МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТнефть.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТИ
В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ

РД 39 - 30 - 627 - 81

gost.e-ecolog.ru

Уфа-1981

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремнев
"1" декабря 1981г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО УЧЕТУ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ
РД 39-30-627-81

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

Директор ВНИИСПТнефть, к.т.н. А.Г.Гумеров

Ответственные исполнители:

Зам. директора, к.т.н. Ю.И.Тодкачев
Зав.лабораторией, к.х.н. Г.Н.Поздышев
Зав. сектором, к.т.н. А.Г.Зарипов
Зав. сектором, к.ф.-м.н. Н.Н.Хазиев

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического управления Ю.Н.Байдиков
Начальник планово-экономического управления В.И.Грайфер
Начальник Упрнефтегаздобычи В.В.Гнатченко
Начальник Главтранснефти В.Д.Черняев
Начальник Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю П.Ф.Чернов

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ

РД 39-30-627-81

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от " 15 " декабря 1981 г. № 677

Срок введения установлен с 01.01.82 г.

Срок действия до 01.01.84 г.

Настоящая инструкция устанавливает порядок и единые формы учета добычи и реализации нефти и газового конденсата в нефтегазодобывающих объединениях, порядок отпуска их на производственно-технологические нужды и топливо, отпуска нефти сторонним организациям и приема от сторонних организаций, инвентаризации нефти и газового конденсата, списание технологических и других потерь, недостач нефти и газового конденсата; включает в себя методику расчета "мертвых" и технологических остатков нефти и газового конденсата, а также порядок их разработки и утверждения

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I Вся добытая нефть подлежит обязательному учету. (Здесь и далее понятие "нефть" означает "нефть и газовый конденсат").

I.2 Валовой добычей нефти считается нефть, сданная организациям Главтранснефти, НПЗ и ГПЗ, израсходованная на выработку широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), на производство нефтебитумов и битумных сплавов, отпущенная сторон-

ним организациям, использованная на производственно-технологические нужды предприятий объединения, технологические потери в пределах утвержденных норм, а также разница в остатках на начало и конец отчетного периода в резервуарных парках, технологических аппаратах установок подготовки нефти и очистки сточных вод, в трубопроводах и амбарах.

1.3. Товарная добыча нефти является частью валовой добычи за исключением технологических потерь и количества нефти, использованной на технологические нужды, и подтверждается соответствующими документами (актами приема-сдачи, списания потерь, отпуска сторонним организациям, отпуска на производственно-технологические нужды и топливо и т.д.).

2. ПОРЯДОК ОПЕРАТИВНОГО УЧЕТА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ЦЕХАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ (НЕФТЕПРОМЫСЛАХ)

2.1. Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляется на основании данных замера дебита скважин по жидкости с помощью групповой замерной установки (ГЗУ), расходомеров и других замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания воды.

2.2. Замер дебита скважины по нефти и определение содержания воды в продукции скважин производится не реже трех раз в месяц.

2.3. При использовании автоматизированных ГЗУ типа "Спутник" измерение продукции скважин по жидкости производится в соответствии с регламентом, утвержденным главным инженером НГДУ, но не реже одного раза в три дня.

2.4. Объем добытой нефти по бригадам определяется как сумма добытой нефти по работающим скважинам, обслуживаемым данной бригадой, или на основании данных замера бригадных узлов учета.

2.5. Учет добытой нефти по цехам добычи нефти и газа осуществляется по показаниям приборов цеховых узлов учета или как сумма показаний бригадных узлов учета.

В случае расхождения объемов добытой нефти по скважинам, бригадам и промыслам с результатами учета добытой нефти в цехах подготовки и перекачки, в добычу по скважинам, бригадам и цехам вводятся соответствующие поправки на величину расхождения пропорционально добытой нефти.

3. ПОРЯДОК ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ СДАЧЕ НЕФТИ ОРГАНИЗАЦИЯМ ГЛАВТРАНСНЕФТИ

3.1. Сдача-прием нефти по количеству и качеству осуществляется на пунктах приема и сдачи нефти. Нефть должна соответствовать требованиям ГОСТ 9965-76.

3.2. Нефть предъявляют к приему в калиброванных товарных резервуарах поставщика (покупателя) или по узлам учета.

3.3. При производстве приемо-сдаточных операций в резервуарах сдача-прием нефти должны осуществляться по каждому резервуару отдельно.

3.4. При осуществлении приемо-сдаточных операций по узлам учета сдача-прием нефти производится ежесуточно.

3.5. Качество сдаваемой нефти определяется по поточным приборам (плотномер, влагомер, солемер) или по отобранным пробам нефти в химлаборатории.

3.5.1. Отбор проб нефти для анализа производится в соответствии с ГОСТ 2517-80.

3.6. Количество нефти при приемо-сдаточных операциях в резервуарах определяется объемно-массовым методом.

3.7. Определение количества нефти по узлам учета осуществляется в соответствии с "Инструкцией по определению количества нефти на узлах учета с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях".

3.8.Оформление документов при приемо-сдаточных операциях.

3.8.I. Документы по сдаче-приему нефти оформляются ежесуточно по состоянию на 06 часов зимнего и 07 часов летнего московского времени.

3.8.2.При сдаче нефти в резервуарах по завершении откачки составляется акт по форме приложения 3.I.

3.8.3. При сдаче нефти по узлам учета составляется акт по форме приложения 3.2.

3.8.4. При приеме-сдаче составляется паспорт на сданную (принятую) нефть (форма приложения 3.3).

3.9. Акты и паспорта на сданную нефть регистрируют в отдельных журналах по каждому приемному пункту по порядку с начала года.

3.I0. Приемо-сдаточные акты составляются в четырех экземплярах с приложением паспорта на сданную нефть, один из которых остается в приемо-сдаточном пункте, второй передается покупателю. Два экземпляра передаются в бухгалтерию для производства денежных расчетов. Один экземпляр приемо-сдаточных документов остается в бухгалтерии НГДУ, а второй со счетом - платежным требованием передается покупателю каждую пятидневку.

3.II. Должностные лица,ответственные за прием-сдачу нефти, составление и подписание приемо-сдаточных документов, назначаются приказом по предприятию.

3.I2. Образцы их подписей передаются покупателю.

3.I3. Образцы подписей ответственных лиц за прием-сдачу нефти покупателя хранятся в бухгалтерии поставщика.

4. ПОРЯДОК УЧЕТА РАСХОДА НЕФТИ НА ВЫРАБОТКУ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ(ШФЛУ)

4.1. Учет количества нефти, израсходованного для выработки ШФЛУ, определяется как сумма широкой фракции, сданной газо-перерабатывающему заводу (ГПЗ) или нефтехимическому комбинату, и изменения остатков ШФЛУ на складах (в тоннах).

4.1.1. Количество нефти, израсходованное на выработку ШФЛУ, определяется по акту согласно форме приложения 4.1.

4.2. На количество ШФЛУ, сданной ГПЗ, составляется акт сдачи-приема по форме приложения 4.2.

4.3. Сдача ШФЛУ производится по каждой емкости отдельно.

4.4. Из каждой сдаваемой емкости ШФЛУ отбирается проба для анализа в химлаборатории.

4.5. При приеме-сдаче ШФЛУ составляется паспорт по форме приложения 4.3.

4.6. Движение приемо-сдаточных документов осуществляется в порядке, описанном в п. 3.10.

5. ПОРЯДОК УЧЕТА НЕФТИ, ИЗРАСХОДОВАННОЙ НА ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕБИТУМА И БИТУМНЫХ СПЛАВОВ

5.1. Количество нефти, предназначенное для производства нефтебитума и битумных сплавов, предусматривается в балансах производственных объединений.

5.2. Учет отпускаемой нефти нефтебитумным заводам осуществляется на основании накладной по форме П-2н (приложение 5.1). Количество дистиллята определяется по замерам поступления и отпуска в емкостях их хранения. Возврат дистиллята оформляется по накладным.

