Утверждаю
Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации



_____С.И. Кудряшов

«17» октября 2011 г.

Временные рекомендации
по учету нефти в нефтедобывающих организациях

1. Общие положения

1.1. Настоящие Временные рекомендации содержат рекомендательные положения к организации учета, в том числе оперативного, добытой нефти, а также к порядку проведения учетных операций в нефтегазодобывающих организациях (далее - Организациях), осуществляющих добычу нефти из недр на территории Российской Федерации и её континентальном шельфе, независимо от их организационно-правовой формы и формы собственности.

1.2 Документы, разрабатываемые Организациями в целях конкретизации и детализации отдельных операций по учету нефти, исходя из технологических, технических, климатических и географических особенностей разрабатываемых месторождений, могут быть выполнены в соответствии с положениями настоящих Временных рекомендаций.

1.3 Учет нефти в Организациях может включать в себя регистрацию, упорядоченный сбор и обобщение информации о количестве нефти.

1.4. Учет нефти рекомендуется проводить с целью:

- составления исполнительного баланса нефти.
- предоставления сведений в органы государственной власти;
- осуществления хозяйственной деятельности Организации и оценки результатов этой деятельности;
- оперативного контроля и управления технологическими процессами добычи нефти.

2. Термины и определения

В целях применения настоящих Временных рекомендаций используются следующие термины и определения:

gost.e-ecolog.ru

2.1 **баланс нефти исполнительный -** сводный документ, составляемый по результатам учетных операций, содержащий сведения о количестве добытой нефти, ее расходе и остатках нефти на начало и конец отчетного периода;

2.2 **добыча нефти** – комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения, проектом обустройства месторождения или планом пробной эксплуатации скважин;

2.3 **документ о качестве (паспорт качества)** – документ, составленный на основании протокола испытаний нефти, выполненных в испытательных лабораториях (испытательных центрах), устанавливающий соответствие экспериментально определенных показателей качества нефти требованиям ГОСТ Р 51858 или договора на поставку;

2.4 **лицензионный участок недр** – геометризированный участок недр, на котором юридическому лицу предоставлено исключительное право на проведение лицензионных работ и пространственные границы которого определены в порядке, установленном Федеральным законом «О лицензировании отдельных видов деятельности» (от 08 августа 2001 г. № 128-ФЗ);

2.5 **масса балласта** – масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории;

2.6 **нефтегазодобывающая организация** – юридическое лицо, осуществляющая добычу нефти из недр на территории Российской Федерации и её континентальном шельфе в соответствии с законодательством Российской Федерации;

2.7 **нефть** – полезное ископаемое, представляющее собой природную смесь углеводородов;

2.8 **масса брутто нефти** – масса нетто нефти с массой балласта;

2.9 **масса нетто нефти –** масса нефти в нефтегазоводяной смеси за вычетом отделенной воды, свободного попутного нефтяного газа и примесей, а также за вычетом содержащихся во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории;

2.10 **остаток не мобильный (мертвый остаток)** – количество нефти в резервуарах и емкостях, ниже верхней образующей приемораздаточного патрубка и в трубопроводах.

2.11 **остаток нефти** – количество нефти в технологических аппаратах, трубопроводах и резервуарах, имеющееся в наличии на момент снятия остатков;

2.12 **остаток технологический** – количество нефти в технологических аппаратах, трубопроводах и резервуарах, необходимое для обеспечения и поддержания технологического режима в системах сбора и подготовки нефти;

2.13 **партия нефти** – количество нефти, сопровождаемое одним документом о количестве и качестве;

2.14 **показатели нефти и продуктов ее переработки** – величины, определяемые методами прямых и косвенных измерений;

2.15 **потери нефти при добыче** – безвозвратные фактические технологические и непроизводственные потери нефти, а также потери при ее подготовке на объектах сторонних организаций;

2.16 **пункт приемо-сдаточный** – производственный объект, представляющий собой совокупность технологических объектов, средств и систем измерений предназначенный для проведения учетных операций при сдаче-приеме нефти;

2.17 **подготовка нефти** – совокупность технологических процессов по получению нефти, соответствующей национальному стандарту Российской Федерации;

2.18 **пункт подготовки нефти** – производственный объект (технологическая установка или комплекс), предназначенный для доведения нефтегазоводяной смеси до соответствия требованиям национального стандарта;

2.19 **сбор нефти** – транспортировка нефтегазоводяной смеси от скважины до пункта подготовки нефти;

2.20 **смесь нефтегазоводяная** – смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

2.21 **учет нефти (добытой нефти)** – документирование установленным порядком по результатам учетных операций количественных и качественных показателей добытой нефти;

2.22 **учет нефтегазоводяной смеси** – документирование установленным порядком по результатам учетных операций количества нефтегазоводяной смеси и ее компонентов;

2.23 **учетные операции** – последовательно выполняемые организационные, технологические, измерительные и вычислительные действия по определению количественных (качественных) показателей, а также по составлению первичных учётных документов.

3. Сокращения

В целях применения настоящих Временных рекомендаций используются следующие сокращения:

ДНС – дожимная насосная станция;
ИУ – измерительная установка;
ЖБР – железобетонный резервуар;
МИ – методика измерений;
МЭР – месячный эксплуатационный рапорт;
НГДО – нефтегазодобывающая организация;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
ПП – преобразователь плотности;
ПР – преобразователь расхода;
ПСП – приемо-сдаточный пункт;
РВС – резервуар вертикальный стальной;
РГС – резервуар горизонтальный стальной;

СИ – средство измерений;
СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;
СИКНС – систем измерений количества и параметров нефти сырой;
ТП – товарный парк;
ЦПС – центральный пункт сбора;
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

4. Основные положения

4.1 Учету подлежит нефть:

- добытая;
- принятая от сторонних организаций (в том числе для подготовки и/или транспортировки);
- переданная сторонним организациям (для подготовки и/или транспортировки, переработки и/или потребления);
- израсходованная при получении широких фракций легких углеводородов в процессе стабилизации;
- расходуемая на производство нефтепродуктов;
- используемая на производственно-технологические нужды и топливо;
- в остатках на начало и конец отчетного периода;
- составляющая фактические потери нефти за отчетный период.

Учет нефти рекомендуется проводить по массе нетто, в тоннах.

4.2 В целях учета нефти, относящегося к сфере государственного регулирования (для формирования государственной статистической отчетности, исполнения договорных отношений и т.д.), рекомендуется осуществлять измерения количества нефти после завершения комплекса технологических операций (процессов) по добыче нефти из недр в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения, проектом обустройства месторождения или плана пробной эксплуатации скважин.

Учет нефти рекомендуется проводить ежемесячно по состоянию на 24-00 часа московского времени последнего числа каждого календарного месяца.

4.3 В целях учета нефти, не относящегося к сфере государственного регулирования (оперативный учет) и осуществляемого для контроля технологического процесса, рекомендуется осуществлять измерения количества нефти в составе нефтегазоводяной смеси на этапах её движения в системе сбора и подготовки в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения, проектом обустройства месторождения или плана пробной эксплуатации скважин.

Оперативный учет нефти рекомендуется проводить ежесуточно по состоянию на 24-00 часов московского времени.

4.4 Отчетным периодом признается календарный месяц. Результатом учёта нефти в Организации является составление исполнительного баланса, подписанного уполномоченными лицами Организации.

4.5 Организации рекомендуется определить лиц, ответственных за соблюдение положений настоящих Временных рекомендаций.

4.6 Порядок определения по результатам измерений и оперативного учета предварительного количества нефти добытой Организация устанавливает самостоятельно.

4.7 Движение учетных документов осуществляется в соответствии с порядком документооборота, установленным в Организации.

4.8 Нефть, принимаемую от сторонних организаций, рекомендуется учитывать обособленно от собственной нефти Организации.

4.9 Учет нефти рекомендуется осуществлять на основе информации, полученной посредством применения средств измерений, поверенных (калиброванных) в установленном порядке, и по результатам лабораторных испытаний.

4.10 Рекомендуется:

- объем нефти и массу брутто нефти измерять с помощью СИ;
- массу балласта и массу нетто нефти определять с помощью СИ и результатов лабораторных испытаний.

4.11 Результаты измерений количества нефтегазоводяной смеси по скважинам, группам скважин на лицензионном участке вследствие обводненности нефтегазоводяной смеси, наличия в ней газа, неустойчивой динамики потока рекомендуется применять в целях оперативного учета.

Результаты измерений количества нефтегазоводяной смеси по скважинам рекомендуется уточнять. Порядок и методы (методики) уточнения количества нефти добытой Организация устанавливает самостоятельно.

