтаж расходомеров и сужающих устройств.

16.7.2. Подрядчик обеспечивает:

- обслуживание средств измерений, входящих в состав пункта учета, согласно перечню работ, приведенному в таблице 16.2,
- соблюдение графиков технического обслуживания пункта учета,
- выдачу заключений о необходимости капитального ремонта средств измерений,
- ремонт отказавших средств измерений с использованием собственного обменного фонда и запасных частей.

16.8. График технического обслуживания коммерческих пунктов учета составляют совместно заказчик и подрядчик на основании графика госповерки средств измерений. График является неотъемлемой частью договора.

16.9. Взаимные претензии заказчика и подрядчика, возникающие в связи с невыполнением договорных обязательств, рассматриваются в установленном законодательством порядке. Претензии заказчика по качеству выполнения технического обслуживания должны быть рассмотрены подрядчиком в трехдневный срок.

16.10. Другие вопросы взаимоотношения сторон, не предусмотренные настоящим документом, определяются сторонами при заключении договора в соответствии с действующим законодательством.

## **17. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА**

17.1. Материальная ответственность руководителей, их заместителей, главных бухгалтеров, руководителей структурных подразделений и служб за ущерб, причиненный неправильной постановкой учета или его отсутствием, устанавливается действующим законодательством.

17.2. Работники, оформленные приказом по предприятию и осуществляющие учетные операции, несут ответственность за достоверность учета нефтяного газа и продуктов его переработки в соответствии с действующим законодательством и должностными инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель предприятия

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.

### **ИНСТРУКЦИЯ по эксплуатации пункта учета (типовая форма)**

Инструкция по эксплуатации пункта учета нефтяного газа и продуктов его переработки должна состоять из следующих разделов.

#### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. Назначение и область применения инструкции (номер и местонахождение пункта учета,

на который распространяется данная инструкция). Это может быть группа пунктов учета, расположенных на одной площадке.

2. Назначение пункта учета (оперативный, коммерческий). Указать предприятия, между которыми производятся приемо-сдаточные операции.

3. Состав пункта учета.

Перечислить входящие в состав пункта учета средства измерения, перечень вспомогательного оборудования.

4. Описание схемы пункта учета.

4.1. Привести технологическую схему пункта учета, описать технологию движения газа и его продуктов, измерения их количества и параметров качества на пункте учета. Привести перечень номеров запорной арматуры, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы при нормальной работе пункта учета нефтяного газа и его продуктов.

4.2. Привести структурную схему средств измерения автоматизации пункта учета и ее описание.

4.3. Привести развернутую схему учета нефтяного газа (продукции) и ее описание. Перечислить номера запорной арматуры на объектах сбора, транспорта и переработки нефтяного газа, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы в целях достижения достоверных учетных операций, предупреждения возможных перетоков.

5. Эксплуатация пункта учета

5.1. Перечень работ, выполняемых оперативным персоналом при обслуживании пункта учета (внешний осмотр средств измерений и вспомогательного оборудования). Устранение мелких неисправностей, контроль за технологическими параметрами режима работы пункта учета нефтяного газа и его продуктов.

5.2. Перечислить технологические параметры, подлежащие контролю: расход, давление, перепад давления, температуру, показания плотномер, влагомера, хроматографа.

5.3. Действия оперативного персонала при регулировании диапазона расхода ( $Q = 100\%$  и  $Q = 30\%$ ).

5.3.1. Указать пределы рабочего диапазона пункта учета, согласованного с покупателем - продавцом с учетом конкретных условий и опыта эксплуатации.

5.3.2. Подробно описать действия операторов по обеспечению режима работы пункта учета нефтяного газа в пределах рабочего диапазона.

5.3.3. Действия операторов по поддержанию давления на входе и выходе пункта учета.

5.4. Периодичность контроля и регистрации технологических параметров, перечисленных в п. 5.2.

5.5. Способ, периодичность отбора проб газа жидких углеводородов, место и способ проведения анализов.

5.6. Порядок записи технологических параметров, результатов измерения и ведения технической документации на пункте учета. Режимный лист (для оперативного персонала). Журнал эксплуатации пункта учета.

5.7. Перечень нормативно-технической документации, обязательной у владельца пункта учета.

6. Пломбирование

6.1. Места установки поверительных клейм и пломб должны быть определены согласно требований существующей нормативно-технической документации.

6.2. Указать место пломбирования запорной арматуры, СИ и предприятие, осуществляющее пломбирование задвижек и СИ.

6.3. При сдаче и приемке каждой смены ответственные представители принимающей - сдающей стороны должны проверить сохранность поверительных клейм, пломб и сделать соответствующую отметку в эксплуатационном журнале.

7. Эксплуатация пункта учета при нарушении нормального режима работы.

7.1. Привести перечень отказов, при которых операторы должны отключать измерительную линию и включить резервную.

7.2. Порядок действия оператора при переходе на резервную линию.

7.3. Привести перечень отказов, при которых эксплуатация пунктов учета продолжается при одновременном ремонте и описать порядок действий оператора.