5.3. Количество израсходованной нефти на производство нефтебитума и битумных сплавов определяется как разность количества нефти переданной нефтебитумному заводу и дистиллята, возвращенного заводом НГДУ.

6. ПОРЯДОК УЧЕТА ОТПУСКА НЕФТИ СТОРОННИМ ОРГАНИЗАЦИЯМ И ПРИЕМА ОТ СТОРОННИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

6.1 Нефтью, отпущенной сторонним организациям, считается нефть, отпущенная предприятиям (организациям) Миннефтепрома, не входящим в состав объединения, а также других министерств и ведомств.

6.2 Отпуск нефти сторонним организациям производится на основании плановых балансов нефти, договоров и имеющихся у предприятий фондов.

6.3 Внеплановый и бесфондовый отпуск нефти сторонним организациям запрещается и в выполнение плана сдачи не засчитывается.

6.4 Отпуск нефти сторонним организациям, имеющим фонды Госплана СССР на получение нефти от Миннефтепрома, как правило, производится управлениями магистральными нефтепроводами.

При производственной целесообразности отпуска нефти таким потребителям непосредственно с объектов нефтегазодобывающего объединения, оформление поставки им нефти, как правило, производится через управление магистральными нефтепроводами. Эта нефть засчитывается в выполнение плана сдачи.

В исключительных случаях, когда не представляется возможным оформить отпуск сторонним организациям по фондам через управление магистральными нефтепроводами, нефтегазодобывающее объединение должно получить от Министерства план отпуска нефти соответствующей сторонней организации по фондам (за счет уменьшения плана поставки через управление магистральными нефтепроводами). В этом случае отпуск нефти сторонней организации засчитывается в выполнение плана сдачи в фактическом объеме, но не выше плана отпуска. Сверхплановый отпуск нефти сторонним организациям по фондам запрещен и в выполнение плана сдачи не засчитывается.

6.5 В местах отпуска нефти учет ведется по специальному реестру по форме приложения 6.I. Отпуск оформляется накладной по форме приложения 5.I.

6.6 Прием нефти от сторонних организаций производится на основании плановых балансов и договоров и оформляется по накладным (форма приложения 5.1) в установленном порядке.

6.7 Прием-передача нефти на подготовку, транспортировку, стабилизацию между НГДУ одного объединения и между объединениями Миннефтепрома производится на основании договоров и оформляется актами по формам приложения 3.I и 3.2.

6.8 Нефть, добытая попутно буровыми и геолого-разведочными организациями, включается в натуральном и ценностном выражении в добычу НГДУ, которому передается нефть, по себестоимости добычи нефти этого НГДУ.

6.9 Нефть, принятая нефтегазодобывающим объединением от сторонних организаций и сданная управления магистральными нефтепроводами, засчитывается в полном объеме в выполнение плана сдачи. При этом нефтегазодобывающее объединение должно оформить через Министерство включение в плановый баланс движения нефти, прием ее от сторонних организаций (год в поквартальном разрезе).

7. ПОРЯДОК ОТПУСКА И УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В ОБЪЕДИНЕНИЯХ НА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ И ТОПЛИВО

7.1 Количество нефти, расходуемое на производственно-технологические нужды и топливо, устанавливается плановым балансом согласно утвержденным нормам и нормативам. Нормы и нормативы нефти на производственно-технологические нужды и топливо должны быть прогрессивными и предусматривать бережливое отношение к нефти, всемерное вытеснение ее различного рода заменителями.

7.2 Расход нефти на производственно-технологические нужды и топливо в объединении складывается из товарного и нетоварного расходов.

7.2.1 К нетоварному расходу относится расход нефти непосредственно на промыслах для целей текущего ремонта скважин, использования нефти в качестве топлива для промысловых и цеховых котельных и печей установки подготовки нефти, а также расход нефти для целей повышения нефтеотдачи пластов, если эти работы выполняются подразделениями НГДУ.

7.2.2 К товарному расходу нефти на производственно-технологические нужды относится расход нефти в буровых организациях, при капитальном ремонте скважин, в прочих организациях объединения, котельных ЖКК, а также расход нефти для целей повышения нефтеотдачи пластов, если эти работы производятся не подразделениями НГДУ.

Отпуск НГДУ нефти на производственно-технологические нужды и топливо для буровых, жилищно-коммунальных и прочих организаций, подведомственных нефтегазодобывающему объединению, в

плане сдачи не учитываются и в выполнение плана сдачи не засчитывается.

7.2.4 Если часть работ, для которых Министерством запланирован объединению расход нефти на производственно-технологические нужды и топливо, выполняется силами привлеченных из других районов организаций Миннефтепрома (строительство скважин буровыми организациями, работающими по вахтово-экспедиционному методу, выработка теплоносителей для закачки в пласт организациями НПО "Союзтермнефть", обработка скважин организациями НПО "Союзнефтепромхим), то отпуск нефти таким организациям производится за счет планируемых объединению лимитов расхода нефти на производственно-технологические нужды и топливо и относится на указанную статью расхода без включения в сдачу нефти.

7.3 В местах отпуска учет нефти на производственно-технологические нужды и топливо ведется по специальному реестру по форме приложения 6.I. Отпуск оформляется по накладной (приложение 5.I).

7.4 Отпуск нефти цехам по добыче нефти и газа (для подземного ремонта), цехам ППН (в качестве топлива для печей УПН), а также для промысловых котельных производится в соответствии с плановым балансом по требованиям или товаро-транспортным накладным.

7.5 Отпуск нефти управлениям повышения нефтеотдачи и капитального ремонта скважин, буровым и прочим организациям объединения производится в соответствии с плановым балансом по требованиям или товаро-транспортным накладным.

7.6 Нефть, используемая для целей ППС и профилактических скважин в НГДУ, определяется нормами на соответствующие технологические операции, составленные с учетом ее возврата в систему сбора.

7.7 Предприятия, входящие в состав объединения, получившие и использовавшие нефть на производственно-технологические нужды и топливо представляют объединению сведения о направлениях использования полученной нефти по форме приложения 7.1. Эти сведения используются для перерасчета по стоимости нефти с учетом налога с оборота и для составления исполнительного баланса.

8. ПОРЯДОК УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ

8.1 Технологические потери нефти - это количество нефти и газового конденсата, которое неизбежно теряется в процессах их подготовки, транспортирования и хранения, обусловленное достигнутым уровнем обустройства нефтяного месторождения, а также применяемой техники и технологии.

8.2 Технологические потери нефти исчисляются по формуле

$$Н = 0{,}01\ Д \cdot к, \qquad (8.1)$$

где Н - нормативно-технологические потери, тонн;

Д - добыча нефти и газового конденсата за отчетный период, тонн;

$К$ - утвержденный норматив технологических потерь нефти при ее подготовке, транспортировании и хранении, в тоннах от количества добытой нефти и газового конденсата,

дифференцированный для каждого НГДУ.

8.3. Технологические потери объединением списываются в пределах нормы один раз в месяц по акту по форме приложения 8.I (форма П-9н), где учитываются все виды технологических потерь.

9. ПОРЯДОК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ОСТАТКОВ НЕФТИ

9.I. Инвентаризации подлежат все остатки нефти в резервуаных (товарных, буферных, технологических), в технологических аппаратах установок подготовки нефти и воды, трубопроводах от групповых замерных установок (ГЗУ) или дожимных насосных станций (ДНС) и амбарах.

9.2. Остатки подразделяются на технологические, "мертвые" (немобильные) и товарные.

9.3. Технологические остатки - минимальные объемы нефти в аппаратах и резервуарах, необходимые для обеспечения поддержания нормального технологического режима в системах сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды, а также для обеспечения непрерывности нормального технологического процесса.

9.4. Технологические остатки включают в себя: минимально допустимый остаток - остаток, определенный уровнем нефти в резервуарах, аппаратах и емкостях, уменьшение которого приведет к изменению технологического процесса в системе сбора, транспорта и подготовки нефти; остаток нефти и газового конденсата в резервуарах, позволяющий вести откачку до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для ликвидации простоев, связанных с отказом оборудования, средств автоматики и КИП.

9.5. "Мертвые" (немобильные) остатки - объем нефти в резервуарах ниже верхней образующей приемо-раздаточного патрубка и в трубопроводах.

9.6. Технологические и "мертвые" (немобильные) остатки определяются на основании утвержденных технологических карт (приложения 9.I, 9.2). Изменение данных остатков (технологических карт) за счет ввода новых и вывода из работы и демонтажа действующих объектов разрешается вышестоящей организацией на основании представленных материалов два раза в год по состоянию на I.0I и I.07.

9.7. Товарные остатки - это разница между общим количеством остатков нефти и газового конденсата и суммой технологических и "мертвых" остатков. Товарные остатки - это количество нефти, которое без ущерба для технологического процесса сбора, транспорта и подготовки нефти может быть откачено из резервуаров. Товарные остатки могут быть только в резервуарах.

9.8. Учет остатков осуществляется путем замера фактических (натурных) остатков.

9.9. Для снятия натурных остатков на начало каждого месяца приказом по НГДУ создаются (по каждому цеху добычи нефти и цеху ППН) постоянные комиссии. В состав комиссии входит: начальник

ЦИТС,начальник цеха, начальник резервуарного парка, бухгалтер, техник по учету нефти, представители аппарата НГДУ, начальник лаборатории, оператор.

9.I0. Результаты снятия натурных остатков в буферных, сырьевых и товарных резервуарах оформляются актами по форме приложения 8.I.

9.II. Остатки нефти в технологических резервуарах, трубопроводах, аппаратах подготовки нефти и воды и амбарах определяется расчетным путем в соответствии с п.п.I0, II, I2 настоящей инструкции.

9.I2. Для проведения инвентаризации приказом по НГДУ создается постоянная комиссия из числа работников предприятия, возглавляемая заместителем начальника НГДУ с обязательным участием бухгалтера.

9.I3. Начальник НГДУ и главный бухгалтер несут персональную ответственность за своевременное и правильное проведение инвентаризации.

9.I4. Результаты проведения инвентаризации оформляются актами по форме приложения 9.3

I0.ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

I0.I. Определение вместимости.

I0.I.I. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по ГОСТ 8.380-80.

I0.I.2.Вместимость железобетонных цилиндрических резервуаров определяют градуировкой по РД 50-I56-79.

I0.2. Измерение уровня нефти.

I0.2.I. Измерение уровня нефти в товарных резервуарах производится после отстоя нефти не менее двух часов с момента окончания заполнения и удаления отстоявшейся воды через сифонный кран резервуара. При снятии натурных остатков двухчасовой отстой нефти не требуется.

I0.2.2. Уровень нефти в резервуарах измеряют стационарными уровнемерами по ГОСТ I5983-70, ГОСТ II846-66, ГОСТ I3702-78, импортными уровнемерами, отвечающими требованиям стандартов, или вручную рулеткой с грузом (лотом) по ГОСТ 7502-80.

I0.2.3. Измерение уровня рулеткой с лотом осуществляется в следующей последовательности:

- измеряют базовую сторону (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 по величине более, чем допустимое отклонение рулетки $\pm$ 4мм. 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 на днище или столике, 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 I мм немедленно, т.е. после появления смоченной части ленты рулетки над замерным люком.

I0.2.4. Измерение уровня в каждом резервуаре производят не

менее двух раз и при получении расхождений в отсчетах более I0 мм измерения повторяют и из трех наиболее близких отсчетов берут среднее.

I0.2.5. Для контроля наличия подтоварной воды измеряют ее уровень.

Измерение уровня подтоварной воды в резервуарах и других емкостях производят при помощи водочувствительной ленты или пробоотборника.

I0.2.6. Измерив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пробоотборника, по градуировочной характеристике резервуаров находят объем подтоварной воды. Для определения объема нефти нужно из объема, отвечающего общему уровню, вычесть объем подтоварной продукции.

I0.3. Определение плотности нефти.

I0.3.I. Для определения плотности отбирают пробу по ГОСТ 2517-80.

I0.3.2. Плотность нефти определяют по ГОСТ 3900-47.

I0.3.3. Плотность нефти определяют при средней температуре нефти в емкости.

I0.4. Измерение температуры нефти.

I0.4.I. Измерение средней температуры нефти в резервуаре осуществляют при помощи стационарных датчиков температуры или путем измерения температуры нефти в пробе стеклянными термометрами.

I0.4.2. Измерение средней температуры нефти в емкостях с помощью стационарных датчиков производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств.

I0.4.3. При отборе объединенной пробы стационарным пробоотборником в один прием по ГОСТ 2517-80 измеряют температуру пробы.

I0.4.4. Температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора. При этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее 5 минут.

Отсчет по термометру берут с точностью до 0,5°С.

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

I0.5. Определение массы нефти.

Массу нефти в резервуаре определяют по формуле:

$$G_б = 0{,}001 \cdot V \cdot \rho \ , \qquad (I0.1)$$

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

V - объем нефти в $м^3$;

ρ - плотность нефти в $кг/м^3$.

I0.6. Объем сданной (принятой) нефти определяют по формуле:

$$V = V_1 - V_2 \ , \qquad (I0.2)$$

где V_1 - полный объем нефти в резервуаре;

V_2 - объем остатка нефти в резервуаре.

Объемы определяют по градуировочной таблице в соответствии с результатом измерения уровня нефти в заполненном резервуаре и после откачки (остатка).

I0.7. Определение массы балласта (воды, солей и механических примесей) в нефти.

I0.7.I. Для определения массы балласта отбирают объединенную пробу по ГОСТ 2517-80.

I0.7.2. Количество воды в нефти определяют по ГОСТ 2477-65.

I0.7.3. Количество солей в нефти определяют по ГОСТ 2I534-76.

I0.7.4. Количество механических примесей определяют по ГОСТ 6370-59.

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

10.7.6. Массу нефти нетто определяют по формуле:

$$G_н = G_б \quad (1 - 0{,}01m), \qquad (10.3)$$

где $G_н$ – масса нефти нетто, т;

$G_б$ – масса нефти брутто, т;

m – массовое содержание балласта в средней пробе нефти в процентах.

10.7.7. Результат определения массы нефти записывают в соответствии с требованиями ГОСТ 8.011-72.

11. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ "МЕРТВЫХ" (НЕПОДВИЖНЫХ) ОСТАТКОВ НЕФТИ

11.1. Количество "мертвых" остатков нефти в резервуарах ($Q_p^м$) определяют по формуле:

$$Q_p^м = h \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \rho \cdot (1 - 0{,}01m), \text{ тонн} \qquad (11.1)$$

где h – высота от днища резервуара до верхней образующей приемо-раздаточного патрубка, м;

d – диаметр резервуара, м;

ρ – плотность жидкости, т/м^3;

m – содержание балласта (суммарное содержание воды, солей и механических примесей), %.

11.1.1. Температурная корректировка в формуле 11.1 производится по формуле:

$$\rho^{20} = \rho^t + \gamma \cdot (t - 20), \qquad (11.2)$$

где ρ^t - плотность нефти при температуре определения;

γ - средняя температурная поправка плотности на $1^{\circ}C$ (берется из справочных таблиц);

t - температура нефти, при которой определяется плотность.

II.2. Количество "мертвых" остатков нефти в трубопроводах ($Q_т^м$) определяется вместимостью трубопроводов от устья скважин до пунктов сдачи нефти.

II.2.I. Вместимость трубопроводов определяют расчетным путем.