4.12 Масса нетто фактического количества добытой нефти ($Д_ф$), т, определяется в том периоде, в котором проводились измерения, с учетом фактических потерь нефти в этом же периоде:

$$Д_ф = \Delta M_{ост} + M_{сд} + M_{НГДО} + M_{подг} - M_{куп} - M_{возвр} + П_ф \quad (1)$$

где:

$\Delta M_{ост}$ - масса нетто изменяемых остатков нефти в системе сбора и подготовки Организации, т;

$M_{сд}$ - масса нетто нефти, учтенной при передаче сторонним организациям для последующей транспортировки, т;

$M_{НГДО}$ - масса нетто нефти, учтенной при расходовании на производство продукции в соответствии с имеющимися технологическими процессами, на технологические нужды, ремонт, в качестве топлива, т;

$M_{подг}$ - масса нетто нефти, учтенной при передаче сторонним организациям для подготовки с последующей транспортировкой, т;

$M_{куп}$ - масса нетто нефти, учтенной при покупке у сторонних организаций в отчетном периоде, т;

$M_{возвр}$ - масса нетто нефти, учтенной при возврате в систему подготовки нефти после проведения ремонтных работ и нефтепереработки, т;

$П_ф$ - масса нетто фактических потерь нефти, т.

При определении фактического количества нефти добытой Организацией не учитывается нефть в составе нефтегазоводяной смеси, принятой от сторонних

организаций для подготовки, и нефть, принадлежащая сторонним организациям, полученная вследствие подготовки и переданная на транспортировку.

Порядок учета передающей организацией переданного количества нефти, остатков нефти на начало и конец отчетных периодов в составе нефтегазоводяной смеси в системе сбора и подготовки принимающей организации, фактических технологических потерь на объектах сбора и подготовки нефти принимающей организации (кроме технологических потерь передающей организации), количества нефти, хранимой и переданной для транспортировки принимающей организацией, определяется договорными отношениями.

4.12.1 Изменение остатков нефти ($\Delta M_{ост}$), т, в системе сбора и подготовки Организации рекомендуется определять:

$$\Delta M_{ост} = (M_{ост\ оконч} - M_{ост\ нач}) - \Delta M_{ост\ стор}, \quad (2)$$

где:

$M_{ост\ оконч}$ - масса нетто остатков на окончание отчетного периода, т;

$M_{ост\ нач}$- масса нетто остатков на начало отчетного периода, т;

$\Delta M_{ост\ стор}$- масса нетто изменения остатков нефти сторонних организаций, принятой для подготовки и транспортировки, т.

4.12.2 Количество нефти, переданной сторонним организациям для транспортировки, ($M_{сд}$), т, определяется:

$$M_{сд} = M_{ТР} + M_{ЖД} + M_{танк} + M_{авт}, \quad (3)$$

где:

$M_{ТР}$- масса нетто нефти, переданной для транспортировки в систему магистральных трубопроводов, т;

$M_{ЖД}$ - масса нетто нефти, отгруженной железнодорожным транспортом, т;

$M_{танк}$- масса нетто нефти, отгруженной водным транспортом, т;

$M_{авт}$ - масса нетто нефти, отгруженной автомобильным транспортом, т.

4.12.3 Количество нефти, израсходованной Организацией на производство продукции, на технологические нужды, ремонт и в качестве топлива, ($M_{НГДО}$), т, рекомендуется определять:

$$M_{НГДО} = M_{НП} + M_{ШФЛУ} + M_{т} + M_{рем}, \quad (4)$$

где:

$M_{ШФЛУ}$- масса нетто нефти, израсходованной при получении ШФЛУ, т;

$M_{НП}$ - масса нетто нефти, израсходованной на производство нефтепродуктов, т;

$M_{рем}$ - масса нетто нефти, израсходованной на ремонтные нужды, т;

$M_{т}$- масса нетто нефти, израсходованной в качестве топлива, т.

Нефть, израсходованную Организацией на производство продукции, на технологические нужды, ремонт и в качестве топлива, рекомендуется учитывать в фактическом количестве добытой нефти в том случае, если измерение отобранного количества для указанных нужд осуществляется с использованием

СИ до проведения учетных операций по передаче сторонним организациям для последующей транспортировки.

4.12.4 Количество нефти, переданной, сторонним организациям для дальнейшей подготовки с последующей транспортировкой, ($M_{подг}$), т, рекомендуется определять:

$$M_{подг} = M_{подг\ сд} + \Delta M_{подг\ ост}, \quad (5)$$

где:

$M_{подг\ сд}$ - масса нетто нефти, подготовленной сторонней организацией и (или) переданной для транспортировки, т;

$\Delta M_{подг\ ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти, сданной на подготовку сторонней организации и (или) в систему транспортировки сторонней организации, т;

$$\Delta M_{подг\ ост} = M_{подг\ ст} - M_{подг\ сд}, \quad (6)$$

где:

$M_{подг\ ст}$ - масса нетто нефти, переданной сторонней организации на подготовку и транспортировку нефти, т.

4.12.5 Количество нефти, возвращенной в систему подготовки нефти, ($M_{возвр}$) определяют следующим образом:

- после проведения ремонтных работ: по результатам измерений и на основании документации на проведение ремонтных работ;
- после нефтепереработки: по результатам измерений непосредственно при возврате нефти.

4.12.6 Фактические потери нефти ($П_ф$), т, рекомендуется определять:

$$П_ф = П_{ф\ технол} + П_{непр} + П_{подг}, \quad (7)$$

где:

$П_{ф\ технол}$ - масса нетто фактических технологических потерь нефти при сборе и подготовке нефти, т;

$П_{непр}$ - масса нетто непроизводственных потерь нефти, т;

$П_{подг}$ - масса нетто потерь нефти при ее подготовке на объектах (сооружениях) сторонней организации, т.

4.13 Если документация на обустройство месторождения предусматривает измерение количества нефти непосредственно на месте получения, масса нетто фактического количества нефти добытой ($Д_ф$), т, рекомендуется определять на основании результатов измерений, по формуле:

$$Д_ф = M'_{сд} + \Delta M_{ост} + M_{подг} - M_{куп} - M_{возвр} + П_ф, \quad (8)$$

где:

$\Delta M_{ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти в системе сбора и подготовки Организации, т;

$M'_{сд}$ - масса нетто нефти, учтенной непосредственно на месте ее получения, т;

$M_{подг}$ - масса нетто нефти, учтенной при передаче сторонним организациям для подготовки с последующей транспортировкой, т;

$M_{куп}$ - масса нетто нефти, учтенной при покупке у сторонних организаций в отчетном периоде, т;

$M_{возвр}$ - масса нетто нефти, учтенной при возврате в систему подготовки нефти после проведения ремонтных работ, т;

$П_ф$ - масса нетто фактических потерь нефти, т.

4.14 Если документация на обустройство месторождения предусматривает измерение количества нефти в резервуарах, с последующей передачей для транспортировки всеми видами транспорта либо использования ее для собственных нужд и (или) технологических целей, фактическое количество добытой нефти ($Д_ф$), т, рекомендуется определять на основании результатов измерений по формуле:

$$Д_ф = M''_{сд} + \Delta M_{ост} + M_{подг} - M_{куп} - M_{возвр} + П_ф \quad (9)$$

где:

$\Delta M_{ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти в системе сбора и подготовки Организации, т;

$M''_{сд}$ - масса нетто нефти, учтенной по измерениям в резервуарах, т;

$M_{подг}$ - масса нетто нефти, учтенной при передаче сторонним организациям для подготовки с последующей транспортировкой, т;

$M_{куп}$ - масса нетто нефти, учтенной при покупке у сторонних организаций в отчетном периоде, т;

$M_{возвр}$ - масса нетто нефти, учтенной при возврате в систему подготовки нефти после проведения ремонтных работ, т;

$П_ф$ - масса нетто фактических потерь нефти, т.

4.15 Не рекомендуется осуществлять отбор нефтегазоводяной смеси из системы сбора и подготовки нефти, системы межпромысловой транспортировки, а также отбор нефти добытой, без измерения ее количества и учета в соответствии с положениями настоящих Временных рекомендаций.

5. Рекомендации по методам измерений и средствам измерений

5.1 При проведении учётных операций применяются следующие методы измерений массы нефти:

- прямой метод динамических измерений;
- косвенный метод динамических измерений;
- прямой метод статических измерений;
- косвенный метод статических измерений;
- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

5.2 Методы измерений выбираются Организацией самостоятельно в соответствии с требованиями нормативных документов и условиями проведения измерений.

5.3 Для учета добытой нефти рекомендуется применять средства измерений, утвержденного типа.

5.4 СИ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть поверены в установленном порядке.

СИ, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, могут в добровольном порядке подвергаться калибровке.

5.5 Технические и метрологические характеристики СИ должны соответствовать паспорту и описанию типа на СИ, состав СИ должен соответствовать проекту строительства производственных объектов.

5.6 СИ при приеме-сдаче могут принадлежать как сдающей, так и принимающей стороне.

5.7 Измерения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений выполняются по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку.

5.8 Учет нефти осуществляется средствами измерений, указанными в договорах между сторонами.

6. Оперативный учет нефтегазоводяной смеси

6.1 Оперативный учет нефтегазоводяной смеси рекомендуется осуществлять в соответствии с проектными решениями.

6.2 Оперативный учет нефтегазоводяной смеси по лицензионным участкам недр (месторождениям) рекомендуется осуществлять по результатам измерений СИКНС или измерительных систем, реализующих статические методы измерений. По лицензионным участкам недр (месторождениям), на которых отсутствуют СИКНС и измерительные системы, реализующие статические методы измерений, оперативный учет нефти рекомендуется осуществлять, группируя данные оперативного учета нефти по соответствующим скважинам (группам скважин), полученные по результатам измерений измерительными установками.

6.3 Данные оперативного учета добытой нефти за отчетный период по скважинам и лицензионным участкам рекомендуется уточнять по данным учета добытой нефти по Организации в целом.

7. Учет нефтегазоводяной смеси и нефти по скважинам и лицензионным участкам недр

7.1. Количество компонентов нефтегазоводяной смеси и нефти по скважине (группе скважин) определяется с использованием:

- стационарных или передвижных измерительных установок;
- градуированных емкостей;
- весоизмерительных установок;
- автоцистерн для перевозки нефтегазоводяной смеси с одиночных скважин или групп скважин на объекты подготовки нефти.

7.2 В целях организации учета добытой нефти по скважине рекомендуется проводить измерение дебита (суточной производительности) с учетом отработанного скважиной времени.

7.3 В зависимости от применяемых на скважине (группе скважин) СИ часть параметров измеряются непосредственно на скважине (группе скважин) с помощью измерительных установок, часть определяются в испытательной лаборатории по отобранной пробе нефтегазоводяной смеси, часть параметров принимаются постоянными величинами на определенный период времени.

7.4 Дебит i-ой скважины по нефтегазоводяной смеси ($Q_{жид\,i}$), $м^3$/сут, ($M_{жид\,i}$), т/сут, рекомендуется определять по формулам:

- с использованием установок, оборудованных преобразователями объемного расхода, или градуированных емкостей, не оснащенных системами измерения массы:

$$Q_{жид\,i} = \frac{Q_{скв\,i}}{t_i} \cdot 24 , \qquad (10)$$

где $Q_{скв\,i}$ - объем нефтегазоводяной смеси, добытой из i-ой скважины, $м^3$, за время t_i, ч;

- с использованием установок, оборудованных преобразователями массового расхода, весоизмерительных установок или градуированных емкостей, оснащенных системами измерения массы:

$$M_{жид\,i} = \frac{M_{скв\,i}}{t_i} \cdot 24 , \qquad (11)$$

где $M_{скв\,i}$ - масса нефтегазоводяной смеси, добытой из i-ой скважины, т, за время t_i, ч.

7.5 Дебит i-ой скважины по нефти с учетом балласта ($Q_{нефi}$), $м^3$/сут, ($M_{неф\,i}$), т/сут, рекомендуется определять по формулам:

7.5.1 Для косвенных методов измерения массы:

$$Q_{неф_i} = Q_{жид_i} \cdot \left[1 - 0{,}01 \cdot W_{Q_i}\right] \cdot K_{сг} \cdot K_{рг} , \qquad (12)$$

где:

W_{Q_i} - объемная доля балласта в нефти, добытой из i-ой скважины, %, определяется по результатам лабораторных испытаний;

$K_{сг}$, $K_{рг}$ - коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворенного газа в нефти.

Коэффициент ($K_{рг}$) рекомендуется определять по формуле:

$$K_{рг} = 1 - \frac{1{,}205 \cdot 10^{-3} \cdot V_{рг} \cdot \rho_{рг}}{0{,}274 + 0{,}2 \cdot \rho_{рг}} \cdot \frac{100}{100 - W} , \qquad (13)$$

где:

$\rho_{рг}$ - относительная плотность растворенного газа, определяют по формуле;

$V_{рг}$ - объемная доля растворенного газа в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений, приведенного к нормальным условиям, $м^3/м^3$;

W - объемная доля балласта в пробе нефти, %.

$$\rho_{рг} = \frac{\rho_г}{\rho_{возд}}, \quad (14)$$

где

$\rho_{возд}$=1,293 кг/$м^3$ - плотность воздуха в нормальных условиях, кг/$м^3$.

Коэффициент ($К_{сг}$) рекомендуется определять по формуле:

$$К_{сг} = 1 - \frac{V_{сг}}{1 - \frac{W}{100}}, \quad (15)$$

где $V_{сг}$ - объемная доля свободного газа в нефтегазоводяной смеси, %.

Допускается для определения содержания свободного и растворенного газа поправочные коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворенного газа, определять на основе статистических и экспериментальных данных с привлечением специализированных организаций.

При косвенном методе измерения массы ($М_{неф_i}$), т/сут, определяют по формуле:

$$М_{неф_i} = Q_{неф_i} \cdot \rho_i, \quad (16)$$

где ρ_i - плотность нефти, приведенная к условиям измерения объёма, т/$м^3$.

7.5.2 Для прямых методов измерения массы дебит i-ой скважины по массе нетто нефти ($М_{неф_i}$), т/сут, определяют:

$$М_{неф\,i} = М_{жид\,i} [1 - 0{,}01 \cdot W_{М_i}], \quad (17)$$

где $W_{М_i}$ - массовая доля балласта в нефти, добытой из i-ой скважины, %.

7.6 Оперативным отчетным документом при определении количества нефти по скважине (группе скважин) является ежесуточный эксплуатационный рапорт, формируемый в Организации (или ее структурными подразделениями, непосредственно осуществляющими добычу нефти) по результатам измерений дебита скважин.

7.7 Форма ежесуточного эксплуатационного рапорта устанавливается в Организации (или её подразделениях, осуществляющих добычу нефти) самостоятельно.

7.8 Порядок определения массы нетто нефти, добытой по каждому лицензионному участку, Организацией рекомендуется осуществлять самостоятельно.

7.9 На основании данных оперативного учета в Организации (или её подразделениях, осуществляющих добычу нефти) составляется предварительный месячный эксплуатационный рапорт, содержащий информацию о количестве добытой в отчетном периоде нефти по каждой скважине и по каждому участку недр.

7.10 При составлении сводного МЭР количество нефти, определенное по результатам оперативного учета, уточняется.

Порядок и методики (методы) уточнения массы нетто добытой нефти Организация устанавливает самостоятельно.

7.11 Сводный МЭР является оперативным учетным документом по добыче нефти. Форма сводного МЭР устанавливается Организацией самостоятельно.

8. Учет нефти с использованием систем измерений количества и параметров нефти сырой и резервуаров по лицензионным участкам недр

8.1 Применение систем измерений количества и параметров нефти сырой, выбор метода измерений определяются экономической целесообразностью. Технические и метрологические характеристики должны соответствовать проектной документацией на СИКНС.

8.2 Учет добытой нефти по СИКНС в случае передачи ее от одного (нескольких) подразделения другому внутри Организации в целях последующего уточнения количества нефти по результатам измерений по СИКН рекомендуется определять Организацией самостоятельно.

8.3 Количество нефти, измеренное СИКНС, рекомендуется ежесуточно отражать в документации Организации.

8.4 Массу брутто нефти рекомендуется определять за период времени (2 часа, смена, сутки, месяц и т.д.).

8.5 Расчет массы нетто нефти рекомендуется выполнять по аттестованным методикам измерений.

8.6 При применении измерительных систем, реализующих статические методы измерений (по РВС или РГС), рекомендуется использовать положения настоящего раздела.

9. Учет нефти с использованием систем измерений количества и показателей качества нефти

9.1 Применение систем измерений количества и показателей качества нефти, выбор метода измерений определяются экономической целесообразностью. Технические и метрологические характеристики должны соответствовать проектной документацией на СИКН.

9.2 Учет добытой нефти по СИКН в случае передачи ее от одного (нескольких) подразделения другому внутри Организации в целях последующего уточнения количества нефти по результатам измерений по общей СИКН рекомендуется определять Организацией самостоятельно.

9.3 По результатам учетных операций с использованием СИКН оформляют акты приема сдачи (Приложения № 1, № 2).

Оформление других документов с использованием СИКН определяется Организацией самостоятельно.

10. Учет нефти с использованием мер вместимости и мер полной вместимости

10.1 Определение количества нефти в резервуарах (РВС, РГС, ЖБР), при наливе в автомобильные и железнодорожные цистерны, танки нефтеналивных судов рекомендуется выполнять методами статических и динамических измерений.

Для обеспечения достоверности измерений на учетных операциях используемые меры вместимости и полной вместимости подлежат очистке от отложений, высоковязких остатков, ржавчины.

10.2 Учет нефти при отгрузке в железнодорожные цистерны.

10.2.1 Нефть для транспортирования железнодорожным транспортом отгружается одиночными цистернами либо маршрутами.

Общую массу брутто нефти в маршруте определяют суммированием результатов измерений массы брутто в отдельных цистернах.

Общую массу нетто нефти в маршруте определяют суммированием результатов измерений массы нетто в отдельных цистернах.

10.2.2 Перед наливом нефти для транспортирования цистерна должна быть освобождена от остатков нефти (других нефтепродуктов), посторонних предметов, загрязнений, атмосферных осадков (наледи) как внутри, так и снаружи и подготовлена согласно ГОСТ 1510.

10.2.3 Налив нефти в железнодорожные цистерны осуществляется до уровня, предусмотренного «Правилами перевозок железнодорожным транспортом грузов наливом в вагонах-цистернах и вагонах бункерного типа для перевозки нефтебитума».

10.2.4 Для учета нефти при погрузке в железнодорожные цистерны используют следующие методы измерений:

- прямой метод статических измерений;
- косвенный метод статических измерений;
- прямой метод динамических измерений.

10.2.5 При прямом методе статических измерений массу брутто нефти определяют взвешиванием на железнодорожных весах цистерн с нефтью и порожних цистерн.

10.2.6 При косвенном методе статических измерений массу брутто нефти определяют измерением уровня, температуры и плотности нефти в цистерне с использованием градуировочных таблиц железнодорожных цистерн.

К учету принимаются результаты измерений, выполненные с погрешностью:

уровня налива нефти не более ± 3 мм;

температуры нефти не более ± 0,5 °С;

плотности нефти не более ± 0,5 кг/м^3.

10.2.7 При наливе цистерн на специально оборудованных пунктах налива массу брутто нефти в цистерне измеряют преобразователями массового расхода прямым методом динамических измерений.

10.2.8 Показатели нефти рекомендуется определять по результатам лабораторных испытаний объединенной пробы, которую составляют смешением точечных проб. Точечную пробу из железнодорожной цистерны отбирают переносным пробоотборником с уровня, расположенного на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. Точечные пробы для маршрута с нефтью одного вида отбирают из каждой четвертой цистерны при поставках по Российской Федерации, но не менее чем из двух цистерн, и из каждой цистерны при поставках на экспорт.

По результатам лабораторных испытаний оформляется документ о качестве.

10.2.9 На каждый маршрут или одиночную цистерну с отгруженной нефтью оформляются железнодорожные накладные, к которым прилагаются документы о качестве.

В накладной и приложенных к ней документах указывают тип цистерн, полное наименование груза (нефти), массу нефти в килограммах в каждой цистерне и в целом в маршруте, температуру и плотность нефти в цистерне при температуре измерения уровня, плотность нефти при стандартных условиях, уровень налива в сантиметрах.

10.2.10 По результатам отгрузки нефти за месяц составляется реестр железнодорожных накладных.

10.3 Учет нефти при отгрузке в нефтеналивные суда.

10.3.1 Количество нефти при наливе в суда рекомендуется определять с использованием расположенных на берегу СИКН либо береговых резервуаров.

По результатам измерений оформляют акты приема - сдачи (Приложения № 1, № 3), к которым прилагаются документы о качестве нефти (Приложение № 7).

10.3.2 Измерения количества нефти в танках наливных судов осуществляют:

- для контроля характеристик судна, обеспечивающих его штатную и безопасную эксплуатацию (при наливе);
- для оценки остатка нефти в танках судна.

Измерения выполняют с погрешностью:

уровня налива нефти не более ± 3 мм;

температуры нефти не более ± 0,5 °С;

плотности нефти не более ± 0,5 кг/м^3.

При расчетах применяются данные о крене, дифференте и стреле прогиба судна.

Массу брутто нефти рекомендуется определять как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

10.3.3 Перед началом погрузки трубопроводы между берегом и судном должны быть заполнены. Капитан судна обязан предоставить акт на остаток нефти в танках судна. Представитель судна и наливного терминала совместно

проверяют фактическое количество и качество остатка и принимают решение о возможности погрузки нефти.

10.3.4 Количество нефти в танках нефтеналивных судов определяется косвенным методом статических измерений с использованием градуировочных таблиц танков и судового поправочного множителя (К), учитывающего отклонение значения вместимости танкера от его расчетного калиброванного значения за счет различных факторов (неточность градуировочных таблиц, наличие неудаленных остатков, деформация танков и т.п.).

10.3.5 Массу балласта рекомендуется определять по результатам лабораторных испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из емкостей судна (для оценки качества остатка нефти), из береговых резервуаров или в блоке качества СИКН (при наливе в суда).

10.3.6 При погрузке нефти наливом в суда на каждую партию нефти оформляют перевозочные документы.

Комплект перевозочных документов для речных перевозок нефти включает в себя:

- накладную;
- дорожную ведомость;
- копию дорожной ведомости;
- корешок дорожной ведомости;
- квитанцию о приеме груза к перевозке.

К перевозочным документам прикладывают документ о качестве (Приложение № 7) в двух экземплярах.

Комплект перевозочных документов для перевозок нефти морским транспортом включает в себя:

- акт измерения пустот в танках судна до погрузки;
- акт измерения пустот в танках судна после погрузки;
- коносамент, заполненный по установленной типовой форме на основании актов приема-сдачи нефти и документов о качестве.

10.3.7 Показатели качества нефти, если они не определены к окончанию оформления перевозочных документов и отправления судна в рейс, грузоотправитель должен передать получателю груза почтой или передать (продублировать) с помощью средств электронной связи по согласованию сторон.

10.4 Учет нефти при отпуске в меры полной вместимости (автоцистерны).

10.4.1 Учет нефти рекомендуется осуществлять отдельно по каждой мере автоцистерне.

10.4.2 При прямом методе статических измерений массу брутто нефти определяют по результатам взвешивания на автомобильных весах цистерны с нефтью и порожней цистерны.

10.4.3 При косвенном методе статических измерений массу брутто нефти определяют по результатам измерений объема (действительной вместимости автоцистерны, значение которой указано в свидетельстве о поверке), плотности и температуры нефти в автоцистерне.

10.4.5 Плотность и показатели качества нефти определяют в лаборатории. Для вычисления массы результаты измерений плотности и объема нефти

приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности приводят к условиям измерений объема в автоцистерне.

10.4.6 При отпуске нефти автомобильным транспортом оформляется товарно-транспортная накладная для каждого грузополучателя отдельно на каждую автоцистерну. В товарно-транспортную накладную вносится масса нетто нефти.

10.5 Учет нефти с использованием резервуаров.

10.5.1 Учет осуществляют по результатам измерений косвенным методом статических измерений или косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе.

10.5.2 По результатам учетных операций оформляют акты приема сдачи (Приложения № 3, № 4), к которым прилагаются документы о качестве нефти (Приложение № 5, № 6).

Акты приема-сдачи и документы о качестве на сданную нефть нумеруют с начала года и регистрируют в отдельных журналах по каждому ПСП.

10.5.3 Показатели качества нефти определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти.

11. Учёт нефти, передаваемой сторонним организациям

11.1 По результатам учетных операций оформляют акты приема-сдачи (Приложения № 1, № 2, № 3, № 4), к которым прилагаются документы о качестве нефти (Приложение № 5, № 6).

Акты приема-сдачи и документы о качестве нумеруют с начала года и регистрируют в отдельных журналах по каждому ПСП.

12. Учет нефти, израсходованной при получении широкой фракции легких углеводородов

12.1. Масса нетто нефти, израсходованная при получении ШФЛУ в процессе стабилизации, определяется по количеству ШФЛУ, переданному потребителю.

12.2. При передаче потребителю ШФЛУ оформляются документы в соответствии с договорными отношениями.

12.3 Показатели качества ШФЛУ определяют в испытательной лаборатории.

13. Учёт нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов

13.1 Массу нетто добытой нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов и возвращенной в систему сбора и подготовки нефти, рекомендуется определять по средствам измерений и результатам лабораторных испытаний.

Учет нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов, ведут в случае наличия в Организации производственных мощностей по переработке нефти

(нефтебитумные заводы, блочно-модульные установки, НПЗ, нефтехимические комбинаты и т.д.).

13.2 Показатели качества нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов, определяют в испытательной лаборатории по отобранной пробе. По результатам испытаний составляется документ о качестве отобранной нефти. Порядок определения качества возвращаемой нефти в систему сбора и подготовки определяется Организацией самостоятельно.

13.3 Учетные документы на израсходованную нефть регистрируют в отдельных журналах по порядку с начала года.

13.4 Движение учетных документов осуществляется в соответствии с порядком документооборота, установленным в Организации.

Срок хранения учетных документов определяется нормативным документом об учетной политике Организации.

14. Учет нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды, ремонт и топливо

14.1 Массу нетто добытой нефти, расходуемой на производственно-технологические нужды, ремонт и топливо, рекомендуется определять по средствам измерений и результатам лабораторных испытаний.

14.2 Количество нефти, отбираемое из скважин после использования ее для проведения ремонтных работ и возвращенное в систему сбора и подготовки, подлежит учету и исключается при определении количества добытой нефти.

Количество нефти, возвращенное в систему сбора и подготовки, определяется в соответствии с документацией на ремонтные работы.

Учет количества нефти, возвращенной в систему сбора и подготовки, производится на основании актов. Форма актов устанавливается Организацией самостоятельно.

14.3 Учетные документы на нефть, расходуемую на производственно-технологические нужды, ремонт и топливо, регистрируют в отдельных журналах по порядку с начала года.

15. Учет нефти сторонних организаций

15.1 Организация ведет отдельный учет приема, движения, сдачи и остатков нефти, принадлежащей сторонней организации.

Изменение остатков сторонних организаций за отчетный период рекомендуется определять по формуле:

$$\Delta M_{остстор} = M_{ст_{остнач}} + M_{стпр} - M_{стсд}, \qquad (18)$$

$M_{стпр}$ - масса нетто нефти сторонних организаций, принятой для подготовки и транспортировки;

$M_{стсд}$ - масса нетто нефти сторонних организаций, переданной для дальнейшей транспортировки (реализованная собственником нефти);

$M_{ст_{остат}}$ - масса нетто остатков.

15.2 Массу нетто нефти, принимаемой от сторонних организаций, рекомендуется определять по СИ и результатам лабораторных испытаний.

Массу нетто нефти сторонней организации определяют как разницу между массой нетто принятой нефти и массой нетто фактических технологических потерь при ее подготовке.

16. Учет потерь нефти

16.1 Фактические потери нефти в Организациях при добыче складываются из фактических технологических потерь нефти, непроизводственных потерь и потерь при ее подготовке на объектах сторонних организаций.

16.2 Фактическими технологическими потерями нефти при добыче признаются безвозвратные потери, обусловленные технологическими особенностями сбора и подготовки нефти, а также ее физико-химическими характеристиками.

16.3 Непроизводственными потерями нефти признаются безвозвратные потери, обусловленные нарушениями нормативных и технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования и (или) сооружений, аварийными разливами и иными ситуациями, не предусмотренными принятой схемой и технологией разработки месторождения.

16.4 Потерями нефти при ее подготовке на объектах (сооружениях) сторонней организации признаются безвозвратные потери, обусловленные особенностями объектов (сооружений) сторонних организаций при подготовке нефти, а также ее физико-химическими характеристиками.

16.5 Технологические потери

16.5.1 Фактическое количество технологических потерь нефти при добыче ($П_{ф\ технол}$) рекомендуется определять ежемесячно расчетным путем по каждому разрабатываемому месторождению с учетом нормативов технологических потерь.

16.5.2 Порядок и методы расчетов фактических технологических потерь нефти при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения Организация определяет самостоятельно на основании результатов экспериментальных исследований по разрабатываемому месторождению.

По вновь разрабатываемым месторождениям расчет технологических потерь нефти при добыче производится в составе технического проекта на разработку месторождения.

16.5.3 Технологические потери при добыче нефти рекомендуется определять с учетом изменения состава объектов сбора и подготовки нефти – мест возникновения технологических потерь, режимов эксплуатации объектов сбора и подготовки нефти, а также реализации мероприятий по сокращению потерь нефти.

16.5.4 Фактические технологические потери нефти при ее добыче рекомендуется исчислять ежемесячно по месторождениям (лицензионным участкам недр) в сравнении с установленными нормативами потерь.

16.5.5 Фактические технологические потери нефти при добыче ($П_{ф\ технол}$), т, по лицензионному участку недр (месторождению) рекомендуется определять по формуле:

$$П_{ф\ технол} = \Sigma П_i \quad (19)$$

где

$П_i$ - технологические потери по каждому виду потерь в системе сбора и подготовки нефти, т.

16.5.6 Учет фактических технологических потерь нефти Организацией производится на основании актов.

16.6 Непроизводственные потери.

16.6.1 Количество непроизводственных потерь нефти при розливе рекомендуется определять как разницу между количеством разлившейся и собранной нефти.

16.6.2 Учет собранной при розливе нефти осуществляется с использованием промежуточных калиброванных емкостей или другими методами измерений.

Количество собранной нефти (М), т, рекомендуется определять по формуле:

$$M=V\cdot\rho_н\cdot(1-0{,}01\cdot m), \quad (21)$$

где V - объем собранной нефти, $м^3$;

$\rho_н$ - плотность при условиях измерения объема нефти, $т/м^3$;

m - содержание балласта в нефти, % .

16.6.3 Плотность нефти и содержание балласта определяют в испытательной лаборатории.

16.6.4 Учет непроизводственных потерь нефти Организацией производится на основании актов.

16.7 Потери нефти на объектах сторонних организаций.

16.7.1 Если в составе технического проекта разработки месторождения принята технологическая схема и технология разработки с учетом подготовки нефти на объектах сторонней организации, потери нефти на объектах сторонней организации включаются в технологические потери нефти в пределах принятой схемы и технологии разработки разрабатываемого месторождения.

16.7.2 Потери нефти при ее подготовке на объектах сторонней организации ($П_{подг}$) рекомендуется определять расчетным путем по каждому объекту сторонней организации в соответствии с принятой схемой и технологией разработки месторождения.

16.7.3 Порядок и организация передачи нефти для подготовки на объектах сторонней организации определяется договорными условиями.

16.7.4 Учет Организацией потерь нефти на объектах сторонних организаций осуществляется на основании актов.

17. Учет остатков нефти

17.1 В целях оперативного учета Организации рекомендуется ежедневно проводить расчет остатков нефти.

17.2 В целях учета добытой нефти, относящегося к сфере государственного регулирования Организация ежемесячно рекомендуется проводить снятие остатков или инвентаризацию нефти (далее – определение остатков нефти).

17.3 Определение остатков нефти рекомендуется проводить ежемесячно последнего числа отчетного месяца, по состоянию на 24-00 часа московского времени путем проверки ее фактического наличия.

17.4 Порядок определения остатков нефти рекомендуется устанавливать Организацией самостоятельно.

17.5 Количество остатков нефти добытой рекомендуется определять в тоннах.

17.6 Остатки нефти сторонних организаций не учитываются при определении количества нефти добытой Организацией.

17.7 Определение остатков нефти проводят без прекращения технологического процесса сбора и подготовки нефти.

К моменту определения остатков нефти количество резервуаров, находящихся в режиме закачки (откачки), должно быть минимально возможным для обеспечения технологического режима добычи нефти.

17.8 Определение остатков рекомендуется осуществлять путем измерений и (или) расчетов фактических остатков нефти на объектах системы сбора и подготовки нефти:

- в технологических и межпромысловых трубопроводах (далее – трубопроводах);

- в технологических аппаратах, емкостях и буллитах, конструкция которых не позволяет проводить ручные или автоматизированные измерения количества нефти в целях определения массы (далее – аппараты);

- в технологических резервуарах, аппаратах и емкостях, конструкция которых позволяет проводить ручные или автоматизированные измерения количества нефти в целях определения массы (далее – технологические резервуары);

- в резервуарах товарного парка (парка готовой продукции).

17.9 Массу нетто остатков нефти в трубопроводах и аппаратах рекомендуется определять на основе их вместимости, степени заполнения и показателей находящейся в них нефтегазоводяной смеси расчетным путем по каждому объекту.

Вместимость аппаратов определяют с учетом остатков не мобильных на основе технологических карт системы сбора и подготовки нефти. Технологические карты подлежат корректировке при вводе новых и/или выводе из эксплуатации и демонтаже технологических трубопроводов, аппаратов, емкостей, резервуаров, а также при изменении технологических режимов сбора и подготовки нефти.

Вместимость трубопроводов определяют с учетом остатков не мобильных на основе градуировочных таблиц.

17.10 Массу нетто остатков нефти в технологических резервуарах и резервуарах товарного парка рекомендуется определять на основе объема и показателей находящейся в них нефтегазоводяной смеси (нефти). Объем определяется по градуировочным таблицам и измерениям общего уровня взлива и

межфазного уровня (раздел жидкости нефть-вода с учетом количества нефти в эмульсионном слое на границе раздела жидкости). Определение содержания количества нефти в эмульсионном слое и общий уровень эмульсионного слоя определяется в испытательной лаборатории по глубинным пробам.

17.11 Технологические карты на аппараты, градуировочные таблицы на трубопроводы и технологические резервуары утверждаются уполномоченным лицом Организации. Градуировочные таблицы на резервуары товарного парка утверждаются в установленном порядке.

17.12 Массу нетто остатков нефти в аппаратах ($М_{АП}$), т, рекомендуется определять по формуле:

$$M_{АП} = V_г \cdot K_{зап.АП} \cdot \rho \cdot (1 - 0{,}01W), \qquad (21)$$

где

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

ρ - плотность нефти при условиях определения объема, $т/м^3$;

W - содержание балласта в нефти, %;

$К_{зап.\ АП}$ - коэффициент заполнения.

$$К_{зап.АП} = 1 - \frac{V_{г.п.} + V_{в.п.}}{V_г}, \qquad (22)$$

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

17.13 Массу нетто остатков нефти, находящейся в i–ом участке трубопровода, ($М_{тр.i}$), т, рекомендуется определять по формуле:

$$M_{тр.i} = V_{тр.i} \cdot K_{зап.тр} \cdot \rho(1 - 0{,}01W), \qquad (23)$$

где

$V_{тр.i}$ - геометрический объем i-го участка трубопровода, или вместимость трубопровода (рассчитывают по градуировочным таблицам), $м^3$;

ρ - плотность нефти при условиях определения объема, $т/м^3$;

W - содержание балласта в нефти, %.

$К_{зап.\ тр}$ - коэффициент заполнения трубопровода, определяется по формуле:

$$К_{зап.тр} = 1 - \frac{V_{газ} + V_в}{V_{тр.i}}, \qquad (24)$$

где $V_{газ}$ - объем участка трубопровода, занятый газом, приведенный к условиям работы трубопровода, $м^3$;

$V_в$ - объем воды в нефтяной эмульсии, транспортируемой по трубопроводу, $м^3$.

При отсутствии газовой фазы в трубопроводах ($К_{зап.\ тр}$) принимается равным 1.

Расчет количества остатков нефти в трубопроводе выполняют для каждого участка трубопровода, полученные результаты суммируют и округляют до целого значения тонн:

$$M_{тр} = \sum_{i=1}^{n} M_{тр.i}, \quad (25)$$

где n - число участков.

Вместимость участка трубопровода ($V_{трi}$), $м^3$, рекомендуется рассчитывать с учетом влияния для данного участка средних значений температуры и давления по формуле:

$$V_{трi} = V_{трi} \cdot K_t \cdot K_p, \quad (26)$$

где

$V_{трi}$ - вместимость i-го участка трубопровода, $м^3$;

K_t - коэффициент, учитывающий влияние температуры (Приложение № 8);

K_p - коэффициент, учитывающий влияние давления (Приложение № 8).

Возможно определение средних значений плотности, температуры и давления расчетным путем. Средние значения плотности и температуры нефти на участке межпромыслового нефтепровода или технологического трубопровода, а также среднее значение давления на данном участке определяются как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка трубопровода во время снятия остатков:

$$\rho_{ср} = 0{,}5 \cdot (\rho_{нач} + \rho_{кон}), \quad (27)$$

$$P_{ср} = 0{,}5 \cdot (P_{нач} + P_{кон}), \quad (28)$$

$$t_{ср} = 0{,}5 \cdot (t_{нач} + t_{кон}), \quad (29)$$

где

$\rho_{нач}$, $\rho_{кон}$ - плотность нефти в начале и конце участка трубопровода при температуре и давлении в месте отбора проб, $кг/м^3$;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ - давление в начале и конце участка трубопровода, МПа;

$t_{нач}$, $t_{кон}$ - температура в начале и конце участка трубопровода, °С.

Массу нетто нефти в трубопроводе ($M_н$), т, определяют по формуле:

$$M_н = M_{тр} \cdot (1 - 0{,}01 \cdot m) \quad (30)$$

17.14 Массу нетто остатков нефти в технологических резервуарах (в мерах вместимости и мерах полной вместимости) определяют с помощью СИ по методикам измерений.

17.15 Результаты определения остатков нефти оформляются актами по рекомендуемым формам в приложениях № 9 - № 13 к настоящим Временным рекомендациям.

18. Порядок составления исполнительного баланса

18.1 Исполнительный баланс по Организации рекомендуется составлять ежемесячно на основании данных первичных учётных документов в соответствии с положениями настоящих Временных рекомендаций по рекомендуемой форме (Приложение № 14).

18.2 Исполнительный баланс формируется на основе результатов проведенных учетных операций с добытой нефтью по массе нетто.

18.3 Форма исполнительного баланса нефти уточняется Организацией с учетом производственных особенностей добычи нефти.

18.4 Организациям, передающим собственную нефть сторонним организациям на транспортировку, рекомендуется отражать указанные объемы нефти по соответствующим строкам баланса нефти, на основании представленных сторонними организациями актами по форме, приведенной в Приложениях № 1, № 2, № 3, № 4.

Приложение № 1
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ № ____ от «__»_____20__ г.

(сдача по СИКН)

(для оформления партий нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____
СИКН № _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефти № _____
Маршрутное поручение № ____ от «__»_____20__ г. _____
Производитель _____
Грузоотправитель _____
Недропользователь _____
Первый владелец нефти _____
Последний владелец нефти _____
Грузополучатель _____
Пункт назначения _____
Экспортер (импортер) _____
Таможенная декларация (ввозная, вывозная) _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№ _____сдал, а
уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№ _____принял, а
нефть следующего количества и качества:

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИ (показания СОИ или ВА):					
- на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
- на момент завершения текущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
Количество нефти:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
Температура нефти при условиях измерений объема	°С				
Давление нефти при условиях измерений объема	МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема	$кг/м^3$				
Поправка на плотность	$кг/м^3$				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего	%				
в том числе:					
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. Примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Массовая концентрация хлористых солей»	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Итого масса нетто нефти (прописью) _____т
Обозначение нефти: _ _ _ _ по ГОСТ Р 51858-2002
Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
должность должность
подпись (Ф.И.О.) подпись (Ф.И.О.)
М.П. М.П.

Приложение № 2
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ № ____ от «__»_____20 __ г.

(сдача по СИКН)
(для валовых объемов нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____
СИКН № _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№ _____сдал, а
уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№ _____принял, а
нефть следующего количества и качества:

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИ (показания СОИ или ВА):					
- на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
- на момент завершения текущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
Количество нефти:					
объем	$м^3$				
масса брутто	т				
Температура нефти при условиях измерений объема	°С				
Давление нефти при условиях измерений объема	МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема	$кг/м^3$				
Поправка на плотность	$кг/м^3$				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего	%				
в том числе:					
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Массовая концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Итого масса нетто нефти (прописью) _____т
Обозначение нефти: _ _ _ _ по ГОСТ Р 51858-2002
Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
должность должность
подпись (Ф.И.О.) подпись (Ф.И.О.)
М.П. М.П.

Приложение № 3
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ № ____ от «__»_____20__ г.

(сдача по резервуарам)
(для оформления партии нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефти № _____
Маршрутное поручение № ___ от ____ _____
Производитель _____
Грузоотправитель _____
Недропользователь _____
Первый владелец нефти _____
Последний владелец нефти _____
Грузополучатель _____
Пункт назначения _____
Экспортер (импортер _____
Таможенная декларация (ввозная, вывозная) _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№_____сдал, а
Уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№_____принял, а
нефть следующего количества и качества:

Показатели	Ед. изм.	Дата, смена			
Номер резервуара					
Уровень (взлив) нефти: - до заполнения, откачки - после заполнения, откачки	 мм мм				
Уровень (взлив) подтоварной воды: - до заполнения, откачки - после заполнения, откачки	 мм мм				
Объем нефти по градуировочной таблице резервуара	$м^3$				
Масса брутто нефти	т				
Температура нефти в резервуаре	^oC				
Плотность нефти при температуре измерений объема	$кг/м^3$				
Поправка на плотность	$кг/м^3$				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего В т.ч. - воды - хлористых солей - мех. Примесей	% % % %				
Массовая доля серы	%				
Массовая концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Итого масса нетто нефти (прописью) _____т
Обозначение нефти: __ __ __ __ по ГОСТ Р 51858-2002
Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
должность должность
подпись (Ф.И.О.) подпись (Ф.И.О.)
М.П. М.П.

Приложение № 4
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

АКТ ПРИЕМА-СДАЧИ НЕФТИ № ____ от «__»_____20__ г.

(сдача по резервуарам)
(для валовых объемов нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____
Уполномоченный представитель сдающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№_____сдал, а
Уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Ф. И. О.)
действующий на основании доверенности от _____№_____принял, а
нефть следующего количества и качества:

Показатели	Ед. изм.	Дата, смена			
Номер резервуара					
Уровень (взлив) нефти:					
- до заполнения, откачки	мм				
- после заполнения, откачки	мм				
Уровень (взлив) подтоварной воды:					
- до заполнения, откачки	мм				
- после заполнения, откачки	мм				
Объем нефти по градуировочной таблице резервуара	$м^3$				
Масса брутто нефти	т				
Температура нефти в резервуаре	°С				
Плотность нефти при температуре измерений объема	$кг/м^3$				
Поправка на плотность	$кг/м^3$				
№ паспорта качества нефти					
Массовая доля балласта всего	%				
В т.ч.					
- воды	%				
- хлористых солей	%				
- мех. Примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Массовая концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Итого масса нетто нефти (прописью) _____т
Обозначение нефти: _ _ _ _ по ГОСТ Р 51858-2002
Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
должность должность
подпись (Ф.И.О.) подпись (Ф.И.О.)
М.П. М.П.

Приложение № 5
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ _____ от _____ 20 __ г.

Пункт приема-сдачи нефти _____

Лаборатория предприятия _____

Номер аттестата аккредитации _____

СИКН № _____

Резервуар (мера вместимости) _____

Дата и время отбора пробы _____

№№ п.п.	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1	Температура нефти при условиях измерения объема, °С		
2	Давление нефти при условиях измерения объема, МПа		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м^3		
4	Плотность нефти при 20 °С, кг/м^3		
5	Плотность нефти при 15 °С, кг/м^3		
6	Массовая доля воды, %		
7	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3 (%)		
8	Массовая доля механических примесей, %		
9	Массовая доля серы, %		
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. Ст.)		
11	Выход фракций, % - при температуре до 200 °С		
	- при температуре до 300 °С		
12	Массовая доля парафина, %		
13	Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm)		
14	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm)		
15	Массовая доля Органических хлоридов, млн$^{-1}$ (ppm)		

Пункт 3 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену).

Пункты 4, 5 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858 - 2002 _____

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Представитель сдающей стороны _____ _____
(должность) (предприятие)

_____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Представитель принимающей стороны _____ _____
(должность) (предприятие)

_____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Приложение № 6
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

(для поставки на экспорт)

CERTIFICATE OF QUALITY

№ _____ от _____20 __ г.

К акту приема-сдачи нефти № /for delivery-acceptance act No/_____

Пункт приема-сдачи нефти /Oil measurement station/ _____

Номер аттестата аккредитации /certificate of accreditation/_____

СИКН № / Oil measurement station/_____

Мера вместимости /Measure of storage/ _____

Дата и время отбора пробы /Date and time of sampling/ _____

№	Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний standard measurement method	Результат испытаний test result
1	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2	Давление нефти при условиях измерений объема, Мпа		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м^3		
4	Плотность нефти при 20°С, кг/м^3 *Density at 20 °C , kg/m^3*		
5	Плотность нефти при 15°С, кг/м^3 *Density at 15 °C , kg/m^3*		
6	Массовая доля воды, % *Water content, mass %*		
7	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3(%) *Chloride salt content, mgr/dm^3 (%)*		
8	Массовая доля механических примесей, % *Mechanical admixtures, %*		
9	Массовая доля серы, % *Sulphur, mass %*		
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.) *Vapor pressure, kPa (mm Hg)*		
11	Выход фракций, %: при температуре до (at T up to) 200 °С *Distillation:* при температуре до (at T up to) 300 °С		
12	Массовая доля парафина, % *Paraffin content, mass %*		
13	Массовая доля сероводорода млн$^{-1}$ (ppm) *Hydrogen sulfide content, mg/kg (ppm)*		
14	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm)		
15	Массовая доля Органических хлоридов, млн$^{-1}$ (ppm) Organic *chloride content, mg/kg (ppm)*		

Пункт 3 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену).

Пункты 4 и 5 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858 - 2002 /Classification according to GOST R 51858 - 2002 /

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
подпись/ *signature/* *И.О. Фамилия /name/*

Представитель сдающей стороны _____
предприятие /company/

_____ _____
подпись/ *signature/* *И.О. Фамилия /name/*

Представитель принимающей стороны _____
предприятие /company/

_____
подпись/ *signature/* *И.О. Фамилия /name/*

Приложение № 7
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

(при поставке на экспорт морским транспортом)

CERTIFICATE OF QUALITY
№ _____ от____ 20__ г.

Порт погрузки /Port of loading/ _____
Разрешение на вывоз /Export permit/ _____
Проба /Sample/ № _____
Дата отгрузки /Data of loaded/ _____
Название танкера /Tanker/ _____

Количество, тонн Quantity, ton	Брутто/ Gross

№	Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний standard measurement method	Результат испытаний test result
1	Плотность нефти при 20°С, кг/м^3 Density at 20°C , kg/m^3		
2	Плотность нефти при 15°С, кг/м^3 Density at 15°C , kg/m^3		
3	Массовая доля воды, % Water content, mass %		
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3 (%) Chloride salt content, mgr/dm^3 (%)		
5	Массовая доля механических примесей, % Mechanical admixtures, %		
6	Массовая доля серы, % Sulphur, mass %		
7	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) Vapor pressure, kPa (mm Hg)		
8	Выход фракций, %: при температуре до (at T up to) 200 °С Distillation: при температуре до (at T up to) 300 °С		
9	Массовая доля парафина, % Paraffin content, mass %		
10	Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm) Hydrogen sulfide content, mg/kg (ppm)		
11	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm) Total methyl-ethyl mercaptans, mg/kg (ppm)		
12	Массовая доля Органических хлоридов, млн$^{-1}$ (ppm) Organic chloride content, mg/kg (ppm)		

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858 – 2002 /Classification according to GOST R 51858-2002_____

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
подпись /signature/ *И.О. Фамилия /name/*

Приложение № 8
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(справочное)

Значения поправочных коэффициентов на вместимость трубопровода

Таблица 8.1 - Значение поправочного коэффициента (K_t) в зависимости от средней температуры нефти (t) в трубопроводе

t, °C	K_t	t, °C	K_t
-10	0,99899	20	1,00000
-9	0,99903	21	1,00003
-8	0,99906	22	1,00007
-7	0,99909	23	1,00010
-6	0,99913	24	1,00013
-5	0,99916	25	1,00017
-4	0,99919	26	1,00020
-3	0,99923	27	1,00024
-2	0,99926	28	1,00027
-1	0,99929	29	1,00030
0	0,99933	30	1,00034
1	0,99936	31	1,00037
2	0,99940	32	1,00040
3	0.99943	33	1,00044
4	0,99946	34	1,00047
5	0,99950	35	1,00050
6	0,99953	36	1,00054
7	0,99956	37	1,00057
8	0,99960	38	1,00060
9	0.99963	39	1,00064
10	0,99966	40	1,00067
11	0,99970	41	1,00071
12	0,99973	42	1,00074
13	0,99976	43	1,00077
14	0,99980	44	1,00081
15	0,99983	45	1,00084
16	0,99987	46	1,00087

Окончание таблицы 8.1

t, °C	K_t	t, °C	K_t
17	0,99990	47	1,00091
18	0,99993	48	1,00094
19	0,99997	49	1,00097
		50	1,00101

Таблица 8.2 - Значение коэффициента (K_P), учитывающего влияние давления нефти в трубопроводе

Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	1,0	2,0	3,0	3,7
273×7	1,00017	1,00035	1,00053	1,00065
273×8	1,00015	1,00031	1,00048	1,00057
325×7	1,00021	1,00042	1,00063	1,00077
325×8	1,00018	1,00037	1,00055	1,00068
325×9	1,00016	1,00032	1,00049	1,00060
377×7	1,00024	1,00048	1,00072	1,00090
377×8	1,00021	1,00042	1,00064	1,00078
377×10	1,00017	1,00034	1,00051	1,00063
426×7	1,00027	1,00055	1,00082	1,00101
426×8	1,00024	1,00046	1,00069	1,00086
426×9	1,00021	1,00042	1,00064	1,00079
426×10	1,00019	1,00038	1,00058	1,00071
426×11	1,00017	1,00035	1,00052	1,00064
426×12	1,00016	1,00032	1,00048	1,00059

Примечания:

1. При дробных значениях среднего давления коэффициент K_p определяют методом интерполяции.

2. Для типоразмеров трубопроводов, не вошедших в таблицу, коэффициент K_P определяют по формуле:

$$K_p = 1 + \frac{1{,}25 - \mu}{E} \times \frac{D_в}{\delta} \times P_{ср},$$

где μ - коэффициент Пуассона для материала стенки трубопровода (принимают равным 0,3);

E - модуль упругости материала стенки трубопровода, МПа (принимают равным 206000 МПа);

$D_в$ - внутренний диаметр трубопровода, мм, определяют по формуле:

$$D_в = D - 2\delta;$$

D - наружный диаметр трубопровода, мм;

δ - толщина стенки трубопровода, мм;

α - коэффициент линейного расширения материала стенки трубопровода, $°C^{-1}$ (принимают равным 0,000012 $°C^{-1}$)

Приложение № 9
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

_____

_____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

«___» _____ 20 __ г.

РАСЧЕТ

массы нетто технологических остатков нефти

_____ на _____

Наименование объекта	Кол-во единиц оборудования или протяженность коммуникаций	Объем заполнения оборудования или коммуникаций, куб.м	Средняя обводненность, %	Коэффициент заполнения по объему	Технологический остаток, т
1	2	3	4	5	6
1 Нефтепроводы 1.1 Нефтепроводы от ИУ на скважинах до ДНС (сборных пунктов) или до ЦПС, ТП ∅ ∅ ∅ 1.2 Нефтепроводы от ДНС (сборных пунктов) до ЦПС, ТП **2 ДНС (сборный пункт)** 2.1 Резервуары: РВС- РВС- РВС-					

Железобетонные резервуары (тип, марка): объем – объем – объем -						

Окончание приложения № 9

1	2	3	4	5	6
2.2 Горизонтальные резервуары (емкости):					
объем –					
объем –					
объем -					
2.3 Прочие емкости					
объем –					
объем –					
объем –					

Итого: технологические остатки _____ т

(уполномоченные лица) _____
(Ф.И.О.)

Приложение № 10
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

_____

_____
(Ф.И.О.) (подпись)

«___» _____ 20 __ г.

РАСЧЕТ

технологических остатков

НГДО ___ _____ на _____

Наименование объекта	Количество оборудования, шт., протяженность коммуникаций, м	Объем заполнения оборудования или коммуникаций, куб. м	Средняя Обводненность, %	Коэффициент заполнения по объему	Технологический остаток, т
1	2	3	4	5	6
1 Резервуары 1.1 Технологические: РВС – РВС – 1.2 Буферные (сырьевые): РВС – РВС – 1.3 Товарные: РВС – РВС –					
2 Нефтегазовые сепараторы: объем – объем –					
3 Межплощадочные нефтепроводы: Ø Ø					
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					
10 Очистные сооружения 10.1 РВС (другие отстойники) 10.2 С гидрофобным фильтром объем – объем – объем – 10.3 Для уловленной нефти объем –					
11 Амбары земляные					
12 Емкости и прочие трубопроводы 12.1 Емкости для ШФЛУ 12.2 Прочее оборудование					
13 Прочие (включая закачку в скважину)					

Итого технологические остатки _____ т

(уполномоченные лица) _____
(Ф.И.О.)

Приложение № 11
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

Организация _____
УТВЕРЖДАЮ
(уполномоченные лица)
_____
«__» _____ 20__ г.

АКТ
остатков нефти в технологических аппаратах
на «__» _____20__ г.

Председатель комиссии _____ (Ф.И.О., должность)
Члены комиссии в составе: _____ (Ф.И.О., должность),
_____ (Ф.И.О., должность), _____ (Ф.И.О., должность)
составили настоящий акт в том, что _____ числа в _____ часов после расчета установили наличие нефти следующего качества и количества

№ п/п	Наименование и номер объекта (ДНС, ЦПС и т.д.)	Наименование и номер аппаратов	объем аппаратов, $м^3$	Коэффициент заполнения	Средняя температура нефти, °С	Давление (избыточное), МПа	Плотность нефти при средней температуре и давлении, $кг/м^3$	Масса брутто нефти, т	Содержание балласта в нефти						Масса нетто нефти, т
									вода, %	соли		мех. примеси, %	всего		
										$мг/дм^3$	%		%	т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
									Итого: остатки нефти:						
									в т.ч. остатки нефти организации						
									Количество остатков нефти .....(сторонней организации)						
									Количество остатков нефти .....(сторонней организации)						

Подписи (уполномоченные лица) _____

Приложение № 12
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

Организация _____
УТВЕРЖДАЮ
(уполномоченные лица)

_____
(Ф. И. О., подпись)

АКТ
остатков нефти в трубопроводах

Председатель комиссии _____(Ф.И.О., должность)
Члены комиссии _____ _____, _____ _____, _____ _____,
должность Ф.И.О. должность Ф.И.О. должность Ф.И.О.

составили настоящий акт в том, что ____ числа в ___часов после расчета установлено наличие нефти следующего количества и качества

№№ п/п	Наименование участка трубопровода	Вместимость участка трубопровода, $м^3$	Поправочные коэффициенты на вместимость трубопровода		Коэффициент заполнения	Среднее давление на участке, МПа	Средняя температура, °С	Плотность при средней температуре и давлении, $кг/м^3$	Масса брутто нефти, т	Содержание балласта в нефти						Масса нетто нефти
										Вода	Соли		Мех. примеси	Всего		
			K_t	K_p						%	%	$мг/дм^3$	%	%	т	Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Итого: остатки нефти в нефтепроводах:
в т.ч.: остатки нефти организации
Количество остатков нефти …….. (сторонней организации)
Количество остатков нефти …….. (сторонней организации)

Председатель комиссии: _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)
Члены комиссии: _____ _____
(Ф. И. О.) (подпись)
_____ _____
(Ф. И. О.) (подпись)

Приложение № 13
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ
(уполномоченные лица)

Цех _____ _____

(Ф. И. О.) (подпись)

АКТ

остатков нефти в технологических резервуарах и резервуарах товарного парка

Председатель комиссии _____ _____,
должность Ф.И.О.

Члены комиссии _____ _____, _____ _____, _____ _____,
должность Ф.И.О. должность Ф.И.О. должность Ф.И.О.

составили настоящий акт в том, что _____ числа в _____ часов было произведено снятие натурных остатков нефти и после расчета установили следующее наличие:

Номер резервуара (емкость)	Общий уровень, мм	Общий объем, $м^3$	Уровень подтоварной воды, мм	Объем нефти, $м^3$	Объем подтоварной воды, $м^3$	Средняя температура нефти, °С	Плотность нефти при средней температуре, $кг/м^3$	Масса брутто нефти, т	Содержание балласта в нефти						Масса нетто нефти, т
									вода, %	соли		мех. примеси, %	всего		
										$мг/дм^3$	%		%	т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТОГО															
							в т.ч.: количество нефти собственной								
							количество нефти сторонней организации								

Председатель комиссии: _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Приложение № 14
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

Исполнительный баланс нефти за _____20____ год (месяц)

тыс. тонн

№№ п.п.	Наименование пункта	Строка	Отчетный месяц			Текущий год нарастающим итогом		
			Всего	собствен. нефть	нефть сторон. орг.	Всего	собствен. нефть	нефть сторон. орг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	РЕСУРСЫ							
1	**Остатки нефти на начало отчетного периода всего (масса нетто)** (02 + 03 + 05) в т.ч.:	01						
1.1	остатки в нефтепроводах	02						
1.2	остатки в резервуарах и технологических аппаратах (04+05), из них:	03						
1.2.1	остатки технологические	04						
1.3	остатки в амбарах очистных сооружений	05						
2	**Нефть добытая**	06			X			X
3	**Поступление от сторонних организаций** (09 + 10), всего в т.ч.:	07		X			X	
3.1	для подготовки и/или транспортировки	08		X			X	
3.2	по договорам купли-продажи	09		X			X	
4	**Приход** (06+07)	10						
5	**Итого ресурсы нефти (01 + 10)**	11						
	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ							
6	**Потери фактические** (13 +14), всего в том числе:	12						
6.1	технологические потери	13						

6.2	непроизводственные потери	14						
7	**Расход нефти на производственно-технологические нужды и топливо**	15						
8	**Расход внутри организации**, всего в том числе:	16						
8.1	на выработку ШФЛУ и производство нефтепродуктов	17						
9	**Отпуск нефти по гражданско-правовым договорам сторонним организациям**	18						
10.	**Сдача нефти транспортным организациям** (20 +23), всего в том числе:	19						
10.1	на транспортировку в систему магистральных трубопроводов (21 + 22), всего из них:	20						
10.1.1	экспорт	21						
10.1.2	внутренний рынок России	22						
10.2	для транспортировки железнодорожным, водным, автомобильным видами транспорта (24+25), всего из них:	23						
10.2.1	для переработки в России	24						
10.2.2	экспорт	25						
11	**Расход нефти** (12 + 15 + 18 + 19), **всего**	26						
12	**Остатки нефти на конец периода (масса нетто)** **(28 + 29+ 32)**, в т.ч.:	27						
12.1	остатки в нефтепроводах	28						
12.2	остатки в резервуарах и технологических аппаратах (30+31), из них:	29						
12.2.1	остатки технологические	31						
12.3	остатки в амбарах очистных сооружений	32						
13	**Изменение остатков всего** (27 – 01)	33						
14	Баланс	34						

Руководитель НГДО _____ (ФИО)

Продолжение Приложения № 14
к Временным рекомендациям по учету нефти
в нефтедобывающих организациях
(рекомендуемое)

1. По строкам 01 – 05 отражаются остатки на начало отчетного периода. При составлении последующих исполнительных балансов в строках 01 – 05 указываются данные, соответствующие показателям, приведенным в строках 27-32 об остатках нефти на конец отчетного периода в балансе нефти за предыдущий отчетный период.

2. По строкам 06 «Нефть добытая» отражаются данные о массе нетто нефти, добытой Организацией за отчетный период с учетом фактических потерь. Эти данные являются основанием для формирования отчетных форм установленных образцов.

3. По строкам 08-09 отражаются данные о количестве нефти, поступившей за отчетный период от сторонних организаций в рамках действия гражданско-правовых отношений, в том числе по договорам купли-продажи и договорам на услуги по подготовке, хранению и для передачи на транспортировку. Данные строки заполняют на основании актов приема-сдачи нефти.

4. По строкам 12-14 отражается количество фактических потерь нефти при добыче, всего и в том числе технологические и непроизводственные. Данные строки заполняют на основании актов.

5. По строке 15 отражается количество нефти, израсходованное на производственно-технологические нужды и топливо. Данную строку заполняют на основании накладных.

6. По строке 17 отражается количество нефти, израсходованной на выработку ШФЛУ и на производство нефтепродуктов. Данную строку заполняют на основании актов приема-передачи нефти.

7. По строке 18 отражается количество нефти, отпущенной по договорам гражданско-правовым договорам сторонним организациям. Данную строку заполняют на основании актов приема-сдачи и товарно-транспортных накладных.

8. По строкам 20-22 отражаются данные о количестве нефти, переданной на транспортировку в систему магистрального трубопровода на экспорт и на внутренний рынок Российской Федерации. Данные строки заполняют на основании актов приема-сдачи нефти.

9. По строкам 23-25 отражаются данные о количестве нефти, сданной для транспортировки железнодорожным, водным, автомобильным транспортом, в то числе, для переработки на НПЗ Российской Федерации и на экспорт в страны дальнего и ближнего зарубежья. Данные строки заполняют на основании актов приема-сдачи и товарно-транспортных накладных.

10. По строкам 27-32 отражаются остатки нефти по состоянию на конец отчетного периода по итогам инвентаризации.

11. По строке 33 подводится баланс: сумма количества остатков на начало отчетного периода с приходной частью должно равняться сумме количества остатков на конец отчетного периода с расходной частью баланса.

12. Данные о наличии и движении нефти отражаются за отчетный месяц и с начала года нарастающим итогом.

gost.e-ecolog.ru