МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-30-678-82

1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору,
подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов
(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕНА

Первым заместителем Министра
нефтяной промышленности

В.И.Кремневым

12 января 1982 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО УЧЕТУ НЕФТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

РД 39-30-678-82

1982

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического Управления	Ю.Н.Байдиков
Начальник Главтранснефти	В.Д.Черняев
Начальник Управления нефтегаздобычи	В.В.Гнатченко
Начальник Планово-экономического управления	В.И.Грайфер
Начальник Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю	П.Ф.Чернов
Начальник Юридического отдела с арбитражем Министерства	С.Я.Бернштейн

Настоящая инструкция предназначена для работников нефтепроводного транспорта и устанавливает порядок приемки и поставки нефти, определения количества, оформления документов при приемо-сдаточных операциях, инвентаризации нефти, снятия фактических остатков, списания естественной убыли и потерь нефти, отпуска и расхода нефти на собственные нужды, отпуска другим потребителям, реализации нефти, составления плановых и исполнительных балансов, ответственность работников за правильную организацию и ведение учета.

Инструкция разработана: Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть), Всесоюзным научно-исследовательским институтом организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), Главным управлением по транспортированию и поставкам нефти (Главтранснефть), Объединенным диспетчерским управлением системы магистральных нефтепроводов Главтранснефти (ОДУ), Управлением Урало-Сибирскими магистральными нефтепроводами, Управлением магистральными нефтепроводами "Дружба", Управлением магистральными нефтепроводами Западной и Северо-Западной Сибири, Управлением Приволжскими магистральными нефтепроводами, Управлением Северо-Западными магистральными нефтепроводами, СПКБ Всесоюзного производственного объединения "Союзнефтеавтоматика".

Ответственные исполнители инструкции от
ВНИИСПТнефти - Свиридов В.П., Исхаков Р.Г., Кондратьев Н.А., Хазиев Н.Н., Шемякина Г.Н., Вохмин В.Ф.;
ВНИИОЭНГа - Ясинский Г.С.;
Главтранснефти - Нестеров В.И., Дожиков И.Т., Бардык В.П.;
ОДУ - Сафонов Н.А., Молчанова Е.И., Тирашов М.А.;
Управлений магистральными нефтепроводами - Муталов И.Х., Поникоровский С.М., Томиловский В.А., Гашинов И.И., Яковлева Е.В., Рубальский М.С., Яковлева Н.С., Медяков В.А., Квятковский С.А.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по учету нефти на магистральных нефтепроводах

РД 39-30-678-82

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 мая 1982 г. № 227

срок введения установлен с 1.05.82г.

срок действия до 30.06.84 г.

Настоящая инструкция устанавливает порядок организации и ведения учета нефти на предприятиях нефтепроводного транспорта.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Управления магистральными нефтепроводами (УМН) принимают нефть от нефтедобывающих предприятий или друг от друга для транспортировки и поставки нефти потребителям.

I.2. Приемка и сдача нефти по количеству и качеству осуществляется на пунктах приемки и сдачи нефти.

I.3. Бухгалтерский учет принятой и сданной нефти в количественно-суммовом выражении осуществляют бухгалтерии УМН.

I.4. Оперативный учет принятой и сданной нефти в количественном выражении, а также ее остатков осуществляют в УМН - товаротранспортные отделы, в районных управлениях (РУМН) - диспетчерские службы.

I.4.I. Диспетчерские службы РУМН, производящих приемку нефти с промыслов, сдающих нефть нефтеперерабатывающим заводам или производящих налив нефти в транспортные емкости, ведут ежесуточ-

ный оперативный учет количества нефти на основании данных актов приема-сдачи нефти, отгрузочных документов и оперативных замеров в резервуарах НПС и наливных пунктов. Результаты записываются в журнале оперативного учета нефти установленной формы (приложение I).

I.4.2. При транзитной перекачке нефти товаро-транспортный отдел УМН ведет оперативный учет движения нефти по каждому нефтепроводу с составлением суточного баланса движения нефти по данным диспетчерских служб РУМН, которые записываются в оперативный журнал.

За исходные величины берутся данные о принятой по этому нефтепроводу и сданной нефти на конечном пункте. При этом учитывается изменение количества нефти в резервуарах нефтеперекачивающих станций РУМН.

I.4.3. Суточный оперативный баланс движения нефти по РУМН диспетчерские службы ежедневно передают в товаро-транспортные отделы УМН; сводный оперативный баланс движения нефти по УМН по телетайпу ежедневно передается в объединенное диспетчерское управление Главтранснефти.

2. ПРИЕМКА И ПОСТАВКА НЕФТИ

2.I. Приемка и поставка нефти покупателям осуществляется по утвержденному плану.

2.2. Разработка планов приемки и поставки и их выполнение осуществляется в соответствии с "Положением о поставках продукции производственно-технического назначения", утвержденным постановлением Совета Министров СССР от 30 февраля 1981 г. № 161, и "Особыми условиями поставки нефти".

2.3. Между поставщиком и покупателем заключается договор поставки нефти.

2.4. При приемо-сдаточных операциях нефть должна соответствовать требованиям ГОСТ 9965-76.

2.5. Приемка (сдача) нефти осуществляется в товарных резервуарах (отдельно по каждому) или по узлу учета.

2.6. Технологическая обвязка и запорная арматура товарных резервуаров и узлов учета не должны допускать неконтролируемые перепуски и утечки нефти.

2.7. Для обеспечения операции по приемке нефти товарные резервуары должны подвергаться периодической зачистке в соответствии с действующими правилами по их эксплуатации и ГОСТ 1510-76.

2.8. В случае, когда нефть принимают в резервуаре, ей дают отстояться не менее 2х часов после заполнения резервуара и удаляют отстоявшуюся воду.

2.9. При поставке нефти по узлам учета поставщик обязан гарантировать качество подготовки нефти и предъявить к приемке нефть предварительно известного качества подготовки.

2.10. Количество и качество подготовки нефти определяют совместно уполномоченные предоставители поставщика и покупателя в соответствии с разделами 3 и 4 настоящей инструкции.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ ПО УЗЛАМ УЧЕТА

3.1. Учет принятой и сданной нефти при использовании счетчиков на узлах учета осуществляется в соответствии с "Инструкцией по определению количества нефти на узлах учета с турбинными

счетчиками при учетно-расчетных операциях".**

3.2. С I-го июля 1982 года запрещается приемка, сдача и перекачка нефти при выходе из строя на товарно-коммерческих пунктах учета основного средства измерения и отсутствии или неисправности резервного до восстановления их работоспособности.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В ЕМКОСТЯХ

4.I. *Общие положения*

4.I.I. Количество нефти при учетно-расчетных операциях определяют объемно-массовым или массовым методами в тоннах.

При определении массы объемно-массовым методом измеряют плотность нефти, определяют объем, массу балласта и по этим данным находят массу нефти.

При массовом методе массу нефти определяют прямым измерением за вычетом массы балласта.

4.I.2. Количество нефти в товарных резервуарах и судах определяют объемно-массовым методом.

4.I.3. При определении количества нефти в железнодорожных цистернах наряду с объемно-массовым методом используют метод взвешивания.

4.I.4. Взвешивание железнодорожных цистерн производят на вагонных весах с остановкой или без остановки железнодорожных цистерн. При этом используют вагонные весы по ГОСТ 23676-79.

За массу нефти принимают разность массы груженой цистерны (брутто) и массы порожней цистерны (тары) за вычетом содержащегося в нефти балласта.

** До утверждения этой инструкции используется "Инструкция по приему и сдаче нефти с использованием турбинных счетчиков". М., ВНИИОЭНГ, 1976.

4.I.5. Допускается измерение массы нефти при учетно-расчетных операциях другими методами, если предел допустимой суммарной относительной погрешности этих методов не превышает ± 0,5%, в соответствии с требованиями ГОСТ 8.378-80.

4.I.6. Определение количества нефти в морских судах осуществляется в соответствии с действующими на морском транспорте правилами.

4.I.7. Определение количества нефти в речных судах осуществляют в соответствии с действующими на речном транспорте правилами.

4.2. Определение количества нефти объемно-массовым методом в резервуарах и железнодорожных цистернах

4.2.I. Определение вместимости резервуаров и железнодорожных цистерн

4.2.I.I. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по ГОСТ 8.380-80.

4.2.I.2. Вместимость железобетонных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по РД 50-I56-79.

4.2.I.3. Вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по ГОСТ 8.346-79.

4.2.I.4. Железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда, применяемые в качестве мер вместимости при учетно-расчетных операциях, должны быть индивидуально отградуированы.

Градуировку их производят

объемным методом с помощью образцовых мерников 2-го разряда по ГОСТ I3844-68;

массовым методом, заполняя резервуар водой и измеряя массу на весах соответствующей грузоподъемности, допускаемая пог -

рошность которых ± 0,1% от действительного значения величины массы.

4.2.1.5. Градуировочные таблицы (характеристики) пересматривают через каждые 10 лет. После каждого капитального ремонта резервуара, связанного с изменением вместимости, или после оснащения его внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и заново утверждена в установленном порядке.

4.2.1.6. Градуировочные таблицы береговых резервуаров для нефти, принимаемой и сдаваемой на перевалочных базах при перевозке водным транспортом, утверждают территориальные органы Госстандарта в порядке, установленном Правилами 14-49.

4.2.1.7. Работы по градуировке емкостей выполняет ведомственная метрологическая служба.

Организации, производящие градуировку резервуаров, должны быть зарегистрированы в порядке, установленном Госстандартом.