II.2.2. Расчет количества "мертвых" остатков нефти на каждом участке трубопровода определяют по формуле:

$$Q_т^м = V \cdot l \cdot \rho \cdot K (1 - 0{,}01 m), \text{ тонн} \qquad (II.3)$$

где V - объем одного погонного метра трубопровода данного диаметра, $м^3$;

l - длина трубопровода данного диаметра, м;

ρ - плотность жидкости, $т/м^3$;

K - коэффициент заполнения (в напорных трубопроводах K=I);

m - содержание балласта (суммарное содержание воды, солей и механических примесей) в данном нефтепроводе, %.

II.2.3. Общее количество "мертвых" остатков в трубопроводах определяют суммированием результатов по каждому участку.

I2. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ НЕФТИ

I2.I. Определение технологических остатков нефти в буферных (товарных и сырьевых) резервуарах.

I2.I.I. Величина технологических остатков нефти в резервуарах обуславливается уровнем нефти, необходимым для обеспечения

бескавитационного режима работы насосов (H_I) и непрерывности технологических процессов перекачки и подготовки нефти (H_2).

I2.I.2. Величина уровня H_I определяется по формуле:

$$H_1 = \frac{h^{\omega}_{min}}{\rho_{ж}} + \Delta S, \text{ м нефтяного столба} \qquad (I2.I)$$

где h^{ω}_{min} - необходимый подпор насоса по паспорту (м вод. столба);

$\rho_{ж}$ - относительная плотность жидкости в резервуаре;

ΔS - превышение центра приемного патрубка откачивающего насоса над верхней образующей приемо-раздаточного патрубка резервуара, м.

I2.I.3. Величина H_2 зависит от времени (τ), необходимого для ликвидации отказов в системе сбора, подготовки и перекачки нефти.

Из промысловой практики время (τ) составляет не более 6 часов и слагается из времени, необходимого для

- сообщения об остановке участка системы (равного в среднем 0,25 часа);
- установления причин простоя (0,5 часа);
- ликвидации причин простоя (3 часа);
- сообщения о готовности к пуску (0,25 часа);
- пуск и вывод участка на режим (I,5 часа).

I2.I.4. Определение уровня H_2 производят расчетным путем по формуле:

$$H_2 = \frac{4 \cdot Q \cdot \tau}{\pi \cdot \sum_{i=1}^{n} D_i^2}, \text{ м} \qquad (I2.2)$$

где Q - фактическая производительность насоса откачки, $м^3$/час;

τ - суммарное время, необходимое для ликвидации возможных отказов в системе, час;

n - число подключенных резервуаров;

D_i - диаметр i -го резервуара, м.

I2.I.5. Уровень нефти, определяющий величину технологических остатков нефти в резервуаре, определяется по формуле:

$$H_T = H_I + H_2 \ . \qquad (I2.3)$$

I2.I.6. Величина технологических остатков в резервуарах определяется, исходя из величины уровня H_T, соответствующего ему объема жидкости по градуировочной таблице ($V_ж$), плотности жидкости ($\rho_ж$) и содержания балласта (m) по формуле:

$$Q_н^т = V_ж \cdot \rho_ж \cdot (I - 0{,}0I m), \text{ тонн} \qquad (I2.4)$$

I2.2. Определение технологических остатков в резервуарах-отстойниках для динамического обезвоживания и обессоливания нефти (в технологических резервуарах).

I2.2.I. Величина технологических остатков нефти в резервуарах-отстойниках определяется по формуле:

$$Q_н^{тр} = (V_ж - V_в)\rho_ж \ (I - 0{,}0I m), \text{ тонн} \qquad (I2.5)$$

где $V_ж$ - общий объем жидкости в технологическом резервуаре, обусловленный уровнем расположения переливной трубы для отбора нефти, м^3;

$V_в$ - объем "водяной подушки", м^3;

m - содержание балласта в объединенной пробе, отобранной послойно с интервалом в I м, из эмульсионной нефти, расположенной над "водяной подушкой", %.

I2.3. Определение технологических остатков нефти в резервуарах, в которых производится сдача-прием.

Величина технологических остатков нефти в резервуарах, в которых производится сдача-прием нефти, определяется по формуле:

$$Q_н^{сп} = \frac{2}{3} \cdot V_{тк} \cdot \rho_н \cdot (I - 0{,}0I m), \text{ тонн} \qquad (I2.6)$$

где $V_{т.к}$ - суммарный полезный объем резервуаров, в которых производится сдача-прием товарной нефти, определяемый по технологической карте эксплуатации резервуаров, $м^3$;

$\rho_н$ - плотность нефти, $т/м^3$;

m - содержание балласта в товарной нефти, %.

I2.4. Определение технологических остатков нефти в резервуарах-отстойниках для очистки нефтепромысловых сточных вод.

I2.4.I. Величина технологических остатков нефти в данных резервуарах определяется по формуле(I2.5).

I2.5. Определение технологических остатков нефти в аппаратах установок подготовки нефти и воды.

I2.5.I. При подсчете количества нефти в технологических аппаратах должно учитываться следующее оборудование:

- по установкам подготовки нефти, нефтегазовые сепараторы, отстойники, электродегидраторы, буферные емкости, блочные деэмульсаторы, стабилизационные колонны, емкости для широкой фракции легких углеводородов;

- по станциям очистки сточных вод: напорные отстойники.

I2.5.2. Определение количества нефти в технологических аппаратах производится в следующей последовательности.

I2.5.3. Величина технологических остатков нефти в указанных аппаратах ($Q_н^{та}$) рассчитывается по формуле:

$$Q_н^{та} = V_г \cdot K_{зап} \cdot \rho_ж \cdot (I - 0{,}0I m), \text{ тонн} \qquad (12.7)$$

где $V_г$ - геометрический объем аппарата, $м^3$;

$\rho_ж, m$ - то же, что и в формуле (I2.4);

$K_{зап}$ - коэффициент заполнения.

I2.5.4. Коэффициент заполнения нефтью рассчитывают по формуле:

$$K_{зап} = I - \frac{V_{г.п} + V_{в.п}}{V_г}, \qquad (I2.8)$$

где $V_{в.п}, V_{г.п}$ - объемы водяной и газовой подушки, м^3;

$V_г$ - геометрический объем аппарата, м^3.

I2.6. Определение технологических остатков нефти в амбарах очистных сооружений.

I2.6.I. Величина технологических остатков нефти в амбарах очистных сооружений определяется расчетным путем, исходя из геометрических размеров амбаров и слоя (толщины) эмульсионной нефти, находящейся над "водяной подушкой", с учетом содержания балласта в нефтяном слое.

I3. ПОРЯДОК ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ НОРМАТИВОВ "МЕРТВЫХ" И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСТАТКОВ

I3.I. Рассчитанные на I.OI следующего года величины "мертвых" остатков и технологических остатков, сведенные в форму, согласно приложению I3.I, за подписью главного инженера НГДУ, с приложением утвержденных технологических карт и расчетов представляются для рассмотрения в производственные объединения не позднее 30 июля текущего года. При расчете остатков должно быть предусмотрено изменение остатков за счет ввода новых и ликвидации существующих объектов в планируемом году с указанием квартала.

I3.2. Производственные объединения уточняют полученные данные и за подписью главного инженера представляют к 20 августа обобщенные данные по форме согласно приложению I3.2 в Миннефтепром для утверждения.

I4. ПОРЯДОК ПРЕДСТАВЛЕНИЯ СВЕДЕНИЙ ПО УЧЕТУ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ И МИННЕФТЕПРОМ

I4.I Нефтегазодобывающие управления на основании данных инвентаризации остатков нефти и расходных документов на сдачу и отпуск нефти, актов на списание технологических потерь первого числа каждого месяца, следующего за отчетным, составляют исполнительный баланс по НГДУ в трех экземплярах за подписью руководителя НГДУ и главного бухгалтера по форме приложения I4.I, один из которых представляется в бухгалтерию с приложением всех первичных документов для оприходования количества добытой нефти. Оприходование нефти бухгалтерией производится по данным приведенным в строке 03 формы приложения I4.I. Второй экземпляр поступает в плановый отдел НГДУ, третий - направляется в объединение.

