

Утверждаю
Заместитель Председателя
Госкомнефтепродукта СССР
А.Д.РУДКОВСКИЙ
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

**ИНСТРУКЦИЯ
О ПОРЯДКЕ ПОСТУПЛЕНИЯ, ХРАНЕНИЯ, ОТПУСКА
И УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НЕФТЕБАЗАХ,
НАЛИВНЫХ ПУНКТАХ И АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЯХ
СИСТЕМЫ ГОСКОННЕФТЕПРОДУКТА СССР**

Введение

Инструкция по учету нефти и нефтепродуктов разработана на основе действующих нормативных документов, положений и стандартов.

Инструкция устанавливает порядок учета нефти и нефтепродуктов, проведения учетно-расчетных операций и является обязательной для всех предприятий и организаций системы Госкомнефтепродукта СССР, а также потребителей, пользующихся услугами предприятий и организаций системы Госкомнефтепродукта СССР.

1. Общие положения

1.1. Учет нефтепродуктов на нефтебазах и наливных пунктах ведется в единицах массы, а на АЗС - в единицах объема. Для обеспечения достоверности и единства измерений массы нефтепродуктов, а также контроля их качества нефтебазы и АЗС должны иметь необходимое оборудование и средства измерений, допущенные к применению Госстандартом и имеющие клеймо Государственной метрологической службы или соответствующую отметку в паспорте.

1.2. Средства измерений, находящиеся в эксплуатации, подвергаются государственной или ведомственной поверке, которая удостоверяется клеймением средств измерений, выдачей свидетельства о поверке или отметкой в паспорте средства измерений.

Государственная и ведомственная поверки производятся лицами, аттестованными в качестве государственных поверителей в порядке, установленном Госстандартом.

1.3. Государственной поверке, производимой органами Госстандарта, подвергаются средства измерений, включенные в утверждаемый Госстандартом перечень средств измерений, подлежащих обязательной государственной поверке (Приложение 1).

Средства измерений, поверка которых не может быть обеспечена ведомственной поверкой, представляются на поверку в органы Госстандарта или на предприятия, в организации и учреждения других министерств и ведомств, которым это право предоставлено органами Госстандарта.

1.4. Ответственным за комплектность и исправное состояние средств измерений возлагается на руководителей предприятий и организаций нефтепродуктообеспечения, которые в свою очередь приказом назначают лиц для осуществления повседневного контроля за средствами измерений в соответствии с "Положением о метрологической службе территориального управления, управления магистральных нефтепродуктопроводов, нефтебазы, предприятия и организации". При этом ответственные лица в своей работе должны руководствоваться нормативными документами, приведенными в Приложении 2.

1.5. При эксплуатации нефтебаз, АЗС и наливных пунктов следует руководствоваться Правилами технической эксплуатации нефтебаз, автозаправочных станций, утверждаемыми Госкомнефтепродуктом СССР.

2. Методы и средства измерений нефти и нефтепродуктов

Объемно-массовый метод измерений

2.1. Этим методом определяется масса нефтепродукта по его объему и плотности. Объем нефтепродукта определяется из градуировочных таблиц по измеренному уровню в резервуарах, железнодорожных цистернах, танках судна или по полной вместимости указанных емкостей. Объем можно также измерять счетчиком жидкости.

Приборы и средства измерения

2.2. Объем нефтепродуктов определяется в стационарных резервуарах, транспортных средствах и технологических трубопроводах, отградуированных в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Резервуары стальные вертикальные стационарные (РВС) со стационарными и плавающими крышами и понтонами вместимостью от 100 до 50000 куб. м должны быть отградуированы по ГОСТ 8.380-80 (с учетом последующих изменений и дополнений), резервуары вертикальные цилиндрические железобетонные со сборной стенкой вместимостью от 50 до 30000 куб. м - по РД 50-156-79, резервуары стальные горизонтальные вместимостью от 5 до 100 куб. м - по ГОСТ 8.346-79 (с учетом последующих изменений).

Технологические трубопроводы для нефтепродуктов должны градуироваться согласно "Методическим указаниям по определению вместимости и градуировке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод".

2.3. Градуировочные таблицы береговых резервуаров на перевалочных водных и водно-железнодорожных нефтебазах при перевозке нефтепродуктов водным транспортом должны быть утверждены территориальными органами Госстандарта, а остальных резервуаров и технологических трубопроводов - территориальным (областным) управлением или госкомнефтепродуктом союзной республики.

После каждого капитального ремонта и вызванного в связи с этим изменения вместимости резервуара, но не реже 1 раза в 5 лет должна проводиться повторная градуировка резервуара.

После оснащения резервуара внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и заново утверждена в установленном порядке.

Градуировочные таблицы на трубопроводы должны пересматриваться при изменении схемы трубопровода, протяженности или диаметра отдельных его участков, но не реже 1 раза в 10 лет. Также не реже 1 раза в 10 лет должны пересматриваться градуировочные таблицы на резервуары железобетонные.

2.4. К градуировочной таблице должны быть приложены:

- акт и протокол определения размеров резервуара;

- акты измерений базовой высоты и неровностей дна (формы акта и протокола приведены в ГОСТ 8.380-80);

- данные о массе понтона и уровне его установки от дна резервуара;

- таблица средних значений вместимости дробных частей сантиметра каждого пояса резервуара.

В градуировочной таблице указывают величины, на которые внесены поправки при ее расчете.

2.5. Для проведения градуировки и составления таблиц должен привлекаться специально обученный персонал. Организации, проводящие градуировку, должны быть зарегистрированы в органах Госстандарта и иметь право на проведение таких работ.

2.6. На каждом резервуаре должна быть нанесена базовая высота (высотный трафарет) - расстояние от дна резервуара до верхнего среза кромки измерительного люка. Базовая высота измеряется ежегодно.

Поправку на вместимость вертикального резервуара за счет неровностей дна (коррекцию) необходимо определять ежегодно для вновь введенных резервуаров и не реже 1 раза в 5 лет - эксплуатируемых 5 и более лет, одним из методов, указанным в ГОСТ 8.380-80.

Базовая высота и неровности дна вертикального резервуара, уклон корпуса горизонтального резервуара измеряются ведомственной метрологической службой. Результаты измерений оформляются актом, который утверждается руководством предприятия, организации нефтепродуктообеспечения.

2.7. Объем нефтепродукта в автомобильных цистернах определяется по полной их вместимости или по показаниям объемного счетчика.

Вместимость автоцистерны должна устанавливаться заводом-изготовителем и периодически проверяться органами Госстандарта согласно Инструкции 36-55, но не реже 1 раза в 2 года.

Объем нефтепродукта в автоцистерне, заполненной до указателя уровня, определяется по свидетельству, выданному территориальными органами Госстандарта и которое должно предъявляться водителем.

2.8. Вместимость железнодорожных цистерн должна устанавливаться путем индивидуальной градуировки каждой цистерны.

До осуществления индивидуальной градуировки допускается устанавливать вместимость по "Таблицам калибровки железнодорожных цистерн", составленным расчетным методом по чертежам на каждый тип цистерн.

2.9. В железнодорожных цистернах объем нефтепродуктов определяется по градуировочным таблицам, составленным на каждый сантиметр высоты. Среднее значение вместимости дробных частей сантиметра вычисляется расчетным путем.

2.10. Определение количества нефтепродуктов при приеме и наливке нефтеналивных судов должно производиться по измерениям в резервуарной емкости нефтебазы (при длине береговых трубопроводов до двух километров) или по измерениям в танках нефтеналивных судов с использованием их градуировочных таблиц (при протяженности береговых трубопроводов более двух километров).

2.11. Уровень нефтепродукта должен измеряться рулетками, метроштоками или уровнемерами. Техническая характеристика средств измерений приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Средства измерений	Стандарт	Пределы измерений	Погрешность
1. Рулетки с грузом 2-го или 3-го класса точности	ГОСТ 7502-80	0 - 10 м, 0 - 20 м	Согласно п. 1.П ГОСТ 7502-80 для 2-го и 3-го класса точности
2. Метроштоки типа МШР и составные типа МШС	ГОСТ 18987-73	0 - 3300 мм	По всей длине +/- 2 мм, от начала до середины шкалы +/- 1 мм

3. Уровнемеры	ГОСТ 15983-81	0 - 14 м, 0 - 20 м	Согласно ГОСТ 15983-81 - +/- 4 мм
---------------	---------------	--------------------	--------------------------------------

При учетно-расчетных операциях запрещается пользоваться средствами измерения уровня, не прошедшими госповерку или аттестацию в органах Госстандарта в соответствии с ГОСТ 8.001-80 или ГОСТ 8.326-78.

2.12. Для измерения уровня подтоварной воды применяются водочувствительные ленты или пасты. Ленты прикрепляются, а пасты наносятся тонким слоем с двух сторон на груз рулетки или метрошток.

Ленты должны храниться в плотно закрытых футлярах, пересыпанные мелом или тальком, а паста в закрытых банках. Пасты применяются, главным образом, для измерения подтоварной воды в светлых нефтепродуктах.

2.13. Плотность в отобранных пробах определяется ареометрами стеклянными типа АН или АНТ-1 по ГОСТ 18481-81, имеющими погрешность измерений +/- 0,5 кг/куб. м, или гидростатическими весами. Цилиндры стеклянные для ареометров должны соответствовать этому стандарту. В трубопроводе плотность нефтепродукта может измеряться автоматическими измерителями плотности, допущенными к применению Госстандартом и обеспечивающими погрешность измерения не более +/- 0,1%.

2.14. Температура нефтепродуктов должна измеряться термометрами ртутными стеклянными лабораторными ТЛ-4 группа 4Б N 1 и 2.

Измерять среднюю температуру нефтепродукта в резервуарах можно с помощью термометров сопротивления. Погрешность средств измерения температуры не должна превышать +/- 0,5 град. С.

Проведение измерений

2.15. Уровень нефтепродуктов в резервуарах можно измерять рулеткой с грузом или уровнемерами с местным отсчетом или дистанционной передачей показаний на пульт в операторную; показания необходимо считывать с точностью до 1 мм; место касания груза на днище резервуара должно быть горизонтальным и жестким. При измерениях в горизонтальных резервуарах нижний конец метроштока или груза рулетки должен попадать на нижнюю образующую резервуара. Стабильность точки отсчета контролируется базовой высотой. В случае изменения базовой высоты необходимо выяснить причину этого изменения и устранить ее.

2.16. Уровень нефтепродукта необходимо измерять дважды. Измерительную ленту с грузом или метрошток следует опускать медленно, не допуская волн на поверхности нефтепродукта и ударов о днище резервуара. Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии, а метрошток - в строго вертикальном положении. Измерения проводят при установившемся уровне нефтепродукта и отсутствии пены.

Показания рулетки или метроштока отсчитывают с точностью до 1 мм сразу по появлению смоченной части рулетки или метроштока над измерительным люком.

Если расхождения превышают 1 мм, измерения необходимо повторить.

Ленту рулетки или метрошток до и после измерений необходимо протереть мягкой тряпкой насухо.

2.17. При измерении уровня подтоварной воды водочувствительный слой ленты или пасты в течение 2 - 3 мин. полностью растворяется и резко выделяется грань между слоями воды и нефтепродукта. Отсчет уровня подтоварной воды необходимо проводить с точностью до 1 мм. Размытая грань свидетельствует об отсутствии резкой границы между водой и нефтепродуктом и наличии водоземulsionного слоя.

Если грань обозначается на ленте или пасте с противоположных сторон груза рулетки или метроштока на разной высоте, то измерения должны быть повторены.

2.18. При измерении уровня нефтепродукта в горизонтальных резервуарах необходимо вносить поправку на уклон резервуара по формуле:

$$\text{ДЕЛЬТА } h = \pm n \times l, \quad (2.1)$$

где n - уклон оси резервуара;

l - расстояние от точки измерения уровня до середины резервуара, мм;

знак (-) - если уклон в сторону люка;

-" (+) - если уклон от люка.

Допустимый уклон резервуара не более 1:1000.

Пример: В резервуаре V - 75 куб. м расстояние от измерительного люка до середины резервуара l - 3870 мм. Уклон резервуара в сторону измерительного люка 1:200, откуда n = 0,005.

Измерены уровни: воды h - 35 мм

нефтепродукта и воды h общий - 3200 мм

Поправка на уклон

ДЕЛЬТА h = n x l = -3870 x 0,005 = -19 мм

Исправленный уровень:

воды hb = 35 - 19 = 16 мм

нефтепродукта и воды общий h = 3200 - 19 = 3181 мм.

2.19. Уровень нефтепродукта и подтоварной воды в железнодорожных цистернах измеряется метроштоком через горловину котла цистерны в 2-х противоположных точках горловины по оси цистерны. При этом необходимо следить за тем, чтобы метрошток опускался на нижнюю образующую котла и не попадал в углубления для нижних сливных приборов. Уровень следует отсчитывать до 1 мм.

2.20. В автоцистерны нефтепродукт следует наливать до планки, установленной в горловине котла цистерны на уровне, соответствующем номинальной вместимости, или по заданной дозе согласно показаниям объемного счетчика.

2.21. Плотность нефтепродуктов в резервуарах и транспортных средствах определяется по отобраным пробам, в трубопроводе измеряется автоматическими плотномерами или по отобраным пробам. Плотность отсчитывается до четвертого знака.

Из резервуаров и транспортных средств пробы отбираются в соответствии с ГОСТ 2517-80.

В стационарных резервуарах для отбора проб должны применяться сниженные пробоотборники по ГОСТ 13196-77 или ручные пробоотборники по ГОСТ 2517-80.

Для отбора точечных проб пробоотборник опускается на заданный уровень и выдерживается в течение 5 минут.

2.22. При налив автоцистерн на нефтебазах для определения плотности пробы из резервуаров следует отбирать через каждые два часа.