Градуировочные таблицы на резервуары согласовываются с территориальными органами Госстандарта и утверждаются руководством предприятия, которому они принадлежат.

4.2.2. Определение уровня нефти в емкостях

4.2.2.1. Измерение уровня нефти в товарных резервуарах производят после отстоя нефти не менее 2-х часов с момента окончания заполнения и удаления отстоявшейся воды через сифонный кран резервуара.

4.2.2.2. Уровень нефти в резервуарах измеряют стационарными уровнемерами по ГОСТ 15983-70, ГОСТ 11646-66, ГОСТ 13702-78, импортными уровнемерами, отвечающими требованиям стандартов, или вручную рулеткой с грузом (лотом) по ГОСТ 7502-80.

Допускается определять уровень нефти по нефтеуказательным

трубкам, расположенным по высоте резервуара.

4.2.2.3. Уровень нефти в железнодорожных цистернах измеряют вручную метроштоком по ГОСТ 18987-73.

4.2.2.4. Измерения уровня рулеткой с лотом осуществляют в следующей последовательности:

определяют базовую высоту (высотный трафарет) как расстояние по вертикали между днищем или базовым столиком в точке касания лота рулетки и риской планки замерного люка. Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты: они не должны отличаться на величину более, чем допустимое отклонение длины рулетки ± 4 мм. В случае расхождения необходимо выявить причину и устранить;

опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или базового столика, не допуская отклонения лота от вертикального положения не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти;

поднимают ленту рулетки строго вверх, без смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на ленте рулетки;

отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм немедленно, т.е. после появления смоченной части ленты рулетки над замерным люком.

4.2.2.5. Измерение уровня в каждом резервуаре и железнодорожной цистерне производят не менее двух раз и при получении расхождения в отсчетах более 1 мм измерения повторяют и из 3-х наиболее близких отсчетов берут среднее.

4.2.2.6. Измерение уровня нефти метроштоком осуществляют, соблюдая требования п. 4.2.2.4.

4.2.2.7. Для контроля наличия подтоварной воды определяют ее уровень.

Определение уровня подтоварной воды в резервуарах и других емкостях производят при помощи водочувствительной ленты или пасты.

Для определения уровня подтоварной воды водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота или нижнему концу метроштока с двух противоположных сторон.

Водочувствительные ленты должны применяться только фабричного производства.

Рулетка с лотом или метрошток с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды должны выдерживаться неподвижно в течение 5 минут.

Запрещается применять ленты с нарушенным водочувствительным слоем.

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

Применение пасты дает возможность определить уровень подтоварной воды за 1-2 мин.

Определение уровня подтоварной воды в резервуарах и других емкостях следует производить согласно п. 4.2.2.4, 4.2.2.5.

Определение уровня подтоварной воды должно быть повторено, если на ленте или пасте она обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при измерении.

Определив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пасты, по градуировочной таблице резервуаров и других емкостей находят объем подтоварной воды.

Для определения объема нефти нужно из объема, отвечающего уровню, вычесть объем подтоварной воды.

4.2.3. Определение плотности нефти

4.2.3.1. Для определения плотности нефти отбирают пробу по ГОСТ 2517-80.

4.2.3.2. Плотность нефти определяют по ГОСТ 3900-47.

4.2.3.3. При определении плотности используют ареометры (нефтеденсиметры) типа АН или АНТ I по ГОСТ 1289-76.

4.2.3.4. Плотность нефти определяют при средней температуре нефти в емкости.

4.2.4. Определение температуры нефти в емкости

4.2.4.1. Среднюю температуру нефти в емкостях определяют по показанию стационарных датчиков температуры или путем измерения ее в пробе.

4.2.4.2. Измерение средней температуры нефти в емкостях с помощью стационарных датчиков температуры производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств.

4.2.4.3. При отборе объединенной пробы стационарным пробоотборником в один прием по ГОСТ 2517-80 определяют температуру нефти в емкости путем измерения температуры пробы.

Для измерения температуры применяют термометры по ГОСТ 2823-73 и ГОСТ 215-73.

4.2.4.4. При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора. При этом переносный пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее 5 мин.

Отсчет по термометру берут с точностью до $0,5^{\circ}C$.

Среднюю температуру нефти в емкости рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517-80.

4.2.5. Определение массы нефти в емкости

4.2.5.1. Массу нефти в емкости определяют по формуле

$$G_б = 0{,}001 \cdot V \cdot \rho,$$

где $G_б$ – масса нефти с балластом в тоннах;

V – объем нефти в м^3;

ρ – плотность нефти в кг/м^3.

4.2.5.2. Объем сданной (принятой) нефти определяют по формуле

$$V = V_1 - V_2 ,$$

где V_1 – полный объем нефти в емкости;

V_2 – объем остатка нефти в емкости.

Объемы V_1 и V_2 определяют по градуировочной таблице емкости в соответствии с результатом измерения уровня нефти в заполненной емкости и после откачки (остатка).

4.2.6. Определение массы балласта (воды, солей, механических примесей) в нефти

4.2.6.1. Для определения массы балласта отбирают объединенную пробу по ГОСТ 2517-80.

4.2.6.2. Количество воды в нефти определяют по ГОСТ 2477-65.

4.2.6.3. Количество солей в нефти определяют по ГОСТ 21534-76.

4.2.6.4. Количество механических примесей определяют по ГОСТ 6370-59.

4.2.6.5. Количество балласта в нефти выражают в процентах массы нефти.

4.2.6.6. Массу нефти нетто, т.е. за вычетом балласта, определяют по формуле

$$G_н = G_б \ (1 - 0{,}01m),$$

где $G_н$ – масса нефти нетто;

m – массовое содержание балласта в процентах.

4.2.6.7. Результат определения массы нефти записывают в соответствии с требованиями ГОСТ 8.0II-72.

4.2.7. Содержание серы в нефти определяют по ГОСТ I437-75.

5. ОФОРМЛЕНИЕ ДОКУМЕНТОВ ПРИ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

5.I. Документы по приемке (сдаче) нефти оформляют ежесуточно по состоянию на 06 часов зимнего и 07 часов летнего московского времени.

5.2. При приемке нефти по узлу учета поставщик составляет акт по форме приложения 2.

5.3. При приемке нефти в резервуарах поставщик составляет акт по форме приложения 3.

5.4. По результатам анализа пробы нефти лаборатория поставщика или покупателя в соответствии с договорными обязательствами составляет паспорт сдаваемой нефти по форме приложения 4.

5.5. Акты и паспорта сдаваемой нефти нумеруют по каждому приемо-сдаточному пункту по порядку с начала каждого года.

5.6. Приемо-сдаточные акты подписывают представители поставщика и покупателя.

5.7. Должностные лица, ответственные за приемку нефти от поставщика и сдачу нефти покупателям, составление и подписание приемо-сдаточных актов, назначаются приказом по предприятию.

Образцы подписей представителей поставщика хранятся в бухгалтерии покупателя, а представителей покупателя - в бухгалтерии поставщика.

5.8. Приемо-сдаточные акты составляются в четырех экземплярах с приложением паспортов на сдаваемую нефть. Один экземпляр приемо-сдаточного акта остается на приемо-сдаточном пункте, один передается покупателю. Два экземпляра актов поступают в бухгал-

терию поставщика для производства денежных расчетов. Один экземпляр остается в бухгалтерии поставщика, а второй со счетом - платежным требованием передается покупателю каждую пятидневку.

На пунктах приема-сдачи нефти представители РУМН регистрируют акты приема-сдачи в журнале учета, форма которого приведена в приложении 5.

Акты приема-сдачи ежедневно передаются в диспетчерскую службу РУМН под роспись в журнале. Диспетчерские службы РУМН передают акты за пятидневку в товаро-транспортный отдел УМН.

5.9. На отгруженную нефть железнодорожным или водным транспортом поставщик через инкассо предъявляет покупателю счета - платежные требования с приложением отгрузочных документов.

5.I0. УМН, РУМН, нефтебазы разрабатывают документооборот по учету нефти, устанавливающий конкретно ответственных лиц за оперативный учет и отчетность. Документооборот в целом и по учету нефти утверждает руководитель предприятия, организации. Ответственность за составление документооборота возлагается на главного бухгалтера.

6. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ НЕФТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

6.I. Инвентаризацию нефти проводят с целью контроля за сохранностью путем проверки ее фактического наличия и сопоставления с данными бухгалтерского учета.

6.2. Инвентаризацию нефти проводят на 06 часов зимнего и 07 летнего московского времени первого числа каждого месяца, следующего за отчетным.

6.3. Для проведения инвентаризации приказом по предприятию и подразделениям создают постоянные комиссии из числа работников предприятия при обязательном участии бухгалтера, возглавляемые

руководителем предприятия или его заместителем.

Руководитель и главный бухгалтер предприятия несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации.

6.4. Инвентаризация проводится без прекращения перекачки по магистральным нефтепроводам, которые должны работать на постоянном режиме.

6.5. Линейная часть магистральных нефтепроводов, резервуары и технологические трубопроводы должны находиться в исправном состоянии. Линейная часть и резервуары должны иметь градуировочные (калибровочные) таблицы и другие нормативно-технические документы.

На технологические трубопроводы необходимо иметь расчет вместимости, утвержденный главным инженером РУМН.

6.6. Количество нефти при инвентаризации определяют

в резервуарах и других емкостях (железнодорожных цистернах, судах);

в линейной части магистрального нефтепровода;

в технологических трубопроводах.

6.7. Определение количества нефти в емкостях проводят в соответствии с разделом 4 настоящей инструкции.

