Р 50.2.040-2004

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТРОЛОГИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА НЕФТИ ПРИ ЕЕ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Издание официальное

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии

Москва

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным Государственным Унитарным предприятием Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии (ФГУП ВНИИР)

ВНЕСЕНЫ Управлением метрологии и надзора Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

2 ПРИНЯТЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 .12.2004 г. № 115-ст

3 ВЗАМЕН Инструкции по учёту нефти при её транспортировке по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

Настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 4
4 Общие положения 7
5 Порядок приема и сдачи нефти 7
6 Определение массы нефти с применением СИКН 10
7 Определение массы нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости 13
8 Определение массы нефти при отгрузке в танки наливных судов 20
9 Определение массы нефти при отгрузке в железнодорожные цистерны 20
10 Определение массы нефти в нефтепроводах 21
11 Инвентаризация нефти на предприятиях 24
12 Оформление документов о приеме и сдаче нефти 27
13 Определение потерь нефти и их оформление 28
14 Порядок разработки отчетов и исполнительных балансов 30
15 Отпуск нефти в качестве топлива и на другие технологические нужды 31
16 Особенности оформления отчетной документации при приеме-сдаче нефти на экспорт 32
Приложение А Методика введения поправки на результат измерений массы нефти при наличии свободного газа 34
Приложение Б Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партии нефти 37
Приложение В Формы Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий, перемещаемых через таможенную границу Российской Федерации и Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий на зарубежных ПСН 38
Приложение Г Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для валовых суточных объемов нефти 41
Приложение Д Форма Акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти 42
Приложение Е Форма Акта приема-сдачи нефти по резервуарам для валовых объемов нефти 43
Приложение Ж Форма Паспорта качества при приеме нефти грузоотправителей 44
Приложение И Форма Паспорта качества при сдаче нефти на

НПЗ РФ и при приеме-сдаче между предприятиями трубопроводного транспорта 45
Приложение К Форма Паспорта качества для поставки нефти на экспорт.....46
Приложение Л Форма Паспорта качества для поставки нефти на экспорт морским транспортом.....47
Приложение М Расчет коэффициента заполнения $K_з$ для самотечного участка 48
Приложение Н Таблицы значений поправочных коэффициентов на вместимость трубопровода 50
Приложение П Форма Акта инвентаризации нефти в трубопроводах 53
Приложение Р Форма Акта инвентаризации нефти в резервуарах 54
Приложение С Форма сводной ведомости инвентаризации нефти по ОАО (ООО) МН.....55
Приложение Т Форма сличительной ведомости инвентаризации нефти.....56
Приложение У Форма журнала учета приемо-сдаточных Актов....57
Приложение Ф Форма журнала регистрации показаний средств измерений.....57
Приложение Х Форма Акта технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода 59
Приложение Ц Форма Акта списания потерь нефти, принадлежащей ОАО (ООО) МН, при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов, а так же при выводе из эксплуатации участков нефтепровода 62
Приложение Ч Форма Акта об отпуске нефти на собственные нужды 64
Приложение Ш Форма сведений о расходовании нефти на собственные нужды 65

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТРОЛОГИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА НЕФТИ ПРИ ЕЕ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Дата введения 2005-01-01

1 Область применения

Настоящие рекомендации распространяются на метрологическое обеспечение учета нефти (массы нефти) при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» и устанавливают основные положения данного метрологического обеспечения, а также порядок организации и ведения учета массы нефти при ее транспортировке.

Рекомендации предназначены для юридических лиц всех форм собственности, участвующих в операциях сдачи и приема нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы ссылки на следующие нормативные документы (далее – НД):

ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.

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

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

ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.

ГОСТ 2177-99 (ИСО 3405-88) Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды.

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод оп-

Издание официальное

ПРИНЯТ
Комитетом Российской Федерации
по стандартизации, [illegible] и
сертификации.
Начальник [illegible]

ределения механических примесей.

ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия.

ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина.

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

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

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

ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки.

ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.

ПМГ 65-2003 ГСИ. Цистерны железнодорожные. Общие требования к методикам поверки объемным методом.

ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов.

ГОСТ Р 51000.4-96 ГСС РФ. Система аккредитации в Российской Федерации. Общие требования к аккредитации испытательных лабораторий.

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

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии.

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.569-98 ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки.

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.599-2003 ГСИ. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы.

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений.

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

РД 39-105-91 Правила клеймения средств измерений узлов учета нефти и трубопоршневых установок.

РД 50-156-79 Определение вместимости и градуировка желе-

зобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 м^3 геометрическим методом.

РД 153-39.4-042 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

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

МИ 1001-99 ГСИ. Определение поправочного коэффициента на полную вместимость нефтеналивных танков судов при измерении объема нефти. Методика расчета

МИ 1124-86 ГСИ. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров с теплоизоляцией. Методика выполнения измерений геометрическим методом.

МИ 2153-2003 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях.

МИ 2174-91 ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения.

МИ 2379-96 ГСИ. Давление насыщенных паров нефти. Методика выполнения измерений.

МИ 2575-2000 ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений.

МИ 2579-2000 ГСИ. Резервуары (танки) речных и морских наливных судов. Методика поверки объемным методом.

МИ 2632-2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета.

МИ 2736-2002 ГСИ. Нормы погрешности баланса сдаваемой и принимаемой массы нетто нефти по ОАО «АК «Транснефть».

МИ 2724-2002 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные. Методика поверки геометрическим методом.

МИ 2773-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти.

МИ 2775-2002 ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.

МИ 2778-2002 ГСИ. Резервуары железобетонные вертикальные. Методика поверки объемным методом.

МИ 2795-2003 ГСИ. Потенциальные потери углеводородов в нефти от испарения. Методика выполнения измерений.

МИ 2825-2003 ГСИ. Системы измерительные количества и по-

казателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию.

МИ 2837-2003 ГСИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение.

АСТМ Д 445-96 Метод определения кинематической вязкости в прозрачных и непрозрачных жидкостях (и расчет динамической вязкости).

АСТМ Д 3230-90(97) Сырая нефть. Определение солей электрометрическим методом.

АСТМ Д 4006-81 Вода в сырых нефтях. Метод дистилляции.

АСТМ Д 4929-99 Стандартный метод определения органических хлоридов, содержащихся в сырой нефти.

АСТМ Д 4294-98 Нефтепродукты. Определение серы бездисперсионным рентгеноспектральным флюоресцентным методом.

АСТМ Д 5002-99 Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырой нефти цифровым анализатором плотности.

АСТМ Д 6377-99 Стандартный метод определения давления паров сырой нефти $VPCR_X$ (метод расширения).

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных НД по указателю «Государственные стандарты», составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **товарная нефть (нефть)**: Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858.

3.2 **приемо-сдаточный пункт (ПСП)**: Пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

3.3 **ОАО (ООО) МН**: Акционерные общества магистральных нефтепроводов, обеспечивающие эксплуатацию (обслуживание) магистральных нефтепроводов.

3.4 **собственная нефть ОАО (ООО) МН**: Нефть, находящаяся на балансе обществ магистральных нефтепроводов на основании прав владения, пользования и распоряжения. Собственная нефть ОАО (ООО) МН включает технологический остаток, временно вы-

тесненную нефть и товарный остаток.

3.5 **технологический остаток**: Количество нефти в нефтепроводах и резервуарах, необходимое для осуществления непрерывного технологического процесса перекачки нефти.

3.6 **временно вытесненная нефть**: Количество нефти, вытесненное из выведенных из эксплуатации нефтепроводов и резервуаров, которое впоследствии будет направлено на заполнение вновь вводимых или отремонтированных нефтепроводов и резервуаров, а также находящееся в резервуарном парке за счет изменения условий инвентаризации (температуры, давления, плотности, балласта).

3.7 **товарный остаток собственной нефти**: Остаток нефти, предназначенный для реализации, расходов на собственные нужды в качестве топлива и другие технологические нужды.

3.8 **товарный остаток нефти грузоотправителей**: Остаток нефти, включающий мобильный остаток, переходящий остаток и нераспределенный остаток.

3.9 **мобильный (минимально-необходимый) остаток нефти грузоотправителей**: Остаток нефти грузоотправителей, предназначенный для устойчивой работы ОАО «АК «Транснефть» для выполнения договорных обязательств по транспортировке нефти и рассчитываемый исходя из двухсуточной сдачи нефти в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» от количества, заявленного грузоотправителем на месяц.

3.10 **переходящий остаток нефти грузоотправителей**: Остаток нефти, принятой в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» от грузоотправителей на основании маршрутных поручений, но не сданный конечному грузополучателю.

3.11 **нераспределенный остаток нефти грузоотправителей**: Остаток нефти, принятой в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» от грузоотправителей на основании их заявок, но не оформленный в текущем месяце маршрутными поручениями.

3.12 **транспортировка**: Совокупность операций, включающая в себя операции приема нефти на начальном ПСП, перекачку по системе магистральных нефтепроводов, сдачу на конечном ПСП, слив, налив и перевалку.

3.13 **грузоотправитель**: Сторона по договору об оказании услуг по транспортировке нефти.

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

3.15 **производитель**: Производитель нефти, включенный Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации в учетную структуру нефтяных компаний и нефтедобывающих ор-

ганизаций.

3.16 **нефть клиентов**: Нефть грузоотправителей (производителей).

3.17 **наличие нефти клиентов**: Фактическое наличие нефти грузоотправителей (производителей) в системе магистральных нефтепроводов в соответствии с исполнительными балансами ОАО (ООО) МН.

3.18 **документальные остатки нефти клиентов**: Расчетные остатки нефти грузоотправителей (производителей), определяемые исходя из остатков нефти на начало отчетного периода, количества принятой нефти в систему магистральных нефтепроводов, количества сданной нефти конечным грузополучателям, с учетом потерь нефти, рассчитанных в соответствии с «Нормами естественной убыли нефти при транспортировке нефти по маршрутам ОАО «АК «Транснефть».

3.19 **маршрутное поручение**: Поручение ОАО «АК «Транснефть» дочерним ОАО (ООО) МН на транспортировку партии нефти грузоотправителя.

3.20 **пункт отправления**: Начальный ПСП маршрута транспортировки (пункт приема нефти от грузоотправителя).

3.21 **пункт назначения**: Конечный ПСП маршрута транспортировки (пункт сдачи нефти грузополучателю).

3.22 **промежуточный пункт**: Пункт приема-сдачи между смежными ОАО (ООО) МН.

3.23 **система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)**: Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти, и предназначенная для:

- получения информации об измеряемых параметрах нефти,
- автоматической и ручной обработки результатов измерений,
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

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

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

3.26 **партия нефти**: Количество нефти, сопровождаемое одним маршрутным поручением.

3.27 **схема нормальных (технологических) грузопотоков нефти**: Документ, утвержденный уполномоченным государственным органом и устанавливающий нормы качества нефти в транспортных потоках.

3.28 **стандартные условия**: Условия, соответствующие температуре 20 °С или 15 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.29 **масса брутто нефти**: Общая масса нефти, включающая массу балласта.