2.23. Температура нефтепродуктов определяется в течение 1 - 3 минут после извлечения каждой точечной пробы или в средней пробе, отобранной сниженным пробоотборником. Термометр необходимо погружать в нефтепродукты на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживать в пробе 1 - 3 минуты до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Отсчитывается температура по термометру, не вынимая его из нефтепродукта.

Температура нефтепродукта вычисляется как среднее арифметическое температур точечных проб, взятых в соотношении, принятом для составления объединенной пробы по ГОСТ 2517-80.

Например: объединенная проба нефтепродукта из вертикального резервуара отбирается с трех уровней: верхнего, среднего и нижнего и смешивается в соотношении 1:3:1.

В этом случае средняя температура нефтепродукта вычисляется:

$$t_{\text{сп.}} = \frac{t_{\text{в}} + 3t_{\text{с}} + t_{\text{н}}}{5}, \quad (2.2)$$

где: $t_{\text{в}}$ - температура точечной пробы верхнего слоя в град. С;

$t_{\text{с}}$ - температура точечной пробы среднего слоя в град. С;

$t_{\text{н}}$ - температура точечной пробы нижнего слоя в град. С.

При дистанционном измерении средней температуры нефтепродукта в резервуаре термометрами сопротивлений температура в пробах не измеряется.

Объединенная проба из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм отбирается с 3-х уровней: верхнего, среднего и нижнего и смешивается в соотношении 1:6:1.

Средняя температура вычисляется:

$$t_{\text{сп.}} = \frac{t_{\text{в}} + 6t_{\text{с}} + t_{\text{н}}}{8} \quad (2.3)$$

Объединенная проба из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром менее 2500 мм независимо от степени заполнения, а также из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм, заполненного на высоту до половины диаметра и менее, отбирается с 2-х уровней: середины и низа и смешивается в соотношении 3:1, а температура рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{сп.}} = \frac{3t_{\text{с}} + t_{\text{н}}}{4} \quad (2.4)$$

2.24. Плотность нефтепродукта по отобраным пробам определяется в лаборатории или на месте отбора проб по ГОСТ 3900-47.

2.25. При определении плотности на месте отбора проб площадка для проведения измерений должна быть ровной, горизонтальной, защищенной от ветра, осадков, солнечной радиации кожухом или другими устройствами.

2.26. Процесс измерения нефтепродуктов объемно-массовым методом может быть автоматизирован путем применения в резервуарах измерительных установок, а при наливке транспортных средств - автоматических систем налива с использованием счетчиков, автоматических плотномеров, объединенных в систему измерения массы нефтепродукта.

2.27. Масса принятого (отпущенного) нефтепродукта в резервуарах с понтонами или плавающими крышами определяется с учетом массы понтона (плавающей крыши) и его положения в резервуаре. Для этого необходимо знать на каком уровне начинает всплывать понтон или плавающая крыша. Масса понтона или плавающей крыши определяется по рабочим чертежам, прикладываемым к градуировочной таблице.

2.28. При заполнении резервуара нефтепродуктом отдельные части понтона (плавающей крыши) всплывают неодновременно. Зона от начала и до конца всплытия зависит от конструкции покрытия и диаметра резервуара. При эксплуатации следует избегать измерений нефтепродуктов в этой зоне, так как это ведет к большим погрешностям при определении массы нефтепродукта.

2.29. При определении количества нефтепродуктов в резервуарах с понтонами или плавающими крышами должны вноситься поправки в соответствии с ГОСТ 8.380-80.

2.30. При приемке и отпуске нефтепродуктов необходимо помнить:

- если до начала измерения покрытие находилось в плавающем состоянии, а по окончании - на опорных стойках (или наоборот), то поправка на покрытие вносится на тот момент, когда оно находится в плавающем состоянии;

- если до и после измерений покрытие находится в плавающем состоянии или на опорах, поправка на покрытие не вносится.

Обработка результатов измерений

2.31. Масса нефтепродуктов определяется по формуле:

$$M_{np} = M_{1np} = M_{2np} = \rho_{tср} \times (V_1 - V_2), \quad (3.5)$$

где: V_1 и V_2 - объем нефтепродукта при температуре измерения уровня, куб. м в начале и конце товарной операции;

$\rho_{tср}$ - средняя плотность нефтепродукта при температуре измерения уровня, кг/куб. м.

Объем нефтепродукта определяется вычитанием объема подтоварной воды из общего объема. Содержание воды в нефтепродукте (в процентах) определяется по ГОСТ 2477-65 и масса ее вычитается из массы нефтепродукта.

Для нефти, кроме наличия воды, определяется содержание хлористых солей (в процентах) по ГОСТ 21534-76 и механических примесей по ГОСТ 6370-83.

Масса воды, солей и механических примесей вычитается из массы нефтепродуктов.

Массовый метод измерений

2.32. Этим методом измеряется масса нефтепродукта в таре и транспортных средствах путем взвешивания на весах.

Средства измерения

2.33. Для взвешивания нефтепродуктов в таре применяются весы товарные общего назначения грузоподъемностью до 3000 кг, шкальные и циферблатные. Нефтепродукты в мелкой таре взвешиваются на настольных весах с пределами взвешивания от 5 до 20 кг.

Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются на весах автомобильных стационарных и передвижных общего назначения грузоподъемностью от 10 до 30 т.

Взвешивание мазута в автоцистернах проводится по РД 50-266-81.

Проведение взвешивания

2.34. Масса взвешиваемых нефтепродуктов должна соответствовать грузоподъемности весов. Взвешивание грузов массой более P_{max} или менее P_{min} , установленных для данного типоразмера весов, не допускается. Выбор грузоподъемности весов должен обеспечить возможность взвешивания максимальных для данного пункта масс нефтепродуктов. Завышенная грузоподъемность весов увеличивает погрешность взвешивания. Для снижения влияния внешних условий на погрешность измерений весовые устройства должны быть защищены от ветра и осадков.

Масса нефтепродуктов определяется как разность между массой брутто и массой тары.

Взвешивание в таре может производиться поштучно и групповым способом, который применяется при отпуске односортных нефтепродуктов. Отсчеты на шкальных и циферблатных весах ведут до 1 деления шкалы.

Железнодорожные цистерны взвешиваются в соответствии с ГОСТ 8.424-81.

Масса нефтепродуктов в железнодорожных цистернах может определяться как в одиночных цистернах, так и в составе в целом, как слагаемое из одиночных цистерн.

2.35. В одиночных цистернах масса нефтепродуктов определяется как разность измеренных масс груженой и порожней цистерны.

2.36. Взвешивание груженых цистерн без расцепки производится в соответствии с ГОСТ 8.424-81.

Масса нефтепродукта определяется как разность между суммой измеренных масс груженых цистерн и суммой масс порожних цистерн, указанных на трафаретах.

2.37. Масса нефтепродукта груженого состава на ходу определяется как разность между суммой измеренных масс всех цистерн в составе и суммой масс этих цистерн, указанных на трафаретах или определенных взвешиванием тары.

Допустимая погрешность весов, число цистерн в составе и масса нефтепродукта в каждой цистерне приведены в таблице 2.2.

Предельная погрешность определения массы нефтепродукта составляет +/- 0,5% (наибольшая суммарная масса взвешиваемых цистерн в составе до 2000 т).

Таблица 2.2

Допускаемая погрешность весов при взвешивании состава в целом, %	Число цистерн в составе	Масса M_n , в каждой цистерне, т, более
--	-------------------------	---

+/- 0,2	12	68
	24	51
+/- 0,35	12	81
	24	61

Значение результата измерений округляется до того же разряда, что и значение абсолютной погрешности.

Например, если абсолютная погрешность составляет ДЕЛЬТА 1 = +/- 0,2 т, то результат округляется до десятых долей тонны, если ДЕЛЬТА 1 = +/- 8 т, то результат округляется до целых значений тонн и т.д.

Объемный метод измерений

2.38. Этот метод является частью объемно-массового метода, так как измеряется только объем нефтепродукта.

Объемный метод применяется на АЗС для учета нефтепродуктов.

Средства измерений

2.39. Для измерений объема применяются топливораздаточные колонки по ГОСТ 9018-82, маслораздаточные колонки по ГОСТ 11537-81 и импортные, параметры которых соответствуют требованиям этих стандартов.

Колонки должны поверяться по ГОСТ 8.045-80 и ГОСТ 8.220-76.

Проведение измерений

2.40. Объем нефтепродукта при заправке транспорта измеряется при дистанционном и местном управлении колонками.

Для дистанционного управления применяются пульта, которые могут управлять как одной колонкой, так и группой колонок. Объем нефтепродукта, отпущенный колонкой, фиксируется указателем суммарного счетчика.

Точность работы топливораздаточных колонок должна проверяться ежедневно при сдаче смен образцовыми мерниками второго разряда и фиксироваться в сменных отчетах.

Если погрешность колонки выходит за пределы, указанные в стандарте, то эксплуатировать такую колонку запрещается.

Погрешность колонки фиксируется в относительных единицах (процентах) со знаком (-), если колонка передает продукт, и знаком (+), если продукт колонка недодает.

2.41. Лица, имеющие право на опломбирование колонок, назначаются приказом территориального (областного) управления или госкомнефтепродукта союзной республики, их назначение согласовывается с территориальным органом Госстандарта. После окончания ремонта и пломбирования топливораздаточной колонки вызывается государственный поверитель, о чем в журнале учета ремонта оборудования делается соответствующая запись.

Гидростатический (пьезометрический) метод измерения

2.42. Масса нефтепродукта по этому методу определяется как произведение разности давлений столба продукта (в начале и конце товарной операции) и средней площади сечения части резервуара, из которой отпущен продукт, деленных на ускорение силы тяжести, по формуле:

$$M = \frac{(P_i - P_{i+1}) \times S_{cp} (H)}{g}, \quad (2.6)$$

где $S_{cp} = \frac{V_i - V_{i+1}}{H_i - H_{i+1}}$ - среднее сечение части резервуара, из

которого отпущен продукт, кв. м;

P_i и P_{i+1} - давление высоты столба продукта в начале и конце товарной операции, Па;

g - ускорение свободного падения, м/кв. с;

V - объем продукта, куб. м;

H - уровень наполнения емкости, м.

Средства измерений

2.43. Для определения массы нефтепродукта в резервуарах типа РВС должны применяться средства измерений и устройства, обеспечивающие погрешность измерения массы не более +/- 0,5%.

Вязкость нефтепродуктов не должна превышать 10 кв. м/с

(100 сСт). На резервуары должны быть составлены калибровочные таблицы по ГОСТ 8.380-80.

Проведение измерений и обработка результатов

2.44. Порядок измерения массы нефтепродукта должен соответствовать изложенному в технических описаниях устройств, применяемых при этом методе измерения.

3. Приемка поступивших нефтепродуктов на нефтебазах и наливных пунктах (станциях)

Общие вопросы приемки нефтепродуктов

3.1. Приемка нефтепродуктов по количеству должна производиться с соблюдением требований, предусмотренных Инструкцией о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству, утвержденной Постановлением Госарбитража СССР от 15.06.65 N П-6 (с последующими дополнениями и изменениями).

3.2. В случае выявления при приемке нефтепродуктов недостатков, превышающих нормы естественной убыли, или излишков грузоотправителю предъявляется претензия или направляется уведомление об оприходованных излишках.

Претензия о выявленной недостатке должна быть направлена отправителю в установленные сроки. С претензией должен быть направлен акт о недостатке с приложением:

- копий сопроводительных документов или сличительной ведомости, то есть ведомости сверки фактического наличия нефтепродуктов с данными, указанными в документах отправителя;
- упаковочных ярлыков, вложенных в каждое тарное место;
- квитанции станции (пристани, порта) назначения о проверке массы груза, если такая проверка проводилась;
- пломб от тарных мест, в которых обнаружена недостача;
- подлинного транспортного документа (накладная, коносамент), а в случае предъявления получателем органу транспорта претензии, связанной с этим документом, - его копия;
- документа, удостоверяющего полномочия представителя, выделенного для участия в приемке;
- документа, содержащего данные о проведенных измерениях.

3.3. Если имеются основания для возложения ответственности за недостачу груза на органы транспорта, получатель обязан в установленном порядке предъявить претензию соответствующему органу транспорта.

3.4. Претензия не предъявляется, если при определении массы поступивших нефтепродуктов будет установлена недостача, которая после списания естественной убыли не превышает установленной нормы точности погрешности измерения.

Претензия поставщику или железной дороге предъявляется в том случае, когда недостача нефтепродукта превышает сумму естественной убыли и норму погрешности измерения на сумму недостачи за минусом естественной убыли.

3.5. Претензия поставщику предъявляется во всех случаях превышения недостачи поступивших нефтепродуктов над естественной убылью, если поставщиком и получателем применялся равноценный метод измерения количества.

3.6. Приемка продукции по количеству проводится в точном соответствии со стандартами, техническими условиями, особыми условиями поставки, другими обязательными для сторон правилами, а также сопроводительным документом, удостоверяющим качество поставляемых нефтепродуктов.

3.7. При обнаружении несоответствия качества и маркировки поступивших нефтепродуктов требованиям стандартов, технических условий и т.п., либо данным, указанным в сопроводительных документах, удостоверяющих качество, получатель должен составить акт с указанием количества проверенных нефтепродуктов и характера выявленных нарушений качества.

Дальнейшие действия получателя должны соответствовать требованиям п. п. 17 - 33 Инструкции о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденной Постановлением Госарбитража СССР от 25.04.66 N П-7 (с последующими дополнениями и изменениями).

3.8. При поступлении нефти и нефтепродуктов на нефтебазы, наливные пункты, магистральные нефтепродуктопроводы, АЗС под отчет материально ответственным лицам приходится фактическое количество принятых ими нефти и нефтепродуктов.