6.8. К моменту инвентаризации должно быть минимальное количество резервуаров, находящихся в режиме закачки-откачки.

6.9. Количество нефти в резервуарах при инвентаризации определяется первоначально в отключенных резервуарах, затем в установленное время проведения инвентаризации-в работающих.

6.IO. Если на момент инвентаризации из резервуаров производят налив в транспортные емкости, количество нефти определяют по резервуару до начала налива в транспортные емкости.

Нефть, подготовленная к отгрузке железнодорожным, водным или другими видами транспорта, но неоформленная отгрузочными документами по состоянию на 06 часов зимнего и 07 часов летнего московского времени первого числа, учитывается в остатках грузоотправителя. Нефть, оформленная к этому времени отгрузочными документами, учитывается грузополучателем в остатках как нефть, находящаяся в пути в составе товарных остатков получателя.

Грузоотправитель о каждой отгрузке, произведенной в последнюю декаду месяца, по телеграфу извещает получателя о количестве отгруженной нефти с указанием даты отгрузки и номеров отгрузочных документов.

6.II. Для определения плотности нефти и количества балласта производят отбор проб по ГОСТ 2517-80 на момент инвентаризации.

6.I2. При инвентаризации нефти в резервуарах, находящихся в режиме хранения, качество нефти определяют по пробам, отобранным не более, чем за сутки до момента инвентаризации.

6.I3. Температуру нефти определяют во время замера уровня в резервуарах.

6.I4. Вместимость трубопровода определяют по градуировочной таблице. Градуировочные таблицы на линейную часть трубопровода составляют по вместимости одного метра длины трубопровода, исходя из фактического внутреннего диаметра и длины трубопровода. В градуировочные таблицы вносят изменения при изменении длины или диаметра трубопровода. Таблицы утверждает главный инженер предприятия (организации).

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

6.I5. Суммарный объем нефти V в линейной части магистрального нефтепровода и технологических трубопроводах определяют по

формуле

$$V = \sum_{1}^{n} K \cdot V_{тр.}, \qquad (6.1)$$

где $V_{тр.}$ - объем участка трубопровода соответствующего диаметра d и длины ℓ, определяемый по градуировочной таблице;

n - число участков трубопровода;

K - коэффициент, учитывающий расширение трубопровода и сжатие нефти от давления.

Коэффициент К определяют по формуле

$$K = K_1 \cdot K_2 , \qquad (6.2)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий расширение трубопровода от внутреннего давления;

K_2 - коэффициент, учитывающий сжатие нефти от давления.

Значения коэффициента К в зависимости от диаметра трубопровода и давления приведены в таблице (приложение 6).

6.16. Плотность нефти, находящейся в линейной части магистрального нефтепровода и в технологических трубопроводах, определяют как среднее значение плотности в начале и конце участка трубопровода на время проведения инвентаризации.

6.17. Количество балласта в нефти определяют по анализам объединенной пробы, отобранной в начале участка за время замещения объема нефти на данном участке трубопровода перед проведением инвентаризации.

6.18. Массу нефти (нетто) в линейной части магистрального нефтепровода и в технологических трубопроводах определяют путем умножения объема нефти на плотность и вычитания массы балласта.

6.19. Фактическое наличие нефти на I-ое число каждого месяца отражается в актах инвентаризации, к которым прилагаются пас-

порта качества нефти.

Формы актов инвентаризации приведены в приложениях 7, 8 и 9.

Акты инвентаризации составляются в трех экземплярах. Первые два экземпляра актов в день составления передаются в РУМН.

6.20. По результатам инвентаризации каждое РУМН составляет сводную ведомость по форме приложения I0, отражающую наличие нефти в исполнительном балансе на первое число каждого месяца.

6.2I. Сводные ведомости с приложением актов инвентаризации и со всеми предложениями РУМН представляют в УМН не позднее 8-го числа каждого месяца.

6.22. Для выявления результатов инвентаризации нефти бухгалтерия УМН составляет сличительные ведомости по форме приложения II.

6.23. Сличительные ведомости составляются согласно "Основным положениям по инвентаризации основных фондов, товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов в государственных, кооперативных (кроме колхозов) и общественных предприятиях и хозяйственных организациях", утвержденным Министерством финансов СССР, № 230 от I8.09.68.

6.24. Инвентаризационная комиссия УМН рассматривает результаты проведенной инвентаризации и свои замечания, предложения и решения отражает в протоколе инвентаризации.

Протокол заседания инвентаризационной комиссии утверждает руководитель предприятия.

6.25. Результаты инвентаризации должны быть отражены в сличительных ведомостях в срок не более 5 дней после снятия натурных остатков.

6.26. Выявленные при инвентаризации расхождения между фактическими остатками и данными бухгалтерского учета регулируются

в следующем порядке:

6.26.I. Недостача нефти в пределах норм естественной убыли списывается распоряжением руководителя предприятия на издержки.

6.26.2. Недостача нефти сверх норм естественной убыли в случаях, когда конкретные виновники недостач не установлены, списываются на издержки производства в соответствии со статьей 37 "Положения о бухгалтерских отчетах и балансах". При этом, в документах, представленных предприятиями для оформления списания недостач нефти сверх норм естественной убыли, должны быть указаны меры, принятые для ликвидации таких потерь в будущем.

6.26.3. Недостача нефти сверх норм убыли, образовавшаяся по вине работников, относится на их счет. В этих случаях руководитель предприятия обязан направить дело в судебно-следственные органы не позднее пяти дней после обнаружения недостачи.

6.26.4. Выявленные при инвентаризации излишки нефти подлежат оприходованию.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТКОВ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

7.I. Остаток нефти в резервуарах определяют при инвентаризации и в других необходимых случаях.

7.2. Остаток нефти включает в себя "мертвый" (немобильный), технологический и товарный остатки.

7.3. "Мертвый" (немобильный) остаток - объем нефти в товарном резервуаре ниже верхней образующей приемо-раздаточного патрубка.

7.4. Технологический остаток, отсчитываемый от уровня верхней образующей приемо-раздаточного патрубка, включает в себя минимально-допустимый остаток, определяемый уровнем нефти в резерву-

арах, уменьшение которого приведет к изменению режима работы магистрального нефтепровода и насосно-силовых агрегатов насосных станций, а также остаток нефти в резервуарах, позволяющий вести откачку до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для ликвидации простоев, связанных с отказом оборудования, средств автоматики и КИП.

7.5. Товарный остаток - разница между фактическим остатком и суммой "мертвого" (немобильного) и технологического остатков.

7.6. "Мертвые" (немобильные) и технологические остатки нефти нормируются.

Норма "мертвых" (немобильных) остатков определяется суммой объемов "мертвого" (немобильного) остатка в резервуарах, находящихся в эксплуатации.

Норма технологических остатков определяется в соответствии с РД 39-30-599-81 "Методические указания по определению норм технологических остатков нефти в резервуарных парках насосных станций управлений магистральными нефтепроводами Главтранснефти" для резервуаров, находящихся в работе, за вычетом "мертвого" (немобильного) остатка в соответствующих резервуарах.

7.7. Расчет и утверждение норм "мертвых" (немобильных) и технологических остатков нефти в резервуарных парках УМН производится один раз в год.

8. СПИСАНИЕ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ И ПОТЕРЬ НЕФТИ

8.1. Исчисление естественной убыли нефти производится в соответствии с действующими "Нормами естественной убыли нефти и нефтепродуктов при хранении, приеме , отпуске и транспортировке", утвержденными в установленном порядке.

8.2. Списание естественной убыли производится в соответствии с пунктом 6.26 настоящей Инструкции.

8.3. Потери нефти при авариях определяются комиссией по расследованию аварий следующим образом:

по балансу нефти, который подсчитывается товаро-транспортным отделом на основании данных о наличии и изменении количества нефти до и после аварии (повреждении) с учетом собранной и закачанной нефти;

по количеству нефти, пропитавшейся в грунт, для чего комиссия

а) составляет эскиз площади, залитой нефтью;

б) определяет глубину проникновения нефти в грунт на всей залитой площади при помощи ряда шурфов;

в) определяет объем грунта, насыщенного нефтью;

г) по опытным данным для данного типа грунта с учетом степени его влажности и пористости принимается коэффициент насыщенности грунта нефтью и определяется количество нефти, проникшей в грунт.

8.4. Списание аварийных потерь производится на основании акта расследования аварии (приложение I2).

Аварийные потери нефти на сумму до I00 рублей (включительно) списываются УМН с сообщением об этом в Главтранснефть.

Аварийные потери нефти на сумму от I00 рублей до 500 рублей (включительно) в каждом отдельном случае списываются по разрешению Главтранснефти, а свыше 500 рублей - с разрешения руководства Министерства нефтяной промышленности.

8.5. Потери нефти при зачистке резервуаров, трубопроводов и их ремонте, заполнении нефтепроводов нефтью определяются комиссией, назначенной руководителем УМН или РУМН, и списываются с балан-

са по акту после его утверждения.

8.6. Акт на списание потерь составляется в 4-х экземплярах. Первый экземпляр акта передается в ТТО для учета потерь нефти в исполнительном балансе; второй экземпляр – в бухгалтерию для учета потерь; третий экземпляр – в юридический отдел для предъявления иска; четвертый экземпляр – в службу эксплуатации. Служба эксплуатации направляет акт в отдел технической эксплуатации Главтранснефти для принятия мер к списанию потерь нефти.

8.7. По УМН составляют расчет потерь нефти по форме приложения I3.