7.4. Перечень ситуаций, при которых пункт учета должен быть отключен полностью и осуществлен переход на резервную схему учета.

8. Требования к квалификации и составу обслуживающего персонала пункта учета

9. Требования техники безопасности

10. Обязанности обслуживающего персонала

11. Взаимоотношения обслуживающего персонала с организацией, производящей техническое обслуживание.

Начальник службы КИП

\_\_\_\_\_

подпись

Начальник технологической службы

\_\_\_\_\_

подпись

Ответственные исполнители

\_\_\_\_\_

подпись

**АКТ**  
**приема-сдачи нефтяного газа**  
**за "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 19\_\_ г.**

\_\_\_\_\_  
 НГДУ, объединение  
 Представитель \_\_\_\_\_ действующий на основании доверенности № \_\_\_ от "\_\_\_"  
 \_\_\_\_\_ 199\_\_ г. с одной стороны, и представитель \_\_\_\_\_ действующий на  
 основании доверенности № \_\_\_ от "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 199\_\_ г. с другой стороны составили  
 настоящий акт, в том, что первый сдал, а второй принял по пункту учета \_\_\_\_\_  
 нефтяной газ \_\_\_\_\_  
 количество м<sup>3</sup> цифрами и прописью  
 настоящий акт с прилагаемым паспортом качества № \_\_\_ от "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 199\_\_ г.  
 и расчетным листом № \_\_\_\_\_ г. от "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 199\_\_ г. является основанием для  
 денежных расчетов.

Сдал \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ должность \_\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ подпись

Принял \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ должность \_\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ подпись

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

**ПАСПОРТ №**  
**на сдаваемый нефтяной газ "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 199\_\_ г.**

\_\_\_\_\_  
 Наименование пункта приема-сдачи (узла учета)

1. Отбор проб произведен \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ наименование организации
2. Условия и параметры газа при отборе проб \_\_\_\_\_
3. Место отбора проб газа \_\_\_\_\_
4. Организация производившая анализ газа \_\_\_\_\_
5. Метод и средств анализа \_\_\_\_\_
6. Результаты анализа \_\_\_\_\_
- |   | мол. доля, % | массовая доля, % |
|---|--------------|------------------|
| Компоненты  |              |                  |
| Метан СН <sub>4</sub>   |              |                  |
| Этан С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>  |              |                  |
| Пропан С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>  |              |                  |
| Изобутан С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>   |              |                  |
| К-бутан С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>  |              |                  |
| Изо-пентан С <sub>6</sub> Н <sub>12</sub>                                       |              |                  |
| К-пентан С <sub>6</sub> Н <sub>12</sub>   |              |                  |
| Сумма гексанов С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>                                   |              |                  |
| Молекулярная масса _____  |              |                  |
| Плотность при 20°C и при 0,1013 МПа _____                                       |              |                  |
| Влажность при рабочих условиях _____  |              |                  |
| Содержание: Н <sub>2</sub> S _____, СО <sub>2</sub> _____, N <sub>2</sub> _____ |              |                  |
| Теплотворная способность при 20°C и 0,1013 МПа _____                            |              |                  |
- Начальник лаборатории \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ подпись
- Анализ производили: \_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**ПАСПОРТ №**  
**на сдаваемый жидкий продукт**  
**"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 1990 г.**

Наименование показателей	Показатель качества		НТД
	по НТД	фактически	
(пример) 1. Углеводородный состав, % по массе - сумма углеводородов С <sub>1</sub> -С <sub>2</sub> не более	3	-	НТД  ТУ 38.101.524-83

- пропан не менее	15	30
- сумма углеводородов C <sub>4</sub> -C <sub>5</sub> не менее	45	60
- сумма углеводородов C <sub>6</sub> +в не более	11	10
2. Содержание сероводорода и меркаптановой серы % по массе не более	0,025	0,02
в т. ч. сероводорода, не более	0,003	0,002
3. Содержание взвешенной воды	отс.	отс.
4. Содержание щелочи	отс.	отс.
5. Внешний вид	бесцветная прозрачная жидкость	
6. Удельный вес при температуре 20°C, в кг/м <sup>3</sup> Марка ШФЛУ "А"	-	560

Начальник лаборатории \_\_\_\_\_

Лаборант \_\_\_\_\_

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5

### РАСЧЕТНЫЙ ЛИСТ № \_\_\_\_\_ определения количества за " \_\_ " \_\_\_\_\_ 199 г.

Среднее значение	Шифр измерительных линий
	Линия А и т.д.
	Расчетное управление
	Результаты расчетов

$P_{из}$ , Па	- среднее избыточное давление
$P_б$ , Па	- барометрическое давление
$P$ , Па	- абсолютное давление
$t$ , °C	- средняя температура газа
$T = 273,15 + t$ , К	- абсолютная температура газа
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	- плотность газа при нормальных условиях
$k$	- коэффициент сжимаемости, планометрическое число
$k_p$	- поправочный коэффициент на плотность
$k_v$	- поправочный коэффициент на влажность
$k_{PT}$	- поправочный коэффициент на давление и температуру
$k_\alpha$	- поправочный коэффициент на расширение
$Q_{н}$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут. – суточный объем газа	

Суммарное за сутки количество газа \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>/сут.

Обработку диаграмм и расчет выполнил \_\_\_\_\_

" \_\_ " \_\_\_\_\_ 199 г.

Проверил \_\_\_\_\_  
подпись

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### НАКЛАДНАЯ № \_\_\_\_\_ на отпуск газа на технологические и собственные нужды

" \_\_ " \_\_\_\_\_ 199 г.

Кому \_\_\_\_\_  
наименование подразделения получателя

Через кого \_\_\_\_\_  
должность, Ф.И.О.

Основание \_\_\_\_\_

Количество газа, тыс. м <sup>3</sup>		План за тыс. м <sup>3</sup> /руб.	Сумма, руб.
Подлежит отпустить	отпущено		
1	2	3	4

Отпуск разрешил \_\_\_\_\_

Рук. предприятия  
Гл. (ст.) бухгалтер



**ПРИЛОЖЕНИЕ 7****ПЕРЕЧЕНЬ  
нормативно-технической документации, используемой при организации  
и ведении учета нефтяного газа и продуктов его переработки**

1. ГОСТ 8.001-80. Организация и порядок проведения государственных испытаний средств измерений.
2. ГОСТ 8.513-84. Проверка средств измерений. Организация и порядок проведения.
3. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
4. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
5. ГОСТ 8.383-80. Государственные испытания средств измерений. Основные положения.
6. ГОСТ 17310-86. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.
7. ГОСТ 17921-78. Газы углеводородные сжиженные. Метод отбора проб.
8. ГОСТ 23781-83. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.
9. ГОСТ 26969-86. Диафрагмы для измерения жидкостей и газов стандартные. Технические условия.
10. ГОСТ 8.361-79. Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы.
11. ОСТ 39-237-89. Отраслевая система единства измерений. Метод определения углеводородного и неорганического состава нефтяного газа.
12. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными устройствами.
13. РД 39-5-770-82. Инструкция по определению количества нефти на автоматизированных узлах учета нефти с турбинными счетчиками при расчетно-расчетных операциях.
14. РД 50-411-83. Методические указания. Расход жидкости и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных устройств.
15. РД 39-0148311-505-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов.
16. РД 39-0147035-225-88 "Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр".
17. РД 50-194-80. Методические указания. Аттестация аналитических лабораторий, предприятий и организаций. Общие положения.
18. РД 39-0147103-344-86. Правила технологической эксплуатации системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа.
19. РД 39-0147103-307-89. Временная инструкция по учету ШФЛУ на продуктопроводе "Западная Сибирь-Урало-Поволжье".
20. РД 39-0148306-405-87. Методика измерения расхода концевых ступеней сепарации.
21. РД 39-1-1213-84. Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа при сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании.
22. РД 39-30-1024-84. Инструкция по учету нефти на магистральных нефтепроводах.
23. РД 39-0148306-422-89. Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа.
24. РД 39-0148306-413-88. Методика расчета неорганизованных выбросов газоперерабатывающих установок.
25. РД 39-4701482-224-88. Методика учета газа, добываемого через нефтяные скважины при разработке нефтяных и газонефтяных залежей с применением газовых и газодыхных методов повышения нефтеотдачи и бескомпрессорного газлифта.
26. РД 39-0148306-409-88. Методика оперативного промыслового контроля ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр.
27. МИ 1325-86. Методические указания. Метрологическая экспертиза конструкторской и технологической документации. Основные положения и задачи.
28. Методика расчета норм потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья на объектах газопереработки Миннефтепрома, ВНИПИГазпереработка. 1989 г.

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. Общие положения
2. Определение ресурсов нефтяного газа
3. Классификация пунктов учета нефтяного газа и продуктов его переработки
4. Требования к пунктам учета
5. Порядок определения качества нефтяного газа и продуктов его переработки

6. Определение расхода нефтяного газа и количества продуктов его переработки
7. Эксплуатация пунктов учета
8. Оформление документов по коммерческому учету
9. Порядок отпуска и учета нефтяного газа на технологические и собственные нужды
10. Расчет технологических и минимально-допустимых остатков конденсата и жидких продуктов переработки нефтяного газа
11. Учет технологических потерь нефтяного газа и продуктов его переработки
12. Порядок расчета массы жидких продуктов в трубопроводах
13. Инвентаризация нефтяного газа и продуктов его переработки
14. Порядок составления материального баланса
15. Метрологическое обеспечение учета
16. Организация технического обслуживания и капитального ремонта пунктов учета
17. Ответственность работников по организации учета нефтяного газа

Приложение:

1. Инструкция по эксплуатации пункта учета
2. Акт приема-сдачи нефтяного газа
3. Паспорт на сдаваемый нефтяной газ
4. Паспорт на сдаваемый жидкий продукт
5. Расчетный лист
6. Накладная
7. Перечень НТД на пунктах учета.