3.30 **масса балласта**: Общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

3.31 **масса нетто нефти**: Разность массы брутто нефти и массы балласта.

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

3.33 **испытательная (аналитическая) лаборатория нефти**: Лаборатория, осуществляющая контроль качества нефти при приёмо-сдаточных операциях.

4 Общие положения

4.1 ОАО «АК «Транснефть» осуществляет транспортировку нефти на основании договоров, заключаемых с грузоотправителями.

4.2 Транспортировку нефти осуществляют партиями.

4.3 Транспортировку осуществляют в соответствии со Схемой нормальных (технологических) грузопотоков нефти.

4.4 Каждый маршрут включает пункт отправления и пункт назначения.

5 Порядок приема и сдачи нефти

5.1 Учет нефти в системе магистральных нефтепроводов осуществляют по массе нетто в тоннах, с округлением до целых значений.

5.2 Требования к нефти, предъявленной для транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы (далее –НПЗ) России и на экспорт: по ГОСТ Р 51858. Содержание свободного газа в нефти не допускается.

5.3 В случае обнаружения в принимаемой партии нефти свободного газа прием нефти прекращают. По согласованию сдающей и принимающей нефть сторон допускается продолжать прием нефти, при этом на результат измерений количества нефти вводят поправку в соответствии с приложением А.

5.4 При приеме и сдаче партии нефти на ПСП определяют ее массу и значения показателей качества нефти. По их результатам оформляют Акт приема-сдачи нефти (приложения Б, В, Г, Д, Е) и Паспорт качества нефти (приложения Ж, И, К, Л). Кроме того, при отгрузке нефти морским, речным и железнодорожным транспортом оформляют коносамент и накладную в соответствии с правилами, установленными на этом транспорте. Сведения, отраженные в коносаменте и в железнодорожных накладных, соответствуют данным в Актах приёма-сдачи.

Должностных лиц, ответственных за прием-сдачу нефти, составление и подписание актов приёма-сдачи нефти, назначают приказами руководителей сдающей и принимающей нефть сторон. Образцы подписей ответственных лиц хранят в бухгалтериях сдающей и принимающей нефть сторон.

Полномочия должностных лиц оформляют доверенностями. Подлинники доверенностей или нотариально заверенные копии находятся у представителей сдающей и принимающей сторон.

5.5 Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

5.6 Измерения массы брутто нефти на ПСП при приеме (сдаче) проводят следующими методами по ГОСТ Р 8.595:

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

5.7 Нормы погрешности измерений массы нефти: по ГОСТ Р 8.595.

5.8 Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН технически исправны и не допускают перетока и утечки нефти. При этом обеспечен контроль отсутствия утечек с помощью врезных вентилей, установкой заглушек или автоматический контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при проведении контроля метрологических характеристик расходомеров.

5.9 Отбор проб нефти проводят по ГОСТ 2517. Испытания нефти проводят в аккредитованной испытательной (аналитической) лаборатории сдающей или принимающей стороны, определяемой по соглашению сторон, входящей в состав соответствующего ПСП. Требования к испытательной лаборатории: по РД-08.00-74.30.10-КТН-001-1-03.

5.10 Требования к показателям качества нефти: по ГОСТ Р 51858. Для проверки соответствия нефти требованиям на-

стоящего стандарта проводят приемо-сдаточные и периодические испытания.

Приемосдаточные испытания проводят один раз в смену по следующим показателям: плотность, массовая доля серы, давление насыщенных паров (при приеме нефти для транспортировки по системе магистрального транспорта), массовая доля воды и концентрация хлористых солей.

Периодические испытания проводят в сроки, согласованные принимающей и сдающей нефть сторонами, но не реже одного раза в 10 дней по показателям: массовая доля механических примесей, давление насыщенных паров (при сдаче нефти из системы магистрального транспорта, при приеме-сдаче между смежными ОАО (ООО) МН), массовая доля сероводорода и легких меркаптанов, выход фракций, содержание хлорорганических соединений, массовая доля парафина.

Показатели «выход фракций» и «массовая доля парафина» определяют при приеме нефти в систему магистральных нефтепроводов и при сдаче нефти на экспорт.

Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу равных количеств нефти всех суточных объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517.

Давление насыщенных паров, выход фракций, содержание сероводорода и легких меркаптанов определяют по точечным пробам нефти.

Остальные показатели качества нефти определяют по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517.

Объемную долю свободного газа в нефти определяют не реже одного раза в месяц, а так же по требованию одной из сторон.

5.11 Показатели качества нефти определяют стандартизованными методами по 6.6.2. Определение показателей качества нефти может быть проведено с применением анализаторов, прошедших испытания с целью утверждения типа по ПР 50.2.009. Погрешность анализаторов: не хуже установленных стандартизованными методами. При применении автоматизированных анализаторов, в которых МВИ реализованы алгоритмами и программными средствами, разработку и аттестацию дополнительных МВИ не осуществляют.

5.12 Арбитражную (контрольную) пробу нефти хранят в соответствии с ГОСТ 2517 и ГОСТ 1510. При разногласиях в оценке показателей качества нефти, возникших после приемо-сдаточных испытаний и в срок не более срока хранения арбитражной пробы, проводят испытания (вскрытие) арбитражной пробы. Решение об испытании арбитражной пробы нефти принимают на основании письмен-

ного заявления одной из сторон с указанием причины, вызвавшей разногласие и при согласовании принимающей и сдающей нефть сторон. Снятие с хранения арбитражной пробы нефти проводят в присутствии принимающей и сдающей сторон с оформлением Акта снятия с хранения арбитражной пробы нефти, подписанного уполномоченными лицами от принимающей и сдающей стороны и соответствующей записи в журнале хранения арбитражных проб. Испытания проводят в лаборатории, определенной соглашением сторон. Результаты, полученные при испытании арбитражной пробы, считают окончательными.

5.13 Количество сданной и принятой нефти на ПСП измеряют по СИКН и мерам вместимости каждые два часа, посменно и ежесуточно по состоянию на 24 часа московского времени.

6 Определение массы нефти с применением СИКН

6.1 Массу брутто принятой и сданной нефти с применением СИКН определяют согласно РД 153-39.4-042.

При приёме-сдаче нефти по показаниям СИКН применяют следующие основные методы измерений:

- косвенный метод динамических измерений с применением преобразователей объёмного расхода (далее – ПР), включая ультразвуковые, и поточных преобразователей плотности;
- прямой метод динамических измерений с применением массомеров.

6.2 При измерениях массы брутто нефти *косвенным методом динамических измерений* регистрируют результаты измерений:

- объема нефти ($м^3$), измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;
- объема нефти ($м^3$), приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;
- плотности нефти ($кг/м^3$), измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;
- массы брутто нефти (т), измеренной по каждой рабочей линии и всей СИКН.

При измерениях косвенным методом динамических измерений, массу брутто нефти вычисляют как произведение соответствующих значений:

объёма и плотности нефти, приведённых к условиям измерений объема;

объёма и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

При определении объема нефти применяют ПР (турбинные,

лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

При определении плотности нефти применяют поточные преобразователи плотности, преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

На выходе каждой измерительной линии, на входе и выходе поверочной установки устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр. На выходном коллекторе СИКН – преобразователь давления и манометр.

В том случае, если вязкость нефти влияет на характеристики ПР, вязкость нефти определяют с периодичностью, указанной для метода измерений по ГОСТ 33.

В том случае, если на показания ПР вводят поправку по вязкости, ее измеряют поточным вискозиметром.

6.3 При измерениях *прямым методом динамических измерений* массу брутто нефти измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений массы нефти (в тоннах), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН.

6.4 Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517.

6.5 Вычисление массы нетто нефти

Массу нетто нефти $M_Н$, т, вычисляют как разность массы брутто нефти M, т, и массы балласта m, т, по формуле

$$M_Н = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_В + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right), \qquad (6.5.1)$$

где $W_В$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$W_{ХС} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_v}, \qquad (6.5.2)$$

где $\varphi_{хс}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м^3.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_В = \frac{\varphi_в \cdot \rho_в}{\rho_v}, \qquad (6.5.3)$$

где $\varphi_в$ – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_в$ – плотность воды, кг/м^3 (принимают равной 1000 кг/м^3).

6.6 Определение показателей качества нефти

6.6.1 Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517.

6.6.2 Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858:

- плотность по ГОСТ 3900, или по ГОСТ Р 51069 с учетом МИ 2153;
- массовую долю воды по ГОСТ 2477 и (или) по АСТМ Д 4006;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534 и (или) АСТМ Д 3230;
- массовую долю серы по ГОСТ 1437 и ГОСТ Р 51947 или по АСТМ Д 4294;
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756, АСТМ Д 6377;
- объемную долю свободного газа по МИ 2575;
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851;
- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б);
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю органических хлоридов по АСТМ Д 4929.

Приведение плотности нефти при 20 °С к 15 °С выполняют по таблицам ГОСТ Р 8.599, а также по таблицам МИ 2153 или по программам пересчета МИ 2632.

Плотность нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не хуже погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

6.6.3 В актах приема-сдачи и в паспортах качества измеренные параметры отражаются с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице:

Параметр (характеристика)	Единица величины	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м^3	1
Масса	тонна	0
Объем	м^3	0

Масссовая доля балласта	%	4
Масссовая доля хлористых солей	%	4
Масссовая доля мех. примесей	%	4
Массовая доля воды	%	2
Массовая доля серы	%	2

6.7 Алгоритм измерений и программа обработки результатов измерений излагают в НД на методику выполнения измерений, разработанной и аттестованной в соответствии с ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 8.595 и МИ 2174.

6.8 Конкретные условия эксплуатации, порядок организации измерений массы нефти излагают в «Инструкции по эксплуатации СИКН», разработанной для каждой СИКН в соответствии с РД 153-39.4-042.

6.9 В случае отказа средств измерений, не позволяющего осуществлять учет по СИКН, переход на резервную схему учета осуществляют согласно положениям РД 153-39.4-042. За минимальное время от момента отказа (или последнего зафиксированного значения количества нефти) до перехода на резервную схему учета, количество перекаченной нефти определяют расчетным путем, при этом параметры потока (давление, температуру, плотность нефти) принимают равными средним значениям за последний отчетный период, значение расхода нефти при этом принимают равным зафиксированному значению за последние два часа при неизменном режиме перекачки, и оформляют Акт, составленный комиссионно.

7 Определение массы нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости

7.1 Определение массы нефти в мерах вместимости

Массу нефти в мерах вместимости определяют:

косвенным методом статических измерений,

прямым методом статических измерений,

косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе.

7.1.1 При измерениях *косвенным методом статических измерений* в мерах вместимости объем нефти определяют по градуировочной таблице, используя результат измерений уровня нефти в мере вместимости. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти, отобранной из меры вместимости по ГОСТ 2517. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приве-

денной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

7.1.2 При измерениях *прямым методом статических измерений* массу порожней меры вместимости и массу меры вместимости с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы меры вместимости с нефтью и массы порожней меры вместимости.

7.1.3 При измерениях *косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе,* массу нефти вычисляют, используя результат измерений гидростатического давления столба нефти, а так же градуировочные таблицы меры вместимости.