8.8. Естественная убыль нефти, потери сверх норм естественной убыли, потери при авариях учитываются при составлении исполнительного баланса нефти.

9. ОТПУСК НЕФТИ И РАСХОД НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

9.I. На основании расчетов-заявок УМН в балансах движения нефти Главтранснефть и Миннефтепром планируют лимиты расхода нефти на собственные нужды с разбивкой по кварталам и месяцам.

9.2. Выделенные лимиты включают в балансы нефти в целом по Миннефтепрому, Главтранснефти и каждому УМН.

9.3. Приказом по РУМН назначаются ответственные лица по подразделениям за отпуск нефти на собственные нужды.

9.4. Количество отпущенной нефти для расхода на собственные нужды определяют по емкостям или счетчикам в соответствии с разделами 3 и 4 настоящей инструкции.

9.5. При отпуске нефти на собственные нужды оформляется накладная в 3-х экземплярах по форме № М-I2 (типовая межведомственная форма).

Первый экземпляр накладной передается в бухгалтерию УМН для оприходования нефти на топливо по средней цене реализации, второй - в товаро-транспортную службу для учета в исполнительном балансе, третий остается в котельной и используется как первичный документ для записей в оперативном журнале.

9.6. По расходу топлива на собственные нужды службой главного механика составляется ежемесячно отчет по форме № А-70 н (типовая межведомственная форма) и представляется в бухгалтерию для отражения в учете.

IO. ОТПУСК НЕФТИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

IO.I. Отпуск нефти потребителям осуществляется согласно имеющимся у них фондам, выделенным в установленном порядке, которые включаются в плановый баланс нефти. Отпуск нефти потребителям без фондов запрещен.

IO.2. Определение количества отпущенной нефти потребителям производится в соответствии с разделами 3 и 4 настоящей инструкции.

IO.3. Оформление документов на отпущенную потребителям нефть производится по формам приложений 2, 3, 4 или составлением отгрузочных документов по форме приложения I4.

IO.4. Количество отпущенной нефти потребителям включается в исполнительные балансы движения нефти.

II. ПОРЯДОК РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ

II.I. Порядок реализации нефти определяется "Особыми условиями поставки нефти" и отражается в договорах на поставку нефти,

заключаемых УМН с предприятиями - потребителями.

II.2. В объем реализованной нефти включается

нефть, поставленная нефтеперерабатывающим предприятиям;

нефть, поставленная на экспорт;

нефть, поставленная потребителям для использования в качестве топлива и технологических нужд;

нефть, использованная на собственные нужды.

II.3. Расчеты за поставленную нефть осуществляются в порядке, установленном инструкциями Госбанка СССР.

II.4. Количество и качество реализуемой нефти определяется в соответствии с разделами 3 и 4 настоящей инструкции.

II.5. Учет реализованной нефти ведется бухгалтерией УМН в соответствии с "Положением о бухгалтерских отчетах и балансах".

II.6. Пункты приема-сдачи нефти не позднее 3 числа следующего месяца за отчетным представляют в РУМН на принятую от поставщиков и сданную покупателям нефть документы учета нефти, а НПС и ЛПДС сдают в РУМН отчеты о расходе нефти на собственные нужды.

II.7. РУМН по состоянию на начало каждого месяца производят снятие фактических остатков нефти, составляют исполнительный баланс и 1-го числа месяца, следующего за отчетным, по телеграфу представляют его за подписью начальника и главного бухгалтера в УМН.

Уточненные исполнительные балансы с необходимыми приложениями РУМН направляют до 8-го числа месяца, следующего за отчетным, заказными почтовыми отправлениями в УМН.

II.8. УМН на основании полученных от РУМН данных составляют исполнительные балансы и 2-го числа месяца, следующего за отчетным, по телеграфу представляют в ГИВЦ.

Уточненные исполнительные балансы с необходимыми приложениями УМН предоставляют в ОДУ Главтранснефти не позднее 12-го числа месяца, следующего за отчетным.

11.9. РУМН на основании накладных списывают на расходы по эксплуатации транспорта через счет взаимных расчетов с УМН расход нефти на собственные нужды по ценам реализации, потери нефти – – по покупной стоимости.

11.10. Расчеты за нефть с поставщиками и покупателями УМН осуществляют в централизованном порядке плановыми платежами со спецссудного или расчетного счетов.

11.11. При отгрузке нефти по железной дороге и в танкерах (судах) расчеты за нефть осуществляются по инкассо.

РУМН предъявляет счета – платежные требования по инкассо от имени УМН с зачислением выручки на его спецссудный или расчетный счет.

11.12. Реализованной считается нефть, за которую произведена оплата как плановыми платежами, так и через инкассо.

12. СОСТАВЛЕНИЕ ПЛАНОВЫХ И ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ БАЛАНСОВ НЕФТИ

12.1. Плановые и исполнительные балансы нефти составляют в соответствии с "Положением о составлении плановых и исполнительных балансов нефти", утвержденным Министерством нефтяной промышленности от 24.07.81 г. № 401 (приложение 15).

Формы плановых и исполнительных балансов по УМН приведены в приложениях 16, 17, 18.

12.2. Ответственным за составление исполнительного баланса является руководитель товаро-транспортной службы.

I3. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ ЗА ПРАВИЛЬНУЮ ОРГАНИЗАЦИЮ УЧЕТА НЕФТИ

I3.I. Материальная ответственность руководителей, их заместителей и главных бухгалтеров УМН, а также руководителей структурных подразделений за ущерб, причиненный неправильной постановкой учета и хранения нефти, выразившийся в недостоверности учетных данных о произведенных товарно-коммерческих операциях и инвентаризациях остатков нефти, а также в предоставлении недостоверных исполнительных балансов нефти, устанавливается действующим законодательством.

I3.2. Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) системы магистральных нефтепроводов Главтранснефти несет ответственность за

обеспечение достоверного ежесуточного оперативного учета количества транспортируемой нефти, включая товарные остатки;

своевременное выявление отклонений в ведении учета нефти и принятие мер к их устранению .

ОДУ осуществляет контроль за

организацией и проведением инвентаризации нефти и проводит выборочную проверку проведения инвентаризации;

правильностью определения УМН "мертвых" (немобильных) и технологических остатков в резервуарных парках;

правильностью исчисления и списания естественной убыли нефти.

I3.3. Обязанности и ответственность подразделений и работников служб, осуществляющих товарно-коммерческие операции, определяются "Положением о подразделениях и службах управления магистральными нефтепроводами".

I3.4. Начальник УМН, его заместитель по товарно-коммерческим операциям и главный бухгалтер несут ответственность за

функционирование четкой системы ежесуточного учета движения нефти по УМН;

проведение инвентаризации, снятие фактических остатков нефти и их достоверность;

обеспечение пунктов приема-сдачи основными и резервными средствами определения количества нефти;

составление и представление в ОДУ ежемесячно исполнительного баланса нефти по УМН.

Приложение I

Ж У Р Н А Л

оперативного учета нефти по _____ РУМН

за _____ месяц 198 г.

Дата и время	Суточный план перекачки, т	Принято, т	Сдано, т	Перекачано транзитом, т	Откачано из резервуаров, т	Принято в резервуары т	Всего перекачано, т
I	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 2

узел учета нефти

НГДУ, объединение

А К Т

приема-сдачи нефти от "___"_____ 198___г.

наименование нефти

Представитель _____, действующий на основании доверенности № ____ от "___"_____
предприятие

198 г., с одной стороны, и представитель _____, действующий на основании доверенности
предприятие

№ _____ от "___"_____ 198 г., с другой стороны, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял по узлу учета _____ нефти следующего количества и качества:

Дата, смена	Показатели счетчиков: начало смены (суток) м³	т	конец смены (суток) м³	т	За смену (сутки) м³	т	Средняя температура °С	Плотность, кг/м³	Номер паспорта на сдаваемую нефть	Содержание: воды, %	хлористых солей мг/л	хлористых солей %	механических примесей, %	Количество балласта: в %	в тоннах	Масса нефти нетто, т

Сдано нефти нетто _____ тонн, в т.ч. I группы
прописью II группы
III группы
некондиция

Настоящий акт является основанием для денежных расчетов

Сдал _____ _____ _____
должность Ф.И.О. подпись

Принял _____ _____ _____
должность Ф.И.О. подпись

Приложение 3

наименование пункта приема

НГДУ, объединение

А К Т

приема-сдачи нефти "__"_____ 198__г. _____
наименование нефти

Представитель _____, действующий на основании доверенности № ____ от "____"
предприятие

_____ 198 г. с одной стороны, и представитель _____, действующий на основа-
предприятие

нии доверенности № _____ от "___"_____ 198 г., с другой стороны, составили настоящий акт в том, что первый сдал, ва второй принял нефть следующего количества и качества:

Дата и время замера	Номер резервуара	Уровень нефти, мм		Плотность, кг/м³	Температура, °С	Объем нефти, м³	Масса нефти с балластом, т	Номер паспорта на сдаваемую нефть	Содержание			Количество балласта		Масса нефти, нетто, т
		до откачки	после откачки						воды, %	хлористых солей, мг/л	механических примесей, %	в %	в т	

В резервуаре

Сдано нефти нетто _____ тонн, в т.ч. I группы
прописью II группы
III группы
Настоящий акт составлен для денежных расчетов некондиция

Сдал _____ _____ _____
должность ф.и.о. подпись

Принял _____ _____ _____
должность ф.и.о. подпись

Приложение 4

наименование пункта сдачи

предприятие

П А С П О Р Т №

на сдаваемую нефть лаборатория _____
название предприятия

"__"_____ 198 г.

Резервуар № _____

Узел учета № _____

Дата и время отбора пробы _____

1. Температура нефти при отборе пробы _____ ^{o}C

2. Плотность нефти при температуре сдаваемой нефти _____ $кг/м^3$

3. Содержание хлористых солей _____ мг/л _____ %

4. Содержание воды _____ %

5. Содержание механических примесей _____ _____ %

6. Суммарное содержание балласта _____ % _____ т

7. Содержание серы _____ %

8. Давление насыщенных паров по ГОСТ 1756-52 _____ Па (мм.рт.ст.)

Паспорт прилагается к акту (накладной) № _____ от "__"_____ 198 г.

Группа нефти по ГОСТ 9965-76 _____

Представитель "поставщика" _____ _____ _____
должность ф.и.о. подпись

Представитель "покупателя" _____ _____ _____

Приложение 5

ЖУРНАЛ

учета приемо-сдаточных актов

по приемо-сдаточному пункту _____

№ п/п	Дата	№ актов приемо-сдачи	Количество принятой и сданной нефти, т	Роспись в получении акта приема-сдачи
1	2	3	4	5

Приложение 6

Таблица

значений поправочного коэффициента К на объем нефти в трубопроводе, учитывающего объемное сжатие нефти и линейное расширение трубопровода от давления

$d \times \delta$	Среднее избыточное давление в трубопроводе Рср=0,5 (Ри+Рк) в МПа (1кг/см^2 = 0,1 МПа)				
	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
250 х 6	1,0019	1,0021	1,0031	1,0042	1,0053
250 х 8	1,0004	1,0045	1,0026	1,0036	1,0046
300 х 6	1,0013	1,0024	1,0035	1,0047	1,0058
300 х 8	1,0007	1,0018	1,0029	1,0040	1,0051
350 х 7	1,0018	1,0025	1,0038	1,0047	1,0057
350 х 9	1,0008	1,0019	1,0030	1,0040	1,0051
400 х 7	1,0017	1,0029	1,0041	1,0052	1,0064
400 х 9	1,0011	1,0022	1,0033	1,0044	1,0055
450 х 7	1,0020	1,0032	1,0044	1,0056	1,0068
450 х 9	1,0013	1,0025	1,0036	1,0047	1,0057
500 х 8	1,0019	1,0031	1,0043	1,0055	1,0067
500 х 10	1,0013	1,0025	1,0036	1,0047	1,0057
600 х 8	1,0025	1,0037	1,0050	1,0062	1,0075
600 х 10	1,0018	1,0030	1,0042	1,0053	1,0065
700 х 8	1,0030	1,0044	1,0057	1,0070	1,0083
700 х 10	1,0023	1,0035	1,0047	1,0059	1,0072
800 х 9	1,0031	1,0045	1,0058	1,0071	1,0084
800 х 11	1,0024	1,0037	1,0049	1,0061	1,0074
1000 х 9	1,0042	1,0056	1,0070	1,0084	1,0098
1000 х 11	1,0032	1,0046	1,0059	1,0072	1,0086
1200 х 12	1,0037	1,0050	1,0064	1,0078	1,0092
1200 х 15	1,0027	1,0040	1,0053	1,0065	1,0078

Продолжение

Среднее избыточное давление в трубопроводе Рср=0,5(Рн+Рк) в МПа (Iкг/см^2=0,IМПа)					
I,5	I,6	I,7	I,8	I,9	2,0
I,00I64	I,00I75	I,00I83	I,00I95	I,00207	I,002I9
I,00I57	I000I67	I,00I77	I,00I87	I,00I97	I,00209
I,00I69	I,00I8I	I,00I92	I,00203	I,002I4	I,00226
I,00I62	I,00I72	I,00I82	I,00I93	I,00203	I,002I5
I,00I67	I,00I77	I,00I89	I,002ÖI	I,002I4	I,00227
I,00I62	I,00I73	I,00I83	I,00I94	I,00204	I,002I6
I,00I76	I,00I87	I,00I98	I,00209	I,00220	I,00233
I,00I66	I,00I77	I,00I88	I.00I99	I,00209	I,00222
I,00I80	I,00I92	I,00204	I,002I5	I,00227	I,00240
I,00I67	I,00I77	I,00I89	I,0020I	I,002I4	I,00227
I.00I79	I.00I9I	I,00203	I,002I4	I,00225	I.00238
I,00I67	I,00I77	I,00I89	I,0020I	I,002I4	I,00227
I,00I87	I,00200	I,002I2	I,00224	I,00236	I,00250
I.00I77	I,00I89	I.00200	I,002I2	I.00223	I,00236
I.00I96	I,00208	I,0022I	I,00234	I,00247	I,0026I
I,00I84	I,00I96	I,00208	I,00220	I,00232	I.00246
I,00I97	I,002I0	I,00223	I,00236	I.00249	I,00263
I,00I86	I,00I98	I,002I0	I,00222	I,00234	I,00248
I,002I3	I,00227	I.0024I	I,00255	I,00268	I,00284
I,00I99	I,002I2	I,00225	I,00238	I.00250	I,00267
I,00204	I,002I7	I,0023I	I,00245	I,00259	I,00273
I,00I90	I,00203	I,002I6	I,00229	I,00242	I,00256

Продолжение

Среднее избыточное давление в трубопроводе Рср=0,5(Ри+Рк) в МПа (Iкг/см² = 0,I МПа)					
2,I	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
I,0023I	I,00243	I,00256	I,00266	I,00274	I,00285
I,00220	I,00232	I,0024I	I,0025I	I,0026I	I,00272
I,00238	I,0025I	I,00262	I,00273	I,00283	I,00295
I,00227	I,00238	I,00247	I,00256	I,00264	I,00276
I,00239	I,0025I	I,0026I	I,00272	I,00283	I,00294
I,00228	I,00240	I,00250	I,00260	I,00270	I,0028I
I,00246	I,00259	I,00270	I,0028I	I,00292	I,00304
I,00234	I 00246	I,00257	I,00267	I,00277	I,00288
I,00253	I,00266	I,00278	I,00289	I,00300	I,00312
I,00239	I,0025I	I,0026I	I,00272	I,00283	I,00294
I,0025I	I,00264	I,00276	I,00287	I,00298	I,00310
I,00239	I,0025I	I,0026I	I,00272	I,00283	I,00294
I,00264	I,00277	I,00290	I,00301	I,00312	I,00325
I,00249	I,00262	I,00273	I,00284	I,00295	I,00307
I,00276	I,00290	I,00302	I,00315	I,00327	I,00340
I,00269	I,00272	I,00284	I,00296	I,00307	I,00320
I,00277	I,0029I	I,00304	I,00316	I,00328	I,0034I
I,0026I	I,00274	I,00286	I,00298	I,00310	I,00323
I,00299	I,00314	I,00326	I,00338	I,00349	I,00364
I,00280	I,00293	I,00305	I,00318	I,00326	I,00340
I,00287	I,00300	I,00314	I,00328	I,00342	I,00355
I,00269	I,00282	I,00294	I,00306	I,00319	I,00331

Продолжение

Среднее избыточное давление в трубопроводе Рср=0,5(Рн+Рк) в МПа (Iкг/см^2 = 0,I МПа)					
2,7	2,8	2,9	3,0	3,I	3,2
I,00296	I,00306	I,003I7	I,00328	I,00339	I,00350
I,00283	I,00293	I,003I4	I,003I4	I,00324	I,00335
I,00306	I,003I7	I,00328	I,00340	I,0035I	I,00356
I,00288	I,00299	I,003I3	I,00326	I,00339	I,00344
I,00305	I,003I7	I,00328	I,00340	I,0035I	I,00363
I,00292	I,00303	I,003I4	I,00325	I,00335	I,00346
I,003I6	I,00327	I,00339	I.00350	I,00362	I,00374
I,00299	I,003I0	I,0032I	I,00332	I,00343	I,00354
I,00324	I,00336	I,00348	I,00360	I,00372	I,00384
I,00305	I,003I7	I,00328	I,00340	I,0035I	I,00363
I,00322	I,00334	I,00348	I,00358	I,00369	I,0038I
I,00305	I,003I7	I,00328	I,00340	I,0035I	I,00363
I,00338	I,00350	I,00340	I,00354	I,00388	I,00400
I,003I8	I,00330	I,00342	I,00354	I,00366	I,00375
I,00353	I,00366	I,00380	I,00393	I,00406	I,00420
I,00332	I,00344	I,00356	I,00368	I,00380	I,00393
I,00355	I,00368	I,0038I	I,00394	I,00407	I,00420
I,00335	I,00347	I,00360	I.00372	I,00384	I,00387
I,00380	I,00395	I,004I0	I,00425	I,00440	I,00454
I,00355	I,00370	I,00384	I,00397	I,004II	I,00424
I,00368	I,0038I	I,00398	I,00408	I,0042I	I,00435
I,00343	I,00356	I.00369	I,00382	I,00394	I,00407