I4.2 Производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО "Союзтермнефть" анализируют полученные от НГДУ исполнительные балансы, составляют сводный исполнительный баланс по объединению и 2 числа месяца, следующего за отчетным, представляют по каналам связи в СИВЦ за подписью руководителя и главного бухгалтера объединения по форме приложения I4.3.

I4.3 До восьмого числа месяца, следующего за отчетным, НГДУ направляют в объединения уточненные исполнительные балансы, подписанные руководителем и главным бухгалтером НГДУ по форме приложения I4.2.

I4.4 Производственные нефтегазодобывающие объединения, НПО "Союзтермнефть" I2 числа месяца, следующего за отчетным, направляют заказными почтовыми отправлениями в адрес планово-экономического управления и Управления по бухгалтерскому учету, отчетности и контролю уточненные исполнительные балансы нефти за подписью руководителя и главного бухгалтера объединения по форме согласно приложения I4.4

I5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РАБОТНИКОВ ЗА ПРАВИЛЬНУЮ ОРГАНИЗАЦИЮ И ВЕДЕНИЕ УЧЕТА НЕФТИ

I5.I. Работники, занимающиеся приемом, хранением и поставкой нефти, несут материальную ответственность в соответствии с действующим законодательством за ущерб, причиненный ими неправильной организацией или неправильным ведением учета нефти.

I5.2. Обязанность и ответственность подразделений и работников служб, осуществляющих товарно-коммерческие операции, определяются положением на социалистическом предприятии.

I5.3. Недостача нефти при установлении виновных лиц относится на виновных лиц. По недостачам и потерям, явившимся следствием злоупотреблений , руководитель предприятия обязан направить материалы в следственные органы на предмет предъявления гражданского иска в течении пяти дней после обнаружения недостач и хищений.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 3.I

Наименование пункта приема

НГДУ, объединение

А К Т
приема-сдачи нефти
"____" _____ I98_г.

Наименование нефти

Представитель _____, действующий на основании доверенности №____ от "____" _____ I98_г
предприятие

с одной стороны и Представитель _____, действующий на основании доверенности №____
предприятие

от "____" _____ I98_г. с другой стороны, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял нефть в следующих количествах и качестве:

Дата и время замера	Номер резервуара	Уровень нефти, мм до откачки	Уровень нефти, мм после откачки	Плотность, кг/м^3	Температура, °С	Объем нефти, м^3	Масса нефти с балластом, т	Номер паспорта на сдаваемую нефть	Содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	Содержание хлористых солей, %	Содержание механических примесей, %	Количество балласта, в %	Количество балласта, в т.	Масса нефти, нетто, т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6

В резервуаре

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

Настоящий акт составлен для денежных расчетов

Сдал _____ _____ _____
должность фамидия, и.о. подпись

Принял _____ _____ _____
должность фамилия, и . о. подпись

Приложение 3.2.

_____
узел учета нефти

_____
НГДУ, объединение

Представитель _____
предприятие

А К Т

приема-сдачи нефти от

"___" _____ I98__г.

_____
наименование нефти

действующий на основании доверенности № ____ от"___"____I98_г.

с одной стороны и представитель _____, действующий на основании доверенности № _____
предприятие

от "___"_____I98_г с другой стороны, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял по узлу учета _____ на _____товарном парке 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	%	механических примесей, %	Количество балласта: в %	в тоннах	Масса нефти, нетто, т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7

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 3.3.

наименование пункта сдачи

П А С П О Р Т №___

на сдаваемую нефть

предприятие

Лаборатория _____
название предприятия

"___" _____ 198__г.

Резервуар № _____

Узел учета № _____

Дата и время отбора пробы _____

1. Температура нефти при отборе пробы _____ ^{0}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" _____ _____ _____
должность ф.и.о. подпись

Приложение 4.I

Производственное объединение _____

Нефтегазодобывающее Управление _____

Установка _____

"УТВЕРЖДАЮ"

Начальник НГДУ

_____
подпись

" ___ " _____ I98 _ г.

А К Т

по учету нефти, израсходованной на выработку ШФЛУ в _____ месяце I98 __ г.

Дата составления акта " ___ " _____ I98 __ г.

I. Сдача нефти ШФЛУ на _____ ГПЗ _____ (тонн)

2. Остаток ШФЛУ на складах на начало месяца (" ___ " _____ I98 __ г.) _____ (тонн)

3. Остаток ШФЛУ на складах на конец месяца (" ___ " _____ I98 __ г.) _____ (тонн)

4. Израсходовано нефти на выработку (I - 2 + 3) _____ (тонн)

Начальник цеха ППН _____ (Ф.И.О.) _____ подпись

Начальник установки _____ (Ф.И.О.) _____ подпись

Технолог _____ (Ф.И.О.) _____ подпись

Приложение 4.2

форма № П-12н

утверждена миннефтепромом 26.09.79г. № 461

А К Т

приема-сдачи широкой фракции легких углеводородов

Представитель _____ предприятия, организации _____ с одной стороны и представитель _____ предприятия, организации с другой стороны составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял широкую фракцию легких углеводородов качеством по прилагаемым паспортам № _____

Дата	Номер емкости	Взлив, час, мин: начало откачки	Взлив, час, мин: конец откачки	Откачено, $м^3$	Удельный вес, $г/см^3$	Количество, т	Марка качества по ТУ
1	2	3	4	5	6	7	8

Всего сдано _____ прописью

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

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

Приложение 4.3

Министерство нефтяной промышленности

Производственное объединение _____

Нефтегазодобывающее управление _____

Установка _____

П А С П О Р Т № ___

на широкую фракцию легких углеводородов по ТУ

I. Дата

2. Номер емкости

3. Время составления паспорта _____час _____мин

4. Взлив на начало откачки

5. Взлив после откачки

6. Компонентный состав

$C_I + C_2$

C_2

C_3

C_4

C_5

C_6 + выше

7. Плотность, $р/см^3$

8. Цвет

9. Марка продукта по ТУ ... ...

IO. Фамилия, имя, отчество лаборанта

Приложение 5.I

От кого _____ (предприятие) Кому _____ (предприятие)

Кто разрешил _____ (должность) _____ (ф.и.о.) _____ (подпись) Кто запросил _____ (должность) _____ (ф.и.о.) _____ (подпись)

НАКЛАДНАЯ № _____

на отпуск нефти сторонним организациям, на производственно-технологические нужды и топливо

" ____ " _____ 198 __ г.

Резервуар № _____ Емкость на I см _____ $м^3$ воды. Паспорт № _____

Замер (показания) до перекачки	Замер (показания) после перекачки	Температура, °С	Удельная масса, $г/см^3$	Объем, $м^3$	Масса брутто, т	Давление насыщенных паров им.рт.ст.	Загрязненность %	Загрязненность кг	Масса нетто, т

Высота взлива, см

Показания счетчика

Итого сдано-принято

Всего нетто _____ (прописью) _____

Сдал _____ (предприятие) _____ (должность) _____ (ф.и.о.) _____ (подпись)

Принял _____ (предприятие) _____ (должность) _____ (ф.и.о.) _____ (подпись)

Приложение 6.I

предприятие

цех, нефтепарк

установка

РЕЕСТР № _____

накладных на нефть, отпущенную сторонним организациям
на производственно-технологические нужды и топливо
за _____I98____ г.

Номер накладной	Дата	Масса брутто, т	Содержание воды, %	Содержание солей мг/л	Содержание мехпримесей, %	Скидка, т	Масса нетто, т

Приложение 7.I

_____
Предприятие

С В Е Д Е Н И Я

о направлениях использования полученной нефти
за _____месяц I98__г.

№ № п п	Наименование	Количество	Примечание
I	2	3	4
I.	Остаток на 0I.__I98__г.		
2.	Поступило		
3.	Израсходовано		
	Всего		
	В том числе		
	а)		
	б)		
	в)		
4.	Остаток на 0I.__I98__г.		

Руководитель предприятия _____ Ф.И.О. _____ подпись

Гл.бухгалтер _____ Ф.И.О. _____ подпись

Приложение 8.1

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НГДУ

_____
фамилия, и.о. подпись
"___"_____ 198__г.

А К Т № _____

на списание потерь нефти по НГДУ
при подготовке, транспортировании
и хранении

за _____ 19___г.

	По нормативу	фактически
Технологические потери нефти,%		
Списано нефти, т.		

Начальник ЦППН

Инженер-технолог

Приложение 9.I

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер НГДУ _____

объединения _____

_____

подпись ф.и.о.

"___"_____ 198__г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

цеха добычи нефти и газа № _____ НГДУ

_____(на I полугодие 1982г.)

№№ пп	Наименование объекта	Количество единиц оборудования или протяж.комм.	Средняя обводненность в %	Коэффициент заполнения по объему	Количество "мертвых" остатков,т	Минимально необходимый технологический остаток,т
I	2	3	4	5	6	7
I.						
I.I.	Нефтепроводы от скважины до ГЗУ					
	Ø					
	Ø					
	Ø					
I.2.	Нефтепроводы от ГЗУ до ДНС (сборных пунктов) или до ЦСП, ТП					
	Ø					
	Ø					
	Ø					
I.3.	Нефтепроводы от ДНС (сборных пунктов) до ЦСП ТП					

Продолжение приложения 9.I

I	2	3	4	5	6	7
2.	ДНС (сборный пункт)					
2.I.	Резервуары					
	РВС -					
	РВС -					
	РВС -					
	железобетонные резервуары (тип, марка)					
	объем -					
	объем -					
	объем -					
2.2.	Булиты - горизонтальные					
	резервуары					
	объем -					
	объем —					
2.3.	Прочие емкости					
	объем					
	объем					

Итого "мертвые" остатки _____т технологические остатки _____т

Начальник ЦИТС НГДУ _____ ф.и.о. _____ подпись

Начальник ЦДНГ № _____ ф.и.о. _____ подпись

Ст. технолог ЦДНГ № _____ ф.и.о. _____ подпись

Приложение 9.2

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НГДУ _____
объединения _____

_____ _____
ф.и.о. подпись

"___" _____ 198___ г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
цеха подготовки и перекачки нефти НГДУ _____
на I полугодие

№№ пп	Наименование объекта	Количество оборудования (шт), протяженность коммуникаций (км)	Средняя обводненность в %	Коэффициент заполнения по объему	"мертвые" остатки		Минимально необходимый технологический остаток	
					см	т	см	т
I	2	3	4	5	6	7	8	9

Товарный парк

I. Резервуары

I.I. Технологические (сырьевые)

РВС -

РВС -

РВС -

I.2. Буферные (сырьевые)

РВС -

РВС -

I.3. Товарные

РВС -

РВС -

2. Булиты для сепарации

Продолжение приложения 9.2.

I	2	3	4	5	6	7	8	9
	объем -							
	объем -							
	объем -							
3.	Межплощадочные нефтепроводы (внутрипарковые)							
	Ø							
	Ø							
	Ø							
	Установки подготовки нефти							
4.	Буферные емкости							
	объем -							
	объем -							
	объем -							
5.	Отстойники							
	объем -							
	объем -							
6.	Электродегидраторы							
	объем -							
	объем -							
7.	Теплообменники (холодильники)							
	объем -							
	объем -							
8.	Печи (нагреватели)							
	объем -							
	объем -							
9.	Стабилизационная колонна							
I0.	Межплощадочные нефтепроводы (между оборудованием)							

Продолжение приложения 9.2

I	2	3	4	5	6	7	8	9
	Ø							
	Ø							
	Очистные сооружения							
II.	РВС (другие отстойники)							
II.I.	С гидрофобным фильтром							
	объем -							
	объем -							
II.2.	Для уловленной нефти							
	объем -							
	объем -							
I2.	Емкости и трубопроводы другого назначения							
I2.I.	Емкости для ПФЛУ							

Итого "мертвые" остатки _____т технологические остатки _____т

Главный технолог НГДУ _____ Ф.И.О. _____ подпись

Начальник ЦППН _____ Ф.И.О. _____ подпись

Ст.технолог ЦППН _____ Ф.И.О. _____ подпись

Объединение _____

НГДУ _____

Цех _____

Приложение 9.3

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник НГДУ _____

_____ _____

подпись ф.и.о.

" ___ " _____ 198 ___ г.

АКТ № ____

снятия натурных остатков нефти в резервуарах

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии, начальник ЦПТС (главный технолог НГДУ) т._____ начальник цеха т._____, бухгалтер т._____, начальник товарного парка т._____, начальник лаборатории т._____, техник по учету т._____, оператор т._____, составили настоящий акт в том, что _____ числа в _____ часов было произведено снятие натурных остатков нефти и после расчета установили следующее наличие:

Номера резервуаров (емкостей)	Общий уровень, мм	Уровень подтоварной воды, мм	Высота столба нефти, мм	Объем нефти, м	Средняя температура нефти, °С	Плотность нефти при средней температуре, кг/м	Масса нефти с балластом (брутто), т	содержание балласта в нефти: вода, %	солей: мг/л	солей: %	мех. примеси, %	Всего: %	Всего: т	Масса нефти нетто, всего, т	в том числе: Мертвый остаток в резервуаре: высота, мм	объем, м³	масса нефти с балластом (брутто), т	масса нефти (нетто), т	Технологический остаток в резервуаре (емкости): высота, мм	объем, м³	масса нефти с балластом (брутто) т	масса нефти (нетто), т	товарный остаток, т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	21	22	23	24

Председатель комиссии: Начальник ЦПТС (главный технолог НГДУ) _____ ф.и.о. _____ подпись

Члены комиссии:

1. Начальник цеха ППН _____ ф.и.о. _____ подпись
2. Бухгалтер _____ ф.и.о. _____ подпись
3. Начальник товарного парка _____ ф.и.о. _____ подпись
4. Начальник лаборатории _____ ф.и.о. _____ подпись
5. Техник по учету _____ ф.и.о. _____ подпись
6. Оператор _____ ф.и.о. _____ подпись

Приложение I3.I

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НГДУ
_____ _____
Ф.И.О. подпись
"____" _____ I98__ г.

РЕЗУЛЬТАТЫ

расчета "мертвых" и технологических остатков нефти и газоконденсата по НГДУ _____
П/О _____ по состоянию на I июля I98__ г.

(в тоннах)

№ пп	Наименование	Величина "мертвых" остатков			Величина технологических остатков										
		всего	в том числе		всего	в том числе									
						в резервуарах									
			в резервуарах	в трубопроводах		всего	из них						в аппаратах установок подготовки нефти	в напорных отстойниках очистных сооружений	в амбарах очистных сооружений
							в товарных	буферных	сырьевых	технологических для нефти	технологические для воды				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2		I3	I4	I5
	Итого:														

Начальник ЦИТС

Главный технолог НГДУ _____

Начальник производственного отдела НГДУ _____

Приложение I4.I

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС
НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПО НГДУ ЗА _____
МЕСЯЦ I98__ г.
(телеграфный)

(тыс. тонн)

А	Строка №	I98__ год план	С начала года			За отчетный месяц		
			план	факт	+,-	план	факт	+,-
	Б	I	2	3	4	5	6	7
РЕСУРСЫ:								
I. Остатки на начало периода, всего	0I							
из них:								
I.I.товарные	02							
2. Добыча,всего	03							
из них:								
2.I.по дополнительному заданию	04							
3. Прием от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	05							
4. Прием от организаций Главтранснефти, всего	06							
из них:								
4.I. западно-сибирской нефти для подготовки	07							