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

вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров – по ГОСТ 8.570 и МИ 1124;

вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров – по ГОСТ 8.346;

вместимость железобетонных резервуаров – по РД 50-156 и МИ 2778;

вместимость железнодорожных цистерн – по ПМГ 65;

вместимость автоцистерн – по ГОСТ Р 8.569;

вместимость резервуаров (танков) речных и морских судов - по МИ 2579.

7.1.5 Учет количества принятой и сданной нефти *косвенным методом статических измерений* с использованием резервуаров проводят после двухчасового отстоя нефти в резервуарах и дренажа подтоварной воды и загрязнений.

7.1.6 Измерения уровня нефти и подтоварной воды в резервуарах

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

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

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

Измерения уровня нефти и подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой

Измерения уровня нефти и уровня подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой проводят в соответствии с экс-

плуатационной документацией на уровнемер или электронную рулетку.

Измерения уровня нефти измерительной рулеткой

Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо.

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

Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты, нанесенной на резервуаре.

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

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

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

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

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

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

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

На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти проводить по высоте пустоты резервуара.

Определение уровня нефти по высоте пустоты резервуара с помощью измерительной рулетки

Опускают ленту рулетки с грузом медленно до погружения лота в нефть, не допуская отклонения лота от вертикального поло-

жения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти и не допуская волн.

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

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

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

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

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

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

Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах измерительной рулеткой

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

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

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

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

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

Измерения уровня подтоварной воды повторяют, если на ленте или пасте она обозначена нечетко, косой линией или на неоди-

наковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений.

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

7.1.7 Определение фактического объема нефти в резервуаре

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

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле

$$V_н = V_0[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)\cdot(t_{ст} - 20)], \qquad (7.1.7.1)$$

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

$$V_0 = V_ж - V_в, \qquad (7.1.7.2)$$

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

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

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

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

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

7.1.8 Определение плотности нефти в мерах вместимости

Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или по ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153, или по ГОСТ Р 51069 с учетом систематической погрешности, определенной по МИ 2153, по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объёма нефти в резервуаре и к стандартным условиям в соответствии с МИ 2153 или МИ 2632.

7.1.9 Определение температуры нефти в мерах вместимости

Среднюю температуру нефти в мерах вместимости определя-

ют с помощью стационарных преобразователей температуры или преобразователя температуры ь составе электронной рулетки в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб.

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

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют в течение 1 – 3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее пяти минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

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

7.1.10 Определение массы брутто нефти в мерах вместимости

Массу брутто нефти, в тоннах, в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$M_{бр} = V_{Н} \cdot \rho_{н} \cdot 10^{-3}, \qquad (7.1.10.1)$$

где $\rho_{н}$ – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м^3;

$V_{Н}$ – фактический объем нефти в резервуаре, м^3, определенный по формуле (7.1.7.1).

7.1.11 Определение массы брутто нефти при откачке из мер вместимости

При откачке нефти из мер вместимости (резервуара) массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти $M_{СД}$ вычисляют по формуле

$$M_{СД} = M_{Н1} - M_{Н2}, \qquad (7.1.11.1)$$

где $M_{Н1}$ – масса нефти до начала откачки, определённая по формуле (7.1.10.1), т;

$M_{Н2}$ – масса остатка нефти, определённая после откачки нефти из резервуара по формуле (7.1.10.1), т.

7.1.12 Определение массы брутто нефти при закачке нефти в меры вместимости

При закачке нефти в меры вместимости (в резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны) массу принятой нефти $M_{ПР}$ вычисляют по формуле

$$M_{пр} = M_{Н2} - M_{Н1}, \qquad (7.1.12.1)$$

где $M_{Н1}$ – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, определённая по формуле (7.1.10.1), т;

$M_{Н2}$ – масса нефти, определённая по окончании процесса закачки по формуле (7.1.10.1), т.

7.1.13 Определение содержания балласта в нефти в мерах вместимости

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых в соответствии с ГОСТ 2517.

7.1.14 Определение массы нетто нефти в мерах вместимости

Определение массы нетто нефти проводят в соответствии с 6.5 настоящих рекомендаций.

7.1.15 При автоматизированных измерениях массы нефти в мерах вместимости уровень нефти измеряют уровнемером, входящим в состав автоматизированной системы учета. Плотность нефти определяют по каналу измерений плотности АСУ, или по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517. Температуру нефти измеряют автоматически, используя канал измерений температуры автоматизированной системы учета.

7.2 Измерения массы нефти в мерах полной вместимости

7.2.1 При измерениях массы нефти в мерах полной вместимости *косвенным методом статических измерений* объем нефти определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти, отобранной из меры полной вместимости по ГОСТ 2517.

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

Температуру нефти в мерах полной вместимости измеряют термометром в точечной пробе нефти.

7.2.2 При измерениях массы нефти в мерах полной вместимости *прямым методом статических измерений* массу порожней меры полной вместимости и массу меры полной вместимости с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы меры полной вместимости с нефтью и массы порожней меры полной вместимости.

7.3 Для обеспечения достоверности учетных операций меры вместимости и меры полной вместимости подвергают периодической очистке от донных отложений в соответствии с РД 153-39.4-078-01. При этом обеспечивают герметичность технологической обвязки и запорной арматуры меры вместимости и отсутствие утечек

нефти, а также возможность проверки герметичности запорной арматуры.

7.4 Показатели качества нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости определяют в соответствии с 6.6.2.

8 Определение массы нефти при отгрузке в танки наливных судов

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

8.2 В качестве резервного средства измерений могут быть использованы танки наливных судов при наличии градуировочных таблиц, утвержденных в установленном порядке, и известном значении судового поправочного множителя К, учитывающего отклонение значения полной вместимости танкера от ее расчетного калиброванного значения за счет различных факторов (неточность градуировочных таблиц, наличие неудаленных остатков, деформация танков и т.п.). Расчет коэффициента К проводят в соответствии с МИ 1001.

При измерениях массы нефти в танках косвенным методом статических измерений объем нефти определяют по градуировочной таблице танкера, используя результаты измерений уровня нефти в танке и уровня подтоварной воды. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти, отобранной из танка по ГОСТ 2517. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

Среднюю температуру нефти в танке определяют по 7.1.9.

Вместимость резервуаров (танков) речных и морских судов определяют по МИ 2579.

8.3 Измерения уровня нефти и подтоварной воды в танке проводят после отстоя нефти не менее 30 минут.

8.4 Показатели качества нефти в танках наливных судов определяют в соответствии с 6.6.2, за исключением измерений содержания свободного газа в нефти.

9 Определение массы нефти при отгрузке в железнодорожные цистерны

При транспортировке партии нефти в железнодорожных цис-

тернах массу нефти определяют следующими методами:

- по результатам налива нефти в цистерны с использованием СИКН;
- прямым методом статических измерений;
- косвенным методом статических измерений.

Вместимость железнодорожных цистерн определяют по ПМГ 65.

9.1 При измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах косвенным методом статических измерений объем отгруженной нефти определяют по результатам измерений уровня нефти метршtоком.

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

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

Среднюю температуру нефти в цистерне определяют по 7.1.9.

9.2 При измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений взвешиванием на весах по ГОСТ 29329 расцепленных цистерн массу брутто нефти в цистерне вычисляют как разность масс брутто до и после налива (слива) нефти в цистерны, измеренных на весах. Общую массу брутто нефти в железнодорожном составе находят суммированием масс брутто нефти в отдельных цистернах.

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

9.4 Показатели качества нефти в железнодорожных цистернах определяют в соответствии с 6.6.2 за исключением измерений содержания свободного газа в нефти.

10 Определение массы нефти в нефтепроводах

10.1 Массу (брутто) нефти, находящейся в трубопроводе, определяют как суммарную массу нефти на отдельных участках трубопровода. Полученный результат округляют до целого значения тонн:

$$M_{тр} = \sum_{i=1}^{n} M_{уч}, \qquad (10.1.1)$$

где n – число участков;

$M_{уч}$ – масса (брутто) нефти на отдельном участке трубопровода, определяемая как произведение геометрического объема внутренней полости участка трубопровода на среднее значение плотности нефти на данном участке:

$$M_{уч} = V_{уч} \frac{\rho_{ср}}{1000}, \qquad (10.1.2)$$

а для самотечных участков трубопровода:

$$M_{уч} = K_з V_{уч} \frac{\rho_{ср}}{1000}, \qquad (10.1.3)$$

где $V_{уч}$ – вместимость участка трубопровода, м^3;

$\rho_{ср}$ – среднее значение плотности нефти на участке, кг/м^3;

$K_з$ – коэффициент заполнения трубопровода, определяемый по приложению М.

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

10.3 С учетом влияния средних для данного участка значений температуры и давления вместимость участка трубопровода рассчитывают по формуле

$$V_{уч} = V_{гр} \cdot K_t \cdot K_p, \qquad (10.3.1)$$

где $V_{гр}$ – вместимость участка трубопровода по градуировочной таблице, м^3;

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры (значения коэффициента приведены в таблице Н.1 приложения Н);

K_p – коэффициент, учитывающий влияние давления (значения коэффициента приведены в таблице Н.2 приложения Н).

Градуировочные таблицы на линейную часть трубопровода и технологические трубопроводы составляют по вместимости одного метра длины трубопровода, исходя из внутреннего диаметра и длины участка трубопровода.

Градуировочные таблицы корректируют при изменении длины или диаметра трубопровода. Таблицы утверждает главный инженер ОАО (ООО) МН. К таблицам прилагают схему трубопровода с указанием диаметра, толщины стенки и длины трубопровода.

10.4 Средние для данного участка значения температуры, давления и плотности нефти, находящегося в линейной части магистрального нефтепровода и в технологических трубопроводах, определяют как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка нефтепровода во время проведения

инвентаризации:

$$\rho_{ср} = 0{,}5 \cdot (\rho_{нач} + \rho_{кон}), \quad (10.4.1)$$

$$P_{ср} = 0{,}5 \cdot (P_{нач} + P_{кон}), \quad (10.4.2)$$

$$t_{ср} = 0{,}5 \cdot (t_{нач} + t_{кон}). \quad (10.4.3)$$

Для трубопроводов с предварительно подогретой нефтью:

$$t_{ср} = 1/3 \cdot t_{нач} + 2/3 \cdot t_{кон}, \quad (10.4.4)$$

где $\rho_{нач}$, $\rho_{кон}$ – плотности нефти, измеренные в начале и конце участка и приведенные к средней температуре и среднему давлению, кг/м^3;

$P_{нач}$, $P_{кон}$ – давления, измеренные в начале и конце участка, МПа;

$t_{нач}$, $t_{кон}$ – температуры, измеренные в начале и конце участка, °С.

10.5 Если за период времени, соответствующий заполнению рассматриваемого участка непосредственно перед инвентаризацией, в начале участка наблюдалось изменение плотности (приведенной к одной температуре) более, чем на 5 кг/м^3, среднее значение плотности рассчитывают по формуле

$$\rho_{ср} = \frac{1}{V_{уч}} \cdot \sum_{j=1}^{k} Q_j \cdot \rho_j, \quad (10.5.1)$$

где $V_{уч}$ – вместимость трубопровода по формуле (10.3.1);

Q_j – объем j-й партии, измеренный в начале участка;

ρ_j – плотность j-й партии, измеренная в начале участка;

k – число партий, необходимых для заполнения участка трубопровода.

Требуемое число партий k определяют из условия

$$\sum_{j=1}^{k} Q_j \cdot \left[1 + \beta(t_{ср} - t_{нач}) + \gamma(P_{нач} - P_{ср})\right] = V_{тр}, \quad (10.5.2)$$

где β, γ – коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти, определенные в соответствии с МИ 2632, °С$^{-1}$ и МПа$^{-1}$ соответственно.

10.6 Массовую долю балласта $m_{тр}$, %, содержащегося в нефти, находящейся в нефтепроводе, рассчитывают как средневзвешенное значение соответствующих величин, определенных в начале участка нефтепровода на момент его заполнения нефтью:

$$m_{тр} = \frac{1}{M_{тр}} \cdot \sum_{j=1}^{k} m_j \cdot Q_j \cdot \rho_j = \frac{1}{M_{тр}} \cdot \sum_{j=1}^{k} m_j \cdot M_j, \quad (10.6.1)$$

где m_j – массовая доля балласта в начале участка нефтепровода на момент его заполнения, %;

$M_{тр}$ – масса нефти (брутто), находящейся в трубопроводе, т;

M_j – масса j-й партии, т.

Соответственно, масса нефти нетто в линейной части магист-

рального трубопровода и в технологических трубопроводах (фактическое наличие нефти) составляет

$$M_{н} = M_{тр} \cdot (1 - 0{,}01 \cdot m_{тр}). \qquad (10.6.2)$$

11 Инвентаризация нефти на предприятиях

11.1 Инвентаризацию нефти проводят с целью выявления её фактического наличия и сопоставления фактического наличия нефти с данными бухгалтерского учета.

11.2 Инвентаризацию нефти проводят по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа каждого месяца.

11.3 Для проведения инвентаризации приказом по ОАО (ООО) МН и подразделению создают постоянно действующие инвентаризационные комиссии из числа работников ОАО (ООО) МН при обязательном участии бухгалтера, возглавляемые руководителем ОАО (ООО) МН или его заместителем.

Руководитель и главный бухгалтер ОАО (ООО) МН несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации.

11.4 Инвентаризацию проводят без прекращения перекачки по магистральным нефтепроводам.

11.5 ОАО (ООО) МН имеют следующую документацию:

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

11.6 Массу нефти при инвентаризации определяют:

- в резервуарах и других мерах вместимости;
- в линейной части магистральных нефтепроводов;
- в технологических резервуарах;
- в технологических трубопроводах.

11.7 Определение массы нефти в мерах вместимости, линейной части магистральных нефтепроводов и технологических трубопроводах осуществляют в соответствии с разделом 7 настоящих рекомендаций.

11.8 К моменту инвентаризации количество резервуаров, находящихся в режиме закачки-откачки: минимальное.

11.9 Массу нефти в резервуарах при инвентаризации определяют в установленное время проведения инвентаризации: в отключенных и работающих резервуарах. При инвентаризации нефти ре-

зервуара, работающего в режиме закачки (откачки), массовую долю балласта рассчитывают из Паспорта качества, оформленного за текущую смену.

11.10 Если на момент инвентаризации из резервуаров проводят откачку в меры полной вместимости, массу нефти определяют по резервуару в соответствии с разделом 7 настоящих рекомендаций.

11.11 Измеренный при инвентаризации фактический остаток нефти в резервуарах включает в себя:

- технологический остаток (в том числе минимально допустимый);
- временно вытесненную нефть;
- товарный остаток.

11.11.1 ОАО (ООО) МН осуществляют расчет норм технологического остатка (в том числе минимально допустимого остатка и технологического запаса) в соответствии с «Методикой определения нормативов технологических остатков нефти в резервуарных парках ОАО «АК «Транснефть» и в соответствии с «Регламентом расчета полезной емкости, емкости для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки», утвержденным ОАО «АК «Транснефть».

Нормы технологического остатка в резервуарных парках ОАО (ООО) МН утверждаются ОАО АК «Транснефть» один раз в год на основании предложений акционерных обществ.

Технологический остаток, отражаемый в исполнительном балансе, рассчитывают по состоянию на последнее число каждого отчетного месяца, исходя из количества резервуаров, находящихся в эксплуатации.

11.11.2 Временно вытесненная нефть предназначена для дальнейшего использования для технологических нужд предприятия: восполнения технологических остатков во вновь вводимых или выведенных из ремонта резервуаров и нефтепроводов.

11.11.3 Для определения товарного остатка из массы фактического остатка нефти в резервуарах вычитают массу технологического остатка и временно вытесненной нефти.

11.12 Нефть, находящуюся в нефтепроводах предприятия нефтепроводного транспорта, считают технологической.

11.13 Для обеспечения устойчивой работы транспортной системы, помимо технологического остатка, сохраняют мобильный (минимально-необходимый) остаток нефти клиентов, включающий:

а) товарно-коммерческий запас, обеспечивающий:

- при сдаче в пунктах назначения на НПЗ и на экспорт – непрерывную поставку потребителям в течение восьми часов;

- при отгрузке нефти в морских портах – налив одного судна в полном объеме с учетом грузоподъемности наливных судов, ритмичности подачи судов и объемов перевалки нефти;

- при отгрузке нефти в железнодорожные цистерны – налив одного маршрута в полном объеме и в установленные сроки;

б) запас нефти на таможенных пунктах сдачи (из расчета суточной перекачки), предназначенный для выполнения таможенных требований по перемещению нефти;

в) запас для разделения по сортности нефти (в расчете учитывают наличие в резервуарных парках товарной высокосернистой нефти, не предназначенной для транзитной перекачки в связи с ограничением сдачи в систему, или малосернистой нефти, предназначенной для закачки в отдельный нефтепровод для сохранения качества нефти в пункте назначения).

Нормы мобильного (минимально-необходимого) остатка нефти клиентов в резервуарных парках ОАО (ООО) МН утверждает ОАО «АК «Транснефть» один раз в год.

11.14 Нефть, подготовленную к отгрузке железнодорожным, водным или другими видами транспорта, но не оформленную отгрузочными документами по состоянию на 24 часа московского времени последнего числа месяца, учитывают в остатках нефти грузоотправителей.

11.15 Количество принятой и сданной нефти за отчетный период по показаниям СИКН отражают в актах приема-сдачи, подписываемых представителями сдающей и принимающей стороны, ежемесячном сводном реестре Актов приема-сдачи, в исполнительном балансе, в актах сверки и в других учетных документах.

11.16 Фактическое наличие нефти в нефтепроводах и резервуарах на последнюю дату каждого месяца отражают в Актах инвентаризации и сводной ведомости инвентаризации.

Формы Актов инвентаризации, сводной ведомости инвентаризации и сличительной ведомости инвентаризации приведены в приложениях П, Р, С, Т.

Акты инвентаризации составляют в трех экземплярах. Первый экземпляр оставляют на месте инвентаризации, второй передают в УМН или РНУ, третий – в ОАО (ООО) МН. Результаты инвентаризации по каналам связи передают в ОАО (ООО) МН в день ее проведения.

11.17 УМН или РНУ не позднее 3-го числа каждого месяца направляют в ОАО (ООО) МН сводные ведомости инвентаризации и сличительные ведомости инвентаризации, которые оформляют в двух экземплярах. Первый экземпляр оставляют в УМН или РНУ, второй – передают в ОАО (ООО) МН.

11.18 Проведение инвентаризации и оформление ее результатов всеми ОАО (ООО) МН осуществляют в соответствии с действующими нормативными документами, определяющими порядок проведения инвентаризации.

11.19 При проведении работ по вытеснению нефти из нефтепроводов и резервуаров, связанных с ликвидацией, консервацией, а также выводом в ремонт объектов, составляют Акты вытеснения нефти с указанием количества вытесненной нефти, в тоннах.

При заполнении нефтью вновь построенных или введенных после ремонта нефтепроводов и резервуаров составляют Акты заполнения нефти с указанием количества нефти, направленной на заполнение, в тоннах.

Данные о перемещении нефти отражают в исполнительном балансе.

11.20 ОАО (ООО) МН оформляют сводные ведомости инвентаризации, сличительные ведомости инвентаризации, оперативный исполнительный баланс и в срок до 5-го числа последующего месяца передают в ОАО «АК «Транснефть» оперативный баланс нефти за прошедший месяц по форме, установленной ОАО «АК «Транснефть», и уточненный – в срок до 13-го числа.

Порядок разработки баланса приведен в разделе 14 настоящих рекомендаций.

12 Оформление документов о приеме и сдаче нефти

12.1 Подтверждением факта приема партии нефти к транспортировке является Акт приема-сдачи, оформленный на начальном ПСП, и подписанный сдающей нефть и принимающей ее для транспортировки сторонами.

12.2 Оформленные на промежуточных ПСП между смежными ОАО (ООО) МН Акты приема-сдачи подтверждают факт прохождения соответствующей партии нефти.

12.3 Акты приема-сдачи партии нефти, оформленные в пункте назначения, подтверждают исполнение обязательств ОАО «АК «Транснефть» перед грузоотправителями в части транспортировки нефти и являются исходными для последующего отражения по всему маршруту, указанному в маршрутном поручении ОАО «АК «Транснефть», и в отчетных документах.

12.4 Акты приема-сдачи нефти оформляет сдающая сторона (владелец ПСП) не менее, чем в двух экземплярах, их нумеруют с начала года и регистрируют в журнале учета (приложение У).

12.5 При приеме-сдаче нефти по СИКН составляют Акт по форме приложения Б (для оформления партии нефти), приложения В.1 (для оформления партий нефти, перемещаемых через тамо-

женную границу Российской Федерации), приложения В.2 (для оформления партий нефти на зарубежных ПСН) или приложения Г (для валовых объемов нефти). Показания по СИКН регистрируют в журнале (приложение Ф).

12.6 При приеме-сдаче нефти в резервуарах составляют Акт по форме приложения Д (для оформления партии нефти) или приложения Е (для оформления валовых объемов нефти). Результаты измерений регистрируют в журнале регистрации результатов измерений.

12.7 На нефть, отгруженную железнодорожным или водным транспортом, оформляют Акты приема-сдачи и отгрузочные документы (накладные, коносаменты) в установленном порядке.

ОАО (ООО) МН, осуществляющие приемо-сдаточные операции при сдаче на другой вид транспорта, обеспечивают контроль за соответствием количеств нефти, отраженных в Актах приема-сдачи и накладных (или коносаментах).

12.8 Обязательным приложением к Акту приема-сдачи нефти является Паспорт качества нефти (приложения Ж, И, К, Л).

12.9 ОАО (ООО) МН, нефтебазы разрабатывают документооборот по учету нефти и устанавливают конкретных ответственных лиц за учет нефти.

13 Определение потерь нефти и их оформление

13.1 При транспортировке нефти возникает её естественная убыль, к которой относят:

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

- потери нефти на линейной части магистральных нефтепроводов и станционном оборудовании, которые неизбежны при существующей технике и технологии транспортировки нефти.

Потери нефти от естественной убыли рассчитывают в соответствии с документом "Нормы естественной убыли нефти при ее транспортировке по маршрутам ОАО «АК «Транснефть» и относят на издержки грузоотправителей.

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

- аварийные потери нефти, вызванные повреждением и нарушением герметичности нефтепроводов, транспортных емкостей и

резервуаров, разгерметизацией запорно-регулирующей арматуры;

- потери нефти, связанные с ремонтными работами на участках магистральных нефтепроводов.

Аварийные потери определяют на основании Акта технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода (приложение Х) и относят на издержки предприятий нефтепроводного транспорта.

Потери, связанные с ремонтными работами, отражают в формах приложения Ц и относят на затраты предприятий нефтепроводного транспорта по выполнению этих ремонтных работ.

13.3 Потери, связанные с с погрешностью баланса сдаваемой и принимаемой нефти, или фактический дебаланс в предприятиях магистральных нефтепроводов возникает в результате погрешности измерений массы нетто нефти, принятой от производителей, сданной смежным ОАО (ООО) МН или грузополучателям, зависит от количества пунктов приема-сдачи нефти, оснащения ПСП СИКН, погрешностей СИКН, с помощью которой проводят прием и поставку нефти, погрешностей определения величины изменения массы нефти в резервуарах и нефтепроводах на начало и конец отчетного периода, а также погрешностей определения показателей качества нефти.

Нормы погрешности баланса по каждому предприятию, определенные пределами их допускаемых значений, исходя из погрешности средств измерений и методов определения составляющих массы сдаваемой и принимаемой нефти, рассчитывают в соответствии с МИ 2736.

ОАО (ООО) МН ежемесячно представляют ОАО «АК «Транснефть» данные о сложившейся величине погрешности баланса, рассчитанной в соответствии с МИ 2736.

Если фактический дебаланс за отчетный период имеет положительное значение и не превышает норму допускаемого дебаланса, то на величину полученного положительного дебаланса составляют Акт комиссией, назначенной руководителем предприятия в соответствии с «Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации», излишек имущества приходуют по рыночной стоимости на дату проведения инвентаризации и зачисляют его на финансовые результаты предприятия.

Если фактический дебаланс за отчетный период имеет отрицательное значение, то на величину отрицательного дебаланса составляют Акт комиссией, назначенной руководителем предприятия, и в соответствии с «Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации», недостачу в размере, определенном по средней стоимости, относят на виновных

лиц.

Если виновные лица не установлены или суд отказал во взыскании убытков с них, то убытки недостающей нефти от недостачи имущества списывают на финансовые результаты предприятия.

При этом излишки, возникшие в результате погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти, отражают в исполнительном балансе в остатках собственной нефти.

Недостачу нефти, возникшую в результате погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти, относят на издержки ОАО (ООО) МН и покрывают в исполнительном балансе из остатков собственной нефти.

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

14 Порядок разработки отчетов и исполнительных балансов

14.1 Исполнительный баланс нефти в целом по ОАО (ООО) МН, составляют на базе Актов приема-сдачи нефти, Актов инвентаризации на последнюю дату каждого месяца, сводных ведомостей инвентаризации, сличительных ведомостей инвентаризации, фактических потерь (с учетом норм погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти) по форме, установленной ОАО «АК «Транснефть», и представляют в ОАО «АК «Транснефть» не позднее 13-го числа месяца, следующего за отчетным.

14.2 Нефть, находящуюся на балансе ОАО (ООО) МН, отражают в бухгалтерских отчетах в натуральном и стоимостном выражении.

14.3 ОАО (ООО) МН по итогам месяца формируют отчеты о приеме, сдаче, потерях и остатках нефти в разрезе грузоотправителей (производителей) на основании данных о сдаче нефти в пунктах назначения и данных смежных ОАО (ООО) МН. Вышеуказанные отчеты отражают информацию о документальных остатках нефти грузоотправителей (производителей) на начало и конец отчетного периода и подтверждают исполнение обществами услуг по транспортировке нефти. Отчеты являются приложением к исполнительным балансам, которые представляют в ОАО «АК «Транснефть».

14.4 ОАО (ООО) МН не позднее 10 числа месяца, следующего за отчетным, составляют акты сверки количества перекачанной нефти между смежными ОАО (ООО) МН, с разбивкой по исполненным маршрутным поручениям.

14.5 ОАО (ООО) МН, осуществляющие перемещение нефти

через таможенные пункты пропуска нефти, проводят контроль за выполнением таможенных требований и представляют отчеты в Центральную энергетическую таможню Российской Федерации.

14.6 ОАО «АК «Транснефть» обобщает данные исполнительных балансов ОАО (ООО) МН, составляет сводный квартальный и годовой исполнительный баланс нефти по ОАО «АК «Транснефть» по форме №2-ДН (нефть) и представляет его 20-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом, в Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации.

14.7 ОАО «АК «Транснефть» ежемесячно оформляет и представляет грузоотправителям Акты сверки приема, сдачи, потерь и остатков нефти, в согласованные сроки проводит с грузоотправителями сверку приема, сдачи, потерь и остатков нефти нарастающим итогом за год.

15 Отпуск нефти в качестве топлива и на другие технологические нужды

15.1 ОАО (ООО) МН оказывает услуги по отпуску нефти сторонним потребителям на топливо и другие технологические нужды на основании договоров, заключенных ОАО «АК «Транснефть» с грузоотправителями.

15.2 Отпуск нефти проводят на специально оборудованных пунктах налива, а вывоз осуществляют средствами потребителя.

15.3 Оформление документов на отпущенную потребителю нефть проводят по форме приложений Б и Д.

15.4 Определение массы отпущенной нефти проводят в соответствии с разделами 6 и 7 настоящих рекомендаций.

15.5 Массу нефти, отпущенной потребителям в качестве топлива и других технологических нужд, включают в исполнительный баланс.

15.6 Отпуск нефти на собственные нужды

15.6.1 ОАО (ООО) МН использует нефть для обеспечения технологического процесса перекачки и в качестве топлива.

15.6.2 Использование нефти для собственных нужд оформляют Актом по форме приложения Ч и отражают в исполнительном балансе. Размещение нефти для использования на собственные нужды осуществляют в резервуарных парках.

15.6.3 При расходовании нефти на собственные нужды оформляют Акт по форме приложения Ш.

15.6.4 Ежемесячно один экземпляр Актов отпуска и расходования нефти на собственные нужды передают в ТТО ОАО (ООО) МН, второй – в бухгалтерию, а третий оставляют на месте расходования.

15.6.5 Лиц, ответственных за получение и расходование нефти, используемой на собственные нужды, назначают приказом по РНУ или УМН.

16 Особенности оформления отчетной документации при приёме-сдаче нефти на экспорт

Специфические особенности проведения товарно-коммерческих операций и оформления отчетной документации при приеме-сдаче нефти на экспорт регламентированы действующим Таможенным законодательством и нормативными документами федеральных органов исполнительной власти.

Нефть, транспортируемая через таможенную границу Российской Федерации, находится под таможенным контролем. Контроль за фактическим перемещением нефти через таможенную границу Российской Федерации осуществляют должностные лица таможенного органа, назначенные приказом этого таможенного органа.

Перемещение партии нефти через таможенный пункт пропуска (далее – ТПП) может быть осуществлено только в сроки действия ВГТД, указанные в маршрутном поручении ОАО «АК «Транснефть».

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

- от суточной расчетной перекачки трубопроводным транспортом,

- от расчетной массы нефти, поставляемой на наливной транспорт.

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

При оформлении Актов приема-сдачи нефти на таможенных пункта пропуска нефти, расположенных на границе Российской Федерации, предусматривают, чтобы Акты на таможенных пунктах пропуска были датированы не ранее даты выпуска временной грузовой таможенной декларации (далее – ВГТД) и маршрутного поручения ОАО «АК «Транснефть», и не позднее даты оформления Актов приема-сдачи в пункте назначения на конечном ПСП маршрута транспортировки.

Перемещение партии нефти через таможенный пункт пропуска может быть осуществлено только в сроки действия ВГТД, указанные в маршрутном поручении ОАО «АК «Транснефть».На конечных ПСП при сдаче нефти на экспорт Акты приема-сдачи нефти

оформляют не менее чем в шести оригинальных экземплярах:

- 1 экземпляр оставляют на ПСП;
- 1 экземпляр передают принимающей стороне;
- 1 экземпляр направляют в ОАО МН;
- 3 экземпляра ежедекадно направляют в ОАО «АК «Транснефть» (1 экземпляр – для грузоотправителя, 1 экземпляр – для таможенного оформления нефти и 1 экземпляр – для налоговых органов).

И.о начальника отдела ВНИИМС Л.Б. Чернышева

Исполнитель А.Ю. Томилин

Приложение А
(справочное)

Методика введения поправки на результат измерений массы нефти при наличии свободного газа

Настоящая методика распространяется на операции приема нефти ОАО «АК «Транснефть» от грузоотправителей для транспортировки и устанавливает порядок определения и введения поправки на результат измерений количества нефти, учитывающей содержание в ней свободного газа.

А.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

А.1.1 Определение и введение поправки в соответствии с настоящей методикой проводят представители грузоотправителя и ОАО «АК «Транснефть».

А.1.2 Содержание свободного газа в нефти определяют периодически, в соответствии с графиком, утвержденным руководителями предприятий грузоотправителя и ОАО «АК «Транснефть». Результат измерений содержания свободного газа распространяют на весь период с момента обнаружения до его следующего определения.

А.1.3 Для измерений содержания свободного газа в нефти на ПСП применяют стационарные или переносные средства измерений. Измерения выполняют в соответствии с МИ 2575.

А.1.4 В случае, если массу нефти определяют косвенным методом динамических измерений с определением плотности нефти в лаборатории по объединенной пробе (с обязательным учетом систематической погрешности метода в соответствии с МИ 2153), то при наличии свободного газа в нефти поправку вводят на результат измерений объема нефти.

В случае, если при измерениях массы нефти применяют поточный преобразователь плотности, а так же если измерения массы нефти выполняют прямым методом динамических измерений, то при наличии свободного газа в нефти поправку вводят на результат измерений массы нефти.

А.2 ВВЕДЕНИЕ ПОПРАВКИ НА РЕЗУЛЬТАТ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТИ

А.2.1 Измерения содержания свободного газа

А.2.1.1 Отбор пробы нефти в средство измерений содержания свободного газа проводят по ГОСТ 2517.

А.2.1.2 Содержание свободного газа определяют в течение трех смен 1 – 2 раза в смену, всего не менее пяти раз.

А.2.1.3 Результаты измерений содержания свободного газа в объемных долях пересчитывают в массовые доли:

$$\delta_{сгi} = V_{сгi} \cdot \frac{\rho_{сгi}}{\rho_{нi}}, \qquad (А.1)$$

где $\delta_{сгi}$ – содержание свободного газа при i-м измерении, массовые доли, %;

$V_{сгi}$ – содержание свободного газа при i-м измерении, объемные доли, %;

$\rho_{сгi}$ – плотность газа при i-м измерении, приведенная к условиям измерений содержания свободного газа (по температуре и давлению), кг/м^3;

$\rho_{нi}$ – плотность смеси «нефть и свободный газ» при i-м измерении, приведенная к условиям измерений содержания свободного газа (по температуре и давлению), кг/м^3.

А.2.1.4 Плотность свободного газа определяют пикнометрическим методом или расчетным методом по известному компонентному составу смеси.

А.2.1.5 Вычисляют среднее значение содержания свободного газа в нефти:

$$\delta_{сг} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \delta_{сгi}, \qquad (А.2)$$

где $\delta_{сг}$ – среднее значение содержания свободного газа, массовые доли, %;

n – количество измерений.

А.2.2 Введение поправки на свободный газ

А.2.2.1 Поправку на свободный газ определяют по формуле

$$\Delta M = M^{сг} \cdot \frac{\delta_{сг}}{100}, \qquad (А.3)$$

где ΔM – поправка на свободный газ, т;

$M^{сг}$ – масса смеси «нефть и свободный газ», т.

А.2.2.2 Поправку округляют до первого знака после запятой.

А.2.3 Определение массы нефти

А.2.3.1 Массу брутто нефти при обнаружении в нефти свободного газа вычисляют по формуле

$$M_{бр} = M^{сг} - \Delta M = M^{сг} \cdot \left(1 - \frac{\delta_{сг}}{100}\right). \qquad (А.4)$$

А.2.4 Результат измерений содержания свободного газа в нефти, величину поправки и срок ее действия отражают в протоколе.

А.3 ВВЕДЕНИЕ ПОПРАВКИ НА РЕЗУЛЬТАТ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА НЕФТИ

А.3.1 Измерения содержания свободного газа

А.3.1.1 Отбор пробы нефти в средство измерений содержания свободного газа проводят по ГОСТ 2517.

А.3.1.2 Содержание свободного газа определяют в течение трех смен 1 – 2 раза в смену, всего не менее пяти раз.

А.3.1.3 Вычисляют среднее значение содержания свободного газа в нефти:

$$V_{сг} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} V_{сгi}, \qquad (А.5)$$

где $V_{сгi}$ – содержание свободного газа при i-м измерении, объемные доли, %;

$V_{сг}$ – среднее значение содержания свободного газа, объемные доли, %;

n – количество измерений.

А.3.2 Введение поправки на свободный газ

А.3.2.1 Поправку на свободный газ определяют по формуле

$$\Delta V = V_{нг} \cdot \frac{V_{сг}}{100}, \qquad (А.6)$$

где ΔV – поправка на свободный газ, т;

$V_{нг}$ – объем нефти с газом, измеренный преобразователем расхода, м^3.

А.3.2.2 Поправку округляют до первого знака после запятой.

А.3.3 Определение объема нефти

А.3.3.1 Объем нефти при обнаружении в нефти свободного газа вычисляют по формуле

$$V_{н} = V_{нг} - \Delta V = V_{нг} \cdot \left(1 - \frac{V_{сг}}{100}\right). \qquad (А.7)$$

А.3.4 Результат измерений содержания свободного газа в нефти, величину поправки и срок ее действия отражают в протоколе.

Приложение Б
(обязательное)

Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партии нефти

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 200_ г. (сдача по СИКН)

(форма для оформления партий нефти)

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

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
на момент завершения текущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
Масса нефти брутто:					
объем	$м^3$				
масса	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	%				
Концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нефти нетто	т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.
Обозначение нефти: __ . ___ . ___ . ___ . *по ГОСТ Р 51858.*

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

М.П. **М.П.**

*) заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153);
**) заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

Приложение В

(обязательное)

Формы Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий, перемещаемых через таможенную границу Российской Федерации и Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий на зарубежных ПСН

В.1 Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий, перемещаемых через таможенную границу Российской Федерации

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 200_ г. (сдача по СИКН)

Наименование пункта приема - сдачи нефти _____
Наименование предприятия - владельца ПСП _____
Договор об оказании услуг по транспортировке нефти № _____
СИКН № _____
Маршрутное поручение № _____
Производитель _____
Грузоотправитель _____
Недропользователь **) _____
Первый владелец нефти _____
Последний владелец нефти _____
Грузополучатель _____
Пункт назначения _____
Экспортер (импортер) **) _____
Номер грузовой таможенной декларации **) _____ от _____ г.
Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ (Фамилия И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал, а
уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Фамилия И.О.)
действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял
нефть следующего количества и качества:

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
на момент завершения текущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
Масса нефти брутто:					
объем	$м^3$				
масса	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	%				
Концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нефти нетто	т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.
Обозначение нефти: __ . ___ . ___ . ___ . по ГОСТ Р 51858.
Потери на участке от СИКН № _____ до границы (от границы до СИКН № _____) ___ т.
Масса нефти нетто на границе _____ / _____ _____ т.

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

М.П. **М.П.**

*) заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153);
**) заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

В.2 Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партий на зарубежных ПСН

Акт приема-сдачи нефти
Acceptance certificate

№ _____ от _____ СИКН №

Пункт приема-сдачи нефти
Receiving point

Маршрутное поручение №
Routingt order

Таможенная декларация (ввозная, вывозная)
Customs declaration (import, export)

Производитель
Producer

Первый владелец нефти
First owner of crude oil

Последний владелец нефти
Last owner of crude oil

Грузоотправитель
Consigner

Недропользователь **)
*Subsurface user **)*

Экспортер (импортер) **)
*Exporter (importer)**)*

Грузополучатель
Consignee

Предприятие (владелец) ПСН
Enterprise (owner) of RP

Договор транспортировки нефти
Oil transportation agreement

от

Уполномоченный представитель сдающей стороны
Authorized representative of consigner

Фамилия И.О. *(full name)*

действующий на основании доверенности от № Сдал
Acting on the basis on the Power of Attorney dated (delivered and)

а уполномоченный представитель принимающей стороны
Authorized representative of consignee

Фамилия И.О. *(full name)*

действующий на основании доверенности
ting on the basis on the Power of Attorney dated Принял
(received)

ть следующего количества и качества:
ude oil with quality and quantity as follows:

Показатели		Единица измер.	Дата, смена
Результаты измерений СИКН *system of measuring of oil quantity and indications of oil quality:*			
на время окончания предыдущей сдачи: *as for the end time of the previous deliver*	объем *volume*	м³ *m³*	
	масса *weight*	т *t*	
на момент завершения текущей сдачи: *as for the moment of completion of the current deliver*	объем *volume*	м³ *m³*	
	масса *weight*	т *t*	
Масса нефти брутто: *Crude oil gross weight:*	объем *volume*	м³ *m³*	
	масса *weight*	т *t*	
Температура нефти при условиях измерений объема: *Crude oil temperature at volume measurements conditions:*		°С	
Давление нефти при условиях измерений объема: *Crude oil pressure at volume measurements conditions:*		МПа *MPa*	
Плотность при 15 °С *Density at 15°C*		кг/м³ *kg/m³*	
Плотность при 20 °С *Density at 20°C*		кг/м³ *kg/m³*	
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема: *Crude oil density at temperature and pressure at volume measurements conditions:*		кг/м³ *kg/m³*	
Поправка на плотность: *) *Density correction: *)*		кг/м³ *kg/m³*	
Паспорта качества нефти: *№ of crude oil quality certificate*	от		
Массовая доля балласта: *Mass part of the ballast:*	Всего *Total*	%	
В т.ч. *including*	воды *water*	%	
	хлористых солей *chlorous salts*	%	
	мех. примесей *mec. inclusions*	%	
Массовая доля серы: *Mass part of sulfur*		%	
Концентрация хлористых солей: *Concentrations of chlorous salts*		мг/дм³ *mg/m³*	
Масса балласта: *Ballast weight*		т *t*	
Масса нефти нетто: *Oil net weight*		т *t*	
Масса нефти нетто (прописью) *Oil net weight (in words)*			

Обозначение нефти: ГОСТ Р 51858.
Indication of oil:

Сдал:
Delivered:
подпись *И.О. Фамилия (full name.)*

Принял:
Received:
подпись *И.О. Фамилия (full name.)*

м.п. м.п.

*) заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153);
**) заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

Приложение Г
(обязательное)

Форма Акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для валовых суточных объемов нефти

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 200_ г. (сдача по СИКН)

(форма для валовых объемов нефти)

Пункт приема – сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

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

действующий на основании доверенности от _____ № _____ сдал, а

уполномоченный представитель принимающей стороны, _____ (Фамилия И.О.)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ принял

нефть следующего количества и качества:

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА):					
на время окончания предыдущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
на момент завершения текущей сдачи:					
объем	$м^3$				
масса	т				
Масса нефти брутто:					
объем	$м^3$				
масса	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	%				
Концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нефти нетто	т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение нефти: __ . ___ . ___ . ___ . по ГОСТ Р 51858.

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____

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

М.П. **М.П.**

*) заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по МИ 2153)

Приложение Д
(обязательное)

Форма Акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 200_ г.
(сдача по резервуарам)

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

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Номер резервуара					
Уровень нефти:					
до заполнения, откачки	мм				
после заполнения, откачки	мм				
Уровень 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 том числе:					
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Масса нетто нефти (прописью) _____ т.
Обозначение нефти: __ . ___ . ___ . ___ . по ГОСТ Р 51858.

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

М.П. **М.П.**

*) заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

Приложение Е
(обязательное)

Форма Акта приема-сдачи нефти по резервуарам для валовых объемов нефти

Акт приема - сдачи нефти № _____ от _____ 200_ г.
(сдача по резервуарам)

Пункт приема - сдачи нефти _____
Предприятие (владелец) ПСП _____

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

Показатели	ед. изм.	Дата, смена			
Номер резервуара					
Уровень нефти:					
до заполнения, откачки	мм				
после заполнения, откачки	мм				
Уровень 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 том числе:					
воды	%				
хлористых солей	%				
мех. примесей	%				
Массовая доля серы	%				
Концентрация хлористых солей	$мг/дм^3$				
Масса балласта	т				
Масса нетто нефти	т				

Масса нетто нефти (прописью) _____ т.
Обозначение нефти: __ . ___ . ___ . ___ . по ГОСТ Р 51858.

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

М.П. **М.П.**

*) заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

Приложение Ж
(обязательное)

Форма Паспорта качества при приеме нефти от грузоотправителей

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ _____ от _____ 20____г.

Пункт приема-сдачи нефти _____
Лаборатория предприятия _____
Номер аттестата аккредитации _____
СИКН № _____
Резервуар (мера вместимости)_____ _____
Дата и время отбора пробы _____

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
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		
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** **при температуре до 350 °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 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 _____.

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Представитель сдающей стороны _____ _____
должность предприятие
_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Представитель принимающей стороны _____ _____
должность предприятие
_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение И
(обязательное)

Форма Паспорта качества при сдаче нефти на НПЗ РФ и при приеме-сдаче между предприятиями трубопроводного транспорта

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ _____ от _____ 20___г.

Пункт приема-сдачи нефти _____
Лаборатория предприятия _____
Номер аттестата аккредитации _____
СИКН № _____
Резервуар (мера вместимости)_____ _____
Дата и время отбора пробы _____

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2.	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа		
3.	Плотность нефти при температуре и давлении при условии 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.	Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm)		
12.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm)		
13.	Массовая доля органических хлоридов, млн$^{-1}$ (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 _____.

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Представитель сдающей стороны _____ _____
должность предприятие
_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Представитель принимающей стороны _____ _____
должность предприятие
_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение К
(обязательное)

Форма Паспорта качества для поставки нефти на экспорт

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ
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 measure-ment method	**Результат испытаний** test result
1.	**Температура нефти при условиях измерений объема, °С** *Temperature of oil volume measuring, °C*		
2.	**Давление нефти при условиях измерений объема, МПа** *Pressure of oil volume measuring, Mpa*		
3.	**Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м^3** *Density at the temperature and pressure of oil volume measuring,kg/m^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** **при температуре до** (at T up to) **350 °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)** *Total methyl-ethyl mercaptans, mg/kg (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 /Classification according to GOST R 51858/

_____.

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 Л
(обязательное)

Форма Паспорта качества для поставки нефти на экспорт морским транспортом

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ
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 measure-ment method	**Результат испытаний** test result
1.	**Плотность нефти при 20°С, кг/м^3** Density at 20°C , кг/m^3		
2.	**Плотность нефти при 15°С, кг/м^3** Density at 15°C , кг/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** **при температуре до** (at T up to) **350 °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 /Classification according to GOST R 51858/
_____.

Представитель испытательной лаборатории_____ _____
подпись /signature/ И.О. Фамилия /name/

Приложение М
(справочное)

Расчет коэффициента заполнения $К_з$ для самотечного участка

Коэффициент заполнения $К_з$ для самотечного участка определяют следующим образом.

По известному расходу Q, м^3/с, и гидравлическому уклону i, равному синусу угла наклона (в радианах) трассы на самотечном участке, определяют модуль расхода для данного участка с диаметром D:

$$M = \frac{Q}{\sqrt{i}}.$$

По таблице М.1 определяют величину $К_з$, соответствующую полученному M и данному D. В случае несовпадения полученного значения M с табличными проводят интерполяцию по формуле

$$К_з(M) = К_з(M_1)\cdot(M_1 - M)/(M_1 - M_0) + К_з(M_0)\cdot(M - M_0)/(M_1 - M_0),$$

где M_0, M_1 – табличные значения, ближайшие к заданному М при данном диаметре;

$К_з(M_0)$, $К_з(M_1)$ – значения $К_з$, соответствующие M_0 и M_1.

Пример – Расход на самотечном участке диаметром 1000 мм составляет 1,65 м^3/с, а гидравлический уклон 0,028.

Тогда

$$M = \frac{1{,}65}{\sqrt{0{,}028}} = 9{,}88.$$

По таблице М.1 для М = 9,88 ближайшие значения M_0 = 9,4140, M_1 = 10,7588, а соответствующие значения $К_з(M_0)$ = 0,35, $К_з(M_1)$ = 0,40.

Тогда $К_з = (10{,}7588 - 9{,}88)/(10{,}7588 - 9{,}4140)\cdot 0{,}35 +$

$+ (9{,}88 - 9{,}4140)/(10{,}7588 - 9{,}4140)\cdot 0{,}40 = 0{,}38.$

Таблица М.1 – Модуль расхода, M, м^3/с

Коэффициент заполнения $K_з$	Диаметр трубопровода D, мм								
	200	300	350	500	600	700	800	1000	1200
0,05	0,0184	0,0542	0,0818	0,2118	0,3444	0,5195	0,7417	1,3449	2,1869
0,10	0,0368	0,1058	0,1636	0,4236	0,6888	1,0390	1,4835	2,6897	4,3738
0,15	0,0552	0,1627	0,2455	0,6354	1,0332	1,5586	2,2252	4,0346	6,5607
0,20	0,0736	0,2170	0,3273	0,8472	1,3776	2,0781	2,9669	5,3794	8,7476
0,25	0,0920	0,2712	0,4091	1,0590	1,7221	2,5976	3,7087	6,7243	10,9344
0,30	0,1104	0,3254	0,4909	1,2708	2,0665	3,1171	4,4504	8,0692	13,1213
0,35	0,1288	0,3767	0,5727	1,4826	2,4109	3,6367	5,1922	9,4140	15,3082
0,40	0,1472	0,4339	0,6545	1,6944	2,7553	4,1562	5,9339	10,7588	17,4951
0,45	0,1656	0,4882	0,7364	1,9062	3,0997	4,6757	6,6756	12,1037	19,6820
0,50	0,1840	0,5427	0,8182	2,1180	3,4441	5,1952	7,4174	13,4486	21,8689
0,55	0,2024	0,5967	0,9000	2,3298	3,7885	5,7148	8,1591	14,7935	24,0558
0,60	0,2208	0,6509	0,9818	2,5416	4,1330	6,2343	8,9008	16,1383	26,2427
0,65	0,2392	0,7051	1,0637	2,7534	4,4774	6,7538	9,6425	17,4832	28,4296
0,70	0,2576	0,7593	1,2273	3,1770	4,8218	7,2733	10,3843	18,8280	30,6165
0,75	0,2760	0,8136	1,3091	3,3888	5,1662	7,7928	11,1261	20,1729	32,8034
0,80	0,2944	0,8678	1,3909	3,6006	5,5106	8,3124	12,6095	21,5177	34,9903
0,85	0,3128	0,9221	1,4728	3,8124	5,8550	8,8190	13,3512	22,8686	37,1771
0,90	0,3312	0,9763	1,5546	4,0242	6,1994	9,3514	14,0930	24,2075	39,3640
0,95	0,3495	1,0306	1,6363	4,2360	6,5438	9,8709	14,8350	25,5532	41,5509
	более	более	более	более	более	более	более	более	более
1,00	0,3500	1,0800	1,7000	4,2000	6,8882	10,3905	15,5767	26,8972	43,7380

Приложение Н
(обязательное)

Таблицы значений поправочных коэффициентов на вместимость трубопровода

Таблица Н.1 – Значения коэффициента K_t в зависимости от средней температуры нефти в трубопроводе

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

Таблица Н.2 – Значения коэффициента $К_р$ в зависимости от среднего 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	1,00170	1,00034	1,00051	1,00163
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
530×8	1,00030	1,00060	1,00089	1,00110
530×9	1,00029	1,00056	1,00082	1,00100
530×10	1,00024	1,00048	1,00072	1,00088
530×11	1,00021	1,00043	1,00065	1,00080
530×12	1,00020	1,00040	1,00060	1,00074
630×8	1,00035	1,00071	1,00106	1,00131
630×9	1,00031	1,00063	1,00094	1,00116
630×10	1,00028	1,00057	1,00085	1,00105
630×11	1,00026	1,00052	1,00077	1,00095
630×12	1,00024	1,00047	1,00071	1,00087
720×8	1,00040	1,00081	1,00121	1,00150
720×9	1,00036	1,00072	1,00108	1,00133
720×10	1,00032	1,00065	1,00097	1,00120
720×11	1,00029	1,00059	1,00088	1,00109
720×12	1,00027	1,00054	1,00081	1,00100
720×14	1,00023	1,00046	1,00069	1,00086

Окончание таблицы Н.2

Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Среднее избыточное давление в трубопроводе, МПа			
	1,0	2,0	3,0	3,7
820×9	1,00041	1,00082	1,00123	1,00152
820×10	1,00037	1,00074	1,00111	1,00136
820×11	1,00034	1,00067	1,00101	1,00124
820×12	1,00031	1,00062	1,00092	1,00114
820×14	1,00026	1,00053	1,00079	1,00098
820×16	1,00023	1,00046	1,00069	1,00085
920×10	1,00041	1,00083	1,00124	1,00157
920×11	1,00038	1,00075	1,00113	1,00139
920×12	1,00034	1,00069	1,00103	1,00128
920×14	1,00030	1,00059	1,00089	1,00109
920×16	1,00026	1,00052	1,00078	1,00096
1020×10	1,00046	1,00091	1,00138	1,00169
1020×11	1,00042	1,00083	1,00125	1,00154
1020×12	1,00038	1,00076	1,00114	1,00142
1020×14	1,00033	1,00066	1,00098	1,00121
1020×16	1,00029	1,00057	1,00086	1,00106
1220×11	1,00050	1,00100	1,00150	1,00185
1220×12	1,00046	1,00092	1,00137	1,00170
1220×14	1,00039	1,00078	1,00117	1,00145
1220×16	1,00034	1,00068	1,00103	1,00127
1420×12	1,00053	1,00107	1,00159	1,00197
1420×14	1,00045	1,00091	1,00137	1,00168
1420×16	1,00034	1,00068	1,00103	1,00130

Примечание – При дробных значениях среднего давления коэффициент K_p определяют методом линейной интерполяции.

Приложение П
(обязательное)

Форма Акта инвентаризации нефти в трубопроводах

АКТ №
инвентаризации нефти в линейной части нефтепровода и технологических трубопроводах

на 24 часа московского времени «____»_____ 20__г. _____УМН_____ОАО (ООО) МН

Председатель комиссии _____

Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____

Фамилия И.О., должность

_____

Фамилия И.О., должность

составили настоящий Акт в том, что установлено наличие нефти следующего количества и качества:

№№ пп	Наименование участка трубопровода	Объем участка трубопровода	Поправочный коэффициент на объем трубопровода		Среднее давление на участке	Средняя температура нефти	Плотность нефти при средней температуре и давлении	Масса брутто нефти	Содержание балласта в нефти						Масса нетто нефти	В т.ч. нефть собственная, нетто
			K_t	K_p					воды	солей		мех. примесей	суммарная доля балласта	суммарная масса балласта		
		$м^3$			МПа	°С	$кг/м^3$	т	%	$мг/дм^3$	%	%	%	т	т	Т

Председатель комиссии _____ _____ члены комиссии: _____ _____

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

_____ _____

подпись И.О. Фамилия

Приложение Р
(обязательное)

Форма Акта инвентаризации нефти в резервуарах

Акт инвентаризации нефти в резервуарах

Председатель комиссии _____
Фамилия И.О., должность

Члены комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

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

Номера резервуаров	Общий уровень нефти	Уровень подтоварной воды	Объем общий	Объем подтоварной воды	Объем нефти	Средняя температура нефти	Плотность нефти при средней температуре	Масса брутто нефти	Содержание балласта				
									Массовая доля			Всего	
									воды	солей	мех. прим.		
	мм	мм	$м^3$	$м^3$	$м^3$	°С	кг/ $м^3$	т	%	%	%	%	т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение таблицы

Масса нетто нефти	В том числе остатки в резервуарах							Из них собственная			
	Минимально допустимый			Технологический		Временно вытесненный	Товарный	Всего	Технологическая, включая минимально допустимый остаток	Временно вытесненная	Товарная
	Высота	Объем	Масса	Объем	Масса	Масса	Масса				
т	мм	$м^3$	т	$м^3$	т	т	т	т	т	т	т
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

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

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение С
(обязательное)

Форма сводной ведомости инвентаризации нефти по ОАО (ООО) МН

Сводная ведомость инвентаризации нефти по ОАО (ООО) МН_____, составленная на основании актов инвентаризации структурных подразделений

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

	Итого	В том числе		
		нефть собственная	нефть других ОАО (ООО) МН	нефть клиентов
1. Остатки – всего: в т.ч.: 1.1 в нефтепроводах 1.2 в резервуарах 1.2.1 технологические 1.2.2 временно вытесненная нефть 1.2.3 товарные				

Руководитель ОАО (ООО) МН _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Главный бухгалтер _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение Т
(обязательное)

Форма сличительной ведомости инвентаризации нефти

Сличительная ведомость инвентаризации нефти по ОАО (ООО) МН _____,
составленная на основании сводной ведомости инвентаризации

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

	Остатки фактические, нетто	В том числе			Остатки документальные, всего:	В том числе			Результаты инвентаризации (+, –)
		Нефть собственная	Нефть других ОАО (ООО) МН	Нефть клиентов		нефть собственная	нефть других ОАО (ООО) МН	нефть клиентов	
1. Остатки – всего: в т.ч.: 1.1 в нефтепроводах 1.2 в резервуарах 1.2.1 технологические 1.2.2 временно вытесненная нефть 1.2.3 товарные									

Руководитель ОАО (ООО) МН _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Главный бухгалтер _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение У
(обязательное)

Форма журнала учета приемо-сдаточных Актов

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

№№ п/п	Дата	Номера Актов приема-сдачи	Масса брутто принятой-сданной нефти, т	Масса нетто принятой-сданной нефти, т	Подпись сдающей стороны	Подпись принимающей стороны
1	2	3	4	5	6	7

Приложение Ф
(обязательное)

Форма журнала регистрации показаний средств измерений

СИКН № _____

_____

владелец СИКН

ЖУРНАЛ
регистрации показаний средств измерений СИКН

№№ пп	Дата	Время, ч. мин.		Результаты измерений объема и массы нефти (показания СОИ или вторичных приборов ПР)				Количество нефти		Средняя температура нефти за интервал, °С		Среднее давление за интервал, МПа		Средняя плотность за интервал, кг/м^3	
				объем, м^3		масса брутто, т		объем, м^3	масса брутто, т						
		начало	окончание	начало	конец	начало	конец			в ПР	в БИК	в ПР	в БИК	$\rho_{пл}$	ρ_v
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Итого масса брутто нефти за смену_____ т.
Итого масса брутто нефти за сутки _____ т.

Операторы предприятия, сдающего нефть:

Смену сдал _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Смену принял _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Операторы предприятия, принимающего нефть:

Смену сдал _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Смену принял _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Примечания

1 $\rho_{пл}$ (колонка 15) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП.

2 ρ_v (колонка 16) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к условиям измерений объема согласно МИ 2153.

3 $\rho_{ст}$ (колонка 17) – средневзвешенное значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

Приложение Х
(обязательное)

Форма Акта технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода

Акт технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода

«__»_____200 г.

Комиссия, назначенная приказом_____
наименование организации

№_____ от «__»_____200 г.

в составе:

председателя _____
Фамилия И.О., должность

членов комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

после ознакомления с проектной и эксплуатационной документацией, изучения места аварии и обстоятельств, при которых произошла авария, установила следующее:

Характеристика и свойства объекта	Данные расследования аварии объекта	Код
1	2	3

Объект расследования

1.ОАО (ООО) МН
2. Трубопровод (отвод)
3.ЛПДС (НПС)
4. Объект расследования, км
5. Место аварии

Техническая характеристика объекта расследования

6. Конструктивное исполнение объекта
7. Диаметр, толщина стенки
8. Марка стали и номер сертификата
9. Завод-изготовитель труб, оборудования (страна)
10. Проектное рабочее давление
11. Тип защиты
12. Год установки защиты
13. Тип изоляции, марка
14. Защитный потенциал в месте аварии (отказа)
15. Дата испытаний объекта

16. Величина испытательного давления
17. Дата ввода в эксплуатацию
18. Дата последнего капитального ремонта
19. Величина рабочего давления в момент аварии
20. Глубина заложения
21. Температура перекачиваемого продукта
22. Температура воздуха во время сварки (при строительстве)
23. Температура воздуха во время изоляционно-укладочных работ(при строительстве)

Условия эксплуатации

24. Характеристика местности
25. Геологические условия (грунт)
26. Температура воздуха и состояние погоды в день аварии

Характеристика ремонтно-восстановительных работ

27. Дата, время и способ обнаружения аварии
28. Расстояние от НСП (по ходу)
29. Время остановки перекачки
30. Время перекрытия участка МН
31. Время начала и конца вскрытия поврежденного участка МН
32.Продолжительность освобождения участка от перекачиваемого продукта, ч
33. Продолжительность сварочно-монтажных работ
34. Время окончания ликвидации аварии (отказа)
35. Способ ликвидации аварии (отказа)
36. Время возобновления перекачки (пуск основного насоса)

Характеристика аварии (отказа)

37. Стадия эксплуатации, на которой произошла авария
38. Величина продольных и поперечных смещений концов труб (при вырезке катушки)
39. Характер и место дефекта
40. Размеры разрушения
41. Местоположение дефекта на окружности сечения трубы
42. Происхождение аварии
43. Характер очага разрушения
44. Вид излома
45. Вид аварии

Последствия аварии (отказа)

46. Протяженность отказавшего участка
47. Простой, ч
48. Затраты на ликвидацию аварии (отказа)
49. Потери перекачиваемого продукта и его стоимость
50. Другие последствия аварии (отказа)
51. Общий ущерб от аварии (отказа)

Заключение Комиссии по результатам расследования

52. Категории аварии (отказа)

53. Причина аварии (отказа)
54. Организация, лица, виновные в аварии (отказа)

Предлагаемые оргтехмероприятия и сроки их исполнения

1.
2.
3.

Приложения к Акту технического расследования

1. Сокращенный профиль поврежденного участка с эпюрой давления, технологической схемой и ситуацией
2. Эскиз площади, залитой перекачиваемым продуктом
3. Расчет потери продукта
4. Справка о затратах
5. Эскиз (фото) разрушения с указанием размеров
6. Эскиз метода исправления разрушения (исполнительный документ)
7. Картограммы давления на нагнетании и всасывании перекачивающих станций отказавшего перегона
8. Заключение научно-исследовательского института (лаборатории) об исследовании дефектных образцов (при необходимости)
9. Объяснительная записка и др. материалы (при необходимости)
10. Заключение комиссии

Председатель комиссии _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение Ц
(обязательное)

Форма акта списания потерь нефти, принадлежащей ОАО (ООО) МН, при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов, а так же при выводе из эксплуатации участков нефтепровода

Акт списания потерь нефти, принадлежащей ОАО (ООО) МН_____, при техническом обслуживании и ремонте оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов, а так же при выводе из эксплуатации участков нефтепровода

_____ в период _____20___г.
наименование ОАО (ООО) МН месяц год

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

установила следующее:

1. Потери нефти при плановом ремонте оборудования линейной части нефтепровода

Наименование и тип оборудования и нефтепровода	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

2. Потери нефти при плановом ремонте оборудования нефтеперекачивающих станций

Наименование нефтепровода и НПО, наименование и тип оборудования	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

3. Потери, связанные с плановыми работами по откачке нефти из нефтепровода в котлован для временного хранения

Наименование и тип оборудования и нефтепровода	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

4. Потери нефти при выводе из эксплуатации участков нефтепровода

Наименование нефтепровода, место, расположение списываемого участка	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

5. Потери нефти при ремонте резервуаров, оборудованных (не оборудованных) системами размыва парафинистых остатков

Наименование объекта, тип резервуара, наличие (отсутствие) системы размыва	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

6. Потери нефти при замене участков нефтепроводов

Наименование нефтепровода	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

7. Потери нефти при капитальном ремонте наливного устройства

Наименование пункта налива, тип шарнирного устройства для налива нефти	Фактические потери нефти, т	Цена за тонну, в рублях	Стоимость нефти, в рублях

Примечание – В каждом пункте указывают категорию нефти (технологическая, временно вытесненная, товарная).

Председатель комиссии _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение Ч
(обязательное)

Форма акта об отпуске нефти на собственные нужды

Акт отпуска нефти на собственные нужды НПС _____
наименование НПС

за _____200__г.

Председатель комиссии _____
Фамилия И.О., должность

членов комиссии: _____
Фамилия И.О., должность

_____
Фамилия И.О., должность

составили настоящий акт о том, что на собственные нужды отпущена и находится в РВС №_____ НПС_____ для дальнейшего израсходования в качестве топлива нефть следующего качества и количества:

Пункт приема-сдачи нефти		
Предприятие (владелец) ПСП		
Договор об оказании услуг по транспортировке нефти №		
Маршрутное поручение №		
Производитель		
Грузоотправитель		
Первый владелец нефти		
Последний владелец нефти		
Грузополучатель		

Показатели	Ед. изм.		Дата, смена
Уровень нефти до заполнения			
Уровень нефти после заполнения			
Уровень подтоварной воды до заполнения			
Уровень подтоварной воды после заполнения			
Объем нефти по градуировочной таблице резервуара			
Масса брутто нефти			
Температура нефти в резервуаре			
Плотность нефти при температуре измерений объема			
Поправка на плотность			
№ паспорта качества нефти			
Массовая доля балласта всего			
в том числе:			
воды			
хлористых солей			
механических примесей			
Массовая доля серы			
Масса балласта			
Масса нетто нефти			

Масса нетто нефти (прописью) _____ т.

Обозначение нефти по ГОСТ Р 51858: _____ .

Председатель комиссии _____ _____
подпись И.О. Фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись И.О. Фамилия

_____ _____
подпись И.О. Фамилия

Приложение Ш
(обязательное)

Форма сведений о расходовании нефти на собственные нужды

СВЕДЕНИЯ

о расходовании нефти на собственные нужды _____ за _____ 20__ г.
наименование ОАО (ООО) МН, УМН, РНУ — месяц

Нефть израсходована на (топливо, прочие нужды – указать какие) _____

Дата, время	НПС (ЛПДС)	Объем	Плотность	Масса брутто	Фактически израсходовано		
					масса нетто	цена нефти за 1 тонну	стоимость нефти
		$м^3$	$кг/м^3$	т	т	руб.	тыс. руб.

Руководитель ОАО (ООО) МН, УМН, РНУ _____ _____
подпись — И.О. Фамилия

Главный бухгалтер _____ _____
подпись — И.О. Фамилия

Начальник ТТО _____ _____
подпись — И.О. Фамилия

Отпустил _____ _____ _____
подпись — И.О. Фамилия — должность

УДК 53.089.6:621.642.2/3.001.4:531.73 ОКС 17.020 Т86.2

Ключевые слова: товарная нефть, масса нефти брутто, масса нефти нетто, учет нефти, транспортировка нефти, показатели качества нефти, система измерений количества и показателей качества нефти, резервуар, мера вместимости, мера полной вместимости, потери нефти

gost.e-ecolog.ru