Продолжение

Среднее избыточное давление в трубопроводе Рср=0,5(Рн+Рк) в МПа (1кг/см^2 = 0,1 МПа)				
3,3	3,4	3,5	3,6	3,7
1,00361	1,00372	1,00383	1,00394	1,00405
1,00345	1,00355	1,00366	1,00377	1,00387
1,00371	1,00385	1,00397	1,00408	1,00419
1,00355	1,00365	1,00376	1,00387	1,00398
1,00374	1,00385	1,00397	1,00408	1,00419
1,00357	1,00368	1,00379	1,00390	1,00400
1,00385	1,00397	1,00408	1,00420	1,00432
1,00366	1,00377	1,00388	1,00399	1,00410
1,00396	1,00408	1,00419	1,00430	1,00441
1,00374	1,00385	1,00397	1,00408	1,00419
1,00893	1,00405	1,00416	1,00428	1,00441
1,00374	1,00385	1,00397	1,00408	1,00441
1,00413	1,00425	1,00438	1,00450	1,00463
1,00384	1,00392	1,00407	1,00422	1,00437
1,00433	1,00444	1,00457	1,00470	1,00484
1,00405	1,00417	1,00430	1,00442	1,00454
1,00433	1,00447	1,00460	1,00473	1,00486
1,00409	1,00421	1,00434	1,00347	1,00459
1,00437	1,00450	1,00464	1,00477	1,00490
1,00450	1,00464	1,00478	1,00492	1,00506
1,00420	1,00432	1,00445	1,00458	1,00471

Приложение 7

НПС _____

РУМН _____

УМН _____

А К Т №

инвентаризации нефти в резервуарах

Мы, нижеподписавшиеся, начальник НПС _____, начальник товарного парка _____ старший бухгалтер НПС _____, начальник лаборатории _____, техник по учету _____ и оператор _____, составили настоящий акт в том, что _____ числа в _____ часов было произведено снятие натурных остатков _____ и после расчета установили следующее наличие:

Номера резервуаров	Общий уровень нефти, мм	Уровень подтоварной воды, мм	Высота столба нефти, мм	Объем нефти, $м^3$	Средняя температура нефти, °С	Плотность нефти при средней температуре, $кг/м^3$	Масса нефти с балластом, т (брутто)	Содержание балласта в нефти					Масса нефти нетто, т	В том числе остатки в резервуарах								
								воды, %	солей %	механических примесей, %	Всего			"мертвый"				технологический				товарный
											%	т		высота, мм	объем $м^3$	масса с балластом, т	масса нетто, т	высота, мм	объем $м^3$	масса с балластом, т	масса нетто, т	масса с балластом, т	масса нетто, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Приложение 8

А К Т №

Инвентаризации нефти на _____ часов московского времени _____ в линейной части
дата
нефтепровода и технологических трубопроводах _____ РУМН _____ _____ УМН.

Председатель комиссии _____, члены комиссии: I._____,
Ф.и.о. должность
2._____, 3 _____ составили настоящий
Ф.и.о. должность Ф.и.о. должность
акт в том, что установлено наличие нефти следующего количества и качества:

№ п/п	Наименование участка трубопровода	Длина участка трубопровода, м	Диаметр участка трубопровода, м	Толщина стенки трубопровода, мм	Объем участка трубопровода, м³	Поправочный коэффициент на объем нефти в трубопроводе, К	Давление, МПа	Средняя температура нефти, °С	Плотность нефти при средней температуре, кг/м³	Масса нефти с балластом, т	Содержание балласта в нефти				
											воды, %	солей %, мг/л	механических примесей, %	Суммарное количество балласта %	Суммарное количество балласта т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6

Масса нефти нетто, т
I7

Председатель комиссии _____ _____
Ф.и.о. подпись

Члены комиссии _____ _____

_____ _____

_____ _____

Приложение 9

А К Т №

инвентаризации нефти, находящейся в пути (на учетное время, оформленное отгрузочными документами)

_____ 19 г.

На основании приказа № _____ от _____ проведена инвентаризация нефти, находящейся в пути, по состоянию на " " _____ 19 г.

Председатель комиссии _____ _____,
должность ф.и.о.

члены комиссии: 1. _____ _____,
должность ф.и.о.

2. _____ _____, 3. _____
должность ф.и.о. должность

_____
ф.и.о.

При инвентаризации установлено следующее:

№ п/п	Наименование поставщика	Дата отгрузки	Номер товарно-транспортного документа	Номер вагона судна	Единица измерения	Количество	Цена за единицу	Сумма	Принятые меры к розыску нефти, не прибывшей в срок
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Председатель комиссии _____
подпись

Члены комиссии _____
подписи

Указанные в настоящем акте данные подсчеты проверил:

_____ _____ _____
дата должность, ф.и.о. подпись

Приложение I0

СВОДНАЯ ВЕДОМОСТЬ

инвентаризации нефти по _____ (наименование УМН),
составленная на основании актов инвентаризации структурных подразделений по состоянию на _____ часов московского времени _____ (дата)

Всего нетто, т	В том числе, т							
	в трубопроводах		в резервуарах					В пути в цистернах, судах, т
	магистральных	технологических	Всего	в том числе				
				мертвые	технологические	товарные		
I	2	3	4	5	6	7		8

Зам.начальника _____ (подпись)

Начальник ТТО _____ (подпись)

Главный бухгалтер _____ (подпись)

Приложение II

предприятие, организация

цех (склад)

СЛИЧИТЕЛЬНАЯ ВЕДОМОСТЬ

результатов инвентаризации нефти на _____
дата

На основании приказа (распоряжения) № _____ от _____
дата

проведена инвентаризация фактического наличия нефти.

При инвентаризации установлено следующее:

№ сводной ведомости	РУМН	Остатки, т		Результаты инвентаризации			
		фактические	книжные	излишки		недостачи	
				количество, т	сумма, руб.	количество, т	сумма, руб.
I	2	3	4	5	6	7	8

Начальник управления _____ _____
подпись Ф.И.О.

Начальник ТТО _____ _____

Главный бухгалтер _____ _____

Приложение I2

А К Т

технического расследования аварии (повреждения) объекта магистрального нефтепровода, нефтебазы

(место составления) "___" _____ I98 г.

I. Состав комиссии

Председатель _____
(должность, ф.и.о.)

Члены комиссии _____
(должность, ф.и.о.)

Назначенная приказом _____
(наименование предприятия, организации)

_____ № _____ от _____ I98 г.

2. Наименование организации:

_____
(ЛПДС, (НПС), нефтебаза)

_____
РУМН

_____
УМН

3. Данные об аварии

№ п/п	Наименование	Данные и заключение комиссии
I	2	3

I. Наименование объекта

2. Точное место аварии (километр трассы нефтепровода, место расположения отказавшего объекта)

3. Дата и время (число, часы, минуты)

обнаружения падения давления (давления у насосов до и после аварии)

1	2	3
	остановки перекачки	
	обнаружение места аварии	
	выезда первой аварийной бригады (откуда)	
	то же последующих (откуда)	
	прибытие на место аварии первой аварийной бригады	
	то же последующих	
	перекрытий ближайших к месту аварии задвижек (№, где, кем)	
	прекращения утечки нефти	
	прекращения работы оборудования (время разрушения, если оно произошло с оборудованием ЛПДС (НПС), нефтебазы	
	окончания ликвидации аварии	
	возобновления перекачки, включения в работу оборудования	
4.	Способ устранения аварии	
5.	Собрано из разлитой нефти (т)	
6.	Количество потерянной нефти (т)	
7.	Стоимость потерянной нефти (руб)	
8.	Статистические сведения	
	наработка отказавшего объекта с начала эксплуатации, год строительства, капитального ремонта	
	наработка отказавшей составной части объекта	
	наработка после последнего техобслуживания и ремонта	

I	2	3
9. Материальный ущерб, причиненный аварией (от потерь нефти, затрат на восстановительные работы, устранение загрязнения среды)		
IO. Заключение комиссии		
характеристика аварии (авария I, II категории, повреждение)		
причина аварии		
виновные (ф.и.о., должность)		
II. Предлагаемые комиссией технические и организационные мероприятия с указанием сроков исполнения		

Председатель комиссии

Члены комиссии

Заключение главного инженера Управления магистральными нефтепроводами

I.

2.

3.

Приложение I3

"УТВЕРЖДАЮ"
Начальник Управления
_____
" " _____ I98Iг.

Р А С Ч Е Т

потерь нефти по _____ за _____ I98 _ г.
наименование УМН

I. Потери нефти при приемке, хранении и отпуске - X_I

Наименование поставщика (получателя)	Норма потерь в кг/т поступления				Количество поступившей нефти (в тыс.тонн)	Потери в тоннах нетто			
	Норма потерь $K_2 * K_I K_I$	Температура нефти, °С	Температурный коэффициент K_3	Общая норма $K_4 = K_2 K_3$		по норме	фактическ	кроме того при авариях	всего фактически

II. Потери нефти при перекачке - X_2

Нефтепровод	Норма потерь K_5	Количество перекаченной нефти	X_2 потери		
			по норме	фактически	Кроме того аварийные / Всего фактически

III. Потери нефти при наливе

Наливной пункт	Норма потерь в кг/т налива			Количество налитой нефти, т	Потери при наливе, т	
	Норма E_3	Температура нефти в °С	Температурный коэффициент / Норма потерь $E = E_3 K_3$		По норме	Фактически

Начальник ТТО Управления

Приложение 14

НАКЛАДНАЯ №

на отпуск нефти на сторону

" " _____ 19__ г.