Продолжение приложения I4.I

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
5. Прием от прочих организаций	08							
6. Приход, всего (03+05+06+08)	09							
7. Кроме того, вытеснение из нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточных вод (без учета товарных остатков), имевшихся в ликвидированных резервуарах (22+23+24-09)	I0							
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ:								
8. Расход на производственно-технологические нужды и топливо в объединении, всего	II							
из них:								
8.I. при подготовке западно-сибирской нефти	I2							
9. Технологические потери, всего	I3							
из них:								
9.I. при подготовке западно-сибирской нефти	I4							
I0. Расход на выработку широкой фракции стабилизации нефти (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	I5							
из них:								
I0.I. на выработку широкой фракции из западно-сибирской нефти	I6							
II. Расход на производство нефтебитумов и битумных сплавов (без учета потерь и								

Продолжение приложения I4.I

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
расхода на собственные нужды)	I7							
I2. Сдача организациям Главтранснефти	I8							
I3. Кроме того, сдача организациям Главтранснефти подготовленной западно-сибирской нефти (07-I2-I4-I6)	I9							
I4. Сдача газоперерабатывающим заводам Миннефтепрома	20							
I5. Сдача прочим потребителям	2I							
I6. Расход, всего (II+I3+I5+I7+I8+I9+20+2I)	22							
I7. Кроме того, расход на заполнение нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти (без учета потерь нефти на создание товарных остатков во вновь вводимых резервуарах)	23							
I8. Изменение товарных остатков (26-02)	24							
I9. Остатки на конец периода, всего (0I+09-22)	25							
из них:								
I9.I. товарные	26							

Начальник НГДУ _____

Главный бухгалтер НГДУ _____

Приложение I4.2

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМ УПРАВЛЕНИЯМ ЗА _____МЕСЯЦ I98__г.

(почтовый)

(тыс. тонн)

А	Строка № Б	I98__ год план I	С начала года план 2	С начала года факт 3	С начала года +,- 4	За отчетный месяц план 5	За отчетный месяц факт 6	За отчетный месяц +,- 7
РЕСУРСЫ:								
I. Остатки на начало периода, всего (02+03+07)	0I							
в том числе:								
I.I. в нефтепроводах	02							
I.2. в резервуарах, всего (04+05+06)	03							
в том числе:								
I.2.I. "мертвые"	04							
I.2.2. технологические (включая подготовку нефти и очистку сточных вод)	05							
I.2.3. товарные	06							
I.3. в амбарах очистных сооружений	07							
2. Добыча нефти, всего	08							
из них:								
2.I. по дополнительному заданию	09							
3. Добыча газового конденсата	I0							
4. Добыча нефти и газового конденсата (08+I0)	II							
5. Прием со стороны, всего (I3+I4+I5+I7+I8)	I2							
в том числе:								
5.I. от своих буровых организаций	I3							
5.2. от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	I4							
5.3. от организаций Главтранснефти, всего	I5							
из них:								
5.3.I. западно-сибирской нефти для подготовки	I6							
5.4. от организаций Миннефтепрома	I7							
5.5. от прочих организаций	I8							
6. Приход, всего (II+I2)	I9							
7. Кроме того, вытеснение из нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточных вод (без учета товарных остатков нефти, имеющихся в ликвидированных резервуарах) (52+53+55-I9)	20							
из них:								

Продолжение приложения I4.2

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
7.I. вытеснение из ликвидированных нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточных вод	2I							
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ:								
8. Расход на производственно-технологические нужды и топливо в объединении, всего (23+39+32+34+36)	22							
в том числе:								
8.I. на собственные нужды на промыслах, всего (24+25+26+28)	23							
в том числе:								
8.I.I. на текущий ремонт скважин	24							
8.I.2. топливо для промысловых котельных	25							
8.I.3. топливо для печей установок подготовки нефти	26							
из них:								
8.I.3.I. при подготовке западно-сибирской нефти	27							
8.I.4. на мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов	28							
из них:								
8.I.4.I. на топливо	29							
8.2. на нужды буровых организаций, всего	30							
из них:								
8.2.I. на топливо	3I							
8.3. на капитальный ремонт скважин	32							
из них:								
8.3.I. на топливо	33							
8.4. при производстве нефтебитумов и битумных сплавов	34							
из них:								
8.4.I. на топливо	35							
8.5. на нужды прочих организаций объединения	36							
из них:								
8.5.I. на топливо	37							
9. Технологические потери, всего	38							
из них:								
9.I. при подготовке западно-сибирской нефти	39							
9.2. при производстве нефтебитумов и битумных сплавов	40							
I0. Расход на выработку широкой фракции стабилизации нефти (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	4I							
из них:								

Продолжение приложения I4.2

А	Б	I	2	3	4	4	5	7
I0.I. на выработку широкой фракции из западно-сибирской нефти	42							
II. Расход на производство нефтебитумов и битумных сплавов (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	43							
I2. Сдача (без учета западно-сибирской нефти, принятой на подготовку от организаций Главтранснефти) по плану	44							
I3. Сдача по дополнительному заданию	45							
I4. Сдача, всего (44+45)	46							
в том числе:								
I4.I. организациям Главтранснефти	47							
I4.2. газоперерабатывающим заводам Миннефтепрома	48							
I4.3. прочим потребителям	49							
из них:								
I4.3.I. по фондам и разрешениям Министерства	50							
I5. Кроме того, сдача подготовленной западно-сибирской нефти организациям Главтранснефти (I6-2/-39-42)	5I							
I6. Расход, всего (22+38+4I+43+46+5I)	52							
I7. Кроме того, расход на заполнение нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти (без учета расхода нефти на создание товарных остатков во вновь вводимых резервуарах)	53							
из них:								
I7.I. на заполнение вновь вводимых нефтепроводов,резервуаров и установок	54							
I8. Изменение товарных остатков (6I-06)	55							
I9. Остатки на конец периода, всего (0I+I9-52)	56							
в том числе:								
I9.I. в нефтепроводах	57							
I9.2. в резервуарах, всего (59+60+6I)	58							
в том числе:								
I9.2.I. "мертвые"	59							
I9.2.2. технологические (включая подготовку нефти и очистку сточных вод)	60							
I9.2.3. товарные	6I							
I9.3. в амбарах очистных сооружений	62							

Начальник НГДУ _____

Главный бухгалтер НГДУ _____

Начальник Управления нефтегазодобычи

Приложение I4.3

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ
И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПО
ОБЪЕДИНЕНИЮ код объедин. + + I (
ЗА месяц I9___года дата - Балано

(тыс. тонн)

		Номер строки	С начала года			За отчетный месяц		
			план	факт	+ -	план	факт	+ -
		I	I	2	3	4	5	6
	РЕСУРС							
I.	Остатки на начало периода, всего	0I	,	,	,	,	,	,
	из них:							
I.I.	товарные	02	,	,	,	,	,	,
2.	Добыча, всего	03	,	,	,	,	,	,
	из них:							
2.I.	по дополнительному заданию	04	,	,	,	,	,	,
3.	Прием от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	05	,	,	,	,	,	,
4.	Прием от организаций Главтранснефти, всего	06	,	,	,	,	,	,
	из них:							
4.I.	западно-сибирской нефти для подготовки	07	,	,	,	,	,	,
5.	Прием от прочих организаций	08	,	,	,	,	,	,
6.	Приход, всего (03+05+06+08)	09	,	,	,	,	,	,
7.	Кроме того, вытеснение из нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточ-							

Продолжение приложения I4.5

		1	2	3	4	5	6
	ных вод (без учета товарных остатков, имевшихся в ликвидированных резервуарах)(22+23+24-09)	I0	,	,	,	,	,	,
	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ							
8.	Расход на производственно-технологические нужды и топливо в объединении, всего	II	,	,	,	,	,	,
	из них:							
8.I.	при подготовке западносибирской нефти	I2	,	,	,	,	,	,
9.	Технологические потери, всего	I3	,	,	,	,	,	,
	из них:							
9.I.	при подготовке западносибирской нефти	I4	,	,	,	,	,	,
I0.	Расход на выработку широкой фракции стабилизации нефти (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	I5	,	,	,	,	,	,
	из них:							
I0.I.	на выработку широкой фракции из западно-сибирской нефти	I6	,	,	,	,	,	,
II.	Расход на производство нефтебитумов и битумных сплавов (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	I7	,	,	,	,	,	,
I2.	Сдача организациям Главтранснефти	I8	,	,	,	,	,	,
I3.	Кроме того, организациям Главтранснефти подготовленной западносибирской нефти (07-I2-I4-I6)	I9	,	,	,	,	,	,
I4.	Сдача газоперерабатываю-							

Продолжение приложения I4.3

		I	2	3	4	5	6
щим заводам Миннефтепрома	20	,	,	,	,	,	,
I5. Сдача прочим потребителям	2I	,	,	,	,	,	,
I6. Расход, всего (II+I3+I5+I7+I8+I9+20+2I)	22	,	,	,	,	,	,
I7. Кроме того, расход на заполнение нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти (без учета расхода нефти на создание товарных остатков во вновь вводимых резервуарах)	23	,	,	,	,	,	,
I8. Изменение товарных остатков (26-02)	24	,	,	,	,	,	,
I9. Остатки на конец периода, всего (0I+09-22)	25	,	,	,	,	,	,
из них:							
I9.I. товарные	26	,	,	,	,	,	,

Подписи генерального директора
и главного бухгалтера

Приложение I4.4

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМ ОБЪЕДИНЕНИЯМ ЗА _____ МЕСЯЦ I98__ г.

(почтовый)

(тыс. тонн)

А	Строка №	I98__ год план	С начала года план	С начала года факт	С начала года +,-	За отчетный период план	За отчетный период факт	За отчетный период +,-
	Б	I	2	3	4	5	6	7
Р Е С У Р С Ы:								
I. Остатки на начало периода, всего (02+03+07)	0I							
в том числе:								
I.I. в нефтепроводах	02							
I.2. в резервуарах, всего (04+05+06)	03							
в том числе:								
I.2.I. "мертвые"	04							
I.2.2. технологические (включая подготовку нефти и очистку сточных вод)	05							
I.2.3. товарные	06							
I.3. в амбарах очистных сооружений	07							
2. Добыча нефти, всего	08							
из них:								
2.I. по дополнительному заданию	09							
3. Добыча газового конденсата	I0							
4. Добыча нефти и газового конденсата(08+I0)	II							
5. Прием со стороны, всего (I3+I4+I5+I7+I8)	I2							
в том числе:								
5.I. от своих буровых организаций	I3							
5.2. от газоперерабатывающих заводов Миннефтепрома	I4							
5.3. от организаций Главтранснефти, всего	I5							
из них:								
5.3.I. западно-сибирской нефти для подготовки	I6							
5.4. от организаций Мингазпрома	I7							
5.5. от прочих организаций	I8							
6. Приход, всего (II+I2)	I9							
7. Кроме того, вытеснение из нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточных вод (без учета товарных остатков нефти, имеющихся в дренированных резервуарах)(52+55+55-I9)	20							
из них								

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
7.I. Вытеснение из ликвидированных нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти и сточных вод	2I							
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ:								
8. Расход на производственно-технологические нужды и топливо в объединении, всего (23+30+32+34+36)	22							
в том числе:								
8.I. на собственные нужды на промыслах, всего (24+25+26+28)	23							
в том числе:								
8.I.I. на текущий ремонт скважин	24							
8.I.2. топливо для промысловых котельных	25							
8.I.3. топливо для печей установок подготовки нефти	26							
из них:								
8.I.3.I. при подготовке западно-сибирской нефти	27							
8.I.4. на мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов	28							
из них:								
8.I.4.I. на топливо	29							
8.2. на нужды буровых организаций, всего	30							
из них:								
8.2.I. на топливо	3I							
8.3. на капитальный ремонт скважин	32							
из них:								
8.3.I. на топливо	33							
8.4. при производстве нефтебитумов и битумных сплавов	34							
из них:								
8.4.I. на топливо	35							
8.5. на нужды прочих организаций объединения	36							
из них:								
8.5.I. на топливо	37							
9. Технологические потери, всего	38							
из них:								
9.I. при подготовке западно-сибирской нефти	39							
9.2. при производстве нефтебитумов и битумных сплавов	40							
I0.Расход на выработку широкой фракции стабилизации нефти (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	4I							
из них:								
I0.I. на выработку широкой фракции из западно-сибирской нефти	42							

Продолжение приложения I4.4

А	Б	I	2	3	4	5	6	7
II. Расход на производство нефтебитумов и битумных сплавов (без учета потерь и расхода на собственные нужды)	43							
I2. Сдача (без учета западно-сибирской нефти, принятой на подготовку от организаций Главтранснефти) по плану	44							
I3. Сдача по дополнительному заданию	45							
I4. Сдача, всего (44+45)	46							
в том числе:								
I4.I. организациям Главтранснефти	47							
I4.2. газоперерабатывающим заводам Миннефтепрома	48							
I4.3. прочим потребителям	49							
из них:								
I4.3.I. по фондам и разрешениям Министерства	50							
I5. Кроме того, сдача подготовленной западно-сибирской нефти организациям Главтранснефти (I6-27-39-42)	5I							
I6. Расход, всего (22+38+4I+43+46+5I)	52							
I7. Кроме того, расход на заполнение нефтепроводов, резервуаров и установок подготовки нефти (без учета расхода нефти на создание товарных остатков во вновь вводимых резервуарах)	53							
из них:								
I7.I. на заполнение вновь вводимых нефтепроводов, резервуаров и установок	54							
I8. Изменение товарных остатков (6I-06)	55							
I9. Остатки на конец периода, всего (0I+I9-52)	56							
в том числе:								
I9.I. в нефтепроводах	57							
I9.2. в резервуарах, всего (59+60+6I)	58							
в том числе:								
I9.2.I. "мертвые"	59							
I9.2.2. технологические (включая подготовку нефти и очистку сточных вод)	60							
I9.2.3. товарные	6I							
I9.3. в амбарах очистных сооружений	62							

По балансу объединения

Генеральный директор объединения _____

Главный бухгалтер объединения _____

Начальник Управления нефтегазодобычи

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	I
2. Порядок оперативного учета добычи нефти в ЦДН	2
3. Порядок приемо-сдаточных операций при сдаче нефти организациям Главтранснефти	3
4. Порядок учета расхода нефти на выработку широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ)	5
5. Порядок учета нефти, израсходованной на производство нефтебитума и битумных сплавов	5
6. Порядок учета отпуска нефти сторонним организациям и приема от сторонних оргенизаций	6
7. Порядок отпуска и учета количества нефти в объединениях на производственно-технологические нужды и топливо	8
8. Порядок учета технологических потерь нефти	I0
9. Порядок инвентаризации остатков нефти	II
I0. Порядок определения количества нефти в резервуарах	I3
II. Порядок определения "мертвых" (немобильных) остатков нефти	I7
I2. Порядок определения технологических остатков нефти	I8
I3. Порядок представления и утверждения нормативов "мертвых" и технологических остатков	22
I4. Порядок представления сведений по учету нефти в нефтегазодобывающие объединения и Миннефтепром	23
I5. Ответственность работников за правильную организацию и ведение учета нефти	24
I6. Приложение.	25

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ, РД 39-30-627-81

Из-во ВНИИСПТнефти

г. Уфа-55, просп. Октября, 144/3

ПО 3686 Подписано к печати 14.12.81 г.

Формат 60х84/16. Уч.-изд. л. 2,8. Тираж 280 экз.

Заказ 256

gost.e-ecolog.ru

Ротапринт ВНИИСПТнефть