Приемка нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов

3.9. Приемка нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов и перевалка их на все виды транспорта осуществляется, как правило, перевалочными нефтебазами (наливными станциями).

3.10. Условия поставки нефтепродуктов нефтеперерабатывающими заводами перевалочным нефтебазам предусматриваются в заключаемых договорах.

3.11. При приемке нефтепродуктов нефтебазы руководствуются Положением о поставках продукции производственно-технического назначения, утвержденным Постановлением Совета Министров СССР от 10.02.81 N 161, и Особыми условиями поставки нефтепродуктов предприятиями-изготовителями нефтеснабсбытовым организациям, утвержденными Постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 06.03.75 N 18/104.

3.12. На нефтебазах и наливных пунктах, имеющих свои резервуары, масса принятых нефтепродуктов определяется представителями завода и нефтебаза в резервуарах нефтебазы, если трубопровод от завода до нефтебазы принадлежит заводу, а при перекачке по трубопроводу, принадлежащему нефтебазе, - по измерениям в резервуарах завода. Результаты приемки оформляются актом формы 16-НП (Приложение 3).

3.13. Нефтебазы и наливные пункты, не имеющие своих резервуаров, наливных эстакад и причалов, принимают нефтепродукты совместно с представителями завода в резервуарах завода и сдают их заводам на ответственное хранение. Принятая масса нефтепродуктов оформляется актом той же формы N 16-НП (Приложение 3). В этом случае в конце акта делается запись: "Указанное количество нефтепродуктов принято цехом _____
(наименование цеха)

нефтеперерабатывающего завода на ответственное хранение", что подтверждается подписями лиц, принявшими и сдавшими нефтепродукты на ответственное хранение, и заверяется печатями организаций.

3.14. Налив нефтепродуктов на железнодорожных эстакадах и причалах заводов производится заводами по получении от нефтебаз письменного извещения, в котором указывается под какой нефтепродукт предназначены цистерны или суда.

3.15. Масса отгружаемых нефтепродуктов определяется совместно представителями завода и перевалочной нефтебазы и оформляется актом. Все сопроводительные документы на отгружаемые нефтепродукты оформляются нефтебазой.

Приемка нефтепродуктов, поступивших железнодорожным транспортом

3.16. Приемка нефтепродуктов может проводиться маршрутами, отдельными партиями и одиночными цистернами. Масса нефтепродукта определяется грузополучателем по каждой цистерне.

3.17. Масса нефтепродукта, измеренная объемно-массовым методом в железнодорожных цистернах, после слива должна быть сверена с массой в резервуаре.

3.18. При приемке нефтепродуктов необходимо:

- получить сопроводительные транспортные документы;
- проверить техническое состояние цистерн (вагонов), наличие пломб и оттисков на них, исправность сливных приборов и устройств.

Масса принятого нефтепродукта грузополучателем определяется в каждой цистерне равноценными методами, как и при отправке грузополучателем.

3.19. Нефтепродукты, прибывшие в исправных цистернах с исправными пломбами грузоотправителя, а также без пломб, когда это предусмотрено "Правилами перевозок грузов" МПС, выдаются грузополучателю без проверки массы груза. При нарушении этих условий масса нефтепродукта проверяется представителем железной дороги совместно с грузополучателем.

3.20. В случае отсутствия документов на поданный под выгрузку нефтепродукт или несоответствия фактической массы его в железнодорожных цистернах, количества мест (бочек, бидонов и т.п.) в вагонах, наименования нефтепродукта данным, указанным в накладной, порчи нефтепродуктов составляется коммерческий акт формы ГУ-22.

3.21. Акт общей формы ГУ-23 составляется в случаях:

- утраты документов, приложенных грузоотправителем к накладной;
- отсутствия пломб на вагоне или нарушения оттиска пломбы, если в вагонном листе имеется отметка о наложении пломб;
- простоя вагонов на станции назначения в ожидании подачи под выгрузку по причинам, зависящим от грузополучателя и др.

Правила составления коммерческих актов и актов общей формы изложены в разделе 37 "Правил перевозок грузов" МПС, часть 1.

3.22. Приемка нефтепродуктов производится лицами, уполномоченными на то руководителем нефтебазы. Эти лица несут ответственность за строгое соблюдение правил приемки нефтепродуктов.

3.23. На принятые нефтепродукты на нефтебазе составляется акт по форме N 12-НП (Приложение 4).

Акт составляется в день поступления нефтепродуктов и утверждается руководством нефтебазы не позднее чем на следующий день после его составления.

Если приемка проводилась в выходной или праздничный день, акт приемки должен быть утвержден в первый рабочий день после выходного или праздничного дня.

Акт подписывается лицами, которые принимали участие в приемке нефтепродуктов. Лица, подписывающие акт, должны быть предупреждены об ответственности за достоверность данных, изложенных в нем.

3.24. Акт составляется в двух экземплярах, а при необходимости предъявления претензии поставщику (или железной дороге) - в трех экземплярах.

3.25. Приемка нефтепродуктов по количеству и составление акта о недостатке производится:

- с участием представителя стороннего предприятия (организации), выделенного руководством этого предприятия (организации), либо
- с участием представителя общественности нефтебазы, назначенного руководством нефтебазы, из числа лиц, утвержденных решением местного комитета профсоюза нефтебазы.

При этом представитель общественности нефтебазы или представитель стороннего предприятия может

участвовать в приемке нефтепродуктов у данной нефтебазы не более двух раз в месяц.

3.26. Нефтепродукты из цистерн должны быть слиты полностью в соответствии с ГОСТ 1510-84.

3.27. Для контроля за поступлением и оприходованием нефтепродуктов на нефтебазах ведется журнал учета потупивших нефтепродуктов по форме N 13-НП (Приложение 5).

Страницы журнала нумеруются и скрепляются печатью. Количество листов в журнале заверяется подписью руководства нефтебазы.

Записи в журнале ведутся на основании транспортных и отгрузочных документов, актов приемки нефтепродуктов.

Приемка нефтепродуктов, поступивших водным транспортом

3.28. Масса нефтепродуктов при сливе из нефтеналивных судов определяется грузополучателем по измерениям в береговых резервуарах при наличии утвержденных территориальными органами Госстандарта градуировочных таблиц и длине береговых трубопроводов не более 2 км.

В соответствии с РД 50-190-80 в отдельных случаях по согласованию с территориальными органами Госстандарта допускается определение количества нефтепродуктов по измерению в береговых резервуарах по длине трубопровода более 2 км. При этом погрешность измерений массы не должна превышать +/- 0,5%, вместимость трубопровода диаметром до 400 мм не должна превышать 500 куб. м, диаметром 400 мм и более - 800 куб. м.

Пример. Из танкера грузоподъемностью 5000 т бензин плотностью (S) = 700 кг/куб. м перекачивается по трубопроводу

$d = 200$ мм;

$l = 2,5$ км;

$V_{тр} = 78,5$ куб. м.

Погрешность измерения массы бензина в трубопроводе 2,6 - 2,7%, что составит:

$V = 78,5 \times 700 \times 0,026 = 1,429$ т

От массы сливаемого бензина это составит:

$$\frac{1,429}{5000} \times 100\% = 0,029\%, \text{ что является бесконечно малой}$$

величиной по сравнению с погрешностью измерений массы в резервуарах и судах. Следовательно, погрешность измерения массы слитого бензина по измерениям в резервуарах не выйдет за пределы +/- 0,5%.

3.29. Кроме измерений в резервуарах и отбора проб из них до и после их заполнения проводится также измерения в танках судов и отбор проб из них по ГОСТ 2517-80. Отобранные пробы из судна опечатываются представителями пароходства и нефтебазы и хранятся на нефтебазе до окончательной сдачи нефтепродукта вместе с капитанской пробой.

Способы определения массы нефтепродукта в пунктах выгрузки и погрузки должны быть равноценными. В тех случаях, когда грузоотправитель определял массу груза по измерениям в судне, грузополучатель кроме измерений в судне проводит измерения принятой массы нефтепродукта в резервуаре.

Независимо от длины трубопровода принятые из судов и отгружаемые нефтепродукты можно определять по счетчикам жидкости массовым или объемным способом, обеспечивающим погрешность измерения соответственно не более +/- 0,5% и +/- 0,25%.

3.30. Остаток нефтепродукта после слива измеряется в танках судна совместно грузополучателем и представителем пароходства с оформлением акта формы ГУ-36.

3.31. Масса нефтепродуктов в береговых резервуарах и трубопроводах определяется до и после проведения операции.

3.32. При определении массы нефтепродуктов в судах измеряется уровень и объем нефтепродукта в каждом танке судна аналогично измерениям в резервуарах.

3.33. Если в пути следования нефтеналивного судна производится перевалка, паузка или частичная сдача нефтепродукта в промежуточных пунктах, то ее оформляют актом перевалки (паузки) по форме ГУ-10 и делают отметку в накладной и дорожной ведомости.

Грузополучатель, получивший нефтепродукт при паузке, сообщает в 5-дневный срок о массе принятого нефтепродукта грузоотправителю и конечному грузополучателю.

По прибытии судна в конечный пункт назначения грузополучатель и представитель пароходства обязаны сверить общее количество сданного нефтепродукта в каждом пункте с массой, отгруженной по накладной грузоотправителя.

3.34. По требованию получателя, заявленному до начала выгрузки, нефтепродукты принимаются с участием пароходства в случаях, если:

- нефтепродукты прибыли в судне с поврежденными грузовыми отсеками или пломбами;

- нефтепродукты подогреваются до и в течение выгрузки с помощью переносных систем, в том числе "острым паром", или судовой стационарной, но неисправной системой подогрева;

- в пункте отправления масса нефтепродуктов определялась с участием пароходства.

3.35. По прибытии нефтеналивного судна в пункт назначения капитаном (шкипером) вручаются сопроводительные документы, а также капитанская проба и проба грузоотправителя представителям нефтебазы и пароходства.

3.36. Представителями нефтебазы и пароходства измеряется уровень нефтепродукта (в судне или

резервуаре), определяется масса подтоварной воды и отбираются пробы из прибывшего судна по ГОСТ 2517-80.

В случае, когда подтоварной воды окажется больше, чем указано в накладной, из обводненных танков отбирается проба, и она анализируется отдельно. По данным анализа этих проб определяется масса обводненного нефтепродукта в танках.

3.37. При бортовой перегрузке нефтепродукта (из одного судна в другое) пробы отбираются из выкачиваемого судна, а поданное под погрузку нефтеналивное судно должно быть подготовлено в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84.

3.38. Если высоковязкие мазуты выгружаются после разогрева "острым паром" или неисправным паропроводом нефтеналивного судна, то качество устанавливается анализом проб, отобранных из резервуаров.

3.39. Если судно с нефтепродуктом прибыло под выгрузку в аварийном, грузотечном или водотечном состоянии, после бортовой перевалки и паузы, при необходимости разогрева нефтепродукта "острым паром", нефтебаза принимает нефтепродукты только по измерениям в резервуарах независимо от того, каким способом определялась масса нефтепродукта в пункте погрузки, с заявлением об этом пароходству до выгрузки.

Если нефтепродукты после выкачки из судна или при сдаче с проверкой массы и качества по резервуарам окажутся нестандартными по содержанию воды и механических примесей и потребуют отстоя, то измерительный люк, все краны и задвижки пломбируются пломбами пароходства на срок отстоя:

Вид груза	Период отстоя в часах	
	01.05 - 31.08	01.09 - 30.04
Светлые нефтепродукты, кроме дизельного топлива	12	12
Дизельное топливо	24	30
Темные нефтепродукты	36	48
Масла	48	48

3.40. Грузополучатель в период навигации обязан проводить взаиморасчеты с грузоотправителем за каждый судорейс с учетом массы принятого нефтепродукта по измерениям в резервуарах и с применением соответствующих норм естественной убыли.

3.41. По результатам перевозок за навигацию между пароходством, грузополучателем и грузоотправителем проводятся сальдированные расчеты с включением в них судорейсов, в которых масса перевезенных нефтепродуктов определялась с участием пароходства (при паузке, выгрузках в нескольких пунктах, наличии остатков в судах).

Сроки проведения и окончания сальдированных расчетов за навигацию устанавливаются госкомнефтепродуктами союзных республик в зависимости от срока представления ими годового отчета.

Приемка нефтепродуктов, поступивших автомобильным транспортом

3.42. При доставке на нефтебазу нефтепродуктов в автоцистернах по ее прибытии проверяется наличие и целостность пломб, техническое состояние автоцистерны, определяется полнота заполнения цистерны и соответствие нефтепродукта, указанному в товарно-транспортной накладной, предъявленной водителем.

3.43. Масса нефтепродукта в автоцистерне определяется взвешиванием на автомобильных весах или объемно-массовым методом, а нефтепродуктов, расфасованных в тару, - взвешиванием или по трафаретам тары (если нефтепродукты в заводской упаковке).

Приемка нефтепродуктов, поступивших по нефтепродуктопроводам

3.44. Порядок приемки (сдачи) нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам обуславливается договорами, заключаемыми между принимающими и отпускающими нефтепродукты предприятиями системы Госкомнефтепродукта СССР (нефтебазами, головными перекачивающими станциями магистральных нефтепродуктопроводов).

3.45. Нефтебазы получают нефтепродукты от магистральных нефтепродуктопроводов по отводящим распределительным трубопроводам.

Распределительные трубопроводы и находящийся в нем нефтепродукт до выходной задвижки на территорию нефтебазы принадлежит магистральному нефтепродуктопроводу.

3.46. Масса нефтепродуктов, поступивших по распределительным трубопроводам, определяется совместно представителями нефтебазы и трубопроводного управления по измерениям в резервуарах нефтебазы. При этом трубопровод должен быть полностью заполнен до и после товарной операции.