Кому _____
наименование получателя

Через кого _____
должность, ф.и.о. № доверенности, дата

Основание: _____

Количество, т		Цена за единицу	Сумма, руб.
подлежит отпустить	отпущено		
1	2	3	4

Отпуск разрешил — Руководитель предприятия

_____

Главный (старший) бухгалтер

_____

Отпустил — Получил — Дата получения

Приложение I5

П О Л О Ж Е Н И Е

о порядке составления плановых и исполнительных балансов нефти и газового конденсата

Утверждено приказом Министерства нефтяной промышленности от 24.07.81г. № 401

I. Планово-экономическое управление совместно с Главтранснефтью, Управлением нефтегаздобычи, Управлением по бурению, Управлением главного энергетика, Управлением по повышению нефтеотдачи пластов и ВПО "Союзнефтегазпереработка" в соответствии с устанавливаемым Госпланом СССР плановым балансом распределения нефти составляет плановые балансы нефти по Министерству, Главтюменнефтегазу, производственным нефтегазодобывающим объединениям, НПО "Союзтермнефть", Главтранснефти и ВПО "Союзнефтегазпереработка" на год с разбивкой по кварталам.

2. Главтюменнефтегаз, производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО "Союзтермнефть" и ВПО "Союзнефтегазпереработка" на основе утвержденных планов разрабатывают и представляют в Планово-экономическое управление квартальные плановые балансы нефти с разбивкой по месяцам и распределением планового расхода на собственные нужды по направлениям ее использования.

3. Главтранснефть составляет плановые балансы нефти по управлениям магистральными нефтепроводами на год с разбивкой по кварталам и на квартал с разбивкой по месяцам, а также по НПЗ и прочим потребителям.

4. ВПО "Союзнефтегазпереработка" составляет плановые балансы нефти по подведомственным предприятиям на год с разбивкой по кварталам и на квартал с разбивкой по месяцам.

5. Сводный плановый баланс нефти по Министерству утверждается Министром.

Плановые балансы по Главтюменнефтегазу, производственным нефтегазодобывающим объединениям, НПО "Союзтермнефть", Главтранснефти, ВПО "Союзнефтегазпереработка" утверждаются первым заместителем Министра.

6. Нефтегазодобывающие управления, районные нефтепроводные управления и газоперерабатывающие заводы по состоянию на начало каждого месяца производят снятие фактических остатков нефти (включая газовый конденсат),составляют исполнительный баланс нефти (включая газовый конденсат) и I числа месяца, следующего за отчетным, телеграфно представляют его за подписью руководителя предприятия и главного бухгалтера соответственно в производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО "Союзтермнефть", управления магистральными нефтепроводами и ВПО "Союзнефтегазпереработка".

7. Производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО "Союзтермнефть", управления магистральными нефтепроводами анализируют полученные от НГДУ и районных нефтепроводных управлений исполнительные балансы, сводят их и 2 числа месяца, следующего за отчетным, представляют по каналам связи в ГИВЦ исполнительные балансы нефти за подписями руководителя и главного бухгалтера по форме, разработанной ГИВЦем.

Нефтегазодобывающие объединения, подчиненные Главтюменнефтегазу, представляют исполнительные балансы в тот же срок одновременно в ГИВЦ Министерства и в Главтюменнефтегаз.

Главтюменнефтегаз представляет в ГИВЦ исполнительный баланс по Главному управлению за подписями руководителя и главного бухгалтера в разрезе объединений 3 числа месяца, следующего за отчетным.

8. ГИВЦ сводит полученные исполнительные балансы нефти по нефтегазодобывающим объединениям и управлениям магистральными нефтепроводами и 3 числа месяца, следующего за отчетным, представляет их соответственно в Планово-экономическое управление, Главтранснефть, Управление нефтегаздобычи и Управление по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю.

9. Главтранснефть, Управление нефтегаздобычи, Управление по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю и ВПО "Союзнефтегазпереработка" анализируют полученные балансы и 4 числа месяца, следующего за отчетным, представляют в Планово-экономическое управление свои подтверждения по исполнительному балансу нефти за подписями соответственно начальника и главного бухгалтера Главтранснефти, начальников Управления нефтегаздобычи и Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю, начальника и главного бухгалтера ВПО "Союзнефтегазпереработка".

10. Планово-экономическое управление анализирует полученные балансы и 5 числа месяца, следующего за отчетным, представляет руководству Министерства сводный исполнительный баланс нефти по Миннефтепрому за подписями начальников Планово-экономического управления, Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю, Управления нефтегаздобычи, Главтранснефти.

11. Исполнительный баланс нефти по Министерству за месяц, квартал, год утверждается первым заместителем Министра, представляется Министру и докладывается на коллегии.

12. Предприятия и организации, перечисленные в п. 6 до 8 числа месяца, следующего за отчетным, направляют заказными почтовыми отправлениями в те же адреса уточненные исполнительные балансы, подписанные руководителем и главным бухгалтером предприятия (организации).

13. Производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО

"Союзтермнефть" и управления магистральными нефтепроводами анализируют полученные от НГДУ и районных нефтепроводных управлений уточненные исполнительные балансы, сводят их и не позднее 12 числа месяца, следующего за отчетным, направляют заказными почтовыми отправлениями в адрес Планово-экономического управления, Главтранснефти и Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю уточненные исполнительные балансы нефти за подписями руководителя и главного бухгалтера.

Нефтегазодобывающие объединения, подчиненные Главтюменнефтегазу, представляют уточненные исполнительные балансы тот же срок одновременно в Планово-экономическое управление, Управление по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю и в Главтюменнефтегаз.

Главтюменнефтегаз направляет в Планово-экономическое управление и в Управление по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю уточненный исполнительный баланс по Главному управлению и в разрезе объединений за подписями руководителя и главного бухгалтера не позднее 15 числа месяца, следующего за отчетным.

14. Планово-экономическое управление и Главтранснефть получают уточненные исполнительные балансы, анализируют их и не позднее 22 числа месяца, следующего за отчетным, передают на обработку в ГИВЦ.

15. ГИВЦ сводит уточненные исполнительные балансы нефти и 23 числа месяца, следующего за отчетным, представляет их в порядке, установленном п. 8.

16. Планово-экономическое управление 25 числа месяца, следующего за отчетным, представляет руководству Министерства уточненный исполнительный баланс нефти в порядке, установленном п.10.

17. Если срок представления исполнительного баланса совпадает с праздничным или выходным днем, баланс представляется в первый день после выходного или праздничного дня с соответствующей корректировкой сроков для последующих исполнителей.

18. Установить, что исполнительные балансы являются документами временного (но не менее 10 лет) срока хранения. Подлинные документы хранятся в I отделе Управления делами Министерства.

Приложение I6

ПЛАНОВЫЙ БАЛАНС НЕФТИ ПО _____ НА I98 год
наименование УМН

(тыс.тонн)

	Строка №	I98 год	в том числе по кварталам			
			I	II	III	IУ
А	Б	I	2	3	4	5
Р Е С У Р С Ы :						
I. Остатки на начало периода, всего	0I					
из них:						
I.I. товарные	02					
2. Прием от нефтегазодобывающих объединений Миннефтепрома по плану	03					
3. Прием от нефтегазодобывающих объединений Миннефтепрома по дополнительному заданию	04					
4. Прием от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	05					
в том числе:						
4.I. нефти и газового конденсата	06					
4.2. стабильного газового бензина, вырабатываемого из нефтяного газа	07					
4.3.	08					
5. Поступление от других министерств и ведомств, всего	09					
в том числе:						
5.I. от Мингазпрома	I0					
из них:						
5.I.I. от Каспморнефтегазпрома	II					
5.2.	I2					
6. Приход, (03+04+05+09)	I3					
7. Прием от УМН	40					
8. Приход, всего (I3+40)	4I					
9. Кроме того, прием подготовленной объединениями западно-сибирской нефти	I4					
Р А С П Р Е Д Е Л Е Н И Е:						
I0. Расход на собственные нужды	I5					
II. Естественная убыль при транспорте и хранении	I6					
I2. Отпуск объединениям и оседание при подготовке западно-сибирской нефти	I7					
I3. Поставка, всего	I8					

А	Строка №	198 год	в том числе по кварталам I	II	III	IУ
	Б	I	2	3	4	5
в том числе:						
I3.I. Миннефтехимпрому СССР, всего	I9					
в том числе:						
I3.I.I. План	20					
I3.I.2. Задание	2I					
I3.I.3.	22					
I3.2. Прочим, всего	23					
в том числе:						
I3.2.I. План	24					
I3.2.2. Задание	25					
I3.2.3.	26					
I3.3. Прочим потребителям по фондам	27					
I4. Кроме того, сдача на НПЗ нефти, полученной от Каспморнефтегазпрома	32					
I5. Расход, всего (I5+I6+I7+I8+32)	33					
I6. Сдача УМН	42					
I7. Расход, всего (33+42)	43					
I8. Кроме того.отпуск объединениям западно-сибирской нефти на подготовку	34					
I9. Расход на заполнение вновь вводимых нефтепроводов, емкостей и технологических трубопроводов (без учета расхода на создание товарных остатков во вновь вводимых емкостях)	35					
20. Изменение путевых остатков	36					
2I. Изменение товарных остатков (I3-33-35-36)	37					
22. Остатки на конец периода, всего (0I+35+37)	38					
из них:						
23. товарные (02+37)	39					

Первый зам.начальника
Главтранснефти В.И.Нестеров

Приложение I7

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС

НЕФТИ ПО _____ _____

(наименование УМН)

за месяц I98 г.

(телеграфный)

	Строка №	I98 год план	С начала года			За отчетный месяц		
			план	факт.	+, -	план	факт.	+, -
А	Б	I	2	3	4	5	6	7
I.РЕСУРСЫ:								
I. Остатки на начало периода, всего	0I							
из них:								
I.I. товарные	02							
2. Прием от объединений Миннефтепрома	03							
3. Прием от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	04							
из них:								
3.I. стабильного газового бензина, выработанного из нефтяного газа	05							
4. Прием от прочих организаций, всего	06							
из них:								
4.I. от Каспморнефтегазпрома	07							
5. Приход, (2+3+4)	08							
6. Прием от других УМН	26							
7. Приход, всего (26+08)	28							

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
8. Кроме того, прием подготовленной западно-сибирской нефти	09							
9. Вытеснение из "мертвых" и технологических остатков (29+2I+23-28)	I0							
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ								
I0. Расход на собственные нужды	II							
II. Потери	I2							
I2. Отпуск объединениям и оседание при подготовке западно-сибирской нефти	I3							
I3. Поставка, всего	I4							
в том числе:								
I3.I. Миннефтепрому СССР	I5							
I3.2. Прочим	I6							
I3.3. Прочим потребителям по фондам	I7							
I4. Кроме того, сдача на НПЗ нефти, полученной от Каспморнефтегазпрома	I8							
I5. Расход, (II+I2+I3+I4+I8)	I9							
I6. Сдача УМН	27							
I7. Расход, всего (I9+27)	29							
I8. Кроме того, отпуск объединениям западно-сибирской нефти на подготовку	20							
I9. Расход на заполнение	2I							
20. Изменение путевых остатков	22							
21. Изменение товарных остатков (25-02)	23							
22. Остатки на конец периода, всего								

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
(0I+28-29)	24							
из них:								
22.I. товарные	25							

Начальник

Главный бухгалтер (наименование УМН)

Приложение I8

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ ПО _____
(наименование УМН)
(почтовый)
за _____ месяц I98 г.

(тыс.тонн)

	Строка №	I98 г. план	с начала года			за отчетный месяц		
			план	факт.	+, -	план	факт.	+, -
А	Б	I	2	3	4	5	6	7
Р Е С У Р С Ы:								
I. Остатки на начало периода, всего	0I							
в том числе:								
I.I. в нефтепроводах (включая технологические трубопроводы)	02	x	x		x	x		x
I.2. в емкостях, всего	03	x	x		x	x		x
в том числе:								
I.2.I. "мертвые"	04	x	x		x	x		x
I.2.2. технологические	05	x	x		x	x		x
I.2.3. товарные	06	x	x		x	x		x
2. Прием от нефтегазодобывающих объединений Миннефтепрома	07							
из них:								
2.I. по дополнительному заданию	08							
3. Прием от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	09							
в том числе:								
3.I. нефти и газового конденсата	I0							
3.2. стабильного газового бензина, вырабатываемого из нефтяного газа	II							
4. Поступление от других министерств и ведомств, всего	I2							
в том числе:								
4.I. от Мингазпрома	I3							
из них:								
4.I.I. от Каспморнефтегазпрома	I4							
5. Приход, (07+09+I2)	I5							
6. Прием от УМН	56							
7. Приход, всего (I5+56)	57							
8. Кроме того прием подготовленной объединениями Западно-Сибирской нефти	I6							

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
в том числе:								
I4.3.I. В качестве топлива	39							
I4.3.2. в качестве нефтебитума	40							
I4.3.3. Караарнинская	4I							
I4.3.4. на прочие нужды	42							
I5. Кроме того, сдача на НПЗ нефти, полученной от Каспморнефтегазпрома	43							
I6. Расход, (I9+22+28+29+43)	44							
I7. Поставка УМН	58							
I8. Расход, всего (44+58)	59							
I9. Кроме того, отпуск объединениям западно-сибирской нефти на подготовку	45							
20. Расход на заполнение нефтепроводов, емкостей и технологических трубопроводов (без учета расхода нефти на создание товарных остатков во вновь вводимых емкостях)	46							
из них:								
20.I. Заполнение вновь вводимых нефтепроводов, емкостей и технологических трубопроводов	47							
2I. Изменение путевых остатков	48							
22. Изменение товарных остатков (55-06)	49							
23. Остатки на конец периода, всего (0I+57-59-48)	50							
в том числе:								
23.I. в нефтепроводах	5I	x	x		x		x	x
23.2. в емкостях, всего (53+54+55)	52	x	x		x		x	x
в том числе:								
23.2.I. "Мертвые"	53	x	x		x		x	x
23.2.2. технологические	54	x	x		x		x	x
23.2.3. товарные	55	x	x		x		x	x

Начальник _____
(наименование УМН)

Главный бухгалтер УМН

Приложение 19

П Е Р Е Ч Е Н Ь

нормативно-технических документов, применяемых при учете нефти

I. Положение о поставках продукции производственно-технического назначения. Утверждено постановлением Совета Министров СССР от 10 февраля 1981 г. № 161.

2. Особые условия поставки нефти. Утверждены постановлением Госснаба СССР и Госарбитража СССР от 6 августа 1974 г. № 53/93.

3. ГОСТ 9965-76. Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.

4. ГОСТ 8.378-80. ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Норма точности определения массы в резервуарах при учетно-расчетных операциях.

5. ГОСТ 1437-75. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения содержания серы.

6. ГОСТ 8.380-80 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью 100-50000 $м^3$. Методы и средства поверки.

7. ГОСТ 8.346-79 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

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

9. Правила 14-49. О порядке утверждения местными органами комитета калибровочных таблиц береговых резервуаров для нефти и нефтепродуктов, принимаемых и сдаваемых на перевалочных базах при перевозке водным транспортом.

10. ГОСТ 15983-70. Уровнемеры промышленного применения ГСП. Основные параметры.

11. ГОСТ 11846-66. Уровнемеры для жидкостей поплавковые и буйковые.

12. ГОСТ 13702-78. Уровнемеры поплавковые с пружинным уравновешиванием. ГСП. Технические условия.

13. ГОСТ 8.321-78. ГСИ. Уровнемеры промышленного применения и поплавковые. Методы и средства поверки.

14. ГОСТ 7502-80. Рулетки измерительные металлические.

15. ГОСТ 18987-73. Метрошток для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях.

16. ГОСТ 8.247-77. ГСИ. Метрошток для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях. Методы и средства поверки.

17. ГОСТ 427-75. Линейки измерительные металлические. Основные параметры и размеры. Технические требования.

18. ГОСТ 2517-80. Нефть и нефтепродукты. Отбор проб.

19. ГОСТ 3900-47. Нефтепродукты. Методы определения плотности.

20. ГОСТ 1289-76. Ареометры для нефти. Типы. Основные параметры и размеры.

21. ГОСТ 215-73. Термометры ртутные стеклянные лабораторные. Технические условия.

22. ГОСТ 2823-73. Термометры стеклянные технические.

23. ГОСТ 22978-78. Термометры сопротивления платиновые образцовые в диапазоне температур от 0 до 630,74°С. Общие технические требования.

24. ГОСТ 2477-65. Нефтепродукты. Методы количественного определения содержания воды.

25. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения хлористых солей.

26. ГОСТ 6370-59. Нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

27. ГОСТ 23676-79. Весы вагонные. Основные параметры и размеры.

28. ГОСТ 8.011-72. ГСИ. Показатели точности измерения и формы представления результатов измерения.

29. ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

30. Основные положения по инвентаризации основных фондов, товарно-материальных ценностей, денежных средств и расчетов в государственных кооперативных (кроме колхозов) и общественных предприятиях и хозяйственных организациях. Утверждены Министерством финансов СССР от 18.09.68г. № 230.

31. Положение о бухгалтерских отчетах и балансах. Утверждено постановлением Совета Министров СССР от 29 июня 1979г. № 633.

32. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при хранении, приеме, отпуске и транспортировке. Утверждены постановлением Госснаба СССР от 8 июня 1977г. № 30.

33. Инструкция по расследованию и учету отказов объектов магистральных нефтепроводов и нефтебаз Главтранснефти Миннефтепрома. Утверждена начальником Главтранснефти 12 апреля 1977г.

34. РД 39-30-114-78. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

35. Альбом типовых междуведомственных и отраслевых форм первичной учетной документации для предприятий и организаций Миннефтепрома. Книга I и II Москва, 1980.

СОДЕРЖАНИЕ

		Стр.
I.	Общие положения	4
2.	Приемка и поставка нефти	5
3.	Определение количества нефти по узлам учета	6
4.	Определение количества нефти в емкостях	7
4.I.	Общие положения	7
4.2.	Определение количества нефти объемно-массовым методом в резервуарах и железнодорожных цистернах	8
4.2.I.	Определение вместимости резервуаров и железнодорожных цистерн	9
4.2.2.	Определение уровня нефти в емкостях	9
4.2.3.	Определение плотности нефти	I2
4.2.4.	Определение температуры нефти в емкости	I2
4.2.5.	Определение массы нефти в емкости	I2
4.2.6.	Определение массы балласта (воды, солей, механических примесей) в нефти	I3
5.	Оформление документов при приемо-сдаточных операциях	I4
6.	Инвентаризация нефти на предприятиях	I5
7.	Определение остатков нефти в резервуарах	20
8.	Списание естественной убыли и потерь нефти	2I
9.	Отпуск нефти и расход на собственные нужды	23
I0.	Отпуск нефти потребителям для использования в качестве топлива и технологических нужд	24
II.	Порядок реализации нефти	24
I2.	Составление плановых и исполнительных балансов нефти	26
I3.	Ответственность работников за правильную организацию учета нефти	27
Приложения		29

И Н С Т Р У К Ц И Я
ПО УЧЕТУ НЕФТИ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ
РД 39-30-678-82

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, просп. Октября, 144/3

Подписано в печать 31/У.82 г. П10220
Формат 60x90/16. Уч.-изд.л. 3,5. Тираж 150 экз.
Заказ № 106.

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru