МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)
Государственный научный метрологический центр

УТВЕРЖДАЮ
Зам. директора ФГУП ВНИИР
по научной работе направления 1
И.И. Фишман
22 марта 2010 г.

# РЕКОМЕНДАЦИЯ

# ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

# МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Основные положения

МИ 3275 - 2010

Казань
2010

gost.e-ecolog.ru

## Предисловие

| | |
|---|---|
| 1 РАЗРАБОТАНА | Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии (ФГУП ВНИИР) |
| 2 УТВЕРЖДЕНА | ФГУП ВНИИР «23» марта 2010 г. |
| 3 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА | ФГУП ВНИИМС «30» марта 2010 г. |
| 4 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ | |

Настоящая рекомендация не может быть полностью и (или) частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП ВНИИР и ОАО «АК «Транснефтепродукт».

**Содержание**


1 Область применения ..... 1
2 Нормативные ссылки ..... 1
3 Термины и определения ..... 3
4 Обозначения и сокращения ..... 5
5 Общие положения ..... 6
6 Порядок приема и сдачи нефтепродуктов..... 6
7 Определение массы нефтепродуктов с применением систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов..... 8
8 Определение массы нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости ..... 11
8.1 Определение массы нефтепродуктов в мерах вместимости ..... 11
8.2 Определение массы нефтепродуктов в мерах полной вместимости... 16
9 Определение массы нефтепродуктов при отгрузке в танки наливных судов ..... 17
10 Определение массы нефтепродуктов при отгрузке в железнодорожные цистерны..... 18
11 Определение массы нефтепродуктов в нефтепродуктопроводах..... 18
11.1 Расчет массы односортного нефтепродукта в линейной части трубопровода ..... 18
11.2 Расчет массы нефтепродукта, находящегося в технологическом трубопроводе ..... 20
11.3 Расчет массы нефтепродукта, находящегося в технологическом оборудовании ..... 21
11.4 Расчет массы нефтепродуктов при последовательной транспортировке ..... 21
11.5 Расчет массы нефтепродуктов при длительном простое отводов и участков магистральных нефтепродуктопроводов ..... 22
12 Инвентаризация нефтепродуктов в организациях ОАО «АК Транснефтепродукт» ..... 22
13 Оформление документов о приеме и сдаче нефтепродуктов..... 25
14 Определение потерь нефтепродуктов и их оформление ..... 26
15 Порядок разработки отчетов и исполнительных балансов ..... 28
16 Отпуск нефтепродуктов в качестве топлива и на другие технологические нужды ..... 28
17 Особенности оформления отчетной документации при приеме-сдаче нефтепродуктов на экспорт ..... 29
18 Учет нефтепродуктов при последовательной транспортировке по магистральным нефтепродуктопроводам ..... 30
18.1 Учет партий нефтепродуктов в линейной части магистральных нефтепродуктопроводов и резервуарных парках при последователь ной транспортировке ..... 30
18.2 Определение и учет количества нестандартного нефтепродукта ..... 32

Приложение А (обязательное) Формы актов приема-сдачи нефтепродукта для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме ..... 33
Приложение Б (обязательное) Формы актов приема-сдачи нефтепродукта для оформления валовых объемов нефтепродукта ..... 35

Приложение В (обязательное) Форма сводного акта приема-сдачи нефтепродукта (при отгрузке железнодорожным и автомобильным транспортом) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме ..... 38
Приложение Г (обязательное) Форма паспорта продукции ..... 39
Приложение Д (обязательное) Таблицы значений поправочных коэффициентов на вместимость трубопровода ..... 40
Приложение Е (справочное) Пример расчета массы нефтепродукта в линейной части трубопровода..... 49
Приложение Ж (обязательное) Расчет коэффициента заполнения Кз для самотечного участка ..... 51
Приложение И (обязательное) Форма актов инвентаризации нефтепродуктов..... 54
Приложение К (обязательное) Форма сводной ведомости инвентаризации нефтепродуктов..... 58
Приложение Л (обязательное) Форма сличительной ведомости инвентаризации нефтепродуктов ..... 59
Приложение М (обязательное) Форма журнала учета приемо-сдаточных актов ..... 60
Приложение Н (обязательное) Форма журнала регистрации показаний средств измерений ..... 61
Приложение П (обязательное) Форма акта определения потерь нефтепродуктов при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепродуктопроводов, а также при выводе из эксплуатации участков нефтепродуктопровода ..... 62
Приложение Р (обязательное) Форма акта приема – сдачи нефтепродуктов на собственные нужды..... 64
Приложение С (обязательное) Форма сведений об отпуске нефтепродуктов на собственные нужды ..... 65
Приложение Т (обязательное) Форма акта на перечисление нефтепродук - тов от смешения при их последовательной транспортировке по нефтепродуктопроводу..... 66
Приложение У (обязательное) Форма Инструкции по эксплуатации СИКН... 67
Библиография ..... 71

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения
единства измерений

# МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Основные положения

МИ 3275 - 2010

**Дата введения в действие:**

**2010- -**

## 1 Область применения

1.1 Настоящая рекомендация устанавливает основные положения и порядок организации метрологического обеспечения учета массы нефтепродуктов, а также порядок учета нефтепродуктов, проведения учетно-расчетных операций и оформления исполнительных балансов движения нефтепродуктов при их транспортировке по системе магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт».

1.2 Настоящая рекомендация предназначена для юридических лиц всех форм собственности, участвующих в операциях сдачи и приема нефтепродуктов при их транспортировке по системе магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт».

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей рекомендации использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.346-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 8.587-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений*

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия

* Данный документ не применим на территории Российской Федерации

ГОСТ 29329-92 Весы для статического взвешивания. Общие технические требования

ГОСТ 30414-96 Весы для взвешивания транспортных средств в движении. Общие технические требования

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.569-98 Государственная система обеспечения единства измерений. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки

ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

ГОСТ Р 52659-2006 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб

ПМГ 65-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Цистерны железнодорожные. Общие требования к методикам поверки объемным методом

ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

РД 50-156-79 Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 $м^3$ геометрическим методом

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

РД 153-39.4-034-98 Инструкция по контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов на предприятиях трубопроводного транспорта

РД 153-39.4-070-01 Временные нормы потерь нефтепродуктов при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепродуктопроводов

РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз

МИ 2174-91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2579-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары (танки) речных и морских наливных судов. Методика поверки объемным методом

МИ 2676-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения

МИ 2778-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары железобетонные вертикальные. Методика поверки объемным методом

МИ 2800-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Вместимость технологических нефтепродуктопроводов. Методика выполнения измерений геометрическим методом

МИ 2801-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Вместимость магистральных нефтепродуктопроводов. Методика выполнения измерений геометрическим методом

МИ 2823-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефтепродуктов при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром. Программа (таблицы) приведения плотности нефтепродуктов к заданной температуре

ОР-13.020.40-ТНП-025-09 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое расследование и учет аварий, нештатных ситуаций и отказов на объектах магистральных нефтепродуктопроводов

РД-08.00-74.30.10-КТН-001-1-03 Рекомендация. Испытательные лаборатории, осуществляющие контроль качества нефти при приемо-сдаточных операциях. Основные требования.

Примечание – При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом 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 настоящей рекомендации применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **грузоотправитель:** Сторона по договору об оказании услуг по транспортировке нефтепродукта.

3.2 **грузополучатель:** Организация, являющаяся получателем нефтепродукта в пункте назначения и подписывающая акты приема-сдачи.

3.3 **документальные остатки нефтепродуктов грузоотправителей:** Расчетные остатки нефтепродуктов грузоотправителей, определяемые исходя из остатков нефтепродуктов на начало отчетного периода, количества принятого нефтепродукта в систему магистральных нефтепродуктопроводов, количества сданного нефтепродукта конечным грузополучателям, с учетом потерь нефтепродуктов, рассчитанных в соответствии с маршрутными нормами.

3.4 **испытательная (аналитическая) лаборатория нефтепродуктов:** Лаборатория, осуществляющая контроль качества нефтепродуктов.

3.5 **маршрут:** Направление, определяющее транспортировку нефтепродуктов в системе магистральных нефтепродуктопроводов от пункта отправления до пункта сдачи (отгрузки).

3.6 **маршрутное поручение (телеграмма): Поручение ОАО «АК «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефтепродукт») ОСТ на транспортировку нефтепродукта грузоотправителя (заказчика).**

3.7 **мера вместимости:** Средство измерений объема нефтепродуктов, имеющее свидетельство о поверке и градуировочную таблицу (резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов).

3.8 **мера полной вместимости:** Средство измерений объема нефтепродуктов, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автомобильные цистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны).

3.9 **нефтепродукт:** Готовый продукт, полученный после переработки нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья, удовлетворяющий всем требованиям нормативно-технической документации.

3.10 **организации системы «Транснефтепродукт»:** Организации, осуществляющие на основании устава и/или гражданско-правового договора деятельность, связанную с транспортировкой по магистральным трубопроводам нефтепродуктов и/или любую из таких функций, как обеспечение работоспособности (эксплуатации); финансовой стабильности; безопасности; социального и/или информационного обеспечения деятельности объектов/предприятий магистрального трубопроводного транспорта, если ОАО «АК «Транснефтепродукт» и/или его дочерние общества являются учредителями, либо участниками (акционерами), владеющими в совокупности более чем 20 процентами долей (акций и т.п.), обеспечивающие эксплуатацию (обслуживание) магистральных нефтепродуктопроводов, привлекаемые ОАО «АК «Транснефтепродукт» на основании гражданско-правовых договоров.

3.11 **партия нефтепродукта:** Любое количество нефтепродукта одной марки, однородного по показателям качества, сопровождаемое одной или несколькими маршрутными телеграммами.

3.12 **паспорт продукции:** Документ, являющийся обязательным приложением к акту приема-сдачи нефтепродуктов.

3.13 **переходящий остаток нефтепродукта грузоотправителей:** Остаток нефтепродукта, принятого в систему магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт» от грузоотправителей на основании маршрутных телеграмм, но не сданный конечному грузополучателю.

3.14 **приемо-сдаточный пункт:** Пункт по учету количества и оценке качества нефтепродуктов, на котором подразделения принимающей и сдающей нефтепродукты сторон выполняют операции приема-сдачи нефтепродуктов.

3.15 **производитель:** Нефтеперерабатывающее предприятие, осуществляющее производство нефтепродуктов.

3.16 **промежуточный приемо-сдаточный пункт:** Пункт приема-сдачи между смежными производственными отделениями, акционерными обществами ОАО «АК «Транснефтепродукт», обеспечивающими эксплуатацию (обслуживание) магистральных нефтепродуктопроводов.

3.17 **пункт назначения:** Конечный приемо-сдаточный пункт маршрута транспортировки (пункт сдачи или отгрузки нефтепродукта).

3.18 **пункт отправления:** Начальный приемо-сдаточный пункт маршрута транспортировки (пункт приема нефтепродукта от грузоотправителя).

3.19 **система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов:** Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы нефтепродуктов, и предназначенная для:

– измерения объема и/или массы, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;

– автоматической и ручной обработки результатов измерений;

– индикации и регистрации результатов измерений и результатов их

обработки.

3.20 **система обработки информации:** Вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефтепродуктов, измеренных первичными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

3.21 **собственный нефтепродукт акционерных обществ ОАО «АК «Транснефтепродукт», обеспечивающих эксплуатацию (обслуживание) магистральных нефтепродуктопроводов:** Нефтепродукт, находящийся на балансе обществ магистральных нефтепродуктопроводов на основании прав владения, пользования и распоряжения. Собственный нефтепродукт акционерных обществ ОАО «АК «Транснефтепродукт» включает технологический остаток и товарный остаток.

3.22 **средство измерений:** Техническое средство, предназначенное для измерений.

3.23 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре 20 °С или 15 °С и избыточному давлению 0 МПа.

3.24 **технологический остаток:** Количество нефтепродукта в нефтепродуктопроводах и резервуарах, необходимое для осуществления непрерывного технологического процесса перекачки нефтепродукта.

3.25 **товарный остаток собственного нефтепродукта:** Остаток собственного нефтепродукта, предназначенный для реализации, расходов на собственные нужды в качестве топлива и другие технологические нужды.

3.26 **транспортировка:** Совокупность операций, включающая в себя операции приема нефтепродуктов на начальном приемо-сдаточном пункте, перекачку по системе магистральных нефтепродуктопроводов, сдачу на конечном приемо-сдаточном пункте, слив, налив и перевалку.

3.27 **учетная операция:** Операция, проводимая поставщиком и потребителем или сдающей и принимающей сторонами, заключающаяся в определении массы нефтепродукта для последующих расчетов, при инвентаризации и арбитраже.

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящей рекомендации использованы следующие обозначения и сокращения:

АЗС - автомобильная заправочная станция;
АСУ - автоматизированная система учета;
БИК - блок измерений показателей качества;
ВА - вторичная аппаратура;
ГОСТ - межгосударственный стандарт;
ГОСТ Р - национальный стандарт Российской Федерации;
ГПС - головная перекачивающая станция;
ГСМ - горюче-смазочные материалы;
ГТД - грузовая таможенная декларация;
ИЛ - измерительная линия;
КМХ - контроль метрологических характеристик;
ЛПДС - линейная производственно-диспетчерская станция;
МНПП - магистральный нефтепродуктопровод;
МТК - место таможенного контроля;
НП – наливной пункт;

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод;
ОСТ - организации системы «Транснефтепродукт»;
ПО - производственное отделение;
ПП - преобразователь плотности;
ППС - промежуточная перекачивающая станция;
ПР - преобразователи объемного расхода;
ПС - перекачивающая станция;
ПСП - приемо-сдаточный пункт;
ПУ - поверочная установка;
РВС - резервуар вертикальный стальной;
СИ - средство измерений;
СИКН - система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;
ТОР - техническое обслуживание и ремонт;
ТР - технический регламент;
СОИ - система обработки информации;
ТТО - товарно-транспортный отдел;
ТУ - технические условия.

## 5 Общие положения

5.1 ОАО «АК «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефтепродукт») осуществляет транспортировку нефтепродуктов на основании договоров, заключаемых с грузоотправителями (заказчиками).

5.2 Транспортировку нефтепродуктов осуществляют партиями.

5.3 Каждый маршрут включает пункт отправления и пункт назначения.

## 6 Порядок приема и сдачи нефтепродуктов

6.1 Учет нефтепродуктов осуществляется по массе нетто в тоннах, с точностью до третьего знака после запятой.

6.2. Требования к нефтепродуктам по ГОСТам, техническим регламентам, техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации [1], и по РД 153-39.4-034-98.

6.3 При приеме и сдаче партии нефтепродукта на ПСП определяют его массу и показатели качества. По результатам определений оформляют акты приема-сдачи нефтепродукта в соответствии с приложениями А, Б, В и паспорт продукции в соответствии с приложением Г. Кроме того, при отгрузке нефтепродуктов морским, речным и железнодорожным транспортом оформляют коносамент и накладную в соответствии с правилами, установленными на этом виде транспорта. Сведения, отраженные в коносаменте и в железнодорожных накладных, соответствуют данным в актах приёма-сдачи.

Прием и сдачу нефтепродуктов осуществляют уполномоченные представители принимающей и сдающей сторон, назначаемые приказами по предприятиям. Полномочия должностных лиц, подписывающих акты приема-сдачи, оформляют доверенностями. Подлинники доверенностей или нотариально заверенные копии находятся у представителей сдающей и принимающей сторон.

6.4 Если при приеме нефтепродукта в систему МНПП лаборатория ЛПДС (ПС) по пробам, отобранным из трубопровода в процессе перекачивания, обнаруживает поступление нефтепродукта, несоответствующего паспортным данным или условиям договора, то извещаются диспетчеры ОСТ и НПЗ и прием нефтепродукта прекращается. Прием нефтепродукта возобновляется с разрешения диспетчера ОСТ после устранения причин появления нестандартного нефтепродукта. Порядок взаимодействия (взаимоотношений) ОСТ и НПЗ на случай поступления нестандартного нефтепродукта должен регламентироваться договором (соглашением, инструкцией). Порядок восстановления качества нестандартного нефтепродукта регламентируют договором (соглашением, инструкцией) по взаимодействию (взаимоотношению).

6.5 Для обеспечения технологического процесса транспортировки нефтепродуктов по МНПП методом последовательной перекачки может производиться накопление нефтепродуктов одной марки, вида, сорта.

6.6 Измерения массы нефтепродуктов на ПСП при транспортировке по МНПП проводят следующими методами по ГОСТ Р 8.595, ГОСТ 8.587:

- прямым методом динамических измерений;
- косвенным методом динамических измерений;
- прямым методом статических измерений;
- косвенным методом статических измерений;
- косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе.

6.7 Нормы погрешности измерений массы нефтепродуктов: по ГОСТ Р 8.595, ГОСТ 8.587.

6.8 Технологическую обвязку и запорную арматуру СИКН содержат технически исправными и не допускают перетока и утечки нефтепродуктов. При этом контроль отсутствия утечек обеспечивается с помощью запорной арматуры с контролем утечек, врезных вентилей, установкой заглушек, применяемой при проведении контроля метрологических характеристик расходомеров.

6.9 Отбор проб нефтепродуктов проводят по ГОСТ 2517. Испытания нефтепродуктов проводят в аккредитованной испытательной (аналитической) лаборатории сдающей или принимающей стороны, входящей в состав соответствующего ПСП. Требования к испытательной лаборатории: по РД-08.00-74.30.10-КТН-001-1-03, в части определений показателей качества нефтепродуктов и методов проведения анализов применяется РД 153-39.4-034-98.

Расчет расхода через пробозаборное устройство для обеспечения изокинетичности пробоотбора приводят в инструкции по эксплуатации СИКН.

6.10 При учетных операциях запрещается:

- производить прием и выдачу нефтепродукта одновременно из одного и того же резервуара;
- использовать резервуары, срок действия градуировочных таблиц которых закончился;
- использовать системы измерений массы нефтепродуктов в резервуарных парках или СИКН в случае отсутствия или окончания срока действия свидетельств об их поверке.

6.11 При приеме и сдаче качество нефтепродуктов должно соответствовать нормативным документам и подтверждаться паспортом продукции завода-изготовителя с информацией о сертификате (или декларации) соответствия.

Юридическое лицо, выдавшее паспорт, гарантирует и несет ответственность за качество нефтепродукта и достоверность указанных в паспорте показателей, определяемых в объеме требований нормативных документов на данный

нефтепродукт. В процессе транспортировки и сдачи для проверки и (или) подтверждения значений показателей качества требованиям нормативных документов аккредитованные / аттестованные (имеющие свидетельства об оценке состояния измерений) испытательные (аналитические) лаборатории выдают паспорта продукции по результатам проведенных ими анализов.

6.12 Качество нефтепродукта определяют стандартизованными методами. Перечень контролируемых показателей установлен в РД 153-39.4-034-98. Определение показателей качества нефтепродукта может быть проведено с применением анализаторов, прошедших испытания в целях утверждения типа в соответствии с порядком проведения испытаний в целях утверждения типа, утвержденным приказом Минпромторга России [2]. Погрешность анализаторов не должна превышать погрешность стандартизованных методов. При применении автоматизированных анализаторов, в которых методики измерений реализованы аттестованными алгоритмами и программными средствами, разработку и аттестацию дополнительных методик измерений не осуществляют. Пробы для определения показателей качества нефтепродуктов отбирают в соответствии с ГОСТ 2517.

6.13 Арбитражную (контрольную) пробу нефтепродукта хранят в соответствии с ГОСТ 2517 и ГОСТ 1510. При разногласиях в оценке показателей качества нефтепродукта, возникших после приемо-сдаточных испытаний и в срок не более срока хранения арбитражной пробы, проводят испытания (вскрытие) арбитражной пробы. Решение об испытании арбитражной пробы нефтепродукта принимают на основании письменного заявления одной из сторон с указанием причины, вызвавшей разногласие и при согласовании принимающей и сдающей нефтепродукт сторон. Снятие с хранения арбитражной пробы нефтепродукта проводят в присутствии принимающей и сдающей сторон с оформлением акта снятия с хранения арбитражной пробы нефтепродукта, подписанного уполномоченными лицами от принимающей и сдающей стороны и соответствующей записи в журнале хранения арбитражных проб. Испытания проводят в независимой лаборатории, определенной соглашением сторон. Результаты, полученные при испытании арбитражной пробы, считают окончательными.

6.14 Количество сданных и принятых нефтепродуктов на ПСП измеряют по СИКН и мерам вместимости каждые два часа, посменно и ежесуточно по состоянию на 24 часа московского времени.

## 7 Определение массы нефтепродуктов с применением систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов

7.1 Массу принятого и сданного нефтепродукта с применением СИКН (основная схема учета) определяют:

- косвенным методом динамических измерений с применением преобразователей объёмного расхода (далее – ПР), включая ультразвуковые, и поточных преобразователей плотности;
- прямым методом динамических измерений с применением массомеров.

7.2 При измерениях массы нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений с применением ПР, включая ультразвуковые, и поточных преобразователей плотности регистрируют результаты измерений:

- объема нефтепродукта, м$^3$, измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;
- объема нефтепродукта, м$^3$, приведенного к стандартным условиям, изме-

ренного СИКН;

- плотности нефтепродукта, кг/м$^3$, измеренной поточным плотномером, приведенной к стандартным условиям и к условиям измерений объема;

- температуры нефтепродукта, °С, измеренной преобразователем температуры;

- давления нефтепродукта, МПа, в измерительной линии, измеренного преобразователем давления;

- массы нефтепродукта, т, измеренной по каждой измерительной линии и всей СИКН.

При измерениях косвенным методом динамических измерений, массу нефтепродукта вычисляют по ГОСТ Р 8.595, ГОСТ 8.587 как произведение объёма и плотности нефтепродукта, приведённых к стандартным условиям или как произведение объёма и плотности нефтепродукта, приведённой к условиям измерений объема.

При определении объема нефтепродукта применяют ПР (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и температуры, СОИ. Приведение плотности к стандартным условиям или к условиям измерения объема проводят по алгоритмам или таблицам МИ 2823-2003.

При определении плотности нефтепродукта применяют поточные преобразователи плотности, преобразователи давления и температуры, СОИ.

На каждой измерительной линии устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр. На выходном коллекторе СИКН– преобразователь давления и манометр.

7.3 При измерениях прямым методом динамических измерений массу нефтепродукта (в тоннах) измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений каждым рабочим массомером и всей СИКН.

7.4 Алгоритм измерений и программу обработки результатов измерений излагают в методике измерений, разработанной и аттестованной индивидуально в соответствии с ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 8.595, ГОСТ 8.587, МИ 2174-91, МИ 2676-2001.

7.5 Конкретные условия эксплуатации, порядок организации измерений массы нефтепродуктов излагают в «Инструкции по эксплуатации СИКН», разработанной для каждой СИКН в соответствии с приложением У.

7.6 Метрологические характеристики СИКН нормируют для каждого канала. Программы, реализуемые вычислительным комплексом системы, подлежат метрологической аттестации в соответствии с МИ 2174-91, МИ 2676-2001.

7.7 В случае отказа СИКН осуществляют переход на резервную схему учета.

Переход на резервную схему учета нефтепродуктов осуществляют в случаях:

- одновременного отказа ПР, фильтров или струевыпрямителей на рабочей и резервной ИЛ или нескольких рабочих ИЛ, если расход, через одну исправную ИЛ из оставшихся превышает допустимые пределы рабочего диапазона ПР согласно свидетельству о его поверке;

- падения давления после ПР ниже установленного нормируемого значения, указанного в инструкции по эксплуатации СИКН;

- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановку СИКН, - по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон;

- отключения электроэнергии (при отсутствии резервирования электроснабжения);

- наличия утечек нефтепродуктов через задвижки (или отказ), установленные на байпасном трубопроводе СИКН;

- аварийных ситуаций, при которых эксплуатация СИКН невозможна (пожар и т.д.).

Решение о переходе на резервную схему учета принимает оперативный персонал сдающей и принимающей сторон по согласованию со своими вышестоящими инстанциями.

За минимальное время от момента отказа (или последнего зафиксированного значения количества нефтепродуктов) до перехода на резервную схему учета, количество перекаченного нефтепродукта определяют расчетным путем, при этом параметры потока (давление, температуру, плотность нефтепродукта) принимают равными средним значениям за последние два часа, значение расхода нефтепродукта при этом принимают равным зафиксированному значению за последний отчетный период при неизменном режиме перекачки, и оформляют акт, составленный комиссионно.

7.8 Проведение учетных операций с применением СИКН при отсутствии свидетельства о поверке СИ СИКН или окончания срока их действия запрещается.

7.9 Вновь вводимые в эксплуатацию (выпускаемые) СИКН подлежат испытаниям в целях утверждения типа в соответствии с порядком проведения испытаний в целях утверждения типа [2], утвержденным приказом Минпромторга России, иметь свидетельство об утверждении типа с указанием регистрационного номера типа, выданное в соответствии с порядком выдачи свидетельств [3], утвержденным приказом Минпромторга России.

7.9.1 СИ подлежат первичной и периодической поверкам в установленном законодательством Российской Федерации порядке органами Государственной метрологической службы или аккредитованными метрологическими службами юридических лиц при выпуске из производства или ремонта, при ввозе по импорту и эксплуатации в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 и других нормативных документов.

7.9.2 Периодическую поверку СИ рекомендовано проводить по графикам владельца СИКН, согласованным с руководителем метрологической службы, осуществляющей поверку СИ, с представлением копий графиков (или выписок из графиков) принимающей, сдающей сторонам и организации, проводящей техническое обслуживание. Периодическую поверку СИ рекомендовано проводить не реже:

| | |
|---|---|
| - весов | - 1 раза в 2 года; |
| - мерников | - 1 раза в 2 года; |
| - мерников с весами, установленными стационарно и предназначенных для поверки ПУ | - 1 раза в 2 года; |
| - стационарных поверочных установок | - 1 раза в 2 года; |
| - передвижных ПУ | - 1 раза в год; |
| - контрольных ПР | - 1 раза в год; |
| - эталонных ПР | - 1 раза в год; |
| - пикнометров | - 1 раза в год; |
| - эталонных плотномеров | - 1 раза в год; |
| - ПР (в т.ч. массомеров), ПП, преобразователей давления и температуры, манометров, установленных на ИЛ и в БИК, вторичной аппаратуры ПР, суммирующих приборов, СОИ | - 1 раза в год; |

| | |
|---|---|
| - стеклянных термометров, установленных на ИЛ и в БИК | - 1 раза в три года; |
| - уровнемеров, применяемых в резервной системе учета нефтепродуктов | - согласно описанию типа |
| - резервуаров (стальных вертикальных, горизонтальных, железобетонных), применяемых в резервной системе учета нефтепродуктов | - 1 раза в пять лет |

В обоснованных случаях изменение межповерочного интервала СИ производят по согласованию с организациями, проводившими испытания данного СИ с целью утверждения типа.

7.9.3 Расходомеры, установленные в БИК, их ВА, если расходомер применяется в комплекте, дифференциальные манометры и манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах, и другие СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефтепродукта, калибруют не реже 1 раза в год.

7.9.4 Внеочередную поверку СИ, входящих в состав СИКН, рекомендуется проводить в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94, а преобразователей расхода, массомеров и поточных преобразователей плотности – дополнительно в случае получения отрицательных результатов при текущем КМХ.

7.9.5 Методики измерений массы разрабатывают и утверждают в соответствии с ГОСТ Р 8.563 с оформлением свидетельства об аттестации и дальнейшей регистрацией в установленном порядке.

7.10 В актах приема-сдачи основные измеренные параметры отражают с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 1.

Таблица 1

| Параметр (характеристика) | Единица величины | Число цифр после запятой |
|---|---|---|
| Температура | °С | 1 |
| Давление | МПа | 2 |
| Плотность | кг/м$^3$ | 1 |
| Масса | тонна | 3 |
| Объем | м$^3$ | 3 |

7.11 Определение показателей качества нефтепродуктов проводят в соответствии с 6.12 настоящей рекомендации.

7.12 В межповерочном интервале проводят КМХ рабочих ПР согласно графикам. Порядок разработки, утверждения и согласования графика регламентируется в «Инструкции по эксплуатации СИКН». Графики проведения КМХ разрабатывают с учетом межконтрольного интервала ПР.

7.12.1. Для вновь построенной СИКН и после реконструкции СИКН с заменой ПР до ввода СИКН в промышленную эксплуатацию определяют межконтрольный интервал проведения КМХ ПР.

## 8 Определение массы нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости

### 8.1 Определение массы нефтепродуктов в мерах вместимости

8.1.1 Массу нефтепродуктов в мерах вместимости определяют:

- косвенным методом статических измерений;
- прямым методом статических измерений;
- косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе.

8.1.2 Резервуары подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации - периодической поверке. в соответствии с ГОСТ 8.570, ГОСТ 8.346 и РД 50-156-79.

8.1.3 Поверку резервуаров проводят аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели. Работы должны проводиться под контролем представителей метрологических служб принимающей и сдающей сторон.

8.1.4 Результаты поверки резервуара оформляют свидетельством о поверке по форме, установленной национальной (государственной) метрологической службой.

8.1.5 К свидетельству о поверке прилагают градуировочную таблицу, которая должна быть рассчитана и составлена для резервуаров:

- стальных горизонтальных цилиндрических номинальной вместимостью от 3 до 200 $м^3$ – в соответствии с ГОСТ 8.346;
- стальных вертикальных цилиндрических номинальной вместимостью от 100 до 100000 $м^3$ – в соответствии с ГОСТ 8.570.

8.1.6 Градуировочные таблицы на резервуары должны быть утверждены руководителем организации национальной (государственной) метрологической службы или руководителем аккредитованной на право поверки метрологической службы юридического лица.

8.1.7 Базовые высоты резервуаров измеряются ежегодно, а также после ремонта и зачистки резервуара в соответствии с требованиями ГОСТ 8.570. Результаты измерений базовой высоты оформляют актом по форме приложения Л к ГОСТ 8.570. Акт прикладывается к градуировочной таблице.

8.1.8 При измерениях *косвенным методом статических измерений* в мерах вместимости объем нефтепродукта определяют по градуировочной таблице с использованием результата измерений уровня нефтепродукта в мере вместимости.

Плотность нефтепродукта измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефтепродукта, отобранной из меры вместимости по ГОСТ 2517. Массу нефтепродукта определяют как произведение объема нефтепродукта и его плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефтепродукта и плотности, приведенных к стандартным условиям.

8.1.9 При измерениях *прямым методом статических измерений* массу порожней меры вместимости и массу меры вместимости с нефтепродуктом измеряют на весах. Массу нефтепродукта вычисляют как разность массы меры вместимости с нефтепродуктом и массы порожней меры вместимости.

8.1.10 При измерениях *косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе*, массу нефтепродукта вычисляют, используя результаты измерений гидростатического давления столба нефтепродукта, его уровня, температуры, с применением градуировочных таблиц меры вместимости.

8.1.11 Определение вместимости при применении косвенного метода статических измерений и косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, проводят по следующим нормативным документам:

вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров – по ГОСТ 8.570;

вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров – по ГОСТ 8.346;
вместимость железобетонных резервуаров – по РД 50-156-79 и МИ 2778-2002;
вместимость железнодорожных цистерн – по ПМГ 65-2003;
вместимость автоцистерн – по ГОСТ Р 8.569;
вместимость резервуаров (танков) речных и морских судов - по МИ 2579-2000.

8.1.12 Учет количества принятого и сданного нефтепродукта косвенным методом статических измерений с использованием резервуаров проводят после двухчасового отстоя нефтепродукта в резервуарах. При наличии в резервуаре подтоварной воды и загрязнений производится их дренаж.

8.1.13 Измерения массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах проводят в соответствии с рекомендацией [4].

8.1.14 Измерения уровня нефтепродукта и подтоварной воды в резервуарах

Уровень нефтепродуктов измеряют уровнемерами, измерительными рулетками с лотом по ГОСТ 7502 или электронными рулетками.

Уровень подтоварной воды измеряют уровнемерами, измерительными рулетками при помощи водочувствительной ленты или пасты, электронными средствами измерений.

Уровень нефтепродуктов и подтоварной воды в резервуарах допускается измерять другими техническими средствами, сертифицированными для выполнения данных операций.

8.1.14.1 Измерения уровня нефтепродукта и подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой

Измерения уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на уровнемер или электронную рулетку.

*Измерения уровня нефтепродукта измерительной рулеткой*

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо.

Проверяют базовую высоту резервуара как расстояние по вертикали от днища в точке касания груза измерительной рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка.

Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты, указанной в градуировочной таблице.

Если базовая высота ($H_б$) отличается от полученного результата не более, чем на 0,1 % $H_б$, то измерение уровня нефтепродукта рулеткой осуществляется в следующей последовательности:

Опускают ленту рулетки с грузом медленно до касания лотом днища или опорной плиты (при наличии), не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта и не допуская волн.

Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной части ленты нефтепродуктом.

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм.

Измерения уровня жидкости в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более, чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

Если базовая высота ($H_б$) отличается от полученного результата более, чем на 0,1 % $H_б$, выясняют причину изменения базовой высоты и устраняют ее в кратчайшие сроки. Базовую высоту резервуара измеряют не менее, чем 1 раз в год.

*Определение уровня нефтепродукта по высоте пустоты резервуара с помощью измерительной рулетки*

Опускают ленту рулетки с грузом медленно до погружения лота в нефтепродукт, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефтепродукта и не допуская волн.

Первый отсчет (верхний) берут по рулетке на уровне риски планки замерного люка. Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной части ленты нефтепродукта (нижний отсчет).

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм.

Измерения высоты пустоты в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более, чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

Высоту пустоты находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке.

Уровень нефтепродукта в резервуаре определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из паспортной величины базовой высоты резервуара.

*Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах измерительной рулеткой*

Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах проводят измерительной рулеткой при помощи водочувствительной ленты или пасты в следующей последовательности:

Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон.

Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2...0,3 мм) на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.

Рулетку с лотом с водочувствительной пастой или с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды выдерживают в резервуаре неподвижно в течение 2 – 3 минут, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефтепродуктов будет резко выделена.

Измерения уровня подтоварной воды в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более, чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение.

Измерения уровня подтоварной воды повторяют, если на ленте или пасте она обозначена нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих

сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений.

Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтепродуктом и свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае измерения повторяют после отстоя и расслоения эмульсии.

8.1.14.2 Определение фактического объема нефтепродукта в резервуаре

Общий объем нефтепродукта в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефтепродукта в резервуаре вычисляют по формуле

$$V_н = V_0\left[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)\cdot(t_{ст} - 20)\right], \qquad (8.1)$$

где $V_0$ – объем нефтепродукта в резервуаре по градуировочной таблице, м$^3$, определяемый по формуле

$$V_0 = V_ж - V_в, \qquad (8.2)$$

$V_ж$ – объём жидкости (нефтепродукт и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м$^3$;

$V_в$ – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, м$^3$;

$\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным $12{,}5\cdot10^{-6}$ 1/°С;

$\alpha_s$ – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали $\alpha_s$ принимают равным $12{,}5\cdot10^{-6}$ 1/°С. При измерениях уровня нефтепродукта рулеткой по высоте пустоты резервуара, а так же при измерениях уровня нефтепродукта уровнемерами принимают $\alpha_s = 0$;

$t_{ст}$ – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефтепродукта в резервуаре.

8.1.14.3 Определение плотности нефтепродукта в мерах вместимости

Плотность нефтепродукта в лаборатории измеряют лабораторным плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или ареометром по ГОСТ 3900 или по ГОСТ Р 51069 или МИ 2823-2003 по объединенной пробе нефтепродукта, отобранной из резервуара (танка наливного судна) или точечной пробе из железнодорожной цистерны в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объёма нефтепродукта в мере вместимости или к стандартным условиям по программе расчета по МИ 2823-2003.

8.1.14.4 Определение температуры нефтепродукта в мерах вместимости

Среднюю температуру нефтепродукта в мерах вместимости определяют с помощью стационарных преобразователей температуры или преобразователя температуры в составе электронной рулетки в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб.

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием по ГОСТ 2517 определяют среднюю температуру нефтепродукта путем измерений температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температуру нефтепродукта в пробе определяют в течение 1 – 3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее пяти минут. Термометр погружают в нефтепродукт на глубину, указанную в техническом

паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Среднюю температуру нефтепродукта рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517.

8.1.14.5 Определение массы нефтепродуктов в мерах вместимости

Массу нефтепродукта, в тоннах, в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$M = V_{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}, \qquad (8.3)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефтепродукта при температуре измерений объема в мере вместимости, кг/м$^3$;

$V_{\text{Н}}$ – фактический объем нефтепродукта в мере вместимости, м$^3$, определенный по формуле (8.1),

или по формуле

$$M = V_{20\text{Н}} \cdot \rho_{20\text{н}} \cdot 10^{-3}, \qquad (8.4)$$

где $\rho_{20\text{н}}$ – плотность нефтепродукта, приведенная к температуре 20 °С и избыточному давлению 0 МПа по МИ 2823-2003, кг/м$^3$,

$V_{20\text{Н}}$ – объем нефтепродукта в мере вместимости, приведенный к 20 °С, м$^3$, определенный по формуле

$$V_{20\text{Н}} = V_{\text{Н}} \cdot K, \qquad (8.5)$$

где K – коэффициент пересчета по [4].

8.1.14.6 Определение массы нефтепродуктов при откачке из мер вместимости

При откачке нефтепродуктов из мер вместимости (резервуара) массу сданного нефтепродукта определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданного нефтепродукта $M_{\text{СД}}$ вычисляют по формуле

$$M_{\text{СД}} = M_1 - M_2, \qquad (8.6)$$

где $M_1$ – масса нефтепродукта в начале учетной операции, определённая по формуле (8.3) или (8.4), т;

$M_2$ – масса нефтепродукта в конце учетной операции, определённая по формуле (8.3) или (8.4), т.

8.1.14.7 Определение массы нефтепродуктов при закачке нефтепродуктов в меры вместимости

При закачке нефтепродуктов в меры вместимости (в резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны) массу принятого нефтепродукта $M_{\text{ПР}}$ вычисляют по формуле

$$M_{\text{пр}} = M_2 - M_1. \qquad (8.7)$$

8.1.14.8 При автоматизированных измерениях массы нефтепродуктов в мерах вместимости уровень, нефтепродукта измеряют уровнемером, входящим в состав автоматизированной системы учета. Температуру и плотность определяют по поверенным измерительным каналам. Плотность нефтепродукта определяют по каналу измерений плотности, или по объединенной пробе нефтепродукта, отобранной по ГОСТ 2517. Температуру нефтепродукта измеряют автоматически, используя канал измерений температуры автоматизированной системы учета.

**8.2 Измерения массы нефтепродуктов в мерах полной вместимости**

8.2.1 При измерениях массы нефтепродуктов в мерах полной вместимости *косвенным методом статических измерений* объем нефтепродукта определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости. Плотность нефтепродукта измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом

по точечной пробе нефтепродукта, отобранной из меры полной вместимости по ГОСТ 2517.

Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефтепродукта в мере полной вместимости или к стандартным условиям по программе расчета по МИ 2823-2003.

Массу нефтепродуктов определяют как произведение объема нефтепродуктов и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефтепродуктов и плотности нефтепродуктов, приведенных к стандартным условиям.

Температуру нефтепродукта в мерах полной вместимости измеряют термометром в точечной пробе нефтепродукта, отобранной по ГОСТ 2517, или переносным преобразователем температуры.

8.2.2 При измерениях массы нефтепродуктов в мерах полной вместимости *прямым методом статических измерений* массу порожней меры полной вместимости и массу меры полной вместимости с нефтепродуктом измеряют на весах. Массу нефтепродукта вычисляют как разность массы меры полной вместимости с нефтепродуктом и массы порожней меры полной вместимости.

8.2.3 Для обеспечения достоверности учетных операций меры вместимости и меры полной вместимости подвергают периодической очистке от донных отложений в соответствии с РД 153-39.4-078-01. При этом обеспечивают герметичность технологической обвязки и запорной арматуры меры вместимости и отсутствие утечек нефтепродуктов, а также возможность проверки герметичности запорной арматуры.

8.2.4 Показатели качества нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости определяют в соответствии с 6.12 настоящей рекомендации.

## 9 Определение массы нефтепродуктов при отгрузке в танки наливных судов

9.1 Определение массы нефтепродуктов при отгрузке в танки наливных судов проводят по данным береговой СИКН прямым методом динамических измерений или косвенным методом динамических измерений. В качестве резервной схемы измерений применяют косвенный метод статических измерений (по резервуарам).

9.2 В качестве резервного СИ могут быть использованы танки наливных судов при наличии градуировочных таблиц, утвержденных в установленном порядке. При измерениях массы нефтепродукта в танках косвенным методом статических измерений объем нефтепродукта определяют по градуировочной таблице танка, составленной по МИ 2579-2000, используя результаты измерений уровня нефтепродукта в танке и уровня подтоварной воды. Плотность нефтепродукта измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефтепродукта, отобранной из танка по ГОСТ 2517 или ГОСТ Р 52659. Массу нефтепродукта определяют как произведение объема нефтепродукта и плотности, приведенных к стандартным условиям, или как произведение объема нефтепродукта и плотности нефтепродукта, приведенной к условиям измерений объема.

Среднюю температуру нефтепродукта в танке определяют по 8.1.14.4.

9.3 Измерения уровня нефтепродукта и подтоварной воды в танке проводят после отстоя нефтепродукта не менее 30 минут.

9.4 Показатели качества нефтепродуктов в танках наливных судов опре-

деляют в соответствии с 6.12 настоящей рекомендации.

## 10 Определение массы нефтепродуктов при отгрузке в железнодорожные цистерны

10.1 При отгрузке нефтепродуктов в железнодорожные цистерны массу нефтепродуктов определяют:

- по результатам налива нефтепродукта в цистерны с использованием СИКН;
- прямым методом статических измерений;
- косвенным методом статических измерений (в соответствии с рекомендацией [5]).

Вместимость железнодорожных цистерн определяют по ПМГ 65-2003.

10.2. При измерениях массы нефтепродукта в железнодорожных цистернах косвенным методом статических измерений объем отгруженного нефтепродукта определяют по результатам измерений уровня нефтепродукта метроштоком.

Измерения уровня нефтепродуктов в железнодорожных цистернах выполняют после отстоя нефтепродукта не менее 10 минут.

Плотность нефтепродукта измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории в точечной или объединенной пробе нефтепродукта, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517. Массу нефтепродукта определяют как произведение объема нефтепродукта и плотности нефтепродукта, приведенных к стандартным условиям или как произведение объема нефтепродукта и плотности нефтепродукта, приведенной к условиям измерений объема..

Среднюю температуру нефтепродукта в цистерне определяют по 8.1.14.4.

10.2 При измерениях массы нефтепродукта в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений с применением весов по ГОСТ 29329 расцепленных цистерн массу нефтепродукта в цистерне вычисляют как разность масс до и после налива (слива) нефтепродукта в цистерны, измеренных на весах. Общую массу партии нефтепродукта в железнодорожном составе находят суммированием масс нефтепродуктов в отдельных цистернах.

10.3 При измерениях массы нефтепродукта в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений взвешиванием с применением весов по ГОСТ 30414 в движении нерасцепленных цистерн и составов из них массу нефтепродукта в составе вычисляют как разность масс до и после налива (слива) в цистерны состава, измеренных взвешиванием на весах в движении.

10.4 Показатели качества нефтепродуктов в железнодорожных цистернах определяют в соответствии с 6.12 настоящей рекомендации.

## 11 Определение массы нефтепродуктов в нефтепродуктопроводах

Массу нефтепродуктов в нефтепродуктопроводах определяют как произведение объема нефтепродукта в трубопроводе и плотности нефтепродукта, приведенных к стандартным условиям или как произведение объема нефтепродукта в трубопроводе и плотности нефтепродукта, приведенной к условиям измерений объема.

### 11.1 Расчет массы односортного нефтепродукта в линейной части трубопровода

11.1.1 Массу односортного нефтепродукта, находящегося в трубопроводе, определяют как суммарную массу нефтепродукта на отдельных участках трубо-

провода по формуле:

$$M_{тр} = \sum_{i=1}^{n} M_{уч}, \qquad (11.1)$$

где n - число участков;

$M_{уч}$ - масса нефтепродукта, т, заполняющего участок трубопровода, определяют по формуле:

$$M_{уч} = V_{НП}^{20} \cdot \rho_{СР}^{20} \cdot 10^{-3}, \qquad (11.2)$$

$V_{НП}^{20}$ - объем нефтепродукта, равный вместимости участка трубопровода с учетом средней температуры и среднего давления внутри трубы и приведенный к температуре 20 °С и избыточному давлению 0 МПа:

$$V_{НП}^{20} = V_{гр} \cdot K_t \cdot K_P \cdot K_{P0} \cdot K, \qquad (11.3)$$

где $V_{гр}$ - вместимость участка трубопровода по градуировочной таблице, составленной по МИ 2800-2003 или МИ 2801-2003;

$K_t$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенки трубы на вместимость трубопровода, рассчитывают по формуле:

$$K_t = 1 + 3 \cdot \alpha \cdot \theta_t, \qquad (11.4)$$

где $\alpha$ - коэффициент линейного расширения материала стенки трубы, $^{\circ}C^{-1}$, $\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-5}$;

$\theta_t$ - изменение температуры стенки расчетного участка трубопровода по сравнению с температурой градуировки: $\theta_t = t_{ср} - 20$, °С;

$t_{ср}$ - средняя температура стенки трубы, принимают равной средней температуре нефтепродукта.

Значения $K_t$ выбирают в соответствии с приложением Д по таблице Д.1.

Коэффициент, учитывающий влияние давления нефтепродукта внутри трубопровода на его вместимость $K_P$, рассчитывают по формуле:

$$K_p = 1 + \frac{P_{ср}}{E} \cdot \frac{D_в}{\delta}, \qquad (11.5)$$

где E - модуль упругости материала стенки, МПа, $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ МПа ($2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см$^2$);

$D_в$ - внутренний диаметр участка, мм (используется только для определения изменения вместимости расчетного участка трубопровода от изменения температуры и давления нефтепродукта):

$$D_в = D - 2\delta, \qquad (11.6)$$

D - наружный диаметр участка, мм;

$\delta$ - толщина стенки участка, мм;

$P_{ср}$ - среднее давление нефтепродукта на участке, МПа.

Значения $K_P$ выбираются в соответствии с приложением Д по таблице Д.2.

Поправочный коэффициент на сжимаемость нефтепродукта $K_{P0}$ определяют по формуле:

$$K_{P0} = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P_{ср}}, \qquad (11.7)$$

$\gamma$ - коэффициент сжимаемости нефтепродукта, определенный по МИ 2823-2003, с использованием среднего значения температуры, рассчитанного по формуле (11.9);

$P_{ср}$ - среднее избыточное давление на участке трубопровода, определенное по формуле (11.10);

К - коэффициент пересчета, определенный в соответствии с рекомендацией [4];

$\rho^{20}_{ср}$ - средняя плотность нефтепродукта, определенная по формуле (11.11), кг/м$^3$.

Пример расчета массы нефтепродукта приведен в приложении Е.

11.1.2 Для самотечных участков трубопровода массу нефтепродукта $M_{учс}$, кг, определяют по формуле:

$$M_{учс} = K_з V^{20}_{НП} \cdot \rho^{20}_{СР} \cdot 10^{-3}, \quad (11.8)$$

где $K_з$ - коэффициент заполнения трубопровода.

По результатам определения гидравлического уклона $i_c$ на самотечном участке и значению расхода нефтепродукта по трубопроводу конкретного диаметра рассчитывают модуль расхода и по таблице Ж.1 (приложение Ж) находят значение коэффициента $K_з$.

11.1.3. Расчетные участки выбирают таким образом, чтобы разность давлений между конечной и начальной точками участка не превышала 0,3 МПа.

11.1.4 Градуировочные таблицы на линейную часть МНПП и технологические трубопроводы составляют по участкам МНПП, вместимость которых определяют суммированием вместимостей труб, арматуры и фитингов, определяемых по результатам измерений их геометрических параметров в соответствии с МИ 2800-2003 и МИ 2801-2003. Градуировочные таблицы корректируют при изменении длины или диаметра трубопровода. Таблицы утверждает главный инженер ОСТ. К таблицам прилагают схему трубопровода с указанием диаметра, толщины стенки и длины трубопровода.

11.1.5 Средние для данного участка значения температуры, давления и плотности нефтепродукта, находящегося в линейной части МНПП и в технологических трубопроводах, определяют как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка нефтепродуктопровода во время проведения инвентаризации по формулам:

$$t_{ср} = 0{,}5 \cdot (t_{нач} + t_{кон}), \quad (11.9)$$

$$P_{ср} = 0{,}5 \cdot (P_{нач} + P_{кон}), \quad (11.10)$$

$$\rho^{20}_{ср} = 0{,}5 (\rho^{20}_{нач} + \rho^{20}_{кон}), \quad (11.11)$$

где $t_{нач}$, $t_{кон}$ - значения температуры, измеренной в начале и конце участка, °С;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ - значения давления, измеренного в начале и конце участка, МПа;

$\rho^{20}_{нач}$, $\rho^{20}_{кон}$ - значения плотности нефтепродукта, измеренной в начале и конце участка и приведенной к температуре 20 °С и избыточному давлению 0 МПа по МИ 2823-2003, кг/м$^3$.

## 11.2 Расчет массы нефтепродукта, находящегося в технологическом трубопроводе

11.2.1 Массу нефтепродукта в технологическом трубопроводе $M_{тр}$, т, определяют по формуле:

$$M_{тр} = V^{20}_{т} \cdot \rho^{20}_{СР} \cdot 10^{-3}, \quad (11.12)$$

где $V^{20}_{т}$ - объем нефтепродукта в технологическом трубопроводе, м$^3$, равный

вместимости технологического трубопровода, с учетом средней температуры и среднего давления внутри трубы, определенных по формулам (11.9) и (11.10), с использованием результатов измерения на входе и выходе ЛПДС, ПС и приведенный к температуре 20 °С и избыточному давлению 0 МПа:

$$V_T^{20} = V_{ГР} \cdot K_t \cdot K_p \cdot K_{P0} \cdot K, \qquad (11.13)$$

$\rho_{СР}^{20}$ - средняя плотность нефтепродукта, рассчитанная по формуле (11.11) с использованием результатов измерений на входе (выходе) ЛПДС, ПС.

11.2.2 При наличии в технологическом трубопроводе участков, со значениями температуры, давления и плотности, отличными от средних, определенных по формулам (11.9) – (11.11) с использованием результатов измерения на входе и выходе ЛПДС, ПС (начале и конце технологического трубопровода) массу нефтепродукта в технологическом трубопроводе определяют как сумму масс нефтепродукта, находящегося в его участках. Расчет ведут по формулам (11.1) и (11.2).

При нахождении поправочных коэффициентов, коэффициента пересчета К и $\rho_{СР}^{20}$ за средние значения $t_{ср}$, $P_{ср}$ принимают результаты измерения в одной точке участка и плотности, измеренной в пробе из одной точки участка.

### 11.3 Расчет массы нефтепродукта, находящегося в технологическом оборудовании

Массу нефтепродукта $M_{ОБ}$, т, находящегося в технологическом оборудовании, определяют, исходя из геометрической вместимости полости конкретного оборудования и плотности нефтепродукта:

$$M_{ОБ} = V_{ОБ}^{20} \cdot \rho_{СР}^{20} \cdot 10^{-3}, \qquad (11.14)$$

где $V_{ОБ}^{20}$ - объем нефтепродукта, равный вместимости технологического оборудования, $м^3$, и приведенный к температуре 20 °С и избыточному давлению 0 МПа;

$\rho_{СР}^{20}$ - средняя плотность нефтепродукта, рассчитанная по (11.11).

### 11.4 Расчет массы нефтепродуктов при последовательной транспортировке

11.4.1 Массу нефтепродукта при последовательной транспортировке на ГПС, ППС и на конечном пункте приема определяют для каждой партии по группам, маркам и видам, с учетом сброса на пунктах сдачи, сброса и подкачки на ППС и нормативной естественной убыли при транспортировке нефтепродуктов.

11.4.2 Массу нефтепродукта для каждой партии в линейной части МНПП при последовательной транспортировке отображают на «Цветном графике» - графическом изображении диспетчерского листа движения нефтепродуктов.

11.4.3 Массу нефтепродуктов, т, в линейной части при последовательной перекачке определяют по измерениям в резервуарах ГПС или по СИКН.

Количество нефтепродуктов, находящихся в трубопроводе, различающихся по виду, сорту, марке – k определяют из условия:

$$\sum_{j=1}^{k} V_j^{20} \cdot \left[1 + \beta \cdot \left(t_{ср} - 20\right) - \gamma \cdot P_{СР}\right] = V_{уч}, \qquad (11.15)$$

где $V_j^{20}$ - объем j-го нефтепродукта, приведенный к 20 °С и избыточному давлению 0 МПа по ГОСТ Р 8.595, м$^3$;

$\beta$, $\gamma$ - коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефтепродукта, определяемые в соответствии с МИ 2823-2003, °С$^{-1}$ и МПа$^{-1}$, соответственно;

$V_{уч}$ - вместимость участка трубопровода при $t_{ср}$ и $P_{ср}$:

$$V_{уч} = V_{гр} \cdot K_t \cdot K_p . \qquad (11.16)$$

### 11.5 Расчет массы нефтепродуктов при длительном простое отводов и участков магистральных нефтепродуктопроводов

11.5.1 Перед завершением сдачи нефтепродуктов по отводу МНПП, при условии, что сдача на нефтебазу в текущем месяце в дальнейшем не планируется, необходимо провести измерение плотности и температуры нефтепродукта. После завершения сдачи зафиксировать показание давления на приёме нефтебазы. Указанные значения температуры и плотности нефтепродукта, а также давления в отводе оформить актом для дальнейшего использования при расчёте массы на момент инвентаризации и оформления инвентаризационной описи.

11.5.2 Аналогично 11.5.1 рассчитывают массу нефтепродукта на участках МНПП, по которым перекачка нефтепродукта осуществляется нерегулярно или временно прекращена.

## 12 Инвентаризация нефтепродуктов в организациях ОАО «АК «Транснефтепродукт»

12.1 Инвентаризацию нефтепродуктов проводят с целью выявления их фактического наличия и сопоставления фактического наличия нефтепродуктов с данными бухгалтерского учета.

12.2 Инвентаризацию нефтепродуктов проводят по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа каждого отчетного месяца.

12.3 Для проведения инвентаризации приказом по ОСТ и подразделению создают постоянно действующие инвентаризационные и рабочие комиссии из числа работников ОСТ при обязательном участии представителя специализированного подразделения, осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов, возглавляемые руководителем ОСТ или его заместителем.

Руководитель ОСТ и руководитель специализированного подразделения, осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов, несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации.

12.4 Инвентаризацию проводят без прекращения перекачки по МНПП.

12.5 ОСТ имеют следующую документацию:

- на линейную часть магистральных нефтепродуктопроводов, технологические трубопроводы и технологические резервуары (емкости утечек, дренажные емкости и т.п.) градуировочные таблицы, выполненные на основании расчетов вместимости, утвержденные главным инженером ОСТ, и другие нормативные документы;
- на меры вместимости (резервуары и др.) – градуировочные таблицы, утвержденные в установленном порядке, и другие нормативные документы.

12.6 Массу нефтепродуктов при инвентаризации определяют:

- в резервуарах и других мерах вместимости;
- в линейной части МНПП;

- в технологических резервуарах;
- в технологических трубопроводах;
- в емкостях технологического оборудования.

12.7 Определение массы нефтепродукта в мерах вместимости, линейной части МНПП и технологических трубопроводах осуществляют в соответствии с разделом 8 или 11 настоящей рекомендации.

12.8 К моменту инвентаризации количество резервуаров, находящихся в режиме приема-сдачи – минимальное.

12.9 Массу нефтепродуктов при инвентаризации определяют первоначально в неработающих резервуарах, затем, в установленное время проведения инвентаризации, – в работающих.

12.10 Если на момент инвентаризации проводят налив из резервуаров в транспортные меры вместимости, массу нефтепродукта определяют по резервуару в соответствии с разделом 8 настоящей рекомендации.

12.11 Измеренный при инвентаризации фактический остаток нефтепродукта в резервуарах включает в себя:
- технологический остаток (в том числе минимально допустимый);
- товарный остаток.

Нормы технологического остатка в резервуарных парках ОСТ утверждает ОАО АК «Транснефтепродукт» один раз в год на основании предложений акционерных обществ.

Технологический остаток, отражаемый в исполнительном балансе, рассчитывают по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа каждого отчетного месяца, исходя из количества резервуаров, находящихся в эксплуатации.

12.12 Нефтепродукты, находящиеся в системе ОАО «АК «Транснефтепродукт», подразделяют на:
- нефтепродукт сторонних предприятий, который принимают от них или для них с целью оказания услуг, установленных условиями договора;
- нефтепродукт, собственность ОАО «АК «Транснефтепродукт», ОСТ, технологически необходимый для поддержания оптимальных режимов транспортировки (объем линейной части МНПП, технологических трубопроводов, технологических остатков в резервуарах, технологического оборудования, резервуаров в технологических коммуникациях);
- нефтепродукт, приобретаемый ОСТ для реализации и собственных нужд трубопроводного транспорта.

12.13 Нефтепродукты, перечисленные в 12.12, находятся в резервуарах, линейной части МНПП, отводах, технологических трубопроводах и емкостях в технологических коммуникациях, ответвлениях.

12.14 Для осуществления товарных операций по приему, перекачке, сдаче (отгрузке) нефтепродукт в составе общего наличия подразделяют на минимально допустимый технологический остаток и товарный остаток. Минимально допустимый технологический остаток (запас) нефтепродукта в резервуаре – это минимальное количество (масса) нефтепродукта в резервуаре, при котором обеспечивается устойчивая работа основных насосов и резервуарного оборудования, т.е. без кавитации и с поддержанием понтона (при наличии) на плаву.

Минимальный технологический остаток (запас) нефтепродуктов на объектах ОСТ включает количество нефтепродуктов в действующих МНПП с отводами, резервными нитками, лупингами, запорной, регулирующей и предохранительной арматурой; технологическом оборудовании и трубопроводах ПС; мини-

мально допустимый технологический остаток (запас) нефтепродукта в резервуарах, резервуарах сбора утечек и дренажа, трубопроводах с запорной предохранительной арматурой резервуарных парков, оборудовании резервуаров и др. (не находящихся на консервации или в ремонте).

12.15 Нефтепродукт, подготовленный к отгрузке железнодорожным, водным или другими видами транспорта, но не оформленный отгрузочными документами по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа каждого отчетного месяца, учитывают в остатках нефтепродукта грузоотправителей

Нефтепродукт, оформленный отгрузочными документами в период между учетным временем смежного вида транспорта (железнодорожного, водного и др.) и ОАО «АК «Транснефтепродукт» (24 часа московского времени последнего числа каждого отчетного месяца), учитывают в остатках как нефтепродукт, находящийся в пути.

12.16 При инвентаризации нефтепродуктов, находящихся в режиме хранения, качество нефтепродуктов в резервуарах определяют по пробам, отобранным до инвентаризации, но не ранее чем за трое суток до момента инвентаризации.

12.17 Если на момент инвентаризации на участке МНПП окажутся различные марки и виды нефтепродуктов, массу каждого нефтепродукта определяют по массе закачанных в трубопровод партий с учетом сброса на пунктах сдачи, сброса и подкачки на ППС и нормативной естественной убыли при транспортировке нефтепродуктов, находящихся в трубопроводе.

12.18 Если в течение всего межинвентаризационного периода перекачка по нефтепродуктопроводу не осуществлялась, не было изменений давления, отсутствовали незаполненные участки, т.е. участок полностью находился под избыточным давлением и не проводились контрольные анализы качества, а также отсутствовали факты или попытки хищений, то на момент текущей инвентаризации массу нефтепродукта принимают по результатам предыдущей инвентаризации.

12.19 В случаях падения давления или обнаружения несанкционированных врезок в соответствии с Федеральным законом «О бухгалтерском учете» [6] проводят неплановую инвентаризацию и определяют фактическую недостачу нефтепродукта в данном участке или отводе МНПП. Расчет количества похищенного или безвозвратно потерянного при аварии нефтепродукта оформляют актом.

12.20 Количество принятого и сданного нефтепродукта за отчетный период отражают в актах приема-сдачи, подписываемых представителями сдающей и принимающей стороны, ежемесячном сводном реестре актов приема-сдачи, в исполнительном балансе, в актах сверки и в других учетных документах.

12.21 Фактическое наличие нефтепродукта в нефтепродуктопроводах, резервуарах, в технологических трубопроводах и емкостях и емкостях технологического оборудования на последнюю дату каждого месяца отражают в актах инвентаризации и сводной ведомости инвентаризации.

Акты инвентаризации, сводную ведомость инвентаризации и сличительную ведомость инвентаризации оформляют в соответствии с приложениями И, К, Л.

Акты инвентаризации составляют в трех экземплярах. Один экземпляр оставляют на месте инвентаризации, два других передают в ОСТ. Результаты инвентаризации по каналам связи передают в ОСТ в день ее проведения.

12.22 Инвентаризационная комиссия ПО рассматривает результаты проведенной инвентаризации и свои решения, замечания, предложения отражает в соответствующем протоколе заседания комиссии, который направляется не позднее третьего числа месяца, следующего за отчетным, в ОСТ для принятия решения. Инвентаризационная комиссия ОСТ не позднее 5 числа месяца, следующего за отчетным, представляет утвержденный протокол в ПО и ООО «Транснефть Финанс».

12.23 ОСТ оформляют сводные ведомости инвентаризации, сличительные ведомости инвентаризации, оперативный исполнительный баланс и в срок до 5 числа последующего месяца передают в ОАО «АК «Транснефтепродукт» оперативный баланс нефтепродуктов за прошедший месяц и уточненный – в срок до 13 числа месяца, следующего за отчетным.

Порядок разработки исполнительного баланса приведен в разделе 15 настоящей рекомендации.

## 13 Оформление документов о приеме и сдаче нефтепродуктов

13.1 Подтверждением факта приема партии нефтепродукта к транспортировке является акт приема-сдачи, оформленный на начальном ПСП, и подписанный сдающей нефтепродукт и принимающей его для транспортировки сторонами.

13.2 Оформленные на промежуточных ПСП между смежными ПО, ОСТ акты приема-сдачи подтверждают факт прохождения соответствующей партии нефтепродукта.

13.3 Акты приема-сдачи нефтепродуктов оформляет сдающая сторона (владелец ПСП) не менее, чем в 5 экземплярах, их нумеруют с начала года и регистрируют в журнале учета в соответствии с приложением М, допускается нумерация актов по отдельным маркам нефтепродуктов.

13.4 При приеме-сдаче нефтепродуктов по СИКН составляют акт в соответствии с А.1 (приложение А) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме или акт в соответствии с Б.1 (приложение Б) для валовых объемов нефтепродуктов. Показания по СИКН регистрируют в журнале в соответствии с приложением Н.

13.5 При приеме-сдаче нефтепродуктов в резервуарах составляют акт в соответствии с А.2 (приложение А) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме или акт в соответствии с Б.2 (приложение Б) для оформления валовых объемов нефтепродуктов. Результаты измерений регистрируют в журнале регистрации результатов измерений.

13.6 На основании актов приема-сдачи валовых объемов в дальнейшем оформляют акты на партию по маршрутной телеграмме в соответствии с Б.3 (приложение Б). Нумерацию осуществляют путем добавления к номеру валового акта буквы русского алфавита.

13.7 На нефтепродукт, отгруженный железнодорожным, автомобильным или водным транспортом, оформляют отгрузочные документы в установленном порядке и сводные акты приема-сдачи в соответствии с приложением В.

ОСТ, осуществляющие приемо-сдаточные операции при сдаче на другой вид транспорта, обеспечивают контроль за соответствием количеств нефтепродуктов, отраженных в накладных (или коносаментах).

13.8 Обязательным приложением к акту приема-сдачи нефтепродуктов является паспорт продукции в соответствии с приложением Г.

13.9 ОСТ, нефтебазы разрабатывают документооборот по учету нефтепродуктов и устанавливают конкретных ответственных лиц за учет нефтепродуктов.

13.10 Оформление первичных документов при приеме и сдаче нефтепродуктов

13.10.1 Нумерацию актов о приеме и сдаче нефтепродуктов формируют с начала и до конца отчетного года.

13.10.2 В журналах вахтовых, регистрации актов приема (сдачи), паспортов продукции, движения партий нефтепродуктов, регистрации внештатных ситуаций и т.п. страницы должны быть пронумерованы, сброшюрованы и скреплены печатью организации.

## 14 Определение потерь нефтепродуктов и их оформление

14.1 При хранении нефтепродуктов возникает их естественная убыль, определенная в соответствии с Нормами естественной убыли нефтепродуктов при хранении, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 13.08.09 г. № 364 и зарегистрированными в Минюсте РФ 01.10.09 г. № 14925 [7].

При транспортировке нефтепродуктов возникают технологические потери, к которым относят:

- потери нефтепродуктов от испарения (уменьшения массы) из резервуаров и транспортных емкостей при сохранении его качества в пределах требований нормативных документов при проведении товарно-транспортных операций. Эти потери являются следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов, режимов эксплуатации резервуаров, термо- и гидродинамических условий в них, степени защищенности нефтепродуктов от контакта с атмосферой;

- потери нефтепродуктов на линейной части МНПП и станционном оборудовании, которые неизбежны при существующей технике и технологии транспортировки нефтепродуктов.

Технологические потери нефтепродуктов рассчитывают в соответствии с РД 153-39.4-033-98.

14.2 При эксплуатации объектов возможны потери, не относящиеся к естественной убыли:

- аварийные потери нефтепродуктов, вызванные повреждением и нарушением герметичности нефтепродуктопроводов, транспортных емкостей и резервуаров, разгерметизацией запорно-регулирующей арматуры;

- потери нефтепродуктов, связанные с ТОР оборудования, резервуаров, линейной части и т.п. на участках МНПП.

Аварийные потери определяют в соответствии с ОР-13.020.40-ТНП-025-09 на основании акта технического расследования аварии (отказа) линейной части МНПП и относят на издержки предприятий нефтепродуктопроводного транспорта.

Фактические потери при проведении ТОР, зачистке резервуаров, выводе и вводе участков из эксплуатации определяют как разницу между количеством нефтепродукта до и после проведения работ на объекте МНПП, с учетом перечисления и погрешности измерений.

Потери, связанные с ТОР, отражают в соответствии с приложением П и относят на затраты предприятий нефтепродуктопроводного транспорта в преде-

лах установленных нормативов по выполнению этих работ в соответствии с РД 153-39.4-070-01, а сверхнормативные – на финансовые результаты.

Нормативные потери нефтепродукта при выполнении планово-предупредительных работ по зачистке резервуаров, трубопроводов, их ремонте и заполнении нефтепродуктом резервуаров и трубопроводов, производимых в соответствии с действующей нормативной документацией, определяют на основании норм, утвержденных Главнефтепродуктом ГП «Роснефть» [8] комиссией, назначаемой руководителем ОСТ. Результаты выполненных работ оформляют актами. При наличии сверхнормативных потерь постоянно действующая инвентаризационная комиссия ЛПДС (ОСТ) расследует причины образования сверхнормативных потерь, а инвентаризационная комиссия ОСТ по результатам расследования принимает решение об отнесении потерь сверх норм на счет 94 «Недостачи и потери от порчи ценностей».

Нефтепродукты, собранные при зачистке резервуаров, трубопроводов, цистерн, нефтеналивных судов и другого оборудования, а также использованные в качестве промывочных жидкостей, переводят в зависимости от их качества в другие сорта (марки, виды) или отработанные нефтепродукты.

Результаты перевода оформляют актом и отражают в исполнительном балансе.

14.3 Потери, связанные с погрешностью баланса сдаваемых и принимаемых нефтепродуктов, или фактический дебаланс в предприятиях магистральных нефтепродуктопроводов возникают в результате погрешности измерений массы нефтепродуктов, принятой от НПЗ, сданной смежным ОСТ или грузополучателям, зависит от количества пунктов приема-сдачи нефтепродуктов, оснащения ПСП измерительными системами, погрешностей измерительных систем, погрешностей определения величины изменения массы нефтепродуктов в резервуарах и нефтепродуктопроводах на начало и конец отчетного периода, а также погрешности определения плотности нефтепродуктов.

Нормы погрешности баланса по каждому предприятию, определенные пределами их допускаемых значений, исходя из погрешности средств измерений и методов определения, составляющих массы сдаваемых и принимаемых нефтепродуктов, рассчитывают в соответствии с отдельно разработанной методикой.

Если фактический дебаланс за отчетный период имеет положительное значение и не превышает норму допустимого дебаланса, то на величину полученного положительного дебаланса составляют акт комиссий, назначенной руководителем предприятия в соответствии с положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденным приказом Министерства финансов Российской Федерации [9], излишек имущества приходуют по рыночной стоимости на дату проведения инвентаризации и зачисляют его на финансовые результаты предприятия.

Если фактический дебаланс за отчетный период имеет отрицательное значение, то на величину отрицательного дебаланса составляют акт комиссией, назначенной руководителем предприятия, и в соответствии с положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденным приказом Министерства финансов Российской Федерации [9], недостачу в размере, определенном по средней стоимости, относят на виновных лиц.

Если виновные лица не установлены или суд отказал во взыскании убытков с них, то убытки от недостачи имущества списывают на финансовые результаты предприятия. При этом излишки, возникшие в результате погрешности ба-

ланса сдаваемых и принимаемых нефтепродуктов, отражают в исполнительном балансе в остатках собственных нефтепродуктов.

Недостачу нефтепродуктов, возникшую в результате погрешности баланса сдаваемых и принимаемых нефтепродуктов покрывают в исполнительном балансе из остатков собственных нефтепродуктов, относимых на издержки ОСТ.

14.4 Ответственность сторон за потери, вызванные обстоятельствами непреодолимой силы (форс-мажор), предусматривают в договорах об оказании услуг по транспортировке нефтепродуктов с грузоотправителями (заказчиками).

## 15 Порядок разработки отчетов и исполнительных балансов

15.1 Исполнительный баланс нефтепродуктов по ОСТ, формируют по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа каждого отчетного месяца на основании актов приема-сдачи нефтепродуктов, актов инвентаризации на последнюю дату каждого месяца, сводных ведомостей инвентаризации, сличительных ведомостей инвентаризации, фактических потерь нефтепродуктов.

15.2 Исполнительный баланс формируют по итогам движения нефтепродуктов за месяц, квартал, первое полугодие, 9 месяцев, второе полугодие и год нарастающим итогом.

15.3 Исполнительный баланс движения нефтепродуктов подписывается заместителем генерального директора (начальником ПО, ЛПДС, НП), руководителем специализированного подразделения, осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов (ПО, ЛПДС, НП), начальником подразделения, осуществляющего товарный учет ОСТ (ПО, ЛПДС, НП) и заверяется печатью организации.

15.4 ОСТ, осуществляющие перемещение нефтепродуктов через таможенные пункты пропуска нефтепродуктов, проводят контроль за выполнением таможенных требований и представляют сведения в Центральную энергетическую таможню Российской Федерации в соответствии с установленным порядком.

15.5 ОСТ представляет в ОАО «АК «Транснефтепродукт» исполнительный баланс движения нефтепродуктов за месяц, ежемесячно с оригиналами подписей почтой не позднее 15 числа, следующего за отчетным, исполнительные балансы движения нефтепродуктов нарастающим итогом за квартал, полугодие, 9 месяцев, год с оригиналами подписей почтой не позднее 20 числа. В электронном виде исполнительные балансы передают в ОАО «АК «Транснефтепродукт» согласно требованиям существующей системы автоматизированного учета движения нефтепродуктов. Одновременно с исполнительным балансом в ОАО «АК «Транснефтепродукт» представляют материалы по инвентаризации, сличительные ведомости, сводную ведомость наличия, отчет о потерях нефтепродуктов и справку о наличии собственных нефтепродуктов на балансе ОСТ.

15.6 ОАО «АК «Транснефтепродукт» обобщает данные исполнительных балансов ОСТ, составляет сводный квартальный и годовой исполнительный баланс нефтепродуктов по ОАО «АК «Транснефтепродукт» и представляет его 25 числа месяца, следующего за отчетным месяцем, в ОАО «АК «Транснефть».

15.7 ОАО «АК «Транснефтепродукт» ежемесячно оформляет и представляет грузоотправителям (заказчикам) Акты сверки приема, сдачи, потерь и остатков нефтепродуктов, в согласованные сроки проводит с грузоотправителями (заказчиками) сверку приема, сдачи, потерь и остатков нефтепродуктов нарастающим итогом за год.

## 16 Отпуск нефтепродуктов в качестве топлива и на другие технологические нужды

16.1 ОСТ для проведения хозяйственной деятельности и использования на собственные нужды приобретают у НПЗ или других юридических лиц нефтепродукты. Приобретения осуществляют на основании договора купли-продажи с составлением акта приема-сдачи в соответствии с приложением Р.

16.2 Отпуск нефтепродуктов на собственные нужды производят в соответствии с маршрутными телеграммами ОСТ или иными распорядительными документами, предусмотренными внутренним распорядком ОСТ.

16.3 При отпуске нефтепродукта на собственные нужды оформляют сведения в соответствии с приложением С.

16.4 Ежемесячно один экземпляр актов приема-сдачи и сведений об отпуске нефтепродуктов на собственные нужды передают в ТТО ОСТ, второй – в специализированное подразделение, осуществляющее бухгалтерский учет нефтепродуктов, а третий оставляют на месте отпуска нефтепродукта на собственные нужды.

## 17 Особенности оформления отчетной документации при приёме-сдаче нефтепродуктов на экспорт

17.1 Специфические особенности проведения товарно-коммерческих операций и оформления отчетной документации при приеме-сдаче нефтепродуктов на экспорт регламентированы действующими таможенным законодательством и нормативными документами федеральных органов исполнительной власти.

17.2 Нефтепродукт, транспортируемый через таможенную границу Российской Федерации, находится под таможенным контролем. Контроль за фактическим перемещением нефтепродуктов через таможенную границу Российской Федерации осуществляют должностные лица таможенного органа, назначенные приказом этого таможенного органа.

17.3 Перемещение партии нефтепродукта через таможенный пункт пропуска может быть осуществлено только в сроки действия ГТД, указанные в маршрутной телеграмме ОАО «АК «Транснефтепродукт».

17.4 В целях предотвращения несанкционированной поставки трубопроводным и наливным транспортом неоформленных количеств нефтепродуктов допускается остановить перекачку или налив до момента отгрузки партии нефтепродукта в полном объеме в пределах допуска ±0,5 %:

- от суточной расчетной перекачки трубопроводным транспортом;
- от расчетной массы нефтепродуктов, поставляемых на наливной транспорт.

Допуск 0,5 % определен с учетом затрат времени, необходимого от момента отключения насосных агрегатов и запорной арматуры до полной остановки перекачки.

17.5 При оформлении актов приема-сдачи нефтепродуктов на таможенных пунктах пропуска нефтепродуктов, расположенных на границе Российской Федерации, предусматривают, чтобы акты на МТК были датированы не ранее даты выпуска ГТД и маршрутной телеграммы ОАО «АК «Транснефтепродукт», и не позднее даты оформления актов приема-

сдачи в пункте назначения на конечном ПСП маршрута транспортировки.

17.6 Перемещение партии нефтепродукта через таможенный пункт пропуска может быть осуществлено только в сроки действия ГТД, указанные в маршрутной телеграмме ОАО «АК «Транснефтепродукт». На конечных ПСП при сдаче нефтепродуктов на экспорт акты приема-сдачи нефтепродуктов оформляют не менее чем в пяти оригинальных экземплярах:

- 1 экземпляр оставляют на ПСП;
- 1 экземпляр передают принимающей стороне;
- 1 экземпляр направляют в ОАО (ООО) МНПП;
- 2 экземпляра ежедекадно направляют в ОАО «АК «Транснефтепродукт» (1 экземпляр – для грузоотправителя, 1 экземпляр – для таможенного оформления нефтепродуктов).

## 18 Учет нефтепродуктов при последовательной перекачке по магистральным нефтепродуктопроводам

### 18.1 Учет партий нефтепродуктов в линейной части магистральных нефтепродуктопроводов и резервуарных парках при последовательной перекачке

18.1.1 Последовательную перекачку нефтепродуктов по МНПП проводят в соответствии с инструкцией, утвержденной ОАО «Транснефтепродукт» [10] и изменениями и дополнениями к ней [11].

На каждый маршрут, по которому осуществляется последовательная перекачка нефтепродуктов, разрабатывают и утверждают нормативы смесеобразования и минимально допустимых партий, обеспечивающих раскладку технологических смесей. Ориентировочно объем смеси, образующейся в каждом контакте партий нефтепродуктов, определяют согласно инструкции, утвержденной ОАО «Транснефтепродукт» [10] и изменениями и дополнениями к ней [11].

18.1.2 Последовательную перекачку различных нефтепродуктов по трубопроводам осуществляют циклами. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, располагающихся в определенной последовательности.

18.1.3 При последовательной перекачке нефтепродуктов по одному МНПП учет их движения (поступление, накопление, откачка) ведут по сортам, маркам и видам с отображением каждой партии нефтепродуктов в диспетчерских (оперативных) листах, движение каждой партии в линейной части МНПП – в «Цветном графике», на котором указывают расчетные координаты контакта партии, а также определены объем и масса каждой партии нефтепродуктов.

18.1.4 С учетом технологии последовательной перекачки по МНПП производят накопление нефтепродуктов одного вида, сорта, марки до объема минимальной партии. Накопление партий производят в пунктах ПСП МНПП. Партии формируют с учетом обеспечения выполнения договорных условий и сохранности качества и количества перекачиваемых нефтепродуктов.

18.1.5 Конкретные объемы и параметры качества каждой конкретной партии нефтепродуктов определяются условиями договора с учетом нормативного смесеобразования. Минимальные объемы партий нефтепродуктов при прямом контактировании определяют из условий обеспечения сохранности качества, исключения пересортицы нефтепродуктов.

В отдельных случаях допускается закладка партий разносортных нефтепродуктов без определенного, согласно инструкции, утвержденной ОАО

«Транснефтепродукт» [10] и изменениями и дополнениями к ней [11], запаса качества. Принадлежность образовавшейся при этом неисправляемой смеси устанавливается договором.

18.1.6 Объемы партий, последовательно перекачиваемых по МНПП нефтепродуктов, определяются месячными заданиями ОАО «АК «Транснефтепродукт» на перекачку. Конкретный объем и сроки перекачки определяют работники ТТО совместно со службой качества.

18.1.7 На ГПС определяют массу, объем и показатели качества подготовленных для последовательной перекачки по МНПП нефтепродуктов по каждому сорту, марке и виду.

Перечень контролируемых показателей качества, определяемых на ГПС МНПП, устанавливает РД 153-39.4-034-98.

18.1.8 Контроль качества нефтепродуктов при последовательной перекачке по МНПП осуществляют в соответствии с РД 153-39.4-034-98 и инструкцией, утвержденной ОАО «Транснефтепродукт» [10] и изменениями и дополнениями к ней [11].

18.1.9 Фактический объем смеси определяют путем умножения фактического расхода нефтепродукта на время прохождения смеси.

18.1.10 При последовательной перекачке по МНПП одноименных нефтепродуктов (бензинов различных марок, дизельных топлив различных марок и т.п.) образовавшаяся смесь раскладывается по резервуарам с соответствующими нефтепродуктами сразу во время приемки.

Количество смеси, добавляемой в каждый нефтепродукт, зависит от его запаса качества по показателю, имеющихся ресурсов нефтепродуктов и определяется конкретно в каждом отдельном случае.

При последовательной перекачке топлива для реактивных двигателей в контакте с дизельным топливом или бензином вся образовавшаяся смесь может раскладываться только в дизельном топливе или бензине. Условия сдачи образовавшейся смеси устанавливается условиями договора.

Запрещается сброс смеси в резервуары с топливом для реактивных двигателей.

18.1.11 Прием и раскладку смесей на ПСП производят по карте раскладки, составленной инженером-химиком ЛПДС (ПО) и начальником товарно-транспортной службы ЛПДС (ПО), согласованной с начальником ТТО и руководителем службы качества ОСТ.

18.1.12 Раскладку и исправление смеси производят в соответствии с инструкцией, утвержденной ОАО «Транснефтепродукт» [10] и изменениями и дополнениями к ней [11].

18.1.13 При организации последовательной перекачки различных сортов, марок и видов нефтепродуктов с учетом специфики работы трубопроводного транспорта и его зависимости от работы смежных видов транспорта (железнодорожного, речного, морского) в договорах предусматривают возможность увеличения объемов смеси и порядок отгрузки (сдачи) неисправляемой смеси, или образовавшегося в результате пересортицы нефтепродукта другого сорта, вида или марки, при отклонении режимов перекачки от нормальных, т.е. при работе на пониженных режимах, при остановке перекачки и т.п.

18.1.14 На конечных ПСП технологическую смесь сдают в следующем порядке: легкая смесь (тяжелый автобензин) – как автобензин, тяжелая смесь (легкое дизтопливо) – как дизельное топливо, составляют акт приема-сдачи.

Порядок раскладки технологических смесей проводят в соответствии с инструкцией, утвержденной ОАО «Транснефтепродукт», [10] и изменениями и дополнениями к ней [11].

18.1.15 Ежемесячно ПС и НП составляют акты на перечисление нефтепродуктов от смешения при их последовательной перекачке по МНПП в соответствии с приложением Т.

**18.2 Определение и учет количества нестандартного нефтепродукта**

18.2.1 В случае невозможности раскладки смеси в пункте приема (отсутствие достаточных ресурсов нефтепродуктов или необходимого запаса качества у одного или обоих нефтепродуктов) образуется нестандартный нефтепродукт или условно «нетоварная» смесь.

18.2.2 На ПСП на «нетоварную смесь» оформляют акты, ведут учет количества нестандартных нефтепродуктов (пересортицы), в соответствии с РД 153-39.4-034-98 оформляют отчет о движении нестандартных нефтепродуктов.

Порядок реализации или восстановления смесей определяют условиями договора оказания услуг.

Восстановление нестандартного нефтепродукта в резервуарах производит владелец данных емкостей.

18.2.3 При смешении нефтепродуктов в результате транспортировки различных марок по одному МНПП сверх нормативов, предусматриваемых технологическим регламентом, приеме разных марок автомобильных бензинов или дизельных топлив в один резервуар без соответствующей очистки и других операциях приказом по организации назначается комиссия, которая устанавливает причины смешения, количество смешанных нефтепродуктов и их качество.

18.2.4 По результатам проверки комиссией составляют акт на смешение нефтепродуктов.

18.2.5 Акт на смешение нефтепродуктов и объяснение ответственных лиц рассматривается и утверждается руководством предприятия.

18.2.6 Потери от смешения нефтепродуктов сверх нормативов относят на счет виновных лиц.

Потери от смешения нефтепродуктов и затраты, связанные с этим, в случаях, когда конкретные виновники не установлены, относят на убытки предприятий ОАО «АК «Транснефтепродукт».

18.2.7 В исполнительном балансе пересортицу отражают отдельной строкой соответственно в приходной и расходной частях баланса.

**Приложение А**
(обязательное)

## Формы актов приема-сдачи нефтепродукта для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме

### А.1 Форма Акта приема-сдачи нефтепродуктов (по показаниям СИКН) для оформления партии по маршрутной телеграмме

**Акт приема-сдачи нефтепродукта № _____ от _____ 20__ г.**
**(по показаниям СИКН) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме**

Пункт приема-сдачи нефтепродукта _____
Предприятие (владелец) пункта приема-сдачи нефтепродукта _____
СИКН № _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефтепродукта № _____
Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р _____
Маршрутная телеграмма № _____
НПЗ-производитель нефтепродукта _____
Грузоотправитель _____
Грузополучатель * _____
Пункт назначения * _____
Экспортер * _____
Грузовая таможенная декларация * _____
Наименование танкера ** _____
Уполномоченный представитель
сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель
принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от_____ № _____ принял

| Показатели | ед. изм. | количество |
|---|---|---|
| Результаты измерений СИКН_____: | | |
| на время окончания предыдущей сдачи: | | |
| масса * | т | |
| на момент завершения текущей сдачи: | | |
| масса * | т | |
| Масса нефтепродукта* | т | |
| № паспорта продукции нефтепродукта | | |

* С точностью до третьего знака после запятой.

Масса нефтепродукта (прописью) _____
_____т _____ кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутной телеграмме.
** При отгрузке нефтепродукта через морской порт.

## А.2 Форма акта приема-сдачи нефтепродукта (по резервуарам) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме

### Акт приема-сдачи нефтепродукта № _____ от _____ 20__ г. (по резервуарам) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме

Пункт приема-сдачи нефтепродукта _____

Предприятие (владелец) пункта приема-сдачи нефтепродукта _____

Договор об оказании услуг по транспортировке нефтепродукта № _____

Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р _____

Маршрутная телеграмма № _____

НПЗ-производитель нефтепродукта _____

Грузоотправитель _____

Грузополучатель * _____

Пункт назначения * _____

Экспортер * _____

Грузовая таможенная декларация * _____

Наименование танкера ** _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
нефтепродукт следующего количества и качества:

| Показатели | ед. изм. | Количество |
|---|---|---|
| Номер резервуара | | |
| Уровень нефтепродукта:<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>мм<br>мм | |
| Уровень подтоварной воды:<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>мм<br>мм | |
| Общий объем по градуировочной таблице резервуара *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| Объем подтоварной воды *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| Объем нефтепродукта *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| | | |
| Стандартные условия: Давление<br>Температура нефтепродукта (15 °С; 20°С) | <br>°С | |
| Объем нефтепродукта, приведенный к стандартным условиям *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>м3<br>м3 | |
| Плотность нефтепродукта при стандартных условиях<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$кг/м^3$<br>$кг/м^3$ | |
| Масса нефтепродукта *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки<br>Масса сданного (принятого) нефтепродукта * | <br>т<br>т<br>т | |
| № паспорта продукции | | |
| *С точностью до третьего знака после запятой | | |

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью ) _____ т _____ кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия
М.П. М.П.

* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутной телеграмме.

** При отгрузке нефтепродукта через морской порт.

**Приложение Б**
(обязательное)

## Формы актов приема-сдачи нефтепродукта для оформления валовых объемов нефтепродукта

### Б.1 Форма акта приема-сдачи нефтепродукта (по показаниям СИКН) для оформления валовых объемов нефтепродукта

**Акт приема-сдачи нефтепродукта № _____ от _____ 20__ г.**
**(по показаниям СИКН) для оформления валовых объемов нефтепродукта**

Пункт приема-сдачи нефтепродукта _____
Предприятие (владелец) пункта приема-сдачи нефтепродукта _____
СИКН № _____
Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
нефтепродукт следующего количества и качества:

| Показатели | ед. изм. | количество |
|---|---|---|
| Результаты измерений СИКН_____: | | |
| на время окончания предыдущей сдачи: масса * | т | |
| на момент завершения текущей сдачи: масса * | т | |
| Масса нефтепродукта** | т | |
| № паспорта продукции нефтепродукта | | |

* С точностью до третьего знака после запятой.
** При использовании массомера не заполняется.

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью) _____
_____ т _____ кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

## Б.2 Форма акта приема-сдачи нефтепродукта (по резервуарам) для оформления валовых объемов нефтепродукта

### Акт приема-сдачи нефтепродукта № _____ от _____ 20__ г. (по резервуарам) для оформления валовых объемов нефтепродукта

Пункт приема-сдачи нефтепродукта _____

Предприятие (владелец) пункта приема-сдачи нефтепродукта _____

Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р

Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,

а уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял

нефтепродукт следующего количества и качества:

| Показатели | ед. изм. | Количество |
|---|---|---|
| Номер резервуара | | |
| Уровень нефтепродукта:<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>мм<br>мм | |
| Уровень подтоварной воды:<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>мм<br>мм | |
| Общий объем по градуировочной таблице резервуара *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| Объем подтоварной воды *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| Объем нефтепродукта *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$м^3$<br>$м^3$ | |
| | | |
| Стандартные условия: Давление<br>Температура нефтепродукта (15 °С; 20°С) | МПа<br>°С | |
| Объем нефтепродукта, приведенный к стандартным условиям *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>м3<br>м3 | |
| Плотность нефтепродукта при стандартных условиях<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки | <br>$кг/м^3$<br>$кг/м^3$ | |
| Масса нефтепродукта *<br>до заполнения, откачки<br>после заполнения, откачки<br>Масса сданного (принятого) нефтепродукта * | <br>т<br>т<br>т | |
| № паспорта продукции | | |
| * С точностью до третьего знака после запятой. | | |

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью) _____ _____ т _____ кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____

подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

## Б.3 Форма приложения к валовому акту приема-сдачи

Приложение к валовому акту приема-сдачи_____

**Акт приема-сдачи нефтепродукта № _____ от _____ 20__ г.**
**для оформления партии нефтепродукта**
**по маршрутной телеграмме**

Пункт приема-сдачи нефтепродукта _____
Предприятие (владелец) пункта приема-сдачи нефтепродукта _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефтепродукта № _____
Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р _____
Маршрутная телеграмма № _____
НПЗ-производитель нефтепродукта _____
Грузоотправитель _____
Грузополучатель * _____
Пункт назначения * _____
Экспортер * _____
Грузовая таможенная декларация * _____
Наименование танкера ** _____
Уполномоченный представитель
сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель
принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
нефтепродукт следующего количества и качества:
№ паспорта продукции

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью) _____
_____т _____кг (цифрами)

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

_____
* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутной телеграмме.
** При отгрузке нефтепродукта через морской порт.

**Приложение В**
(обязательное)

## Форма сводного акта приема-сдачи нефтепродукта (при отгрузке железнодорожным и автомобильным транспортом) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме

### Сводный акт приема-сдачи нефтепродукта № ___ от _____ 20__ г. (при отгрузке железнодорожным и автомобильным транспортом) для оформления партии нефтепродукта по маршрутной телеграмме

Пункт налива нефтепродукта _____
Предприятие (владелец) пункта налива нефтепродукта _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефтепродукта № _____
Договор об оказании услуг по наливу нефтепродукта № _____
Наименование нефтепродукта, марка, ГОСТ, ГОСТ Р _____
Маршрутная телеграмма на транспортировку нефтепродукта № _____
НПЗ-производитель нефтепродукта _____
Грузоотправитель _____
Грузополучатель * _____
Пункт назначения * _____
Экспортер * _____
Грузовая таможенная декларация * _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
нефтепродукт следующего количества и качества:

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью) _____
_____т _____кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

* Заполняют при наличии указанных данных в маршрутной телеграмме.

**Приложение Г**
(обязательное)

**Форма паспорта продукции**

Товарный знак предприятия

_____
*Название организации (НПЗ, ЛПДС или НП), выдавшей паспорт и ее адрес, телефон и E-mail*

**Паспорт продукции №** Знак соответствия
(Знак обращения на рынке)

_____
*Наименование и марка нефтепродукта*

- Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»

- ГОСТ, ГОСТ Р или ТУ_____

Сертификат (или декларация) соответствия_____

_____
*№ сертификата, срок его действия и орган, его выдавший*

Дата изготовления ____ Дата отбора пробы _____Дата проведения анализа_____

Номер резервуара _____ Взлив (мм)_____Количество (кг) _____

| № п/п | Наименование показателей | Методы испытаний | Нормы по ТР | Нормы по ГОСТ, ГОСТ Р (ТУ) | Фактические данные |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | * |
| N | | | | | |

Примечание - Знаком * отмечаются показатели качества, проставляемые на ЛПДС (НП) по паспорту №___ НПЗ-производителя_____ .

Заключение: Нефтепродукт (наименование, марка) соответствует:
- техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»;
- межгосударственным и национальным стандартам РФ, техническим условиям.
Дополнительная информация (сведения):
- об экологическом классе техники, для которой предназначен нефтепродукт;
- о наличии (наименование, содержание и свойства) или отсутствии присадок

Начальник лаборатории (уполномоченное лицо) _____

Старший лаборант (исполнитель) _____

_____
Дата, время выдачи паспорта

М.П.

## Приложение Д
(обязательное)
## Таблицы значений поправочных коэффициентов на вместимость трубопровода

Таблица Д.1 – Значения коэффициента $K_t$ в зависимости от средней температуры нефтепродукта в трубопроводе

| t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -10,0 | 0,998920 | -2,6 | 0,999186 | 4,8 | 0,999453 | 12,2 | 0,999719 | 19,6 | 0,999986 |
| -9,8 | 0,998927 | -2,4 | 0,999194 | 5,0 | 0,999460 | 12,4 | 0,999726 | 19,8 | 0,999993 |
| -9,6 | 0,998934 | -2,2 | 0,999201 | 5,2 | 0,999467 | 12,6 | 0,999734 | 20,0 | 1,000000 |
| -9,4 | 0,998942 | -2,0 | 0,999208 | 5,4 | 0,999474 | 12,8 | 0,999741 | 20,2 | 1,000007 |
| -9,2 | 0,998949 | -1,8 | 0,999215 | 5,6 | 0,999482 | 13,0 | 0,999748 | 20,4 | 1,000014 |
| -9,0 | 0,998956 | -1,6 | 0,999222 | 5,8 | 0,999489 | 13,2 | 0,999755 | 20,6 | 1,000022 |
| -8,8 | 0,998963 | -1,4 | 0,999230 | 6,0 | 0,999496 | 13,4 | 0,999762 | 20,8 | 1,000029 |
| -8,6 | 0,998970 | -1,2 | 0,999237 | 6,2 | 0,999503 | 13,6 | 0,999770 | 21,0 | 1,000036 |
| -8,4 | 0,998978 | -1,0 | 0,999244 | 6,4 | 0,999510 | 13,8 | 0,999777 | 21,2 | 1,000043 |
| -8,2 | 0,998985 | -0,8 | 0,999251 | 6,6 | 0,999518 | 14,0 | 0,999784 | 21,4 | 1,000050 |
| -8,0 | 0,998992 | -0,6 | 0,999258 | 6,8 | 0,999525 | 14,2 | 0,999791 | 21,6 | 1,000058 |
| -7,8 | 0,998999 | -0,4 | 0,999266 | 7,0 | 0,999532 | 14,4 | 0,999798 | 21,8 | 1,000065 |
| -7,6 | 0,999006 | -0,2 | 0,999273 | 7,2 | 0,999539 | 14,6 | 0,999806 | 22,0 | 1,000072 |
| -7,4 | 0,999014 | 0,0 | 0,999280 | 7,4 | 0,999546 | 14,8 | 0,999813 | 22,2 | 1,000079 |
| -7,2 | 0,999021 | 0,2 | 0,999287 | 7,6 | 0,999554 | 15,0 | 0,999820 | 22,4 | 1,000086 |
| -7,0 | 0,999028 | 0,4 | 0,999294 | 7,8 | 0,999561 | 15,2 | 0,999827 | 22,6 | 1,000094 |
| -6,8 | 0,999035 | 0,6 | 0,999302 | 8,0 | 0,999568 | 15,4 | 0,999834 | 22,8 | 1,000101 |
| -6,6 | 0,999042 | 0,8 | 0,999309 | 8,2 | 0,999575 | 15,6 | 0,999842 | 23,0 | 1,000108 |
| -6,4 | 0,999050 | 1,0 | 0,999316 | 8,4 | 0,999582 | 15,8 | 0,999849 | 23,2 | 1,000115 |
| -6,2 | 0,999057 | 1,2 | 0,999323 | 8,6 | 0,999590 | 16,0 | 0,999856 | 23,4 | 1,000122 |
| -6,0 | 0,999064 | 1,4 | 0,999330 | 8,8 | 0,999597 | 16,2 | 0,999863 | 23,6 | 1,000130 |
| -5,8 | 0,999071 | 1,6 | 0,999338 | 9,0 | 0,999604 | 16,4 | 0,999870 | 23,8 | 1,000137 |
| -5,6 | 0,999078 | 1,8 | 0,999345 | 9,2 | 0,999611 | 16,6 | 0,999878 | 24,0 | 1,000144 |
| -5,4 | 0,999086 | 2,0 | 0,999352 | 9,4 | 0,999618 | 16,8 | 0,999885 | 24,2 | 1,000151 |
| -5,2 | 0,999093 | 2,2 | 0,999359 | 9,6 | 0,999626 | 17,0 | 0,999892 | 24,4 | 1,000158 |
| -5,0 | 0,999100 | 2,4 | 0,999366 | 9,8 | 0,999633 | 17,2 | 0,999899 | 24,6 | 1,000166 |
| -4,8 | 0,999107 | 2,6 | 0,999374 | 10,0 | 0,999640 | 17,4 | 0,999906 | 24,8 | 1,000173 |
| -4,6 | 0,999114 | 2,8 | 0,999381 | 10,2 | 0,999647 | 17,6 | 0,999914 | 25,0 | 1,000180 |
| -4,4 | 0,999122 | 3,0 | 0,999388 | 10,4 | 0,999654 | 17,8 | 0,999921 | 25,2 | 1,000187 |
| -4,2 | 0,999129 | 3,2 | 0,999395 | 10,6 | 0,999662 | 18,0 | 0,999928 | 25,4 | 1,000194 |
| -4,0 | 0,999136 | 3,4 | 0,999402 | 10,8 | 0,999669 | 18,2 | 0,999935 | 25,6 | 1,000202 |
| -3,8 | 0,999143 | 3,6 | 0,999410 | 11,0 | 0,999676 | 18,4 | 0,999942 | 25,8 | 1,000209 |
| -3,6 | 0,999150 | 3,8 | 0,999417 | 11,2 | 0,999683 | 18,6 | 0,999950 | 26,0 | 1,000216 |
| -3,4 | 0,999158 | 4,0 | 0,999424 | 11,4 | 0,999690 | 18,8 | 0,999957 | 26,2 | 1,000223 |
| -3,2 | 0,999165 | 4,2 | 0,999431 | 11,6 | 0,999698 | 19,0 | 0,999964 | 26,4 | 1,000230 |
| -3,0 | 0,999172 | 4,4 | 0,999438 | 11,8 | 0,999705 | 19,2 | 0,999971 | 26,6 | 1,000238 |
| -2,8 | 0,999179 | 4,6 | 0,999446 | 12,0 | 0,999712 | 19,4 | 0,999978 | 26,8 | 1,000245 |

*Окончание таблицы Д.1*

| t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ | t, °C | $K_t$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 27,0 | 1,000252 | 29,6 | 1,000346 | 32,2 | 1,000439 | 34,8 | 1,000533 | 37,4 | 1,000626 |
| 27,2 | 1,000259 | 29,8 | 1,000353 | 32,4 | 1,000446 | 35,0 | 1,000540 | 37,6 | 1,000634 |
| 27,4 | 1,000266 | 30,0 | 1,000360 | 32,6 | 1,000454 | 35,2 | 1,000547 | 37,8 | 1,000641 |
| 27,6 | 1,000274 | 30,2 | 1,000367 | 32,8 | 1,000461 | 35,4 | 1,000554 | 38,0 | 1,000648 |
| 27,8 | 1,000281 | 30,4 | 1,000374 | 33,0 | 1,000468 | 35,6 | 1,000562 | 38,2 | 1,000655 |
| 28,0 | 1,000288 | 30,6 | 1,000382 | 33,2 | 1,000475 | 35,8 | 1,000569 | 38,4 | 1,000662 |
| 28,2 | 1,000295 | 30,8 | 1,000389 | 33,4 | 1,000482 | 36,0 | 1,000576 | 38,6 | 1,000670 |
| 28,4 | 1,000302 | 31,0 | 1,000396 | 33,6 | 1,000490 | 36,2 | 1,000583 | 38,8 | 1,000677 |
| 28,6 | 1,000310 | 31,2 | 1,000403 | 33,8 | 1,000497 | 36,4 | 1,000590 | 39,0 | 1,000684 |
| 28,8 | 1,000317 | 31,4 | 1,000410 | 34,0 | 1,000504 | 36,6 | 1,000598 | 39,2 | 1,000691 |
| 29,0 | 1,000324 | 31,6 | 1,000418 | 34,2 | 1,000511 | 36,8 | 1,000605 | 39,4 | 1,000698 |
| 29,2 | 1,000331 | 31,8 | 1,000425 | 34,4 | 1,000518 | 37,0 | 1,000612 | 39,6 | 1,000706 |
| 29,4 | 1,000338 | 32,0 | 1,000432 | 34,6 | 1,000526 | 37,2 | 1,000619 | 39,8 | 1,000713 |
| | | | | | | | | 40,0 | 1,000720 |

Таблица Д.2 – Значения коэффициента $K_p$ в зависимости от среднего давления нефтепродукта в трубопроводе

| Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 |
| 95×4 | 1,000106 | 1,000116 | 1,000127 | 1,000137 | 1,000148 | 1,000158 | 1,000169 | 1,000179 |
| 95×5 | 1,000083 | 1,000091 | 1,000099 | 1,000107 | 1,000116 | 1,000124 | 1,000132 | 1,000140 |
| 95×6 | 1,000067 | 1,000074 | 1,000081 | 1,000087 | 1,000094 | 1,000101 | 1,000107 | 1,000114 |
| 159×5 | 1,000145 | 1,000159 | 1,000174 | 1,000188 | 1,000203 | 1,000217 | 1,000231 | 1,000246 |
| 159×6 | 1,000119 | 1,000131 | 1,000143 | 1,000155 | 1,000167 | 1,000178 | 1,000190 | 1,000202 |
| 159×7 | 1,000101 | 1,000111 | 1,000121 | 1,000131 | 1,000141 | 1,000151 | 1,000161 | 1,000171 |
| 159×8 | 1,000087 | 1,000095 | 1,000104 | 1,000113 | 1,000121 | 1,000130 | 1,000139 | 1,000148 |
| 219×6 | 1,000167 | 1,000184 | 1,000201 | 1,000218 | 1,000234 | 1,000251 | 1,000268 | 1,000285 |
| 219×7 | 1,000142 | 1,000156 | 1,000171 | 1,000185 | 1,000199 | 1,000213 | 1,000227 | 1,000242 |
| 219×8 | 1,000123 | 1,000135 | 1,000148 | 1,000160 | 1,000172 | 1,000185 | 1,000197 | 1,000209 |
| 219×9 | 1,000108 | 1,000119 | 1,000130 | 1,000141 | 1,000152 | 1,000163 | 1,000173 | 1,000184 |
| 245×6 | 1,000189 | 1,000207 | 1,000226 | 1,000245 | 1,000264 | 1,000283 | 1,000302 | 1,000320 |
| 245×8 | 1,000139 | 1,000153 | 1,000167 | 1,000181 | 1,000195 | 1,000208 | 1,000222 | 1,000236 |
| 245×9 | 1,000122 | 1,000135 | 1,000147 | 1,000159 | 1,000171 | 1,000184 | 1,000196 | 1,000208 |
| 273×6 | 1,000211 | 1,000232 | 1,000253 | 1,000275 | 1,000296 | 1,000317 | 1,000338 | 1,000359 |
| 273×8 | 1,000156 | 1,000172 | 1,000187 | 1,000203 | 1,000218 | 1,000234 | 1,000250 | 1,000265 |
| 273×9 | 1,000138 | 1,000151 | 1,000165 | 1,000179 | 1,000193 | 1,000206 | 1,000220 | 1,000234 |
| 351×7 | 1,000234 | 1,000257 | 1,000280 | 1,000304 | 1,000327 | 1,000351 | 1,000374 | 1,000397 |
| 351×8 | 1,000203 | 1,000224 | 1,000244 | 1,000264 | 1,000285 | 1,000305 | 1,000325 | 1,000346 |
| 351×9 | 1,000180 | 1,000198 | 1,000216 | 1,000233 | 1,000251 | 1,000269 | 1,000287 | 1,000305 |
| 377×7 | 1,000252 | 1,000277 | 1,000302 | 1,000327 | 1,000352 | 1,000378 | 1,000403 | 1,000428 |
| 377×8 | 1,000219 | 1,000241 | 1,000263 | 1,000285 | 1,000307 | 1,000329 | 1,000350 | 1,000372 |
| 377×9 | 1,000194 | 1,000213 | 1,000232 | 1,000252 | 1,000271 | 1,000290 | 1,000310 | 1,000329 |
| 426×7 | 1,000286 | 1,000314 | 1,000343 | 1,000371 | 1,000400 | 1,000429 | 1,000457 | 1,000486 |
| 426×8 | 1,000249 | 1,000274 | 1,000299 | 1,000323 | 1,000348 | 1,000373 | 1,000398 | 1,000423 |
| 426×9 | 1,000220 | 1,000242 | 1,000264 | 1,000286 | 1,000308 | 1,000330 | 1,000352 | 1,000374 |
| 530×7 | 1,000358 | 1,000394 | 1,000429 | 1,000465 | 1,000501 | 1,000537 | 1,000573 | 1,000608 |
| 530×8 | 1,000312 | 1,000343 | 1,000374 | 1,000405 | 1,000437 | 1,000468 | 1,000499 | 1,000530 |
| 530×9 | 1,000276 | 1,000304 | 1,000331 | 1,000359 | 1,000387 | 1,000414 | 1,000442 | 1,000469 |
| 630×7 | 1,000427 | 1,000470 | 1,000513 | 1,000555 | 1,000598 | 1,000641 | 1,000683 | 1,000726 |
| 630×8 | 1,000373 | 1,000410 | 1,000447 | 1,000484 | 1,000522 | 1,000559 | 1,000596 | 1,000633 |
| 630×9 | 1,000330 | 1,000363 | 1,000396 | 1,000429 | 1,000462 | 1,000495 | 1,000528 | 1,000561 |
| 720×7 | 1,000490 | 1,000539 | 1,000588 | 1,000636 | 1,000685 | 1,000734 | 1,000783 | 1,000832 |
| 720×8 | 1,000427 | 1,000470 | 1,000513 | 1,000555 | 1,000598 | 1,000641 | 1,000683 | 1,000726 |
| 720×9 | 1,000379 | 1,000417 | 1,000454 | 1,000492 | 1,000530 | 1,000568 | 1,000606 | 1,000644 |

*Продолжение таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубо-провода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 |
| 95×4 | 1,000190 | 1,000201 | 1,000211 | 1,000222 | 1,000232 | 1,000243 | 1,000253 | 1,000264 |
| 95×5 | 1,000149 | 1,000157 | 1,000165 | 1,000173 | 1,000182 | 1,000190 | 1,000198 | 1,000206 |
| 95×6 | 1,000121 | 1,000128 | 1,000134 | 1,000141 | 1,000148 | 1,000154 | 1,000161 | 1,000168 |
| 159×5 | 1,000260 | 1,000275 | 1,000289 | 1,000304 | 1,000318 | 1,000333 | 1,000347 | 1,000362 |
| 159×6 | 1,000214 | 1,000226 | 1,000238 | 1,000250 | 1,000262 | 1,000274 | 1,000285 | 1,000297 |
| 159×7 | 1,000181 | 1,000191 | 1,000201 | 1,000211 | 1,000221 | 1,000231 | 1,000241 | 1,000251 |
| 159×8 | 1,000156 | 1,000165 | 1,000174 | 1,000182 | 1,000191 | 1,000200 | 1,000208 | 1,000217 |
| 219×6 | 1,000301 | 1,000318 | 1,000335 | 1,000352 | 1,000368 | 1,000385 | 1,000402 | 1,000419 |
| 219×7 | 1,000256 | 1,000270 | 1,000284 | 1,000299 | 1,000313 | 1,000327 | 1,000341 | 1,000355 |
| 219×8 | 1,000222 | 1,000234 | 1,000246 | 1,000259 | 1,000271 | 1,000283 | 1,000296 | 1,000308 |
| 219×9 | 1,000195 | 1,000206 | 1,000217 | 1,000228 | 1,000239 | 1,000249 | 1,000260 | 1,000271 |
| 245×6 | 1,000339 | 1,000358 | 1,000377 | 1,000396 | 1,000415 | 1,000434 | 1,000452 | 1,000471 |
| 245×8 | 1,000250 | 1,000264 | 1,000278 | 1,000292 | 1,000306 | 1,000320 | 1,000333 | 1,000347 |
| 245×9 | 1,000220 | 1,000233 | 1,000245 | 1,000257 | 1,000269 | 1,000282 | 1,000294 | 1,000306 |
| 273×6 | 1,000380 | 1,000401 | 1,000422 | 1,000443 | 1,000465 | 1,000486 | 1,000507 | 1,000528 |
| 273×8 | 1,000281 | 1,000296 | 1,000312 | 1,000327 | 1,000343 | 1,000359 | 1,000374 | 1,000390 |
| 273×9 | 1,000248 | 1,000261 | 1,000275 | 1,000289 | 1,000303 | 1,000316 | 1,000330 | 1,000344 |
| 351×7 | 1,000421 | 1,000444 | 1,000467 | 1,000491 | 1,000514 | 1,000538 | 1,000561 | 1,000584 |
| 351×8 | 1,000366 | 1,000386 | 1,000407 | 1,000427 | 1,000447 | 1,000468 | 1,000488 | 1,000508 |
| 351×9 | 1,000323 | 1,000341 | 1,000359 | 1,000377 | 1,000395 | 1,000413 | 1,000431 | 1,000449 |
| 377×7 | 1,000453 | 1,000478 | 1,000503 | 1,000529 | 1,000554 | 1,000579 | 1,000604 | 1,000629 |
| 377×8 | 1,000394 | 1,000416 | 1,000438 | 1,000460 | 1,000482 | 1,000504 | 1,000526 | 1,000548 |
| 377×9 | 1,000349 | 1,000368 | 1,000387 | 1,000407 | 1,000426 | 1,000445 | 1,000465 | 1,000484 |
| 426×7 | 1,000514 | 1,000543 | 1,000571 | 1,000600 | 1,000629 | 1,000657 | 1,000686 | 1,000714 |
| 426×8 | 1,000448 | 1,000473 | 1,000498 | 1,000522 | 1,000547 | 1,000572 | 1,000597 | 1,000622 |
| 426×9 | 1,000396 | 1,000418 | 1,000440 | 1,000462 | 1,000484 | 1,000506 | 1,000528 | 1,000550 |
| 530×7 | 1,000644 | 1,000680 | 1,000716 | 1,000751 | 1,000787 | 1,000823 | 1,000859 | 1,000895 |
| 530×8 | 1,000561 | 1,000593 | 1,000624 | 1,000655 | 1,000686 | 1,000717 | 1,000749 | 1,000780 |
| 530×9 | 1,000497 | 1,000525 | 1,000552 | 1,000580 | 1,000608 | 1,000635 | 1,000663 | 1,000690 |
| 630×7 | 1,000769 | 1,000812 | 1,000854 | 1,000897 | 1,000940 | 1,000983 | 1,001025 | 1,001068 |
| 630×8 | 1,000671 | 1,000708 | 1,000745 | 1,000782 | 1,000820 | 1,000857 | 1,000894 | 1,000931 |
| 630×9 | 1,000594 | 1,000627 | 1,000660 | 1,000693 | 1,000726 | 1,000759 | 1,000792 | 1,000825 |
| 720×7 | 1,000881 | 1,000930 | 1,000979 | 1,001028 | 1,001077 | 1,001126 | 1,001175 | 1,001224 |
| 720×8 | 1,000769 | 1,000812 | 1,00085 | 1,00090 | 1,00094 | 1,00098 | 1,00103 | 1,00107 |
| 720×9 | 1,000682 | 1,000719 | 1,00076 | 1,00080 | 1,00083 | 1,00087 | 1,00091 | 1,00095 |

*Продолжение таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубо-провода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,3 |
| 95×4 | 1,000275 | 1,000285 | 1,000296 | 1,000306 | 1,000317 | 1,000327 | 1,000338 | 1,000348 |
| 95×5 | 1,000215 | 1,000223 | 1,000231 | 1,000239 | 1,000248 | 1,000256 | 1,000264 | 1,000272 |
| 95×6 | 1,000175 | 1,000181 | 1,000188 | 1,000195 | 1,000201 | 1,000208 | 1,000215 | 1,000222 |
| 159×5 | 1,000376 | 1,000391 | 1,000405 | 1,000420 | 1,000434 | 1,000448 | 1,000463 | 1,000477 |
| 159×6 | 1,000309 | 1,000321 | 1,000333 | 1,000345 | 1,000357 | 1,000369 | 1,000381 | 1,000392 |
| 159×7 | 1,000261 | 1,000271 | 1,000282 | 1,000292 | 1,000302 | 1,000312 | 1,000322 | 1,000332 |
| 159×8 | 1,000226 | 1,000234 | 1,000243 | 1,000252 | 1,000260 | 1,000269 | 1,000278 | 1,000286 |
| 219×6 | 1,000435 | 1,000452 | 1,000469 | 1,000486 | 1,000502 | 1,000519 | 1,000536 | 1,000553 |
| 219×7 | 1,000370 | 1,000384 | 1,000398 | 1,000412 | 1,000426 | 1,000441 | 1,000455 | 1,000469 |
| 219×8 | 1,000320 | 1,000333 | 1,000345 | 1,000357 | 1,000370 | 1,000382 | 1,000394 | 1,000406 |
| 219×9 | 1,000282 | 1,000293 | 1,000304 | 1,000314 | 1,000325 | 1,000336 | 1,000347 | 1,000358 |
| 245×6 | 1,000490 | 1,000509 | 1,000528 | 1,000547 | 1,000566 | 1,000584 | 1,000603 | 1,000622 |
| 245×8 | 1,000361 | 1,000375 | 1,000389 | 1,000403 | 1,000417 | 1,000431 | 1,000445 | 1,000459 |
| 245×9 | 1,000318 | 1,000331 | 1,000343 | 1,000355 | 1,000367 | 1,000380 | 1,000392 | 1,000404 |
| 273×6 | 1,000549 | 1,000570 | 1,000591 | 1,000612 | 1,000633 | 1,000655 | 1,000676 | 1,000697 |
| 273×8 | 1,000405 | 1,000421 | 1,000437 | 1,000452 | 1,000468 | 1,000483 | 1,000499 | 1,000515 |
| 273×9 | 1,000358 | 1,000371 | 1,000385 | 1,000399 | 1,000413 | 1,000426 | 1,000440 | 1,000454 |
| 351×7 | 1,000608 | 1,000631 | 1,000654 | 1,000678 | 1,000701 | 1,000724 | 1,000748 | 1,000771 |
| 351×8 | 1,000529 | 1,000549 | 1,000569 | 1,000590 | 1,000610 | 1,000630 | 1,000650 | 1,000671 |
| 351×9 | 1,000467 | 1,000485 | 1,000503 | 1,000521 | 1,000539 | 1,000557 | 1,000575 | 1,000593 |
| 377×7 | 1,000655 | 1,000680 | 1,000705 | 1,000730 | 1,000755 | 1,000780 | 1,000806 | 1,000831 |
| 377×8 | 1,000570 | 1,000591 | 1,000613 | 1,000635 | 1,000657 | 1,000679 | 1,000701 | 1,000723 |
| 377×9 | 1,000503 | 1,000523 | 1,000542 | 1,000562 | 1,000581 | 1,000600 | 1,000620 | 1,000639 |
| 426×7 | 1,000743 | 1,000771 | 1,000800 | 1,000829 | 1,000857 | 1,000886 | 1,000914 | 1,000943 |
| 426×8 | 1,000647 | 1,000672 | 1,000697 | 1,000721 | 1,000746 | 1,000771 | 1,000796 | 1,000821 |
| 426×9 | 1,000572 | 1,000594 | 1,000616 | 1,000638 | 1,000660 | 1,000682 | 1,000704 | 1,000726 |
| 530×7 | 1,000930 | 1,000966 | 1,001002 | 1,001038 | 1,001074 | 1,001109 | 1,001145 | 1,001181 |
| 530×8 | 1,000811 | 1,000842 | 1,000873 | 1,000904 | 1,000936 | 1,000967 | 1,000998 | 1,001029 |
| 530×9 | 1,000718 | 1,000746 | 1,000773 | 1,000801 | 1,000828 | 1,000856 | 1,000884 | 1,000911 |
| 630×7 | 1,001111 | 1,001153 | 1,001196 | 1,001239 | 1,001282 | 1,001324 | 1,001367 | 1,001410 |
| 630×8 | 1,000969 | 1,001006 | 1,001043 | 1,001080 | 1,001118 | 1,001155 | 1,001192 | 1,001229 |
| 630×9 | 1,000858 | 1,000891 | 1,000924 | 1,000957 | 1,000990 | 1,001023 | 1,001056 | 1,001089 |
| 720×7 | 1,001273 | 1,001322 | 1,001371 | 1,001420 | 1,001469 | 1,001518 | 1,001567 | 1,001616 |
| 720×8 | 1,00111 | 1,00115 | 1,00120 | 1,00124 | 1,001282 | 1,001324 | 1,001367 | 1,001410 |
| 720×9 | 1,00098 | 1,00102 | 1,00106 | 1,00110 | 1,001136 | 1,001174 | 1,001212 | 1,001250 |

*Продолжение таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубо-провода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 3,4 | 3,5 | 3,6 | 3,7 | 3,8 | 3,9 | 4,0 |
| 95×4 | 1,000359 | 1,000370 | 1,000380 | 1,000391 | 1,000401 | 1,000412 | 1,000422 |
| 95×5 | 1,000281 | 1,000289 | 1,000297 | 1,000305 | 1,000314 | 1,000322 | 1,000330 |
| 95×6 | 1,000228 | 1,000235 | 1,000242 | 1,000248 | 1,000255 | 1,000262 | 1,000269 |
| 159×5 | 1,000492 | 1,000506 | 1,000521 | 1,000535 | 1,000550 | 1,000564 | 1,000579 |
| 159×6 | 1,000404 | 1,000416 | 1,000428 | 1,000440 | 1,000452 | 1,000464 | 1,000476 |
| 159×7 | 1,000342 | 1,000352 | 1,000362 | 1,000372 | 1,000382 | 1,000392 | 1,000402 |
| 159×8 | 1,000295 | 1,000304 | 1,000312 | 1,000321 | 1,000330 | 1,000338 | 1,000347 |
| 219×6 | 1,000569 | 1,000586 | 1,000603 | 1,000620 | 1,000636 | 1,000653 | 1,000670 |
| 219×7 | 1,000483 | 1,000498 | 1,000512 | 1,000526 | 1,000540 | 1,000554 | 1,000569 |
| 219×8 | 1,000419 | 1,000431 | 1,000443 | 1,000456 | 1,000468 | 1,000480 | 1,000493 |
| 219×9 | 1,000369 | 1,000379 | 1,000390 | 1,000401 | 1,000412 | 1,000423 | 1,000434 |
| 245×6 | 1,000641 | 1,000660 | 1,000679 | 1,000697 | 1,000716 | 1,000735 | 1,000754 |
| 245×8 | 1,000472 | 1,000486 | 1,000500 | 1,000514 | 1,000528 | 1,000542 | 1,000556 |
| 245×9 | 1,000416 | 1,000429 | 1,000441 | 1,000453 | 1,000465 | 1,000478 | 1,000490 |
| 273×6 | 1,000718 | 1,000739 | 1,000760 | 1,000781 | 1,000802 | 1,000824 | 1,000845 |
| 273×8 | 1,000530 | 1,000546 | 1,000561 | 1,000577 | 1,000593 | 1,000608 | 1,000624 |
| 273×9 | 1,000468 | 1,000481 | 1,000495 | 1,000509 | 1,000523 | 1,000536 | 1,000550 |
| 351×7 | 1,000795 | 1,000818 | 1,000841 | 1,000865 | 1,000888 | 1,000911 | 1,000935 |
| 351×8 | 1,000691 | 1,000711 | 1,000732 | 1,000752 | 1,000772 | 1,000793 | 1,000813 |
| 351×9 | 1,000611 | 1,000629 | 1,000647 | 1,000665 | 1,000683 | 1,000700 | 1,000718 |
| 377×7 | 1,000856 | 1,000881 | 1,000906 | 1,000931 | 1,000957 | 1,000982 | 1,001007 |
| 377×8 | 1,000745 | 1,000767 | 1,000789 | 1,000810 | 1,000832 | 1,000854 | 1,000876 |
| 377×9 | 1,000658 | 1,000678 | 1,000697 | 1,000716 | 1,000736 | 1,000755 | 1,000775 |
| 426×7 | 1,000971 | 1,001000 | 1,001029 | 1,001057 | 1,001086 | 1,001114 | 1,001143 |
| 426×8 | 1,000846 | 1,000871 | 1,000896 | 1,000921 | 1,000945 | 1,000970 | 1,000995 |
| 426×9 | 1,000748 | 1,000770 | 1,000792 | 1,000814 | 1,000836 | 1,000858 | 1,000880 |
| 530×7 | 1,001217 | 1,001252 | 1,001288 | 1,001324 | 1,001360 | 1,001396 | 1,001431 |
| 530×8 | 1,001060 | 1,001092 | 1,001123 | 1,001154 | 1,001185 | 1,001216 | 1,001248 |
| 530×9 | 1,000939 | 1,000967 | 1,000994 | 1,001022 | 1,001049 | 1,001077 | 1,001105 |
| 630×7 | 1,001452 | 1,001495 | 1,001538 | 1,001581 | 1,001623 | 1,001666 | 1,001709 |
| 630×8 | 1,001267 | 1,001304 | 1,001341 | 1,001379 | 1,001416 | 1,001453 | 1,001490 |
| 630×9 | 1,001122 | 1,001155 | 1,001188 | 1,001221 | 1,001254 | 1,001287 | 1,001320 |
| 720×7 | 1,001665 | 1,001714 | 1,001763 | 1,001812 | 1,001860 | 1,001909 | 1,001958 |
| 720×8 | 1,001452 | 1,001495 | 1,001538 | 1,001581 | 1,001623 | 1,001666 | 1,001709 |
| 720×9 | 1,001287 | 1,001325 | 1,001363 | 1,001401 | 1,001439 | 1,001477 | 1,001515 |

*Продолжение таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубо-провода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 4,1 | 4,2 | 4,3 | 4,4 | 4,5 | 4,6 | 4,7 |
| 95×4 | 1,000433 | 1,000443 | 1,000454 | 1,000465 | 1,000475 | 1,000486 | 1,000496 |
| 95×5 | 1,000338 | 1,000347 | 1,000355 | 1,000363 | 1,000371 | 1,000380 | 1,000388 |
| 95×6 | 1,000275 | 1,000282 | 1,000289 | 1,000295 | 1,000302 | 1,000309 | 1,000316 |
| 159×5 | 1,000593 | 1,000608 | 1,000622 | 1,000637 | 1,000651 | 1,000665 | 1,000680 |
| 159×6 | 1,000488 | 1,000500 | 1,000511 | 1,000523 | 1,000535 | 1,000547 | 1,000559 |
| 159×7 | 1,000412 | 1,000422 | 1,000432 | 1,000442 | 1,000452 | 1,000463 | 1,000473 |
| 159×8 | 1,000356 | 1,000364 | 1,000373 | 1,000382 | 1,000390 | 1,000399 | 1,000408 |
| 219×6 | 1,000687 | 1,000703 | 1,000720 | 1,000737 | 1,000754 | 1,000770 | 1,000787 |
| 219×7 | 1,000583 | 1,000597 | 1,000611 | 1,000626 | 1,000640 | 1,000654 | 1,000668 |
| 219×8 | 1,000505 | 1,000517 | 1,000530 | 1,000542 | 1,000554 | 1,000567 | 1,000579 |
| 219×9 | 1,000444 | 1,000455 | 1,000466 | 1,000477 | 1,000488 | 1,000499 | 1,000510 |
| 245×6 | 1,000773 | 1,000792 | 1,000811 | 1,000829 | 1,000848 | 1,000867 | 1,000886 |
| 245×8 | 1,000570 | 1,000584 | 1,000598 | 1,000611 | 1,000625 | 1,000639 | 1,000653 |
| 245×9 | 1,000502 | 1,000514 | 1,000526 | 1,000539 | 1,000551 | 1,000563 | 1,000575 |
| 273×6 | 1,000866 | 1,000887 | 1,000908 | 1,000929 | 1,000950 | 1,000971 | 1,000992 |
| 273×8 | 1,000639 | 1,000655 | 1,000671 | 1,000686 | 1,000702 | 1,000717 | 1,000733 |
| 273×9 | 1,000564 | 1,000578 | 1,000591 | 1,000605 | 1,000619 | 1,000633 | 1,000646 |
| 351×7 | 1,000958 | 1,000982 | 1,001005 | 1,001028 | 1,001052 | 1,001075 | 1,001098 |
| 351×8 | 1,000833 | 1,000854 | 1,000874 | 1,000894 | 1,000915 | 1,000935 | 1,000955 |
| 351×9 | 1,000736 | 1,000754 | 1,000772 | 1,000790 | 1,000808 | 1,000826 | 1,000844 |
| 377×7 | 1,001032 | 1,001057 | 1,001082 | 1,001108 | 1,001133 | 1,001158 | 1,001183 |
| 377×8 | 1,000898 | 1,000920 | 1,000942 | 1,000964 | 1,000986 | 1,001008 | 1,001030 |
| 377×9 | 1,000794 | 1,000813 | 1,000833 | 1,000852 | 1,000871 | 1,000891 | 1,000910 |
| 426×7 | 1,001171 | 1,001200 | 1,001229 | 1,001257 | 1,001286 | 1,001314 | 1,001343 |
| 426×8 | 1,001020 | 1,001045 | 1,001070 | 1,001095 | 1,001120 | 1,001144 | 1,001169 |
| 426×9 | 1,000902 | 1,000924 | 1,000946 | 1,000968 | 1,000990 | 1,001012 | 1,001034 |
| 530×7 | 1,001467 | 1,001503 | 1,001539 | 1,001574 | 1,001610 | 1,001646 | 1,001682 |
| 530×8 | 1,001279 | 1,001310 | 1,001341 | 1,001372 | 1,001404 | 1,001435 | 1,001466 |
| 530×9 | 1,001132 | 1,001160 | 1,001187 | 1,001215 | 1,001243 | 1,001270 | 1,001298 |
| 630×7 | 1,001751 | 1,001794 | 1,001837 | 1,001880 | 1,001922 | 1,001965 | 1,002008 |
| 630×8 | 1,001528 | 1,001565 | 1,001602 | 1,001639 | 1,001677 | 1,001714 | 1,001751 |
| 630×9 | 1,001353 | 1,001386 | 1,001419 | 1,001452 | 1,001485 | 1,001518 | 1,001551 |
| 720×7 | 1,002007 | 1,002056 | 1,002105 | 1,002154 | 1,002203 | 1,002252 | 1,002301 |
| 720×8 | 1,001751 | 1,001794 | 1,001837 | 1,001880 | 1,001922 | 1,001965 | 1,002008 |
| 720×9 | 1,001552 | 1,001590 | 1,001628 | 1,001666 | 1,001704 | 1,001742 | 1,001780 |

*Продолжение таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 4,8 | 4,9 | 5,0 | 5,1 | 5,2 | 5,3 | 5,4 |
| 95×4 | 1,000507 | 1,000517 | 1,000528 | 1,000538 | 1,000549 | 1,000560 | 1,000570 |
| 95×5 | 1,000396 | 1,000404 | 1,000413 | 1,000421 | 1,000429 | 1,000437 | 1,000446 |
| 95×6 | 1,000322 | 1,000329 | 1,000336 | 1,000342 | 1,000349 | 1,000356 | 1,000363 |
| 159×5 | 1,000694 | 1,000709 | 1,000723 | 1,000738 | 1,000752 | 1,000767 | 1,000781 |
| 159×6 | 1,000571 | 1,000583 | 1,000595 | 1,000607 | 1,000618 | 1,000630 | 1,000642 |
| 159×7 | 1,000483 | 1,000493 | 1,000503 | 1,000513 | 1,000523 | 1,000533 | 1,000543 |
| 159×8 | 1,000417 | 1,000425 | 1,000434 | 1,000443 | 1,000451 | 1,000460 | 1,000469 |
| 219×6 | 1,000804 | 1,000821 | 1,000837 | 1,000854 | 1,000871 | 1,000888 | 1,000904 |
| 219×7 | 1,000682 | 1,000697 | 1,000711 | 1,000725 | 1,000739 | 1,000753 | 1,000768 |
| 219×8 | 1,000591 | 1,000604 | 1,000616 | 1,000628 | 1,000641 | 1,000653 | 1,000665 |
| 219×9 | 1,000520 | 1,000531 | 1,000542 | 1,000553 | 1,000564 | 1,000575 | 1,000585 |
| 245×6 | 1,000905 | 1,000924 | 1,000943 | 1,000961 | 1,000980 | 1,000999 | 1,001018 |
| 245×8 | 1,000667 | 1,000681 | 1,000695 | 1,000709 | 1,000723 | 1,000736 | 1,000750 |
| 245×9 | 1,000588 | 1,000600 | 1,000612 | 1,000624 | 1,000637 | 1,000649 | 1,000661 |
| 273×6 | 1,001014 | 1,001035 | 1,001056 | 1,001077 | 1,001098 | 1,001119 | 1,001140 |
| 273×8 | 1,000749 | 1,000764 | 1,000780 | 1,000795 | 1,000811 | 1,000827 | 1,000842 |
| 273×9 | 1,000660 | 1,000674 | 1,000688 | 1,000701 | 1,000715 | 1,000729 | 1,000743 |
| 351×7 | 1,001122 | 1,001145 | 1,001169 | 1,001192 | 1,001215 | 1,001239 | 1,001262 |
| 351×8 | 1,000976 | 1,000996 | 1,001016 | 1,001037 | 1,001057 | 1,001077 | 1,001098 |
| 351×9 | 1,000862 | 1,000880 | 1,000898 | 1,000916 | 1,000934 | 1,000952 | 1,000970 |
| 377×7 | 1,001208 | 1,001233 | 1,001259 | 1,001284 | 1,001309 | 1,001334 | 1,001359 |
| 377×8 | 1,001051 | 1,001073 | 1,001095 | 1,001117 | 1,001139 | 1,001161 | 1,001183 |
| 377×9 | 1,000929 | 1,000949 | 1,000968 | 1,000988 | 1,001007 | 1,001026 | 1,001046 |
| 426×7 | 1,001371 | 1,001400 | 1,001429 | 1,001457 | 1,001486 | 1,001514 | 1,001543 |
| 426×8 | 1,001194 | 1,001219 | 1,001244 | 1,001269 | 1,001294 | 1,001319 | 1,001343 |
| 426×9 | 1,001056 | 1,001078 | 1,001100 | 1,001122 | 1,001144 | 1,001166 | 1,001188 |
| 530×7 | 1,001718 | 1,001753 | 1,001789 | 1,001825 | 1,001861 | 1,001897 | 1,001932 |
| 530×8 | 1,001497 | 1,001528 | 1,001559 | 1,001591 | 1,001622 | 1,001653 | 1,001684 |
| 530×9 | 1,001326 | 1,001353 | 1,001381 | 1,001408 | 1,001436 | 1,001464 | 1,001491 |
| 630×7 | 1,002050 | 1,002093 | 1,002136 | 1,002179 | 1,002221 | 1,002264 | 1,002307 |
| 630×8 | 1,001788 | 1,001826 | 1,001863 | 1,001900 | 1,001937 | 1,001975 | 1,002012 |
| 630×9 | 1,001584 | 1,001617 | 1,001650 | 1,001683 | 1,001717 | 1,001750 | 1,001783 |
| 720×7 | 1,002350 | 1,002399 | 1,002448 | 1,002497 | 1,002546 | 1,002595 | 1,002644 |
| 720×8 | 1,002050 | 1,002093 | 1,002136 | 1,002179 | 1,002221 | 1,002264 | 1,002307 |
| 720×9 | 1,001817 | 1,001855 | 1,001893 | 1,001931 | 1,001969 | 1,002007 | 1,002045 |

*Окончание таблицы Д.2*

| Диаметр и толщина стенки трубо-провода, мм | Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 5,5 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 5,9 | 6,0 |
| 95×4 | 1,000581 | 1,000591 | 1,000602 | 1,000612 | 1,000623 | 1,000633 |
| 95×5 | 1,000454 | 1,000462 | 1,000470 | 1,000479 | 1,000487 | 1,000495 |
| 95×6 | 1,000369 | 1,000376 | 1,000383 | 1,000389 | 1,000396 | 1,000403 |
| 159×5 | 1,000796 | 1,000810 | 1,000825 | 1,000839 | 1,000853 | 1,000868 |
| 159×6 | 1,000654 | 1,000666 | 1,000678 | 1,000690 | 1,000702 | 1,000714 |
| 159×7 | 1,000553 | 1,000563 | 1,000573 | 1,000583 | 1,000593 | 1,000603 |
| 159×8 | 1,000477 | 1,000486 | 1,000495 | 1,000503 | 1,000512 | 1,000521 |
| 219×6 | 1,000921 | 1,000938 | 1,000955 | 1,000971 | 1,000988 | 1,001005 |
| 219×7 | 1,000782 | 1,000796 | 1,000810 | 1,000825 | 1,000839 | 1,000853 |
| 219×8 | 1,000677 | 1,000690 | 1,000702 | 1,000714 | 1,000727 | 1,000739 |
| 219×9 | 1,000596 | 1,000607 | 1,000618 | 1,000629 | 1,000640 | 1,000650 |
| 245×6 | 1,001037 | 1,001056 | 1,001075 | 1,001093 | 1,001112 | 1,001131 |
| 245×8 | 1,000764 | 1,000778 | 1,000792 | 1,000806 | 1,000820 | 1,000834 |
| 245×9 | 1,000673 | 1,000686 | 1,000698 | 1,000710 | 1,000722 | 1,000735 |
| 273×6 | 1,001161 | 1,001183 | 1,001204 | 1,001225 | 1,001246 | 1,001267 |
| 273×8 | 1,000858 | 1,000873 | 1,000889 | 1,000904 | 1,000920 | 1,000936 |
| 273×9 | 1,000756 | 1,000770 | 1,000784 | 1,000798 | 1,000811 | 1,000825 |
| 351×7 | 1,001285 | 1,001309 | 1,001332 | 1,001355 | 1,001379 | 1,001402 |
| 351×8 | 1,001118 | 1,001138 | 1,001159 | 1,001179 | 1,001199 | 1,001220 |
| 351×9 | 1,000988 | 1,001006 | 1,001024 | 1,001042 | 1,001060 | 1,001078 |
| 377×7 | 1,001385 | 1,001410 | 1,001435 | 1,001460 | 1,001485 | 1,001510 |
| 377×8 | 1,001205 | 1,001227 | 1,001249 | 1,001271 | 1,001292 | 1,001314 |
| 377×9 | 1,001065 | 1,001084 | 1,001104 | 1,001123 | 1,001142 | 1,001162 |
| 426×7 | 1,001571 | 1,001600 | 1,001629 | 1,001657 | 1,001686 | 1,001714 |
| 426×8 | 1,001368 | 1,001393 | 1,001418 | 1,001443 | 1,001468 | 1,001493 |
| 426×9 | 1,001210 | 1,001232 | 1,001254 | 1,001276 | 1,001298 | 1,001320 |
| 530×7 | 1,001968 | 1,002004 | 1,002040 | 1,002075 | 1,002111 | 1,002147 |
| 530×8 | 1,001715 | 1,001747 | 1,001778 | 1,001809 | 1,001840 | 1,001871 |
| 530×9 | 1,001519 | 1,001546 | 1,001574 | 1,001602 | 1,001629 | 1,001657 |
| 630×7 | 1,002350 | 1,002392 | 1,002435 | 1,002478 | 1,002520 | 1,002563 |
| 630×8 | 1,002049 | 1,002086 | 1,002124 | 1,002161 | 1,002198 | 1,002235 |
| 630×9 | 1,001816 | 1,001849 | 1,001882 | 1,001915 | 1,001948 | 1,001981 |
| 720×7 | 1,002693 | 1,002742 | 1,002791 | 1,002840 | 1,002889 | 1,002938 |
| 720×8 | 1,002350 | 1,002392 | 1,002435 | 1,002478 | 1,002520 | 1,002563 |
| 720×9 | 1,002083 | 1,002120 | 1,002158 | 1,002196 | 1,002234 | 1,002272 |

## Приложение Е
(справочное)

## Пример расчета массы нефтепродукта в линейной части трубопровода

Е.1 Исходные данные

Е.1.1 Длина участка трубопровода L = 100 км.

Е.1.2 Диаметр трубопровода $D_н$ = 530 мм.

Е.1.3 Толщина стенки δ = 8 мм.

Е.1.4 Модуль упругости материала E =2,06·10$^5$ МПа.

Е.1.5 Давление:

- в начале участка трубопровода $P_{нач}$ = 5,5 МПа;
- в конце участка трубопровода $P_{кон}$ = 0,1 МПа.

Е.1.6 Температура дизельного топлива в начале участка $t_{нач}$ = 15 °С.

Е.1.7 Температура дизельного топлива в конце участка $t_{кон}$ = 5 °С.

Е.1.8 Плотность дизельного топлива приведенная к 20 $^0$С и избыточному давлению 0 МПа:

- в начале участка трубопровода $\rho^{20}_{нач}$ = 852,5 кг/м$^3$;
- в конце участка трубопровода $\rho^{20}_{кон}$ = 854,0 кг/м$^3$.

Е.2 Расчет

Е.2.1 По градуировочной таблице определяют геометрический объем участка трубопровода $V_{гр}$= 20749,900 м$^3$.

Е.2.2 Рассчитывают среднюю температуру дизельного топлива в участке трубопровода:

$$t_{ср} = (t_{нач} + t_{кон}) / 2 = (15 + 5) / 2 = 10 \text{ °С}.$$

Е.2.3 Используя приложение Д.1, определяют значение поправочного коэффициента на вместимость трубопровода в зависимости от его температуры, принятой равной средней температуре дизельного топлива:

$$K_t = 0,99964.$$

Е.2.4 Определяют среднее избыточное давление на участке трубопровода:

$$P_{ср} = (P_{нач} + P_{кон}) / 2 = (5,5 + 0,1)/2 = 2,8 \text{ МПа}.$$

Е.2.5 Используя приложение Д.2, определяют значение поправочного коэффициента на вместимость трубопровода в зависимости от среднего давления на участке и размеров трубопровода:

$$K_p = 1,000873.$$

Е.2.6 Рассчитывают среднюю плотность дизельного топлива при стандартных условиях:

$$\rho^{20}_{ср} = (\rho^{20}_{нач} + \rho^{20}_{кон}) / 2 = (852,5 + 854,0) / 2 = 853,25 \text{ кг/м}^3.$$

Е.2.7 Определяют по таблицам (алгоритму) МИ 2823-2003 коэффициент сжимаемости нефтепродукта γ:

$$\gamma = 0,000705 \text{ МПа}^{-1}.$$

Е.2.8 Рассчитывают поправочный коэффициент на сжимаемость нефтепродукта $K_{P0}$:

$$K_{P0} = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P_{ср}} = \frac{1}{1 - 0,000705 \cdot 2,8} = 1,001977.$$

Е.2.9 По таблицам приложения рекомендации [4] находят коэффициент К при $t_{ср} = 10$ °С и $\rho^{20}_{ср} = 853{,}25$ кг/м$^3$:

$$К = 1{,}0082375.$$

Е.2.10 Рассчитывают объем приведенный к стандартным условиям:

$$V^{20}_{НП} = V_{гр} \cdot К_t \cdot К_P \cdot К_{P0} \cdot К = 20749{,}9 \cdot 0{,}99964 \cdot 1{,}000873 \cdot 1{,}001977 \cdot 1{,}0082375 =$$

$$= 20972{,}934 \text{ м}^3.$$

Е.2.11 Рассчитывают массу дизельного топлива в участке трубопровода:

$$M_{уч} = V^{20}_{НП} \cdot \rho^{20}_{СР} \cdot 10^{-3} = 20972{,}934 \cdot 853{,}25 \cdot 10^{-3} = 17895{,}156 \text{ т}.$$

## Приложение Ж
(обязательное)
## Расчет коэффициента заполнения $K_з$ для самотечного участка

Ж.1 Графически определяют гидравлический уклон по профилю перегона нефтепродуктопровода, имеющиеся гидравлические напоры в начале $H_н$ и конце $H_к$ перегона, известный гидравлический уклон i (потеря напора на трение, отнесенная к единице длины трубопровода).

Ж.2 На профиле перегона (рисунок Ж.1) с уровня гидравлического напора в начале перегона $H_н$ проводят линию гидравлического уклона $i = tg\alpha$. Если эта линия касается одной из верхних точек $\pi$ на профиле, то эта точка является перевальной, и за ней следует самотечный участок.

Ж.3 На профиле перегона с уровня гидравлического напора в конце перегона $H_к$ проводят линию гидравлического уклона i. Точка пересечения С этой линии с линией профиля означает конец самотечного участка. Расстояние от точки $\pi$ до точки С принимается за длину самотечного участка $l_c$.

Ж.4 Если на перегоне нефтепродуктопровода имеется несколько высоких точек-пиков, то самотечных участков может быть несколько (рисунок Ж.2). В случае, когда линия гидравлического уклона, проведенная с начала перегона, касается вершины первого пика – верхней точки $\pi'$, а линия гидравлического уклона, проведенная с конца перегона, пересекает профиль второго пика в точке С", имеются самотечные участки после каждого пика. В таком случае, линия гидравлического уклона i проводится касательно вершины второго пика в точке $\pi''$ до пересечения профиля первого пика в точке С'. Эта точка пересечения означает конец первого самотечного участка. А второй самотечный участок имеется после второго пика от точки $\pi''$ до точки С". Аналогичным образом находятся самотечные участки, когда их больше двух.

Ж.5 Определяют гидравлический уклон $i_c$ на самотечных участках, как отношение разности $h_c$ геодезических отметок начала и конца участка к длине $l_c$ самотечного участка по формуле:

$$i_c = h_c / l_c. \qquad (Ж.1)$$

Ж.6 Находят модуль расхода М, $дм^3/с$, по формуле:

$$M = Q/\sqrt{i_c}\,. \qquad (Ж.2)$$

Ж.7 Степень заполнения $K_з$ по площади поперечного сечения трубопровода нефтепродуктом на самотечном участке находят по таблице Ж.1. Для этого в столбце, соответствующем данному диаметру нефтепродуктопровода, находят строку с вычисленным значением модуля расхода М. В крайнем левом столбце таблицы Ж.1 находят соответствующее значение коэффициента $K_з$.

***Пример***

*Исходные данные: D = 0,5 м; расход Q = 1235 $м^3/ч$ = 343 $дм^3/с$, гидравлический уклон на напорном участке i = 0,00374.*

*Расчет: 1) На профиле трассы (рисунок Ж.1) находим $l_c$ = 30000 м, $h_c$ = 240 м, $l_c = h_c/l_c$ =0,008.*

*2) Находим модуль расхода: $M = 343/\sqrt{0{,}008}$ =3835 $дм^3/с$.*

*3) Определяем по таблице степень заполнения $K_з$ по сечению трубопровода нефтепродуктом на самотечном участке (применяя интерполяцию на промежуточное значение M = 3835): $K_з = 0{,}892$.*

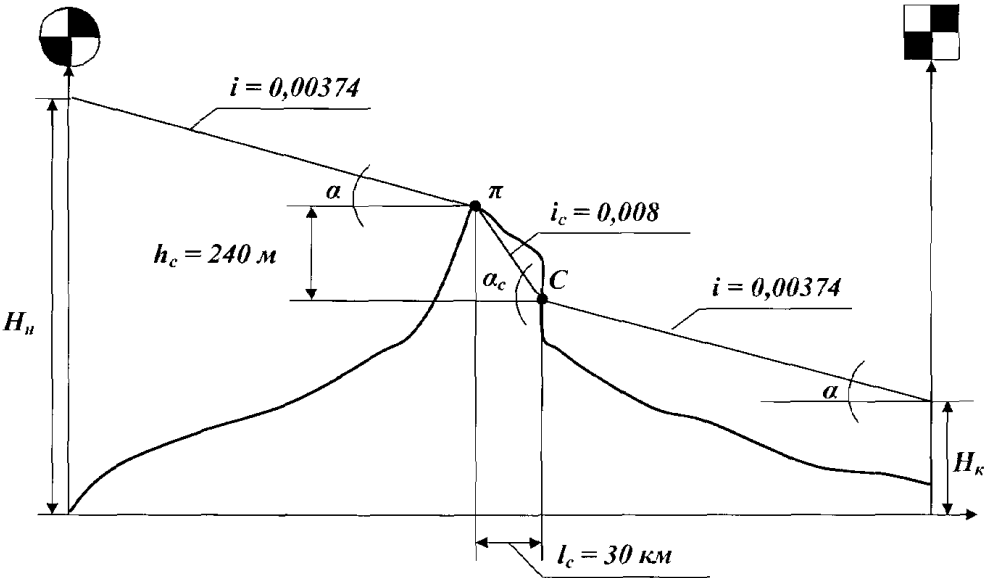



Рисунок Ж.1 - Профиль трассы нефтепродуктопровода к примеру расчета коэффициента $K_3$ на самотечном участке

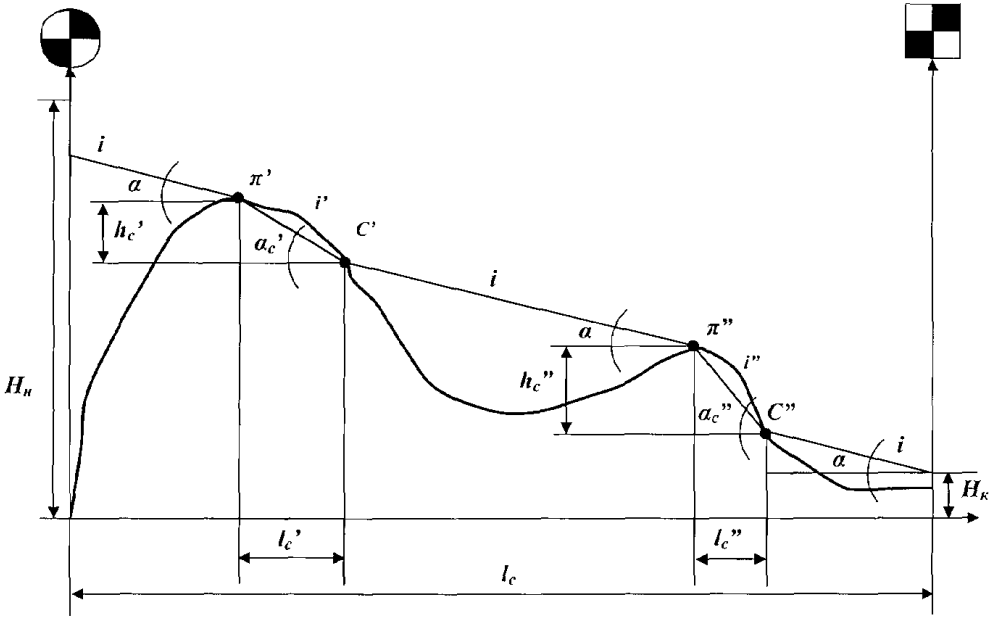



Рисунок Ж.2 - Профиль трассы нефтепродуктопровода с двумя самотечными участками

Таблица Ж.1 – Модуль расхода М, дм$^3$/с

| Коэффициент заполнения $K_з$ | Модуль расхода $M = \frac{Q}{\sqrt{i_c}}$, дм$^3$/с | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Диаметр трубопровода D, м | | | | | |
| | 0,2 | 0,25 | 0,30 | 0,35 | 0,40 | 0,50 |
| 0,018 | 1,6 | 2,8 | 4,6 | 7,0 | 10,0 | 18,1 |
| 0,052 | 6,8 | 12,4 | 29,2 | 30,5 | 43,5 | 78,8 |
| 0,094 | 15,9 | 28,9 | 47,0 | 70,9 | 101,2 | 183,5 |
| 0,142 | 28,7 | 52,1 | 84,7 | 127,7 | 182,4 | 330,7 |
| 0,195 | 44,9 | 81,5 | 132,5 | 199,8 | 285,3 | 517,3 |
| 0,252 | 64,3 | 116,5 | 189,4 | 285,7 | 407,9 | 739,7 |
| 0,312 | 86,2 | 156,4 | 254,3 | 383,5 | 547,6 | 992,8 |
| 0,374 | 110,5 | 200,4 | 325,8 | 491,5 | 701,7 | 1272,0 |
| 0,436 | 136,6 | 247,7 | 402,8 | 607,6 | 867,4 | 1573,0 |
| 0,500 | 164,0 | 297,3 | 483,5 | 729,3 | 1041,0 | 1888,0 |
| 0,563 | 192,1 | 348,3 | 566,4 | 854,4 | 1220,0 | 2212,0 |
| 0,625 | 220,4 | 399,5 | 650,0 | 980,0 | 1399,0 | 2537,0 |
| 0,688 | 248,1 | 449,8 | 731,5 | 1103,0 | 1575,0 | 2856,0 |
| 0,747 | 274,6 | 497,9 | 809,6 | 1221,0 | 1744,0 | 3161,0 |
| 0,804 | 299,1 | 542,3 | 881,8 | 1330,0 | 1899,0 | 3443,0 |
| 0,856 | 320,6 | 581,3 | 945,2 | 1426,0 | 2036,0 | 3691,0 |
| 0,906 | 338,0 | 612,8 | 996,4 | 1503,0 | 2146,0 | 3891,0 |
| 0,948 | 349,6 | 633,8 | 1031,0 | 1555,0 | 2220,0 | 4024,0 |
| 0,981 | 353,2 | 640,5 | 1041,0 | 1571,0 | 2243,0 | 4067,0 |
| 1,000 | Более | Более | Более | Более | Более | Более |
| | 355,0 | 645,0 | 1045 | 1575,0 | 2245,0 | 4070,0 |

## Приложение И
(обязательное)

### Формы актов инвентаризации нефтепродуктов

### И.1 Форма акта инвентаризации нефтепродуктов в трубопроводах

**АКТ №**
**инвентаризации нефтепродукта в линейной части нефтепродуктопровода и технологических трубопроводах**

на 24 часа московского времени «____»_____ 20__г.

_____ОСТ

Председатель комиссии _____
Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

составили настоящий Акт в том, что установлено наличие нефтепродукта следующего количества:

| № п/п | Марка нефтепродукта | Наименование участка трубопровода | Коэффициент заполнения Кз | Вместимость участка трубопровода по градуировочной таблице, $м^3$ | Поправочный коэффициент на объем трубопровода | | Среднее давление на участке | Средняя температура нефтепродукта | Средняя плотность нефтепродукта, приведенная к 20°С, и избыточному давлению 0 МПа | Объем нефтепродукта, приведенный к 20°С, и избыточному давлению 0 МПа | Масса нефтепродукта |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | $К_t$ | $К_р$ | | | | | |
| | | | | | | | МПа | °С | $кг/м^3$ | $м^3$ | т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

Председатель комиссии _____ _____ Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

**И.2 Форма акта инвентаризации нефтепродуктов в резервуарах и технологических емкостях**

**Акт инвентаризации нефтепродуктов в резервуарах и технологических емкостях**

Председатель комиссии _____ _____
Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____ _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

составили настоящий акт в том, что по состоянию на 24 часа московского времени «___»_____20__г. было установлено наличие нефтепродукта следующего количества:

| Номера резервуаров (емкости) | Марка нефтепродукта | Общий уровень нефтепродукта | Уровень подтоварной воды | Объем общий | Объем подтоварной воды | Объем нефтепродукта | Объем, приведенный к 20 °С | Средняя температура нефтепродукта | Плотность нефтепродукта при измерении объема | Плотность, приведенная к 20 °С | Масса нефтепродукта |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | мм | мм | $м^3$ | $м^3$ | $м^3$ | $м^3$ | °С | кг/ $м^3$ | кг/ $м^3$ | т |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

Председатель комиссии _____ _____ Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

## И.3 Форма акта инвентаризации нефтепродуктов в технологическом оборудовании

### Акт инвентаризации нефтепродуктов в технологическом оборудовании

Председатель комиссии _____
Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

составили настоящий акт в том, что по состоянию на 24 часа московского времени «___»_____20__г. было установлено наличие следующего количества нефтепродукта в технологическом оборудовании:

| №№ п/п | Наименование нефтепродукта | Наименование технологического оборудования (насосы, фильтры и др.) | Вместимость технологического оборудования, $м^3$ | Объем нефтепродукта, $м^3$ | Средняя температура нефтепродукта, $^{o}C$ | Средняя плотность нефтепродукта при средней температуре, $кг/м^3$ | Среднее давление в участке нефтепродуктопровода, МПа | Приведенные к стандартным условиям | | Масса нефтепродукта, т |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | плотность, $т/м^3$ | объем, $м^3$ | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |

Председатель комиссии _____ _____ Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

**И.4 Форма акта инвентаризации нефтепродуктов, находящихся в пути**

**Акт инвентаризации нефтепродуктов, находящихся в пути**

Председатель комиссии _____
Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

составили настоящий акт в том, что по состоянию на 24 часа московского времени «___»_____20__г. было установлено наличие следующего количества нефтепродуктов, находящегося в пути:

| №№ п/п | Наименование поставщика | Наименование нефтепродукта | Дата отгрузки | Номер товарно-транспортного документа | Номер цистерны, наименование судна и т.д. | Масса нефтепродукта (по документам), т |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | | | | | |

Председатель комиссии _____ _____ Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

**Приложение К**
(обязательное)

**Форма сводной ведомости инвентаризации нефтепродуктов**

Сводная ведомость инвентаризации нефтепродукта _____
*марка*

по ОСТ_____, составленная на основании
актов инвентаризации структурных подразделений

«__»_____20__г. по состоянию на 24 часа московского времени

В тоннах

| | Итого | В том числе | | |
|---|---|---|---|---|
| | | нефтепродукт собственный | нефтепродукт других ОСТ | нефтепродукт грузоотправителей |
| Остатки – всего<br>в т.ч.:<br>а) в нефтепродуктопроводах;<br>б) в резервуарах:<br>1) технологические;<br>2) товарные;<br>в) в емкостях технологического оборудования;<br>г) в технологических трубопроводах;<br>д) в технологических емкостях;<br>е) находящиеся в пути. | | | | |

Руководитель ОСТ _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Руководитель специализированного подразделения,
осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись И.О. Фамилия

**Приложение Л**
(обязательное)

**Форма сличительной ведомости инвентаризации нефтепродуктов**

Сличительная ведомость инвентаризации нефтепродукта_____ по ОСТ _____,
*марка*
составленная на основании сводной ведомости инвентаризации

по состоянию на 24 часа московского времени «__»_____20__г.

В тоннах

| | Остатки фактические | В том числе | | | Остатки документальные, всего: | В том числе | | | Результаты инвентаризации (+, –) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | нефтепродукт собственный | нефтепродукт других ОСТ | Нефтепродукт грузоотправителей | | нефтепродукт собственный | нефтепродукт других ОСТ | нефтепродукт грузоотправителей | |
| Остатки – всего | | | | | | | | | |

Руководитель ОСТ _____ _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Руководитель специализированного подразделения,
осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись И.О. Фамилия

**Приложение М**
(обязательное)

**Форма журнала учета приемо-сдаточных актов**

Журнал учета приемо-сдаточных актов по приемо-сдаточному пункту _____

| № п/п | Дата | Номера актов приема-сдачи | Масса принятых-сданных нефтепродуктов, т | Подпись сдающей стороны | Подпись принимающей стороны |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | | | |

## Приложение II
## (обязательное)

### Форма журнала регистрации показаний средств измерений

СИКН № _____

_____
владелец СИКН

### ЖУРНАЛ
### регистрации показаний средств измерений СИКН

| № пп | Дата | № измерительной линии | Время часы - мин | | Показания СОИ или вторичных приборов ПР | | Количество измеренного нефтепродукта за интервал времени | | | Средняя температура нефтепродукта за интервал времени, °С | | Среднее давление за интервал времени, МПа | | Средняя плотность за интервал времени, кг/м$^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | начало измерения | конец измерения | объем, м$^3$ | | объем, м$^3$ | | масса, т | в ПР | в блоке измерения показателей качества нефтепродуктов | в ПР | в блоке измерения показателей качества нефтепродуктов | $\rho_{пп}$ | $\rho_{\text{л}}$ | $\rho_{ст}$ |
| | | | | | начало измерения | конец измерения | при температуре в ПР | приведенный к стандартным условиям | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | Σ | Σ | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | Σ | Σ | | | | | | | |

Примечания
1 $\rho_{пп}$ (колонка 15) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП.
2 $\rho_{\text{л}}$ (колонка 16) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к условиям измерений объема согласно МИ 2823-2003.
3 $\rho_{ст}$ (колонка 17) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

Итого масса нефтепродуктов за смену _____ т.
Итого масса нефтепродуктов за сутки _____ т.

Операторы предприятия, сдающие нефтепродукт:
Смену сдал _____ _____
подпись И.О. Фамилия
Смену принял _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Операторы предприятия, принимающие нефтепродукт:
Смену сдал _____ _____
подпись И.О. Фамилия
Смену принял _____ _____
подпись И.О. Фамилия

**Приложение П**
(обязательное)

**Форма акта определения потерь нефтепродуктов при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепродуктопроводов, а также при выводе из эксплуатации участков нефтепродуктопровода**

**Акт определения**
**потерь нефтепродуктов, принадлежащих ОСТ _____,**
**при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепродуктопроводов, а также при выводе из эксплуатации участков нефтепродуктопровода**

_____ в период _____ 20___г.
наименование ОСТ месяц год

Комиссия, назначенная приказом_____
наименование ОСТ
№_____ от «__»_____200 г.
в составе:
председателя _____
Фамилия И.О., должность
членов комиссии: _____
Фамилия И.О., должность
_____
Фамилия И.О., должность
_____
Фамилия И.О., должность

установила следующее:

1. Потери нефтепродуктов при плановом ремонте оборудования линейной части нефтепродуктопровода

| Наименование нефтепродуктов | Наименование и тип оборудования и нефтепродуктопровода | Фактические потери нефтепродуктов, т | Цена за тонну, руб. | Стоимость нефтепродуктов, руб. |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

2. Потери нефтепродуктов при плановом ремонте оборудования ПС

| Наименование нефтепродуктов | Наименование нефтепродуктопровода наименование и тип оборудования | Фактические потери нефтепродуктов, т | Цена за тонну, руб. | Стоимость нефтепродуктов, руб. |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

3. Потери нефтепродуктов при выводе из эксплуатации участков нефтепродуктопровода

| Наименование нефтепродуктов | Наименование нефтепродуктопровода, место, расположение списываемого участка | Фактические потери нефтепродуктов, т | Цена за тонну, руб. | Стоимость нефтепродуктов, руб. |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

4. Потери нефтепродуктов при замене участков нефтепродуктопроводов

| Наименование нефтепродуктов | Наименование нефтепродуктопровода | Фактические потери нефтепродуктов, т | Цена за тонну, руб. | Стоимость нефтепродуктов, руб. |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

5. Потери нефтепродуктов при капитальном ремонте наливного устройства

| Наименование нефтепродуктов | Наименование пункта налива, тип шарнирного устройства для налива нефтепродуктов | Фактические потери нефтепродуктов, т | Цена за тонну, руб. | Стоимость нефтепродуктов, руб. |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

Примечание – В каждом пункте указывают категорию нефтепродуктов (технологических, товарных).

Председатель комиссии _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

## Приложение Р
(обязательное)

### Форма акта приема-сдачи нефтепродуктов на собственные нужды

### Акт приема-сдачи нефтепродуктов на собственные нужды

_____
наименование ПС

за _____ 20__ г.

Уполномоченный представитель
сдающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал,
а уполномоченный представитель
принимающей стороны, _____ (Ф.И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял

в РВС №_____ ПСП_____ для дальнейшего применения нефтепродуктов на собственные нужды нефтепродукт следующего количества и качества:

| | |
|---|---|
| ПСП нефтепродуктов | |
| Предприятие (владелец) ПСП | |
| Договор купли-продажи нефтепродукта № | |
| Маршрутная телеграмма № | |
| Производитель | |
| Грузоотправитель | |
| Грузополучатель | |

| Показатели | Ед.изм. | Количество |
|---|---|---|
| Уровень нефтепродукта до заполнения* | | |
| Уровень нефтепродукта после заполнения* | | |
| Уровень подтоварной воды до заполнения* | | |
| Уровень подтоварной воды после заполнения* | | |
| Объем нефтепродукта по градуировочной таблице резервуара* | | |
| | | |
| Объем приведенный к стандартным условиям* | | |
| Плотность нефтепродукта при температуре 20 °С* | | |
| № паспорта продукции нефтепродуктов | | |
| Масса нефтепродукта | | |
| * При оформлении акта-приема-сдачи нефтепродуктов на собственные нужды в качестве приложения к валовому акту, указанные строки не заполняются | | |

Масса сданного (принятого) нефтепродукта (прописью) _____
_____ т _____ кг (цифрами).

Сдал: _____ Принял: _____
подпись И.О. Фамилия подпись И.О. Фамилия

М.П. М.П.

**Приложение С**
(обязательное)

**Форма сведений об отпуске нефтепродуктов на собственные нужды**

**СВЕДЕНИЯ**

об отпуске нефтепродуктов на собственные нужды _____ за _____20__г.
наименование ОСТ месяц

| Дата, время | Наименование нефтепродукта | Отпущен в подразделение (АЗС №, гараж) | Накладная № | АЦ № | Акт приема-сдачи № | Результаты измерений | | | Объем при 20 °С, $м^3$ | Плотность при 20 °С, $кг/м^3$ | Масса, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | объем, $м^3$ | температура, °С | плотность, $кг/м^3$ | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| | | | | | | | | | | | |

Руководитель ОСТ _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Руководитель специализированного подразделения, осуществляющего бухгалтерский учет нефтепродуктов _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Отпустил _____ _____ _____
подпись И.О. Фамилия должность

**Приложение Т**
(обязательное)

**Форма акта на перечисление нефтепродуктов от смешения при их последовательной транспортировке по нефтепродуктопроводу**

УТВЕРЖДАЮ

Начальник ОАО (ПО, ЛПДС)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

**Акт № _____**

от «____»_____ г.

**на перечисление нефтепродуктов от смешения при их последовательной транспортировке по нефтепродуктопроводу** _____
наименование объекта

Инвентаризационная комиссия ЛПДС _____, действующая на основании приказа (распоряжения) № ____ от _____ г., составила настоящий акт о том, что _____ г. в результате технологического смешения при последовательной транспортировке по нефтепродуктопроводу

_____перечислено из сорта в сорт
наименование объекта

_____в количестве _____ т.
наименование нефтепродуктов тонны прописью (с точностью до 1 кг)

Председатель _____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

Члены: _____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

Приложение У
(обязательное)

Форма «Инструкции по эксплуатации СИКН»

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель предприятия -
сдающей стороны

200 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель предприятия —
принимающей стороны

" " 200 г.

# ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ №

СОГЛАСОВАНО[1] Руководитель организации, проводящей техническое обслуживание

" " 200 г.

[1] *При техническом обслуживании СИКН собственными силами владельца согласование не требуется* 28

В «Инструкцию по эксплуатации СИКН №» рекомендуется включать следующие разделы:

1 Введение;

2 Общие сведения;

3 Указания мер безопасности;

4 Порядок эксплуатации СИКН;

5 Обеспечение единства измерений и пломбирование средств измерений, входящих в СИКН;

6 Техническое обслуживание;

7 Эксплуатация и пользование „АРМ-оператора";

8 Прекращение ведения учетных операций по СИКН;

9 Приложение «Перечень документов, обязательных к наличию на СИКН».

1 В разделе «Введение» указывают:

Назначение и область применения инструкции (номер и местонахождение СИКН, на которую распространяется данная инструкция).

2 В разделе «Общие сведения» приводят:

2.1 Назначение и состав СИКН.

2.1.1 Назначение СИКН.

2.1.2 Состав СИКН.

2.1.2.1 Основные средства измерений и оборудование.

2.1.3 Рабочие эталоны (ПУ, эталонный плотномер, калибраторы давления и температуры и т. д., если они имеются у владельца СИКН или у сервисной организации).

2.1.4 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией.

2.1.5 Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН и ПУ.

2.2 Схемы СИКН.

2.2.1 Технологическую схему СИКН и технологический режим перекачки нефтепродуктов через СИКН, номера задвижек и дренажных вентилей, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы (указать, какой стороной - принимающей или сдающей).

2.2.2 Структурную схему СИКН.

2.2.3 Структурную схему СОИ.

2.2.4 Резервную схему учета нефтепродуктов, технологические номера резервуаров, которые являются средством измерения для резервной схемы учета, номера задвижек, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы (указать, какой стороной -принимающей или сдающей).

3 В разделе «Указания мер безопасности» приводят правила безопасности, которые должен соблюдать оперативный персонал как во время подготовки СИКН к работе, так и при ее эксплуатации.

4 В разделе «Порядок эксплуатации СИКН» указывают:

4.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию, порядок включения в работу оборудования (поточных преобразователей, автоматических пробоотборников, настройку пробоотборников в зависимости от объема откачки за смену или за партию и т.д.)

4.2 Способ, периодичность отбора проб нефтепродукта, место, виды и периодичность проведения испытаний проб нефтепродуктов. Порядок отбора арбитражных проб, время и место их хранения, место проведения испытаний проб.

4.3 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля.

4.4 Порядок включения в работу поверочного устройства, обязанности и действия оперативного персонала при этом.

4.5 Последовательность переключения задвижек и вентилей (кранов) для выполнения поверки ПР, поточных ПП, ПУ и КМХ ПР, поточных ПП, порядок регулирования технологических параметров.

4.6 Номера задвижек и вентилей (кранов), которые должны быть проверены на герметичность при проведении поверок ПР, ПУ и КМХ ПР, и порядок проверки.

4.7 Порядок ведения учетных операций во время выполнения поверки и КМХ какого-либо рабочего ПР.

4.8 Порядок записи или регистрации параметров, результатов измерений и ведения технической документации на СИКН (журнала регистрации показаний средств измерений СИКН, оперативного журнала и др.).

*Примечание*- При оснащении СИКН СОИ или АРМ-оператора, в функцию которых входит автоматическое формирование журналов, вести оператору дополнительные журналы необязательно. В этом случае журналы хранят на жестком диске ЭВМ или в специальных папках в виде распечаток.

4.9 При нарушении условий эксплуатации СИКН указывают:

4.9.1 Случаи, при которых операторы СИКН должны отключить рабочую измерительную линию и включить резервную, порядок действий операторов при переходе на резервную линию (операции перехода, проверка герметичности задвижек на отключенной линии, сообщение диспетчерской службе и запись в эксплуатационном журнале).

4.9.2 Перечень ситуаций, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов, порядок действий операторов.

4.9.3 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефтепродуктов, порядок действий операторов при данных ситуациях. Порядок операций, действия оперативного персонала при отключении СИКН и переходе на резервную схему учета.

4.9.4 Порядок учета нефтепродуктов за время перехода на резервную схему учета.

5 В разделе «Обеспечение единства измерений и пломбирование средств измерений и оборудования СИКН» указывают:

5.1 Наименование нормативных документов по поверке средств измерений, входящих в состав СИКН.

5.2 Способ (вид) реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР.

5.3 Порядок ввода в СОИ коэффициентов преобразования ПР, постоянных и коэффициентов поточных преобразователей, ПУ.

5.4 Порядок доступа в СОИ (АРМ-оператора) для изменения коэффициентов преобразования ПР, постоянных и коэффициентов поточных преобразователей, ПУ (пароли).

5.5 Места установки пломб с оттисками поверительных и ведомственных (обслуживающей организации) клейм и оттисков клейм на средствах измерений и оттисками клейм сдающей или принимающей сторон - на оборудовании СИКН.

5.6 Действия оперативного персонала при обнаружении повреждений пломб или

оттисков клейм на средствах измерений и оборудовании, входящих в состав СИКН.

5.7 Порядок хранения паролей оперативного персонала сдающей и принимающей сторон, представителя территориальных органов Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, администратора сервисной организации.

6 В разделе «Техническое обслуживание» указывают:

6.1 Сроки контроля метрологических характеристик средств измерений.

6.2 Порядок действий оперативного персонала СИКН по поддержанию расхода через работающие измерительные линии в пределах рабочего диапазона.

6.3 Порядок действий оперативного персонала по поддержанию давления на выходе СИКН в пределах нормируемого значения.

6.4 Случаи проведения контроля метрологических характеристик средств измерений, не предусмотренные утвержденными графиками (по письменному заявлению одной из сторон, после включения резервных ПР в постоянную работу и т.п.).

6.5 Сроки ревизии и чистки фильтров.

6.6 Сроки ревизии и осмотров пробозаборного устройства.

6.7 Сроки ревизии и технического обслуживания запорной арматуры и другого технологического оборудования, установленного на СИКН и ПУ.

6.8 Сроки ревизии и технического обслуживания электрического оборудования, установленного на СИКН и на ПУ.

6.9 Требования к квалификации и составу обслуживающего персонала СИКН.

7 В разделе «Эксплуатация и пользование «АРМ-оператора» приводят:

7.1 Подробную инструкцию по эксплуатации и пользованию «АРМ-оператора» для оперативного персонала СИКН (ПСП), разработанную и утвержденную разработчиком программного обеспечения «АРМ-оператора».

8 В разделе «Прекращение ведения учетных операций по СИКН» приводят:

8.1 Порядок действий оперативного персонала по прекращению ведения учетных операций по СИКН в случае поступления на СИКН некондиционного нефтепродукта.

8.2 Действия оперативного персонала после прекращения ведения учетных операций по текущему контролю (оцениванию) показателей качества нефтепродукта в случае некондиционного нефтепродукта.

8.3 Действия оперативного персонала при полном отказе основной схемы учета (СИКН).

8.4 Порядок действий оперативного персонала по возобновлению учетных операций.

9. Перечень документов, обязательных к наличию на СИКН (приводят перечень эксплуатационных документов, журналов, актов, протоколов, свидетельств, инструкций и т. д.)

## Библиография


[1] Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 27 февраля 2008 г. № 118

[2] Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа (утвержден приказом Минпромторга РФ № 1081 от 30 ноября 2009 г.)

[3] Порядок выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений (утвержден приказом Минпромторга РФ № 1081 от 30 ноября 2009 г.)

[4] Рекомендация ФР.1.28.2005.01611 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов в вертикальных стальных резервуарах. Методика выполнения измерений косвенным методом статических измерений

[5] Рекомендация ФР.1.29.2007.03643 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов в железнодорожных цистернах. Методика выполнения измерений косвенным методом статических измерений

[6] Федеральный закон от 21 ноября 1996 г. № 129–ФЗ «О бухгалтерском учете»

[7] Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13 августа 2009 г. №364, зарегистрированные в Минюсте РФ 1 октября 2009 г. № 14925

[8] Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров, утвержденные Главнефтепродуктом ГП «Роснефть» 26 декабря 1994 г.

[9] Положение по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденное Приказом Министерства финансов Российской Федерации от 29 июля 1998 г. № 34н

[10] СО 06-16-АКТНП-003-2004 Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО «АК «Транснефтепродукт» методом последовательной перекачки

[11] ИД.1-06-16-АКТНП-0009-2007 Изменения и дополнения в стандарт организаций СО-06-16АКТНП-003-2004 «Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО «АК «Транснефтепродукт» методом последовательной перекачки


gost.e-ecolog.ru