Результаты приемки (сдачи) нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам оформляются актом формы N 14-НП (Приложение 6).

3.47. По окончании приемки задвижки на распределительном трубопроводе пломбируются пломбами

магистрального нефтепродуктопровода.

4. Хранение нефтепродуктов

4.1. На всех нефтебазах и в цехах, занятых перевалкой нефтепродуктов, ежедневно ведется учет нефтепродуктов с записью в журнале измерений нефтепродуктов в резервуарах по форме N 17-НП (Приложение 7) по каждому резервуару в отдельности с отражением всех операций, проводимых каждой сменой.

Страницы журнала нумеруются и скрепляются печатью и подписью руководства нефтебазы.

4.2. Точность определения массы нефтепродуктов при товарно-транспортных операциях должна обеспечиваться:

- правильным составлением градуировочных таблиц на резервуары и транспортные средства (нефтеналивные суда, железнодорожные и автомобильные цистерны, трубопроводы);
- правильным определением неровности днищ и уклонов резервуаров;
- применением исправных и поверенных средств измерений (рулеток, метроштоков и т.п.);
- погрешностью измерения уровня, плотности и температуры в резервуарах нефтебаз и цехов после отстоя нефтепродукта не менее 2 часов;

- правильным определением содержания воды в нефтепродуктах и подтоварной воды;

- соответствующей подготовкой работников, занимающихся учетом нефтепродуктов.

4.3. Нефтепродукты должны храниться в резервуарах, металлической, деревянной и другой таре, отвечающей требованиям технических условий и стандартов.

4.4. Для предотвращения потерь при хранении нефтепродуктов должно быть организовано наблюдение за состоянием резервуарного парка. Контроль за сохранностью нефтепродуктов в резервуарах и таре осуществляется внешним осмотром тары и измерением уровня в резервуарах.

4.5. В резервуарах, бочках, мелкой фасовочной таре должны храниться нефтепродукты, принадлежащие только нефтебазе. Запрещается оставлять на ответственном хранении нефтепродукты, принадлежащие потребителям.

4.6. Масса нефтепродукта, расфасованного в исправные бочки, бидоны, мешки и т.п., определяется по трафарету, проставленному на таре.

5. Отпуск нефтепродуктов нефтебазами и наливными пунктами (станциями)

Отгрузка нефтепродуктов железнодорожным транспортом

5.1. Нефтепродукты перевозятся в железнодорожных цистернах, бункерных полувагонах, а расфасованные в тару - в крытых вагонах в соответствии с ГОСТ 1510-84.

Для перевозки нефтепродуктов используются железнодорожные цистерны:

- с универсальным сливным прибором (трафареты "Бензин - нефть", "Мазут"), а также 4- и 8-осные цистерны грузоподъемностью 60, 90, 120 тонн (трафарет "Бензин");

- с верхним сливом (трафарет "Бензин");

- со сливным прибором старой конструкции (трафарет "Нефть").

В цистернах, имеющих трафарет "Бензин", разрешается перевозить только светлые нефтепродукты: бензин, керосин, дизельное топливо и др.

5.2. Цистерны, бункерные полувагоны и крытые вагоны под налив и погрузку нефтепродуктов подготавливаются согласно ГОСТ 1510-84 железной дорогой за свой счет. Пригодность их к перевозке нефтепродуктов в коммерческом отношении определяется отправителем, который несет ответственность за сохранность качества нефтепродуктов.

5.3. Нефтепродукты наливаются в железнодорожные цистерны до уровня наполнения, предусмотренного "Правилами перевозок грузов" МПС, не допуская перелива.

Для сокращения потерь светлых нефтепродуктов от испарений в процессе налива и во избежание образования пены и зарядов статического электричества верхний налив в цистерны необходимо проводить по рукавам (трубам), доходящим до дна цистерны.

5.4. Нефтепродукты отгружаются маршрутами, отдельными партиями и одиночными цистернами.

Масса нефтепродуктов в каждой цистерне, а также масса нефтепродуктов, расфасованных в бочки, бидоны и другую тару при отпуске в крытых вагонах или контейнерах, определяется грузоотправителем. Тара должна иметь маркировку по ГОСТ 1510-84 с указанием массы брутто и нетто, наименования нефтепродукта и т.д.

5.5. На расфасованный нефтепродукт грузоотправителем составляется спецификация и вместе с паспортом качества прикладывается к железнодорожной накладной.

5.6. После окончания налива и определения массы налитого (погруженного) нефтепродукта железнодорожные цистерны (вагоны) пломбируются пломбами грузоотправителя.

5.7. При определении массы нефтепродуктов объемно-массовым методом грузоотправитель указывает в накладной тип цистерн, полное наименование и марку нефтепродукта, плотность при температуре измерения уровня, уровень (или объем), процент содержания воды и массу в каждой цистерне.

При определении массы нефтепродуктов взвешиванием одиночных цистерн или груженого состава в накладной указывается полное наименование и марка нефтепродуктов в каждой цистерне или суммарная масса нефтепродукта одной марки в нескольких цистернах.

5.8. При перевозках нефтепродуктов маршрутами и группами цистерн по одной железнодорожной накладной паспорт качества должен быть приложен в количестве не менее 5 экз., которые могут быть

использованы в случаях отцепки цистерн по технической неисправности или другим причинам.

При отгрузках маршрутами авиационного бензина и топлива для реактивных двигателей паспорта качества должны быть приложены на каждую цистерну.

При отгрузке нефтепродуктов на распылительные пункты паспорта качества должны быть приложены на каждую цистерну.

5.9. На каждый наливной маршрут цистерн составляется ведомость налива и отгрузки нефтепродуктов формы N 18-НП (Приложение 8), которая вместе с приложенными квитанциями передается в бухгалтерию и служит основанием для расчетов с покупателями и списания нефтепродуктов с подсчета материально ответственных лиц. Ведомость подписывается руководством предприятия и работником, на которого возложены обязанности по ее составлению.

Отгрузка нефтепродуктов водным транспортом

5.10. Судно должно подаваться под погрузку в технически исправном состоянии, подготовленным в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-76.

5.11. Перед погрузкой представители нефтебазы и пароходства совместно измеряют остаток нефтепродукта в танках судна, на что составляется акт формы ГУ-36.

5.12. Масса нефтепродуктов при наливке судов определяется грузоотправителем.

5.13. Капитан (шкипер) нефтеналивного судна, прибывшего под погрузку, должен представить акт N 2 формы ГУ-36 на остаток нефтепродукта. Представитель нефтебазы с участием представителя пароходства должен сверить фактическое наличие с данными по акту N 2. При превышении допустимого по ГОСТу 1510-84 остатка необходимо потребовать от пароходства подготовки судна в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84.

5.14. В случае определения массы нефтепродукта при погрузке по измерениям в судне пробы отбираются из судна согласно требованиям ГОСТ 2517-80.

Из отобранных проб составляется средняя и разливается в три (при экспорте - в пять) бутылки, на которые наклеиваются этикетки формы N 19-НП (Приложение 9) за подписью представителей нефтебазы и пароходства.

Одна бутылка с пробой предназначается для анализа при приеме-сдаче, вторая за печатью пароходства передается для хранения (на случай арбитражного анализа) в лабораторию нефтебазы, а третья за печатью нефтебазы вручается капитану (шкиперу) судна для передачи грузополучателю.

В случае определения массы нефтепродукта при погрузке по измерениям в береговых резервуарах пробы отбираются из резервуаров по ГОСТ 2517-80.

5.15. Танки нефтеналивных судов после погрузки в каждом отдельном случае пломбируются по согласованию между грузоотправителем и пароходством.

5.16. Нефтегрузы оформляются:

при речных перевозках - документами формы ГУ-9, которые состоят из накладной, дорожной ведомости, квитанции, копии дорожной ведомости и корешка дорожной ведомости;

при морских перевозках - коносаментом формы КСр-7, таймшитом формы Э-16 и накладной.

Данные об измерениях нефтепродуктов в резервуарах и танках судна до и после погрузки указываются в накладной формы ГУ-9 или акте формы КСр-7 с указанием способа измерений.

К перечисленным документам прикладывается паспорт качества погруженного нефтепродукта и капитанская проба, которая вручается капитану (шкиперу) судна.

5.17. Если нефтепродукт адресуется двум или нескольким грузополучателям одного управления или госкомнефтепродукта союзной республики, то такую перевозку оформляют одним комплектом документов. При этом в графе "Пункт назначения" указывают дальний (конечный) пункт назначения, а массу нефтепродукта по каждому пункту назначения указывают на свободном поле документа и заверяют подписью грузоотправителя.

Отпуск нефтепродуктов автомобильным транспортом

5.18. Нефтебазы отпускают нефтепродукты потребителям в строгом соответствии с выделенными фондами по нарядам на поставку нефтепродуктов, поступающих от территориальных (областных) управлений или госкомнефтепродуктов союзных республик.

5.19. Наряд предназначен для поставки выделенных фондов на нефтепродукты прикрепленным потребителям.

5.20. На основании наряда каждому потребителю открывается карточка учета исполнения договора (наряда, заказа) формы N 20-НП (Приложение 10), в которой отражается масса отпущенных нефтепродуктов и все изменения по фондам.

Данные о поставке нефтепродуктов заносятся в карточку на основании товарно-транспортных накладных или накладной на отпуск талонов на нефтепродукты по форме N 2-НП.

5.21. В том случае, когда потребитель представляет нефтебазе заказ на централизованную доставку нефтепродуктов в течение месяца (с разбивкой по декадам и дням), составляется форма N 21-НП (Приложение 11), на основании которой нефтебаза составляет график отгрузки нефтепродуктов.

5.22. Ежедневно на основании графика отгрузки составляется суточный приказ на доставку нефтепродуктов по форме N 22-НП (Приложение 12).

Суточный приказ составляется в двух экземплярах работником нефтебазы и передается в фондовую группу для отметки о наличии у потребителей фондов. Один экземпляр передается для выписки товарно-транспортной накладной, а второй - остается в фондовой группе для контроля.

После отгрузки нефтепродуктов в суточном приказе проставляются номера товарно-транспортных

накладных и масса фактической отгрузки за день.

5.23. Нефтепродукты потребителям доставляются централизованно или самовывозом.

5.24. Автоцистерны с нефтепродуктами должны пломбироваться нефтебазой в соответствии с действующими правилами перевозок (по ГОСТ 1510-84), за исключением тех случаев, когда нефтепродукты вывозятся автотранспортом получателя (самовывозом). При этом пломбированию подлежат автоцистерны, в которых перевозятся автобензин марок А-76, АИ-93 и А-98.

5.25. Нефтебазы по согласованию с потребителем и с разрешения своей вышестоящей организации, могут производить поставку нефтепродуктов в счет выделенных фондов с других нефтебаз своего управления. На такую поставку нефтебаза-фондодержатель выдает направление на отгрузку нефтепродуктов по форме N 23-НП (Приложение 13) в двух экземплярах. Первый экземпляр направления служит основанием для выдачи потребителю соответствующих нефтепродуктов и внутрисистемных расчетов, а второй - для расчетов за автоперевозки между потребителем и нефтебазой-фондодержателем.

5.26. По требованию потребителя может проводиться выборочное контрольное взвешивание расфасованных нефтепродуктов. При отсутствии расхождений в измерении массы брутто с указанной на таре масса нефтепродукта определяется по трафарету тары.

5.27. Нефтепродукты отпускаются в технически исправную тару потребителей (самовывозом) по предъявлению ими доверенности.

6. Приемка и отпуск нефтепродуктов на автозаправочных станциях (АЗС)

Приемка и отпуск нефтепродуктов на АЗС

6.1. Приемка всех нефтепродуктов, поступающих на АЗС в автоцистернах, а также нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, производится по товарно-транспортной накладной.

6.2. Перед сливом нефтепродуктов оператор автозаправочной станции обязан:

убедиться в исправности резервуара и его оборудования, технологических трубопроводов и правильности функционирования запорной арматуры при ее переключении;

измерить уровень нефтепродукта в резервуаре для определения остатка и вместимости принимаемого груза;

убедиться в наличии и исправности средств пожаротушения, правильности заземления автоцистерны и исправности ее сливного устройства;

принять меры по предотвращению разлива нефтепродукта;

убедиться, что двигатель автоцистерны выключен (при сливе самотеком или насосом АЗС);

прекратить заправку машин из резервуара до окончания слива в него нефтепродукта из цистерны;

проконтролировать уровень наполнения автоцистерны, при этом автоцистерна должна быть заполнена по планку;

отобрать пробу и измерить температуру нефтепродукта в цистерне;

проконтролировать с помощью водочувствительной ленты (или пасты) наличие в автоцистерне подтоварной воды.

Примечание. В случае пломбирования автоцистерны проверка подтоварной воды не производится, а проверяется сохранность пломб.

6.3. Полученные результаты измерения температуры продукта в автоцистерне должны быть отмечены в товарно-транспортной накладной и сменном отчете (графа 9 на обороте отчета).

Выявленные при этом расхождения между данными, указанными в товарно-транспортной накладной и полученными при измерении, не должны превышать коэффициента, учитывающего объемное расширение (сжатие) продукта от измерения температуры.

6.4. Объем и масса нефтепродуктов, принятых на АЗС из железнодорожных цистерн, определяются путем измерения уровня, плотности и температуры нефтепродуктов в цистернах, а также установления наличия подтоварной воды. Отсчет уровня должен проводиться с точностью 1 мм, плотности - 0,5 кг/куб. м (0,0005 г/куб. см), температуры - 0,5 град. С.

6.5. Нефтепродукты сливаются из цистерн через сливной фильтр самотеком или под напором. Слив нефтепродукта должен контролироваться оператором от начала и до конца слива.

6.6. Запрещается принимать нефтепродукты на АЗС в случае:

неисправности сливного устройства автомобильной или железнодорожной цистерны;

отсутствия или нарушения пломбировки железнодорожной цистерны;

неправильного оформления товарно-транспортной документации.

6.7. Нефтепродукты, доставленные на АЗС в автомобильных и железнодорожных цистернах, должны быть слиты полностью. Оператор, принимающий нефтепродукты, должен лично убедиться в этом, осмотрев цистерны после слива.

6.8. В процессе приема нефтепродуктов оператор обязан следить за уровнем продукта в резервуаре, не допуская переполнения резервуара и разлива нефтепродуктов.

6.9. При отсутствии расхождения между фактически принятым количеством нефтепродукта с количеством, указанным в товарно-транспортной накладной, оператор расписывается в приеме в накладной, один экземпляр которой оставляет на АЗС, а три экземпляра возвращает водителю, поставившему нефтепродукты.

6.10. При выявлении несоответствия поступивших нефтепродуктов товарно-транспортной накладной составляется в трех экземплярах акт на недостачу по форме N 12-НП (Приложение 4), из которых один экземпляр прилагается к сменному отчету, второй - вручается водителю, доставившему нефтепродукты, а

третий - остается на АЗС. О недостатке нефтепродукта делается соответствующая отметка на всех экземплярах товарно-транспортной накладной.

6.11. Объем нефтепродуктов, принятых по трубопроводу, товарный оператор нефтебазы <*> и оператор АЗС в присутствии представителя администрации нефтебазы определяют (до и после перекачки) уровень, температуру нефтепродукта и уровень подтоварной воды в резервуаре АЗС.

<*> В дальнейшем следует иметь в виду и других работников нефтебазы, на которых возложены обязанности по получению, хранению и отпуску нефтепродуктов и с которыми в установленном порядке заключены договоры о полной материальной ответственности.

По окончании перекачки нефтепродукта задвижка на трубопроводе от нефтебазы до АЗС пломбируется представителем администрации нефтебазы, пломбир хранится у руководителя нефтебазы.

6.12. На сданный по трубопроводу нефтепродукт составляется акт по форме N 15-НП (Приложение 14) в двух экземплярах, который подписывают товарный оператор, оператор АЗС и представитель администрации нефтебазы. Первый экземпляр акта представляется в бухгалтерию нефтебазы и является основанием для списания нефтепродукта с подотчета материально ответственных лиц нефтебазы, а второй - остается у оператора и прилагается к сменному отчету.

6.13. При приеме нефтепродуктов, расфасованных в мелкую тару, оператор АЗС пересчитывает количество поступивших мест и проверяет соответствие трафаретов данным, указанным в товарно-транспортной накладной.

6.14. Для контроля за поступлением и оприходованием нефтепродуктов на АЗС ведется журнал учета поступивших нефтепродуктов по форме N 24-НП (Приложение 15).

Страницы журнала нумеруются и скрепляются печатью. Количество листов в журнале заверяются подписью руководства нефтебазы (комбината, управления).

6.15. При отпуске нефтепродуктов с АЗС операторы АЗС должны руководствоваться инструкциями о порядке учета талонов на нефтепродукты и отпуска нефтепродуктов по талонам, о порядке отпуска и оплаты нефтепродуктов по кредитным картам, о порядке отпуска нефтепродуктов за наличные деньги индивидуальным владельцам транспортных средств, утвержденными Госкомнефтепродуктом СССР.

Порядок приема (передачи) смены на АЗС

6.16. При приемке и передаче смены операторы совместно выполняют следующее:

- снимают показания указателей суммарного счетчика всех топливомаслогазодаточных и смесераздаточных колонок и на их основании определяют объем нефтепродуктов, реализованных потребителям за смену;
- измеряют общий уровень нефтепродуктов и уровень подтоварной воды, температуру нефтепродукта в каждом резервуаре;
- определяют по результатам измерений объем нефтепродукта, находящегося в резервуарах АЗС;
- определяют количество расфасованных в мелкую тару нефтепродуктов и других товаров;
- передают по смене остатки денег и разменных талонов;
- проверяют с помощью образцовых мерников фактическую погрешность каждой топливораздаточной колонки.

Топливо из образцового мерника должно сливаться в баки заправляемых транспортных средств. При проведении государственной поверки колонок разрешается сливать нефтепродукты из образцовых мерников в резервуары АЗС с составлением соответствующего акта.

Составление сменных отчетов АЗС

6.17. По окончании каждой смены составляется сменный отчет по форме N 25-НП (Приложение 16).

6.18. В графе 4 отчета приводятся данные об остатках нефтепродуктов на начало смены, показанные в графе 14 отчета предыдущей смены.

6.19. В графе 5 показывается количество поступивших за смену нефтепродуктов, расшифровка которых приводится в графах 1 - 9 на оборотной стороне отчета.

6.20. В графах 6 - 9 на основании счетных механизмов топливораздаточных колонок определяется количество отпущенных нефтепродуктов. Количество, показанное в графе 9, должно быть расшифровано в графах 10 - 17 оборотной стороны отчета.

Примечание. В графе 10 оборотной стороны сменного отчета показывается количество отпущенных нефтепродуктов по единым талонам за минусом количества нефтепродуктов по талонам, выданным водителям в порядке "Сдачи". Нефтепродукты по этим талонам (в литрах) показываются справочно в графе 18.

6.21. На основании произведенных измерений остатка нефтепродуктов в резервуарах, а также проверки остатков других товаров определяется фактический остаток нефтепродуктов на конец смены, который отражается в графе 14 отчета.

6.22. В графе 15 показывается расчетный остаток нефтепродуктов на конец смены, определяемый как разница между итогом данных по графам 4 и 5 и данными по графе 9.

6.23. В графах 16 и 17 приводится результат работы операторов, сдающих смену, - излишек или недостача (разница между данными, приведенными в графах 14 и 15).

6.24. Определенная при приемке и сдаче смены с помощью образцовых мерников фактическая погрешность измерения каждой топливораздаточной колонки в процентах и литрах приводится в сменном

отчете в графах 18 и 19.

При этом, если колонка недодает нефтепродукт, то погрешность измерения указывается со знаком "+", а если она передает его - то со знаком "-".

Погрешность колонок в абсолютных величинах (миллилитрах) определяется по шкале горловины образцового мерника, а в относительных величинах (%) по следующей формуле:

$$q = \frac{V_k - V_m}{V_m} \times 100,$$

где V_k - показания отсчетного устройства в литрах и V_m - показания мерника в литрах.

6.25. Сменный отчет составляется в двух экземплярах (под копирку) и подписывается операторами, сдающими и принимающими смену.

Первый экземпляр отчета (отрывной) с приложенными к нему отоваренными и погашенными талонами, товарно-транспортными накладными, актами приемки нефтепродуктов, документами, подтверждающими сдачу наличных денег, и др. оператором, сдающим смену, представляется в бухгалтерию нефтебазы под расписку, а второй экземпляр - остается в книге сменных отчетов на АЗС и является контрольным для операторов смен.

Сделанные при проверке сменных отчетов исправления заверяются подписями оператора, а также главного бухгалтера нефтебазы или по его поручению другим работником бухгалтерии.

6.26. Излишки и недостачи нефтепродуктов (по видам и маркам), выявленные в результате фактической погрешности измерений ТРК по сменным отчетам, бухгалтерией нефтебазы учитываются по каждой смене в контрольно-накопительной ведомости в течение межинвентаризационного периода. На дату проведения инвентаризации производится подсчет итогов погрешности и определяется результат в сальдированном виде.

6.27. Наряду с контрольно-накопительной ведомостью на излишки и недостачи нефтепродуктов в результате погрешности измерения колонок бухгалтерией нефтебазы ведется контрольно-накопительная ведомость результатов (излишков и недостач), определенных при приеме и передаче нефтепродуктов каждым составом смен по видам и маркам (графы 16 и 17 сменного отчета). Результаты посменных передач нефтепродуктов суммируются за межинвентаризационный период.

Примечание. Погрешность измерения топливораздаточных колонок на АЗС может быть применена только при условии ежесменной регистрации фактической погрешности каждой колонки в сменных отчетах. Если регистрация фактической погрешности измерения топливораздаточных колонок при передаче смен не производится, применение ее для отражения в учете запрещается.

6.28. Водители-заправщики передвижных АЗС сменный отчет составляют ежедневно и с приложением соответствующих документов в установленное время представляют его в бухгалтерию нефтебазы.

7. Смешение нефтепродуктов

7.1. При смешении нефтепродуктов в результате перекачки различных сортов и марок нефтепродуктов по одному нефтепродуктопроводу, слива разных сортов автомобильных бензинов в одну емкость без соответствующей очистки и других операциях назначается комиссия, которая определяет причины смешения нефтепродуктов и количества смешанных нефтепродуктов.

7.2. О результатах проверки комиссией составляется акт о смешении нефтепродуктов по форме N 26-НП (Приложение 17).

7.3. Акт смешения нефтепродуктов и объяснение ответственных лиц рассматриваются руководством нефтебазы.

7.4. Потери от смешения нефтепродуктов должны относиться на виновных лиц.

Потери от смешения нефтепродуктов в случаях, когда конкретные виновники не установлены, могут быть списаны на издержки обращения в порядке, предусмотренном п. 9.37 настоящей Инструкции.

8. Сбор, приемка, хранение и отпуск отработанных нефтепродуктов

8.1. Сбор, приемка, хранение и транспортировка отработанных нефтепродуктов производится в порядке, предусмотренном Положением, утверждаемым Госкомнефтепродуктом СССР.

8.2. Предприятия своими силами и средствами обеспечивают сбор, хранение и сдачу нефтебазам отработанных нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ 21046-81 и отраслевыми инструкциями.

Отработанные нефтепродукты сдаются и принимаются партиями. Партией считается любое количество отработанных нефтепродуктов, соответствующее по качеству требованиям одной из групп ГОСТ 21046-81, сопровождаемое одним документом и направляемое одновременно в один адрес.

8.3. На каждую сдаваемую партию предприятие выписывает товарно-транспортную накладную с указанием группы отработанных нефтепродуктов, массы и паспорт качества с указанием плотности, вязкости, содержания воды, механических примесей, температуры вспышки в открытом тигле с соответствующим заключением.

8.4. Приемка отработанных нефтепродуктов на нефтебазах производится лицами, уполномоченными на то руководством, которые несут ответственность за строгое соблюдение установленных правил.

8.5. Поступившие от предприятий отработанные нефтепродукты принимаются по количеству и качеству и оформляются выпиской в трех экземплярах накладной по форме N 27-НП (Приложение 18).

При необходимости качество поступивших отработанных нефтепродуктов уточняется на основании анализа, проводимого лабораторией нефтебазы в соответствии с ГОСТ 21046-81. В этом случае паспорт качества принятых отработанных нефтепродуктов нефтебаза вручает представителю предприятия.

8.6. Нефтебазы организуют оперативный учет по выполнению плановых заданий по сбору, использованию и сдаче отработанных нефтепродуктов предприятиями.

8.7. На основании приходных и расходных документов ведется журнал учета приемки, реализации и использования отработанных нефтепродуктов по форме N 28-НП (Приложение 19).

8.8. Для учета сдачи отработанных нефтепродуктов прикрепленными предприятиями другим нефтебазам не по месту прикрепления выписывается открепительный фондовый талон.

8.9. Отработанные нефтепродукты хранятся в отдельных емкостях, обеспечивающих сохранение их качества, определенного при приемке.

8.10. Определение количества отработанных нефтепродуктов на нефтебазах производится в порядке, предусмотренном разделом 2 настоящей Инструкции.

9. Инвентаризация нефти и нефтепродуктов

9.1. В соответствии с Положением о бухгалтерских отчетах и балансах инвентаризация нефти и нефтепродуктов должна проводиться не реже одного раза в месяц.

9.2. Инвентаризация в обязательном порядке проводится также:

в случае смены материально ответственных лиц - на день приемки-передачи дел;

при установлении фактов краж, ограблений, хищений или злоупотреблений, а также порчи - немедленно по установлении таких фактов;

после пожара или стихийных бедствий (наводнений, землетрясений и др.) - немедленно по окончании пожара или стихийного бедствия.

9.3. При коллективной (бригадной) материальной ответственности проведение инвентаризации обязательно при смене руководителя коллектива (бригадира), при выбытии из коллектива (бригады) более пятидесяти процентов его членов, а также по требованию одного или нескольких членов коллектива (бригады).

9.4. Инвентаризации подлежат все нефтепродукты, находящиеся в резервуарах, нефтепродуктопроводах, бочках, мешках, бидонах, барабанах и т.п., мелкой таре, а на АЗС, кроме того, проверяется фактическое наличие денег и талонов на нефтепродукты.

9.5. При инвентаризации определяются фактическое наличие нефти и нефтепродуктов на нефтебазе, наливном пункте, АЗС для сопоставления с данными бухгалтерского учета, определения результатов (недостач, излишков), величины естественной убыли, образовавшихся за межинвентаризационный период.

9.6. В территориальных (областных) управлениях, на нефтебазах, в комбинатах (управлениях) автообслуживания создаются постоянно действующие инвентаризационные комиссии в составе:

руководителя или его заместителя (председатель комиссии);

главного бухгалтера;

руководителей структурных подразделений;

представителя общественности.

9.7. Для непосредственного проведения инвентаризации нефтепродуктов создаются рабочие комиссии в составе:

представителя руководства нефтебазы, комбината (управления) автообслуживания (председатель комиссии);

работника бухгалтерии и других опытных работников, имеющих навыки инвентаризации нефтепродуктов.

9.8. Запрещается назначать председателем рабочей инвентаризационной комиссии у одних и тех же материально ответственных лиц одного и того же работника два раза подряд.

9.9. Персональный состав постоянно действующих инвентаризационных комиссий и рабочих инвентаризационных комиссий утверждается приказом руководителя нефтебазы, комбината (управления) автообслуживания.

9.10. Постоянно действующие инвентаризационные комиссии:

проводят профилактическую работу по обеспечению сохранности нефти и нефтепродуктов, талонов и денежных средств, при необходимости заслушивают на своих заседаниях руководителей, структурных подразделений по вопросам сохранности товарно-материальных ценностей и денежных средств;

организуют проведение инвентаризаций и осуществляют инструктаж членов рабочих инвентаризационных комиссий;

осуществляют контрольные проверки правильности проведения инвентаризаций, а также выборочные инвентаризации нефти и нефтепродуктов в местах хранения;

проверяют правильность выведения результатов инвентаризаций, обоснованность предложенных зачетов по пересортице нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС;

в необходимых случаях (при установлении серьезных нарушений правил проведения инвентаризации и др.) проводят по поручению руководства нефтебазы, комбината (управления) автообслуживания повторные сплошные инвентаризации;

рассматривают объяснения, полученные от лиц, допустивших недостачу или порчу нефти и нефтепродуктов, а также другие нарушения, и дают предложения о порядке регулирования выявленных недостач и потерь от порчи.

9.11. Рабочие инвентаризационные комиссии:

осуществляют инвентаризацию нефти и нефтепродуктов, денежных средств и талонов на нефтебазах и АЗС;

совместно с бухгалтерией участвуют в определении результатов инвентаризации и разрабатывают предложения по зачету недостач и излишков по пересортице, а также списанию недостач в пределах норм естественной убыли;

вносят предложения по вопросам упорядочения приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, улучшения учета и контроля за их сохранностью, а также о реализации сверхнормативных и неиспользуемых продуктов;

несут ответственность за своевременность и соблюдение порядка проведения инвентаризации в соответствии с приказом руководства нефтебазы, комбината (управления) автообслуживания, за полноту и точность внесения в описи данных о фактических остатках проверяемых ценностей, за правильность указанных в описи отличительных признаков нефтепродуктов, по которым определяются их цены; за правильность и своевременность оформления материалов инвентаризации в соответствии с установленным порядком.

9.12. Члены инвентаризационных комиссий за внесение в описи заведомо неправильных данных о фактических остатках ценностей с целью скрытия их недостач, растрат или излишков подлежат привлечению к ответственности в установленном законом порядке.

9.13. Основной задачей проверок и выборочных инвентаризаций в межинвентаризационный период является осуществление контроля за сохранностью ценностей, выполнением правил их хранения, соблюдения материально ответственными лицами установленного порядка первичного учета.

9.14. Перед началом проведения инвентаризации членам рабочих инвентаризационных комиссий вручается распоряжение по форме N 29-НП (Приложение 20), в котором устанавливаются сроки начала и окончания работы по проведению инвентаризации.

Распоряжение регистрируется бухгалтерией в книге контроля за выполнением распоряжений о проведении инвентаризации по форме N 30-НП (Приложение 21).

9.15. Запрещается проводить инвентаризацию нефтепродуктов и других ценностей при неполном составе инвентаризационной комиссии.

9.16. При коллективной (бригадной) материальной ответственности инвентаризация проводится с обязательным участием бригадира или его заместителя и членов бригады, работающих в момент начала инвентаризации.

9.17. Руководители предприятий и организаций нефтепродуктообеспечения несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризаций нефтепродуктов, денежных средств и талонов. Они обязаны создать условия, обеспечивающие полную и точную проверку фактического наличия ценностей в сжатые сроки.

9.18. При инвентаризации определяется количество фактического наличия ценностей каждого их вида (марки) в соответствующих местах хранения.

9.19. Перед проведением инвентаризации технологические нефтепродуктопроводы должны быть полностью заполнены, контроль за их полным заполнением ведется с помощью воздушных кранов, установленных на возвышенных участках нефтепродуктопровода.

Разрешается полностью освобождать отдельные участки нефтепродуктопровода от нефтепродуктов (при проведении ремонтных работ, в межнавигационный период и т.п.).

9.20. После заполнения нефтепродуктопровода с соблюдением требований раздела 2 настоящей Инструкции измеряется уровень нефтепродукта и подтоварной воды в резервуарах, плотность и температура нефтепродукта в пробе, отобранной по ГОСТ 2517-80, и результаты записываются в журнал измерений нефтепродуктов в резервуарах (см. Приложение 7).

9.21. Для расчета массы нефтепродукта в соответствующем участке нефтепродуктопровода определяется вместимость продуктопровода (по таблице), содержание воды (в процентах), плотность и температура нефтепродукта, находящегося в нем; полученные данные записываются в ведомость наличия нефтепродуктов в технологических нефтепродуктопроводах формы N 31-НП (Приложение 22). Границы участка должны соответствовать градуировочным таблицам на нефтепродуктопроводе.

В случае, если по нефтепродуктопроводу перекачивают различные марки нефтепродуктов, учитывают тот продукт, который находится в нефтепродуктопроводе на момент инвентаризации.

9.22. При хранении нефтепродукта в резервуарах с понтонами или плавающими крышами в процессе инвентаризации при измерении в зоне всплытия плавающего покрытия необходимо или слить нефтепродукт из резервуара до установления покрытия на опоры или долить нефтепродукт до принятия покрытием плавающего состояния. При невозможности этого, а также отсутствии помиллитровых градуировочных таблиц на зону всплытия покрытия уровень нефтепродукта в таких резервуарах принимается по данным бухгалтерского учета.

9.23. При снятии остатков нефти и нефтепродуктов составляется инвентаризационная опись по форме N 32-НП (Приложение 23).

В описи указывается:

наименование нефтепродукта, номер резервуара, уровень, плотность и температура - из журнала измерений нефтепродуктов в резервуарах (см. Приложение 7);

масса нефтепродукта в нефтепродуктопроводе - из ведомости (см. Приложение 22), которая прикладывается к инвентаризационной описи;

объем нефтепродукта, определяемый по градуировочным таблицам резервуаров;

содержание воды в нефтепродукте (в процентах) - по данным паспорта качества.

9.24. При инвентаризации на АЗС в опись включают все имеющиеся расфасованные масла и смазки, реализуемые через АЗС, наличные деньги, отоваренные и погашенные единые талоны и талоны рыночного фонда по маркам и купюрам (если они не включены в составляемый перед началом инвентаризации сменный отчет), нереализованные талоны рыночного фонда по маркам и купюрам, неиспользованные полученные для "сдачи" единые талоны по маркам и купюрам.

9.25. Инвентаризационная опись нефти и нефтепродуктов составляется в двух экземплярах, из которых первый экземпляр представляется в бухгалтерию, а второй экземпляр остается у материально ответственного лица (лиц).

При инвентаризации, проводимой в случае смены материально ответственных лиц, опись составляется в трех экземплярах, из которых второй и третий экземпляры остаются у материально ответственных лиц, принимающих и сдающих ценности.

9.26. Для выявления результатов инвентаризации бухгалтерией предприятия или организации нефтепродуктообеспечения составляется сличительная ведомость по форме N 33-НП (Приложение 24).

Сличительная ведомость составляется по видам ценностей, по которым при инвентаризации выявлены отклонения от учетных данных.

9.27. При составлении отличительной ведомости в части пересортицы ценностей необходимо иметь в виду, что в условиях нефтепродуктообеспечения взаимный зачет излишков и недостач в результате пересортицы допускается в виде исключения за один и тот же проверяемый период, у одного и того же лица, в отношении нефтепродуктов одного и того же наименования и в тождественных количествах.

Руководителям предприятий и организаций нефтепродуктообеспечения разрешается производить зачет масел и смазок, расфасованных в мелкую тару, имеющую сходство по внешнему виду.

О допущенной пересортице материально ответственные лица представляют подробные объяснения.

9.28. Предложения о возможности взаимного зачета пересортицы рабочей инвентаризационной комиссией представляются на рассмотрение постоянно действующей комиссии и окончательно решаются руководителем предприятия или организации нефтепродуктообеспечения, который после изучения всех представленных материалов принимает соответствующее решение о зачете.

9.29. В том случае, когда при зачете недостач излишками по пересортице стоимость недостающих ценностей выше стоимости ценностей, оказавшихся в излишке, эта разница в стоимости должна быть отнесена на виновных лиц.

9.30. Если конкретные виновники пересортицы не установлены, то суммовые разницы рассматриваются как недостачи сверх норм убыли и списываются на издержки обращения в порядке, предусмотренном пунктом 9.37 настоящей Инструкции.

На разницы в стоимости от пересортицы в сторону недостачи, образовавшиеся не по вине материально ответственных лиц, в протоколах инвентаризационной комиссии должны быть даны исчерпывающие объяснения о причинах, по которым такие разницы не могут быть отнесены на виновных лиц.

9.31. К сличительной ведомости прилагается расчет естественной убыли нефтепродуктов по нормам, утвержденным Госстанбюро СССР, которые применяются при складском хранении и транспортировании железнодорожным, водным и трубопроводным транспортом.

Расчет естественной убыли нефтепродуктов составляется при определении окончательных результатов инвентаризации и только в случае определения (после зачета недостач излишками по пересортице) недостачи по количеству по форме N 34-НП (Приложение 25).

9.32. Недостачи нефтепродуктов в пределах нормы на погрешность измерений массы топливораздаточных колонок АЗС в сличительной ведомости учитываются при соблюдении условий и в порядке, предусмотренных пунктами 6.24, 6.26 и 6.27 настоящей Инструкции.

9.33. По всем недостачам и излишкам нефтепродуктов сверх установленных норм рабочей инвентаризационной комиссией должны быть получены письменные объяснения соответствующих работников.

На основании представленных объяснений и материалов постоянно действующая инвентаризационная комиссия устанавливает характер выявленных недостач, потерь и порчи продуктов, а также их излишков.

9.34. Постоянно действующая инвентаризационная комиссия проверяет правильность составления сличительных ведомостей и свои заключения, предложения по результатам инвентаризации отражает в протоколе. В протоколе приводятся подробные сведения о причинах и виновниках недостач, потерь и излишков, указывается, какие меры приняты в отношении к виновным лицам, а также приводятся предложения по регулированию расхождений фактического наличия нефтепродуктов против данных бухгалтерского учета.

9.35. Выявленные при инвентаризации и других проверках расхождения фактического наличия ценностей против данных бухгалтерского учета регулируются в следующем порядке:

- убыль ценностей в пределах установленных норм, а также недостачи нефтепродуктов в пределах норм погрешности измерения топливораздаточных колонок на АЗС (до 0,5% от объема расхода нефтепродуктов за межинвентаризационный период) списываются по распоряжению руководителей предприятий и организаций на издержки обращения как недостачи в пути и при хранении в пределах норм убыли;

- недостачи ценностей сверх норм убыли, а также недостачи нефтепродуктов, превышающие фактическую погрешность измерения топливораздаточных колонок на АЗС, взыскиваются с материально ответственных лиц, а излишки полностью приходятся.

Если разница между показаниями нефти и нефтепродуктов, замеренной в резервуарах нефтебаз и наливных пунктов при инвентаризации, и учетными данными бухгалтерии (за минусом убыли в пределах установленных норм) приходится в пределах норм погрешности, установленной ГОСТ 8.378-80, то эта разница не учитывается и за основу принимаются данные бухгалтерского учета. В случае, если указанная разница превышает норму погрешности измерения, то данное превышение взыскивается с материально ответственных лиц (при недостаче) или приходится (при излишке).

9.36. При установлении недостач и потерь, явившихся следствием злоупотребления, соответствующие материалы в течение 5 дней после установленных недостач и потерь подлежат передаче в следственные органы, а на сумму выявленных недостач и потерь предъявляется гражданский иск.

9.37. Недостачи ценностей сверх норм убыли и потери от порчи, когда конкретные виновники недостачи

и порчи не установлены, могут быть списаны на издержки обращения предприятием или организацией в пределах 100 рублей по каждому отдельному случаю с сообщением об этом вышестоящему органу.

Аналогичные недостатки и потери, превышающие по каждому отдельному случаю 100 рублей, списываются на издержки обращения:

до 500 рублей - с разрешения территориального (областного) управления, госкомнефтепродукта союзной республики;

на сумму свыше 500 рублей - с разрешения госкомнефтепродукта союзной республики.

9.38. В документах, представляемых для оформления списания недостатков нефтепродуктов сверх норм убыли и потерь от порчи, должны быть указаны меры, принятые по предотвращению таких недостатков и потерь.

9.39. В случае смешения и порчи нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и АЗС ими принимаются меры к восстановлению качества нефтепродуктов. Если смесь нефтепродуктов не поддается восстановлению и подлежит переводу в низшие сорта, то убыток взыскивается с виновных лиц с составлением акта о смешении нефтепродуктов формы N 26-НП (Приложение 17).

9.40. Нефтепродукты, собранные при зачистке резервуаров, трубопроводов, цистерн, нефтеналивных судов и другого оборудования, а также применяемые в качестве промывных жидкостей переводятся, в зависимости от качества, в другие сорта или в отработанные нефтепродукты группы СНО и отражаются в отчете формы N 17-ПС. Результаты перевода оформляются актом.

9.41. Для проведения инвентаризации нефтепродуктов в нефтеналивных судах приказом руководства территориального (областного) управления или госкомнефтепродукта союзной республики и руководства парокходства морского или речного флота назначается комиссия, которая измеряет уровни нефтепродукта и подтоварной воды, плотность и т.д. в каждом нефтеналивном судне и составляет инвентаризационную опись по форме N 35-НП (Приложение 26).

На основании указанных инвентаризационных описей составляется сводная опись остатков каждого вида нефтепродуктов на нефтеналивных судах на день инвентаризации.

9.42. При проведении инвентаризации основных средств, других товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов предприятия и организации нефтепродуктообеспечения руководствуются Основными положениями, приложенными к письму Министерства финансов СССР от 30 декабря 1982 г. N 179.

Начальник Управления
науки, новой техники и
автоматизированных
систем управления
В.В.ФЕДОРОВ

Начальник Управления
эксплуатации и развития
нефтебазового хозяйства и
автозаправочной техники
И.Г.СТОЛОНОВ

Начальник Управления
бухгалтерского учета
и отчетности
В.П.ГРИШУНИН

Приложение N 1
(к п. 1.3)

НОМЕНКЛАТУРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ,
ПОДЛЕЖАЩИХ ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОВЕРКЕ

Наименование средств измерений	Подлежат периодической поверке в указанные сроки (не реже) при применении	
	для учетных операций	для взаимных расчетов и в торговле
1	2	3
1. Счетчики нефти, нефтепродуктов	Устанавливаются территориальными	1 раз в 2 года

	органами Госстандарта	
2. Топливомаслораздаточные колонки	1 раз в год	1 раз в год
3. Механизированные заправочные агрегаты жидкого топлива	Устанавливаются территориальными органами Госстандарта	1 раз в 2 года
4. Мерники технические 1 и 2 класса	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года
5. Образцовые мерники 11 разряда	1 раз в год	1 раз в год
6. Автоцистерны для нефтепродуктов	-	1 раз в 2 года
7. Меры для отпуска жидкостей (метрические)	-	1 раз в 2 года
8. Весоизмерительные приборы	1 раз в год	1 раз в год
9. Гири	1 раз в год	1 раз в год
10. Уровнемеры	1 раз в год	1 раз в год
11. Метроштоки	1 раз в 2 года	-
12. Рулетки с грузами	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года
13. Термометры всех типов	Устанавливаются 1 раз в год территориальными органами Госстандарта	Устанавливаются 1 раз в год территориальными органами Госстандарта
14. Ареометры	Подлежат первичной поверке при выпуске из производства	

Приложение N 2
(к п. 1.4)

**ПЕРЕЧЕНЬ
НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ
ПРИ УЧЕТНО-РАСЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ**

1. ГОСТ 8.378.80. ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Норма точности определения массы в резервуарах при учетно-расчетных операциях.
2. ГОСТ 8.370.80. ГСИ. Топливо нефтяное. Мазут. Норма точности взвешивания.
3. ГОСТ 8.380.80. ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100 - 50000 куб. м. Методы и средства поверки.
4. ГОСТ 8.364-79. ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.
5. РД 50-156-79. Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 куб. м геометрическим методом.
6. Методические указания по определению вместимости и градуировке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод.
7. Инструкция 36-55 по поверке автоцистерн калиброванных.
8. Правила 14-49 о порядке утверждения местными органами Госстандарта калибровочных таблиц береговых резервуаров для нефти и нефтепродуктов, принимаемых и сдаваемых на перевалочных нефтебазах при перевозке водным транспортом.

9. ГОСТ 2517-80. Нефть и нефтепродукты. Отбор проб.
 10. ГОСТ 3900-47. Нефтепродукты. Методы определения плотности.
 11. ГОСТ 2477-65. Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды.
 12. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
 13. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей.
 14. ГОСТ 6370-83. Нефтепродукты и присадки. Методы определения содержания механических примесей.
 15. ГОСТ 21046-81. Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия.
 16. ГОСТ 18987-73. Метрошток для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях.
 17. ГОСТ 8.247-77. Метроштоки для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях. Методы и средства поверки.
 18. ГОСТ 7502-80. Рулетки измерительные металлические.
 19. ГОСТ 15983-81. Уровнемеры и датчики уровня промышленного применения ГСП.
 20. ГОСТ 13702-78. Уровнемеры поплавковые с пружинным уравниванием.
 21. ГОСТ 18481-81. Ареометры и цилиндры стеклянные. Технические условия.
 22. ГОСТ 13196-77. Пробоотборники стационарные для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами.
- Типы и основные параметры.
23. ГОСТ 1770-74. Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы.
 24. ГОСТ 215-73. Термометры ртутные стеклянные лабораторные. Технические условия.
 25. ГОСТ 7328-82. Гири общего назначения.
 26. ГОСТ 11537-81. Колонки маслораздаточные. Общие технические условия.
 27. ГОСТ 9018-82. Колонки топливораздаточные, технические условия.
 28. ГОСТ 8.045-80. Колонки топливораздаточные. Методы и средства поверки.
 29. ГОСТ 8.001-80. Организация и порядок проведения Государственных испытаний средств измерений.
 30. ГОСТ 8.326-78. Метрологическое обеспечение разработки, изготовления и эксплуатации нестандартизированных средств измерений. Основные положения.
 31. ГОСТ 8.220-76. Колонки маслораздаточные. Методы и средства поверки.
 32. ГОСТ 8.424-81. Масса народнохозяйственных грузов, перевозимых по железной дороге. Методика выполнения измерений.
 33. ГОСТ 23676-79. Весы для статического взвешивания. Пределы взвешивания. Метрологические параметры.
 34. Методические указания 319 по поверке устройства "Радиус", автоматического измерения массы жидкости в резервуарах.
 35. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при приеме, отпуске, хранении и транспортировании (утверждены Постановлением Госснаба СССР от 09.06.77 N 30).
 36. Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденная Постановлением Госарбитража СССР от 25 апреля 1966 г. N П-7 с последующими дополнениями и изменениями.
 37. Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству, утвержденная Постановлением Госарбитража СССР от 15.06.65 N П-6 с последующими дополнениями и изменениями.
 38. РД 50-190-80. Методические указания. Государственный надзор за состоянием измерений нефтепродуктов. Организация и порядок проведения.
 39. Правила технической эксплуатации стационарных, контейнерных, малогабаритных и передвижных автозаправочных станций.
 40. Правила технической эксплуатации нефтебаз.
 41. Правила перевозок грузов, ч. 1, изданные в соответствии с Уставом железных дорог Союза ССР (с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 сентября 1975 г.), М., "Транспорт", 1975 г., МПС СССР.
 42. Правила перевозок грузов, ч. 1, 2, изданные в соответствии с Уставом внутреннего водного транспорта Союза ССР (с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 июня 1979 г.), М., "Транспорт", 1979 г., МРФ РСФСР.
 43. Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР, утвержденные 29.07.83.
 44. Положение о поставках продукции производственно-технического назначения, утвержденные Постановлением Совета Министров СССР от 10.02.81 N 161.
 45. Особые условия поставки нефтепродуктов предприятиями-изготовителями нефтесбытовым организациям, утвержденные Постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 06.03.75 N 18/104.
 46. РД 39-5-770-82. Инструкция по определению количества нефти на автоматизированных узлах учета с турбинным счетчиком при учетно-расчетных операциях.
 47. Таблицы калибровки железнодорожных цистерн, М., "Транспорт", 1980 г.

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 16-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

АКТ N _____
ПРИЕМКИ (ПЕРЕДАЧИ) НЕФТЕПРОДУКТОВ
ОТ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА
ОТ _____ 19__ Г.

Настоящий акт составлен в том, что _____
(должность, наименование
_____ т. _____ сдал, а _____
предприятия, организации) (должность,
_____ т. _____
наименование предприятия, организации)

принял в резервуарах следующую массу нефтепродуктов:

Наименование нефтепродукта	ГОСТ	N резервуара	N паспорта	Дата	Масса, т	Масса прописью	Цена за т	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Сдал _____ Принял _____
(подпись) (подпись)

М.П. _____ 19__ г. М.П. _____ 19__ г.
(дата) (дата)

Примечание. Если нефтебаза передает принятые нефтепродукты на ответственное хранение нефтеперерабатывающему заводу, в акте делается следующая запись:

"Указанное количество нефтепродуктов принято цехом _____
(наименование

_____ нефтеперерабатывающего завода на ответственное хранение.
цеха)

Принял _____ Сдал _____
(подпись) (подпись)

М.П. _____ М.П. _____

Приложение N 4
(к п. п. 3.23, 6.10)

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 12-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

Утверждаю
Директор нефтебазы
_____ 19__ г.

АКТ N _____
ПРИЕМКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО КОЛИЧЕСТВУ
ОТ _____ 19__ Г.

Мы, нижеподписавшиеся _____ т. _____,
представитель предприятия _____
(наименование предприятия, Ф.И.О.)

действующий на основании удостоверения N _____ от _____,
 общественный представитель нефтебазы _____
 (должность)

т. _____, действующий на основании удостоверения N _____
 от _____, выданного в соответствии с решением
 профсоюзного комитета от _____ протокол N _____,
 составили настоящий акт в том, что при приемке _____
 (наименование груза)

код _____, отгруженного со станции _____
 оказалось следующее:

1. Наименование и адрес грузоотправителя _____
2. Наименование и адрес поставщика _____
3. Место приемки - подъездной путь на станции _____
4. Время прибытия груза на станцию назначения _____
5. Время выдачи груза нефтебазе _____
6. Техническое состояние цистерн _____
7. Пломбы _____ наличие и состояние
 уплотнительных прокладок _____ их состояние _____
8. Масса груза определена _____
 (указать метод определения)

- содержание оттисков _____
9. К накладным приложены (не приложены) паспорта N _____
 10. Измерительные приборы в установленном порядке проверены
 (не проверены) _____
 11. Время начала приемки _____ ч. _____ мин. и
 окончания приемки _____ ч. _____ мин.

При вскрытии цистерн и проверке массы оказалось следующее:

Да-та от-пра-ва-влени-я	N ва-го-на, ци-сте-ры	N на-кла-дно-й	Контроль-ные знаки пломб	Показатели по отгрузочным документам									Фактически оказалось							Результат		За-пол-ня-етс-я ВУ		
				ти-п-ци-сте-ры	уро-вень за-пол-не-ния, мм	пло-щадь кг/куб. м	тем-пе-ра-ту-ра, град С	мас-са бру-то, кг	со-дер-жа-ние воды	ма-с-са нет-то, кг	ти-п-ци-сте-ры	уро-вень за-пол-не-ния, мм	пло-щадь кг/куб. м	тем-пе-ра-ту-ра, град С	мас-са бру-то, кг	%	к г	ма-с-са нет-то, кг	недоста-ча	из-ли-шки				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
			с од-ной сто-ро-ны	с др. сто-ро-ны						%	к г									вс-его	в т.ч. в пре-де-лах но-р-мы			

12.
 Недостающее количество в вагонах (цистернах) вместиться могло ----- (ненужное зачеркнуть) не могло
 13.
 Прилагаемые к акту документы

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление

Форма N 14-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

АКТ N _____
ПРИЕМКИ (СДАЧИ) НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТРУБОПРОВОДУ
ОТ _____ 19__ Г.

Составлен в том, что представитель _____
(наименование управл.)

_____ магистрального нефтепродуктопровода или перекачивающей станции)

т. _____ сдал, а представитель _____
(Ф.И.О.) (наименование получателя)

т. _____ принял _____
(Ф.И.О.) (наименование нефтепродукта)

в резервуарах _____ в количестве:
(наименование базы или станции)

N резервуара	Уровень, мм		Плотность кг/куб. м	Температура, град. С	Объем, куб. м	Масса, кг	Цена	Сумма
	общий	воды						
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Принял _____ Сдал _____
(подпись) (подпись)

М.П.

М.П.

Дата	Приход, кг	Расход, кг	Остаток, кг	N резервуара	Уровень наполнения, кг	Объем			Плотность продукта при измерении уровня, кг/куб. м	Температура продукта при измерении уровня, град. С	Масса (брутто) продукта (гр. 10 x гр. 11), кг	Поправка на уклон, коррекцию днища (+, -), кг	Содержание воды
						продукта,	подтовар-	продукта					

(наименование станции и железной дороги)
на станцию _____
(наименование станции и железной дороги)
в адрес _____ маршрут N _____
(наименование грузополучателя и его адрес)
с _____
(наименование нефтепродукта)

N п/п	N железнодорожных накладных	N вагонов	Тип цистерны	Уровень и температура, град. С	Масса брутто, кг	Содержание воды		Масса нетто, кг	Уплачен железнодорожный тариф	
						%	кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Директор нефтебазы _____

Товарный оператор _____

"__" _____ 19__ г.

Приложение N 9
(к п. 5.14)

Госкомнефтепродукт _____ Форма N 19-НП
_____ управление
_____ нефтебаза
Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

ЭТИКЕТКА НА ОТОБРАННУЮ ПРОБУ НЕФТЕПРОДУКТА

Проба N _____
Наименование нефтепродукта _____
Наименование поставщика _____
Резервуар N _____, уровень наполнения мм _____
Номер партии, тары, цистерны _____
Наименование судна, танк N _____
(из которых отобрана проба)
Дата _____, время отбора пробы _____
Срок хранения пробы _____
ГОСТ, ТУ _____
(на отобранный нефтепродукт)

Подписи _____
(фамилии лиц, отобравших и опечатавших пробу)

Приложение N 10
(к п. 5.20)

Госкомнефтепродукт _____ Форма N 20-НП
_____ управление
_____ нефтебаза
Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

Лист N _____

КАРТОЧКА N _____
 УЧЕТА ИСПОЛНЕНИЯ ДОГОВОРА (НАРЯДА, ЗАКАЗА) N _____
 ОТ _____ 19__ Г.
 ЗА _____ КВАРТАЛ 19__ Г.

	Код
Фондодержатель	
Покупатель, его адрес и банковские реквизиты	
Грузополучатель, его адрес	

N п/п	Исполнение договора (наряда, заказа) Документ		Наименование и марка нефтепродуктов							Всего на сумму	Отметка об оплате	
											Платежный документ	Сумма
											дата	
	N	Дата	фонд на квартал с учетом неиспользованного фонда предыдущего квартала									
			количество поставленного									

Приложение N 11
(к п. 5.21)

_____ (наименование потребителя)

Форма N 21-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

ЗАКАЗ
НА ДОСТАВКУ НЕФТЕПРОДУКТОВ
НА _____ 19__ Г.
(месяц)

		Код
Нефтебаза-поставщик		
Плательщик и его банковские реквизиты		
Адрес доставки		
Наименование нефтепродукта		
Наличие емкостей и их вместимость		
Порядок расчета		

Способ доставки									
Дополнительные условия, телефон исполнителя и др.									
Основание									
I декада			II декада			III декада			
дата	масса, т		дата	масса, т		дата	масса, т		
	заявлено	отпущено		заявлено	отпущено		заявлено	отпущено	

Расстояние от нефтебазы до места слива нефтепродуктов _____ км.

Руководитель предприятия _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Главный бухгалтер _____
(Ф.И.О.) (подпись)

М.П.

Приложение N 12
(к п. 5.22)

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 22-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

(на _____ листах)

СУТОЧНЫЙ ПРИКАЗ НА ДОСТАВКУ НЕФТЕПРОДУКТОВ N _____
НА "___" _____ 19__ г.

Позиция N	Картонка N	Наименование нефтепродукта	Ед. изм.	Наименование грузополучателя, его адрес и N телефона	Код			Остаток фонда на день отгрузки	Планируемое время заезда (час)	N товарно-транспортной накладной	Количество отгружено	Вид транспорта, его номер	Заполняется ВУ
					нефтепродукта	ед. изм.	грузополучателя						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

(должность)

(подпись)

Приложение N 13
(к п. 5.25)

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 23-НП

N _____
" ____ " _____ 19__ г.

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

Директору _____ нефтебазы
тов. _____

(адрес)

НАПРАВЛЕНИЕ
НА ОТГРУЗКУ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Отпустите _____

(наименование организации, предприятия и т.п.)

(наименование нефтепродукта и количество в тоннах)

Отпущенное количество отавизуйте _____ нефтебазе N _____

Директор нефтебазы _____

Главный бухгалтер _____

М.П.

Приложение N 14
(к п. 6.12)

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 15-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

АКТ
ПРИЕМКИ (СДАЧИ) НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТРУБОПРОВОДУ НА
АВТОЗАПРАВОЧНУЮ СТАНЦИЮ ОТ " ____ " _____ 19__ Г.

Мы, нижеподписавшиеся, товарный оператор нефтебазы _____
(Ф.И.О.)

и заправщик АЗС N _____ _____ в присутствии
(Ф.И.О.)

представителя администрации нефтебазы _____
(должность) (Ф.И.О.)

произвели перекачку нефтепродуктов из емкостей нефтебазы в емкости
АЗС в следующем количестве:

Наименова-	Показатели замеров в резервуарах АЗС	плот-	фат.	Мас-	Факт.
------------	--------------------------------------	-------	------	------	-------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
					ной таб- лице, лит- ров	спор- тной нак- лад- ной, лит- ров			на- ча- ла сли- ва неф- те- про- дук- та	окон- ча- ния сли- ва неф- те- про- дук- та	до сли- ва	пос- ле сли- ва		по пока- занию неф- те- жид- кост- ного счет- чика (л)	ня- того неф- те- про- дукта по ТТН

Госкомнефтепродукт _____
 _____ управление
 _____ нефтебаза

Образец обложки
 Форма N 24-НП

Утверждена
 Госкомнефтепродуктом СССР
 15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

ЖУРНАЛ
УЧЕТА ПОСТУПИВШИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО АЗС N _____

Начата _____ 19__ г.
 Окончена _____ 19__ г.

Приложение N 16
 (к п. 6.17)

Госкомнефтепродукт _____
 _____ управление
 _____ нефтебаза
 АЗС _____ код _____

Форма N 25-НП
 Утверждена
 Госкомнефтепродуктом СССР
 15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

Состав смены (Ф.И.О.)
 Ст. смены _____
 Операторы: _____

СМЕННЫЙ ОТЧЕТ АЗС N _____
 " _____ " _____ 19__ г.

Смена с _____ ч
 до _____ ч
 Плашки N _____

Наименование нефтепродуктов, товаров, талонов	Код	Ед. изм.	Факт. остаток на начало смены	Поступило за смену	Показания счетных механизмов				Остаток на конец смены						
					N ТРК	на конец смены	на начало смены	расход (гр. 7 - гр. 8)	N резервуара	общий уровень мм	уровень воды мм	уровень нефтепродукта, мм (гр. 11 - гр. 12)	фактический	расчетный (книжный) (гр. 4 + гр. 5 - гр. 9)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Оборотная сторона

Расшифровка поступления								
наименование нефтепродуктов товаров, талонов	код	нефтебаза - поставщик	N док-та	количество			температура продукта в цистерне, град. С	
				объем, л	плотность, кг/куб. м	масса кг		
		наименование	код					
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Движение наличных денег

Принято по смене _____ р. _____ к.
(прописью)

Выручка за смену _____ р. _____ к.
(прописью)

Итого _____ р. _____ к.
(прописью)

Сдано: в Госбанк _____ р. _____ к.
(прописью)

в кассу нефтебазы _____ р. _____ к.
(прописью)

Передано по смене: наличных денег _____ р. _____ к.
(прописью)

нереализованных талонов на _____ р. _____ к.
(прописью)

К отчету приложено _____ документов
(количество прописью)

Отчет составили и смену сдали _____
(подписи)

Примечание. Талоны по купюрам и квитанциям по сервисным книжкам и отдельным квитанциям отражаются на отдельном листе.

Расшифровка реализации								
по талонам		по сервисным книжкам с отдельными квитанциями	на смесь	за наличные деньги		всего		нефтепродукты по талонам, выданным в порядке "сдачи"
единиц, л	рыночного фонда, л			кол-во	сумма	кол-во	сумма	

От предыдущей смены принято:
наличных денег _____ р. _____ к.
(прописью)

нереализованных талонов на _____ л.

(подписи, фамилии и инициалы)

Отчет проверен и талоны (отоваренные и погашенные) на _____ л. (гр. 10 + гр. 18 или гр. 11)
(прописью)
принял _____
(подпись, должность, фамилия и инициалы)

На принятые по данному сменному отчету талоны (отоваренные и погашенные) комиссией составлен акт

N _____ от "___" _____ 19__ г.

Примечание. После изъятия из сменного отчета погашенных талонов в порядке, предусмотренном п. 48 Инструкции Госкомнефтепродукта СССР и Госбанка СССР о порядке учета талонов на нефтепродукты и отпуска нефтепродуктов по талонам от 20.10.83 N 04/21-8-207, один экземпляр акта прилагается к сменному отчету.

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 26-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

АКТ N _____
О СМЕШЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ "___" _____ 19__ г.

На основании приказа (распоряжения) по _____
(наименование нефтебазы)

N _____ от "___" _____ 19__ г. комиссия в составе
_____ в присутствии товарного
(фамилия и инициалы, должность)

оператора _____ проверила факт смешения
(фамилия и инициалы)

_____.
(указывается наименование нефтепродуктов, подвергшихся смешению)

Смешение произошло "___" _____ 19__ г. в результате
_____.
(краткое описание причин смешения нефтепродуктов)

При смешении получено _____
(наименование)

т, что подтверждается следующими данными:

Смешение нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Код	N резервуара	Высота разлива, см	Погружение (уд. вес)	Температура (град. С)	Объем нефтепродукта на высоту разлива	Содержание воды		Масса нетто, кг	Цена (р. к.)	Стоимость, руб.
							%	кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Получено в результате смешения:											
Результат от смешения (прибыль, убыток)											

Подписи членов комиссии: _____ Оператор _____
(подпись)

Бухгалтер _____
(подпись)

Утверждаю

Потери от смешения нефтепродуктов _____

Директор

"___" _____ 19__ г.

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза

Форма N 27-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

НАКЛАДНАЯ N _____
"___" _____ 19__ Г.
НА ПРИНЯТЫЕ ОТРАБОТАННЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ

Наименование
предприятия _____

Группа отработанных нефтепродуктов _____

Ед. изм.	Масса брутто	Масса тары	Масса нетто	Цена	Сумма
----------	--------------	------------	-------------	------	-------

Прилагается паспорт качества N _____ лаборатории нефтебазы

Сдал _____
(подпись)

Принял _____
(подпись)

Д а т а	N нак- лад- ной	Наи- мено- вание пред- прия- тия	Ми- нис- тер- ство, ве- дом- ство	Принято (кг)			Реализовано (кг)							Ос- та- ток на чис- ло
				ММ О	МИ О	СНО	ММ О	МИ О	СНО	в том числе отгружено				
										от- гру- жено НПЗ	тех- но- ло- гич. нуж- ды	ко- тель- ное топ- ливо	кус- то- вым неф- те- ба- зам	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление

Образец обложки

Форма N 28-НП

Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

ЖУРНАЛ
УЧЕТА ПРИЕМКИ, РЕАЛИЗАЦИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ
ПО _____ НЕФТЕБАЗЕ
ЗА 19__ ГОД

Начата _____ 19__ г.
Окончена _____ 19__ г.

Приложение N 20
(к п. 9.14)

Госкомнефтепродукт _____ Форма N 29-НП
_____ управление
_____ нефтебаза
Утверждено
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

РАСПОРЯЖЕНИЕ
О ПРОВЕДЕНИИ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ
N _____ ОТ "___" _____ 19__ Г.

Для проведения инвентаризации в _____
(наименование предприятия)

у материально ответственного(ных) лица(лиц) _____
(фамилия, имя, отчество)

назначается инвентаризационная комиссия в составе:

1. Председателя _____
(должность, фамилия, имя, отчество)
2. Членов комиссии _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

Инвентаризации подлежат _____
(указать, какие ценности,
расчеты подлежат инвентаризации)

К инвентаризации приступить внезапно _____
(дата, часы начала)
и окончить _____
Причина инвентаризации _____
(указывается: контрольная, смена
материально ответственных лиц, переоценка и т.п.)

Указанную инвентаризацию провести в полном соответствии с
действующей инструкцией о порядке проведения инвентаризации
ценностей. Инвентаризационные материалы сдать в бухгалтерию
_____ не позднее _____ час "___" _____
19__ г.

Руководитель _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Главный бухгалтер _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Приложение N 21
(к п. 9.14)

N п / ин- вен-	Наи- мено- вание ин- вен-	Фами- лии мате- ри- аль-	Рас- поря- жение	Сос- тав инв. ко- мис-	Ка- кие цен- нос- ти	Рас- пис- ка в по-	Окончание инвента- ризации (дата)	Отметка о результатах инвентаризации	Дата ут- вер- жде- ния
----------------------------	---------------------------------------	--------------------------------------	------------------------	------------------------------------	----------------------------------	--------------------------------	--	---	------------------------------------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	предварительный результат		окончательный результат		17						
										дата	N	согласно распоряжению	фактически		дата	сумма		дата	сумма	
																недоста	излишки		недоста	излишки

Госкомнефтепродукт _____
 _____ управление
 _____ нефтебаза

Образец обложки
 Форма N 30-НП

Утверждена
 Госкомнефтепродуктом СССР
 15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

**КНИГА
 КОНТРОЛЯ ЗА ВЫПОЛНЕНИЕМ РАСПОРЯЖЕНИЙ О ПРОВЕДЕНИИ
 ИНВЕНТАРИЗАЦИИ**

Начата _____ 19__ г.
 Окончена _____ 19__ г.

Приложение N 22
 (к п. 9.21)

Госкомнефтепродукт _____
 _____ управление
 _____ нефтебаза

Форма N 31-НП

Утверждена
 Госкомнефтепродуктом СССР
 15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

**ВЕДОМОСТЬ
 НАЛИЧИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ
 ПО СОСТОЯНИЮ НА "___" _____ 19__ Г.**

Наименование нефтепродукта	Граница участка трубопровода от и до	Диаметр мм	Длина, м	Объем в 1 м трубопровода, куб. м	Общий объем куб. м	Плотность кг/куб. м	Температура град. С	Масса (брутто) (гр. 6 х гр. 7), кг	Содержание балласта		Масса (нетто) (гр. 9 - гр. 11), кг
									%	кг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Директор _____
(подпись)

Главный бухгалтер _____
(подпись)

Начальник транспортного цеха (оператор) _____
(подпись)

Приложение N 23
(к п. 9.23)

Госкомнефтепродукт _____
_____ управление
_____ нефтебаза (комбинат)
N _____

Форма N 32-НП
Утверждена
Госкомнефтепродуктом СССР
15 августа 1985 г. N 06/21-8-446

ИНВЕНТАРИЗАЦИОННАЯ ОПИСЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
N _____ ОТ "___" _____ 19__ Г.

Расписка

К началу проведения инвентаризации все приходные и расходные документы и товарно-материальные ценности включены в отчеты (реестры), сданы в бухгалтерию и все ценности, поступившие на мою (нашу) ответственность оприходованы, а выбывшие списаны в расход. Остатки на момент инвентаризации по данным моего (нашего) отчета составляют:

нефти и нефтепродуктов на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

тары на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

наличных денег на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

отоваренных и погашенных: единых талонов на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

талонов рыночного фонда на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

нереализованных (неиспользованных) талонов:
рыночного фонда на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

единых (полученных для сдачи) на _____ руб. _____ коп.
(прописью)

Материально ответственные (ое) лица (лицо) :

1	бар- жи)	за)	ме- ре- ния							про- дукта	14	
				брут- то, кг	со- дер- жа- ние воды	нет- то, кг	брут- то, кг	со- дер- жание воды				нет- то, кг
								%	кг			
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	

Подписи:
