ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель директора
по научной работе – Заместитель
директора по качеству



_____ В. А. Фафурин
«24» августа 2015 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МАССЫ НЕФТИ ПРИ УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

МИ 3532-2015

Казань,
2015

gost.e-ecolog.ru

1 РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

2 ИСПОЛНИТЕЛИ Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

3 УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР» «24» августа 2015 г.

4 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА
ФГУП «ВНИИМС» «01» сентября 2015 г.

Содержание

1 Область применения 5
2 Термины и определения, принятые сокращения 5
3 Общие положения 7
4 Обеспечение единства измерений 8
5 Определение массы нефти 10
6 Оформление результатов измерений 27
Приложение 1 (рекомендуемое). Форма Инструкции по эксплуатации СИКН 30
Приложение 2 (справочное). Перечень нормативных документов, применяемых при поверках и испытаниях средств измерений 33
Приложение 3 (рекомендуемое). Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство. 35
Приложение 4 (рекомендуемое). Порядок учета нефти при отказах СИ и оборудования СИКН, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении на СИКН некондиционной нефти 36
Приложение 5 (рекомендуемое). Форма протокола контроля МХ ПР по поверочной установке 40
Приложение 6 (рекомендуемое). Форма протокола контроля МХ рабочего ПР по контрольному ПР 42
Приложение 7 (рекомендуемое). Форма протокола МХ рабочего ПП по резервному ПП . 43
Приложение 8 (рекомендуемое). Форма протокола КМХ рабочего ПП по эталонному плотномеру 44
Приложение 9 (рекомендуемое). Форма протокола КМХ рабочего ПП по переносной пикнометрической установке 45
Приложение 10 (рекомендуемое). Форма протокола КМХ рабочего ПП по ареометру при наличии на СИКН МИ плотности ареометром 47
Приложение 11 (рекомендуемое). Форма протокола КМХ рабочего ПП по лабораторному плотномеру при наличии на СИКН МИ плотности лабораторным плотномером 48
Приложение 12 (обязательное). Форма Журнала регистрации показаний средств измерений СИКН 49
Приложение 13 (рекомендуемое). Форма паспорта качества при приеме нефти от грузоотправителей 50
Приложение 14 (рекомендуемое). Форма паспорта качества при сдаче нефти на НПЗ РФ при приеме-сдаче между предприятиями трубопроводного транспорта 51
Приложение 15 (рекомендуемое). Форма паспорта качества для поставки нефти на экспорт 52

Приложение 16 (рекомендуемое). Форма паспорта качества для поставки нефти на экспорт морским транспортом 54
Приложение 17 (рекомендуемое). Форма Акта приема-сдачи нефти 55
Приложение 18 (рекомендуемое). Форма Акта приема-сдачи нефти для валовых суточных объемов нефти 57
Приложение 19 (рекомендуемое). Форма Акта приема-сдачи нефти 59
Приложение 20 (обязательное). Перечень документов, обязательных к наличию для СИКН 61
Приложение 21 (обязательное). Форма Акта отключения СИКН 62
Приложение 22 (рекомендуемое). Форма Акта приема-сдачи нефти 63

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти	МИ 3532-2015

Срок введения в действие - с «__» _____ 2015 г.

1 Область применения

1.1 Настоящие Рекомендации определяют требования к системам измерения количества и показателей качества нефти и порядок определения при учетных операциях массы нефти прямым и косвенным методами динамических измерений с нормированными значениями погрешности согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

1.2 Рекомендации могут быть применимы предприятиями различных форм собственности, осуществляющих учетные операции с применением систем измерения количества и показателей качества нефти, принятых в промышленную эксплуатацию в установленном порядке.

1.3 Положения Рекомендаций могут быть учтены при разработке методик измерений (МИ) массы нефти и инструкций по эксплуатации систем измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

2 Термины и определения, принятые сокращения

2.1 В настоящем документе применены следующие термины и соответствующие им определения:

2.1.1 Система измерений количества и показателей качества нефти - совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для:

- измерения массы брутто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений;
- измерения технологических и качественных параметров нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

2.1.1.1 Измерительный преобразователь - техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования системой обработки информации. В составе СИКН: преобразователи расхода (объемного и массового), преобразователи плотности, преобразователи влагосодержания, преобразователи серосодержания, преобразователи вязкости, преобразователи температуры, преобразователи давления.

2.1.1.2 Измерительный прибор показывающий - средство измерения, предназначенное для получения и индикации непосредственно на месте измерения значения измеряемой величины в установленном диапазоне. В составе СИКН: манометры, термометры стеклянные.

2.1.1.3 Система обработки информации - вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

2.1.1.4 Технологическое оборудование - запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, фильтры, струевыпрямители и прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборники, пробозаборное устройство, дренажные

емкости, промывочный насос с соответствующей технологической обвязкой и др.

2.1.2 Автоматизированное рабочее место оператора - персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы СИКН, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печать.

2.1.3 Измерительная линия - часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струевыпрямителями или прямолинейными участками трубопроводов, оснащенными устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

2.1.4 Измерительная линия рабочая - измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти.

2.1.5 Измерительная линия контрольная - измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и (или) для измерения количества нефти, протекающего через рабочую измерительную линию при поверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

2.1.6 Измерительная линия резервная - измерительная линия, находящаяся в ненагруженном резерве, которая в любой момент времени может быть включена в работу.

2.1.7 Диапазон расходов и вязкости нефти рабочий - область значений расходов и вязкости, в которой эксплуатируются преобразователи расхода и нормированы их метрологические характеристики.

2.1.8 Контроль метрологических характеристик - определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, определенных при последней поверке, и установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

2.1.9 Межконтрольный интервал - промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

2.1.10 Учетные операции - операции, проводимые сдающей и принимающей нефть сторонами, для определения массы брутто и массы нетто нефти для последующих расчетов, а также операции, проводимые при инвентаризации нефти и арбитраже.

2.1.11 Резервная схема учета - система, применяемая для измерения массы нефти при отказе основной схемы - системы измерения количества и показателей качества нефти. В качестве резервной схемы учета используют:

- другую (вторую) систему измерения количества и показателей качества нефти, реализующую метод динамических измерений массы и расположенную на одной площадке с основной схемой;
- технические средства, реализующие метод статических измерений массы: резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов, оснащенные уровнемерами (или применяют рулетки), преобразователями плотности (или применяют ареометры), преобразователями температуры (или применяют термометры), автоматическими пробоотборниками (или применяют ручной пробоотборник).

2.1.12 Масса брутто нефти - общая масса нефти, включающая массу балласта.

2.1.13 Масса балласта - общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

2.1.14 Масса нетто нефти - разность массы брутто нефти и массы балласта.

2.2 В настоящих Рекомендациях приняты следующие сокращения:

- АРМ-оператора - автоматизированное рабочее место оператора;
- БИК - блок измерения показателей качества нефти;
- ВА - вторичная аппаратура;
- ГНМЦ - Государственный научный метрологический центр;

- ИЛ - измерительная линия;
- КМХ - контроль метрологических характеристик;
- МИ - методика измерений;
- Минпромторг РФ - Министерство промышленности и торговли Российской Федерации;
- МХ - метрологические характеристики;
- ПП - преобразователь плотности;
- ПР - преобразователь расхода;
- ПСП - приемо-сдаточный пункт;
- ПУ* - поверочная установка;
- СИ - средство измерения;
- СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;
- СОИ - система обработки информации;
- ТЗ - техническое задание;
- ЭПР - эталонный преобразователь расхода.

** В качестве ПУ применяют стационарную или передвижную трубопоршневую поверочную установку, компакт-прувер, массомерную установку или другую установку с пределами допускаемой относительной погрешности согласно ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».*

3 Общие положения

3.1 Массу нефти вычисляют в соответствии с МИ массы, разработанной для конкретной СИКН. МИ массы нефти разрабатывают в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595.

3.2 В качестве основной схемы измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений с использованием преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления или прямой метод динамических измерений с использованием массомеров.

В качестве резервной схемы измерения массы допускается применять косвенный метод статических измерений (до строительства основной схемы измерения в сроки согласованные сторонами или на период устранения отказа существующей основной схемы), а также косвенный метод динамических измерений с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не превышающими значений, установленных ГОСТ Р 8.595.

3.3 Пределы допускаемой относительной погрешности методов измерений массы нефти должны соответствовать ГОСТ Р 8.595.

3.4 Приемосдаточные и периодические испытания (определение показателей) нефти проводят в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Определение показателей, составляющих балласт нефти - содержание воды, хлористых солей и механических примесей, проводят по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей» соответственно.

Допускается определение показателей, составляющих балласт нефти, проводить анализаторами, имеющими свидетельство Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) об утверждении типа, и при наличии соответствующих МИ, аттестованных в установленном порядке.

Отбор проб нефти производят по ГОСТ 2517-12 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Испытания нефти представители сдающей и принимающей сторон проводят совместно в испытательной лаборатории, аккредитованной в установленном порядке.

3.5 Нефть при приеме и сдаче должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858.

3.6 Техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН обеспечивает

владелец СИКН. Взаимоотношения между сдающей и принимающей сторонами, между владельцем СИКН и организацией, проводящей техническое обслуживание СИКН, определяются договорами, «Инструкцией по эксплуатации СИКН», РД 39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок» и настоящими Рекомендациями.

3.7 На основании настоящих Рекомендаций и инструкций по эксплуатации средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования на каждую СИКН, владелец разрабатывает «Инструкцию по эксплуатации СИКН», учитывающую конкретные условия эксплуатации, типовая форма которой рекомендована в приложении 1 настоящих Рекомендаций. «Инструкцию» утверждают стороны, сдающая и принимающая нефть, и согласовывает организация, проводящая техническое обслуживание СИКН.

Пересмотр «Инструкции по эксплуатации СИКН» производят через каждые 5 лет. В течение срока действия в «Инструкцию» допускается вносить изменения и дополнения, согласованные сторонами, утвердившими «Инструкцию».

3.8 Состав СИКН, технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должны соответствовать проекту, разработанному на основании требований: технического задания на проектирование, МИ 2825-2003 «Рекомендация. ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию», ГОСТ Р 8.595, настоящих Рекомендаций, других нормативных документов (в том числе, вновь принятых после ввода в действие настоящих Рекомендаций), требования которых распространяются на СИКН в процессе их проектирования.

3.9 Находящиеся в эксплуатации СИКН приводят в соответствие требованиям вновь введенных в действие нормативных и методических документов (требования которых распространяются на СИКН) в сроки, определенные мероприятиями, разработанными и утвержденными владельцем СИКН и согласованными другой (сдающей или принимающей) стороной.

3.10 Проект должен иметь положительное заключение о метрологической экспертизе соответствующего ГНМЦ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, аккредитованного на право выполнения указанной работы.

4 Обеспечение единства измерений

4.1 Вновь вводимые в эксплуатацию (выпускаемые) СИКН согласно порядку, предусмотренному МИ 2773-2002 «Рекомендация. ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти», в целом подлежат испытаниям с целью утверждения типа и внесению в Государственный реестр СИ в соответствии с приказом Минпромторга РФ № 1081 от 30 ноября 2009 г. «Об утверждении порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений. Установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения». Испытания и первичную поверку СИКН в целом при вводе ее в эксплуатацию проводит Государственный центр испытаний средств измерений Росстандарта, аккредитованный в установленном порядке. В дальнейшем СИКН в целом подлежит периодической поверке в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

4.2 СИ подлежат первичной и периодической поверкам в установленном законодательством Российской Федерации порядке, аккредитованными в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки СИ юридическими лицами при выпуске из

производства или ремонта, при ввозе по импорту и эксплуатации в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений» и других нормативных документов, перечень которых приведен в приложении 2 настоящих Рекомендаций.

4.3 Периодическую поверку СИ рекомендовано проводить по графикам владельца СИКН, согласованными с руководителем метрологической службы, осуществляющей поверку СИ, с предоставлением копий графиков (или выписок из графиков) принимающей, сдающей сторонам и организации, проводящей техобслуживание. Периодическую поверку СИ рекомендовано проводить не реже:

- весов	- 1 раза в год;
- мерников	- 1 раза в год;
- мерников с весами, установленных стационарно, и предназначенных для поверки ПУ	- 1 раза в два года;
- стационарных поверочных установок	- 1 раза в два года;
- передвижных ПУ	- 1 раза в год;
- контрольных ПР	- 1 раза в год;
- эталонных ПР	- 1 раза в год;
- пикнометров	- 1 раза в год;
- эталонных плотномеров	- 1 раза в год;
- гирь	- 1 раза в год;
- ПР (в т.ч. массомеров), ПП, преобразователей давления и температуры, манометров, установленных на ИЛ и в БИК, вторичной аппаратуры ПР; суммирующих приборов; СОИ; корректоров вязкости	- 1 раз в год;
- стеклянных термометров, установленных на ИЛ и в БИК	- 1 раза в три года;
- преобразователей влагосодержания, вязкости, серосодержания	- 1 раза в год;
- уровнемеров, применяемых в резервной системе учета нефти	согласно описанию типа
- резервуаров (стальных вертикальных, горизонтальных, железобетонных), применяемых в резервной системе учета нефти	- 1 раза в пять лет

Примечание - После каждого капитального ремонта, ремонта, связанного с изменением вместимости, в том числе вследствие его оснащенности (или переоснащенности) дополнительным внутренним оборудованием, резервуар подлежит внеочередной поверке.

В обоснованных случаях изменение интервала между поверками СИ производят по согласованию с организациями, проводившими испытания данного СИ в целей утверждения типа.

4.4 Расходомеры, установленные в БИК, их ВА, если расходомер применяется в комплекте, перепадомеры и манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах, и другие СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефти, калибруют не реже 1 раза в год.

4.5 Внеочередную поверку СИ, входящих в состав СИКН, рекомендуется проводить в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006, а ПР и поточных ПП - дополнительно в случае получения отрицательных результатов при текущем КМХ;

Внеочередную поверку ПР рекомендуется проводить также:

- при отклонении значений вязкости нефти в условиях эксплуатации от значений, при которых проводилась поверка турбинных ПР, более допускаемых пределов, установленных в описании типа ПР, при отсутствии в СОИ алгоритма коррекции по вязкости;

- при отклонении значений f/v (отношения частоты к вязкости) в условиях эксплуатации от значений рабочего диапазона параметров f/v, при котором проводилась поверка турбинных ПР, если СОИ имеет функцию коррекции по вязкости;

- по требованию стороны, сдающей или принимающей нефть.

4.6 Калибровку СИ, перечисленных в 4.4, проводят метрологической службой

владельца СИКН или организации, аккредитованной на право выполнения калибровочных работ.

4.7 МИ массы разрабатывают и утверждают в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009 «ГСИ. Методика (методы) измерений» с оформлением свидетельства об аттестации и дальнейшей регистрацией в установленном порядке.

4.8 Программный комплекс, применяемый в АРМ-оператора, аттестуют соответствующим ГНМЦ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в соответствии с требованиями МИ 2174-91 «Рекомендация. ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения» и МИ 2676-2001 «Рекомендация. ГСИ. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения» с оформлением свидетельства о метрологической аттестации.

5 Определение массы нефти

5.1 Измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений

5.1.1 Массу нефти при косвенном методе динамических измерений рекомендуется определять с помощью ПР и поточных ПП. В этом случае массу вычисляет СОИ как произведение соответствующих значений:

- объема и плотности нефти, приведенной к условиям измерения объема;
- или объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595.

При определении объема нефти рекомендуется применять преобразователи объемного расхода (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и температуры, СОИ.

5.1.2 При определении плотности нефти рекомендуется применять поточные ПП, преобразователи давления и температуры, СОИ.

5.1.3 Рекомендуемый состав СИКН косвенным методом динамических измерений приведен в таблице 1.

Таблица 1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 ПР рабочие, резервный	± 0,15 %*	
1.1.2 ПР контрольный	± 0,1 %**	При наличии по проекту
1.1.3 Преобразователи давления	± 0,5 %***	
1.1.4 Преобразователи перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	± 2,5 %***	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.5 Манометры	± 0,6 %***	
1.1.6 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	± 0,2 °С ****	
1.1.7 Термометры стеклянные	± 0,2 °С****	Цена деления 0,1 °С
1.1.8 Фильтры		При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают
1.1.9 Задвижки или шаровые краны		(*) Только та запорная

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
(запорная арматура) электроприводные, в том числе с гарантированным перекрытием потока и оборудованные устройствами контроля герметичности(*)		арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверках и КМХ ПР. На вновь строящихся и реконструируемых СИКН.
1.1.10 Струевыпрямители		При наличии по проекту
1.1.11 Регулятор расхода		При наличии по проекту
1.1.12 Пробозаборное устройство (устанавливается на коллекторе СИКН)		Согласно ГОСТ 2517
1.1.13 Регулятор давления на выходе СИКН		При наличии по проекту
1.2 БИК		
1.2.1 ПП поточный - основной и резервный	± 0,36 кг/м^3****	
1.2.2 Преобразователь давления	± 0,5 %***	
1.2.3 Манометры	± 0,6 %***	
1.2.4 Термометры стеклянные	± 0,2 °С ****	Цена деления 0,1 °С
1.2.5 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	± 0,2 °С ****	
1.2.6 Расходомер	± 5,0 % *	
1.2.7 Пробоотборник автоматический (основной и резервный) с диспергатором		
1.2.8 Регулятор расхода(**)		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
1.2.9 Циркуляционный насос		При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы.
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ	± 0,05 %**	
2.2 Вторичная аппаратура ПР	± 0,05 %**	В случае невозможности применения ПР без вторичной аппаратуры (прибора).
2.3 АРМ-оператора		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
2.4 Стационарная поверочная установка	I или II разряда	На одной площадке с СИКН
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 ПП эталонный стационарный в БИК	± 0,1 кг/м^3****	При наличии по проекту
3.2 Преобразователь вязкости в БИК	± 1,0 %***	При наличии по проекту
3.3 Преобразователь влагосодержания	± 0,1 %****	При наличии по проекту

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
поточный (основной и резервный) в БИК		
3.4 Преобразователь сероводержания поточный в БИК с диапазонами измерений:		При наличии по проекту
- (0÷0,6)%	± 0,02 %****	
- (0,1÷1,8)%	± 0,06 %****	
- (1,8÷5,0)%	± 0,18 %****	
3.5 Устройство по корректировке коэффициента преобразования ПР по расходу или расходу и вязкости	± 0,05 %**	При наличии по проекту, для коррекции коэффициента преобразования ПР
3.6 Суммирующий прибор	± 0,05 %**	При количестве рабочих измерительных линий 2 и более и отсутствии в СОИ встроенной функции суммирования
3.7 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа		При наличии по проекту
3.8 Термостатирующий цилиндр в БИК		При наличии по проекту
3.9 Промывочный насос в БИК		При наличии по проекту
3.10 Газосигнализатор в БИК		
3.11 Датчик пожара в БИК		
3.12 Вентилятор вытяжной в БИК		
3.13 Нагреватель электрический с терморегулятором в БИК		

Примечания к таблице 1

1 * - пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.

2 ** - пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.

3 *** - пределы допускаемой приведенной погрешности.

4 **** - пределы допускаемой абсолютной погрешности.

5 На существующих СИКН до их реконструкции допускается применение преобразователей давления с пределами допускаемой приведенной погрешности ± 0,6 %.

6 (**) - При применении частотного регулятора числа оборотов циркуляционного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.

7 Вместо контрольного ПР может быть установлен ЭПР, если это предусмотрено ТЗ на проектирование СИКН. Также может применяться ЭПР, установленный на мобильной (передвижной) установке. Периодичность поверки ЭПР устанавливается в описании типа (приложение к свидетельству об утверждение типа).

5.1.4 На выходе каждой ИЛ, на входе и выходе ПУ устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр. На выходном коллекторе СИКН - преобразователь давления и манометр.

5.1.5 Рекомендуемые основные требования к СОИ и АРМ-оператора.

5.1.5.1 Перечень функций, выполняемых СОИ:

- вычисление объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, согласно ГОСТ Р 8.595, в т.ч. по каждой измерительной линии;
- вычисление текущего значения плотности нефти при температуре и давлении в БИК;
- приведение текущего значения плотности нефти к условиям измерения объема нефти и к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595;
- вычисление массы нефти;

- вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 часа, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595;

- вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для СИКН в целом за отчетный период (2 часа, смена, сутки);

- ввод с возможностью изменения предельных значений параметров, указанных в проекте СИКН или в свидетельстве о поверке СИ;

- автоматическая корректировка коэффициента преобразования турбинного ПР от изменения расхода или расхода и вязкости;

- автоматическое (по заданию оперативного персонала с АРМ-оператора) выполнение поверки рабочих ПР без нарушения процесса измерения количества и показателей качества нефти;

- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти;

- формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти;

- управление пробоотбором;

- контроль метрологических характеристик рабочих ПР по ПУ, эталонному или контрольному ПР;

- замещение поверяемого рабочего ПР контрольным для измерения количества нефти, проходящей через поверяемый ПР во время его поверки;

- сравнение показаний двух одновременно работающих преобразователей плотности и выдача сигнала при превышении установленного предела;

- вычисление массы нетто при вводе с клавиатуры АРМ-оператора значений содержания воды, хлористых солей и мехпримесей, определенных в испытательной лаборатории, в том числе и лабораторными экспресс-анализаторами, или при автоматическом вводе результатов измерений показателей качества поточными преобразователями при их наличии в составе СИКН;

- вычисление массы нефти с вычетом массы воды, содержащейся в нефти и измеренной поточным влагомером, согласно МИ, разработанной для СИКН;

- индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и качественных параметров нефти согласно техническому заданию на проектирование или техническому заданию на программное обеспечение СИКН;

- защиту от несанкционированного доступа к константам системы, участвующим в вычислении массы нефти, результатов поверки и КМХ ПР;

- формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрацию изменений констант системы с указанием паролей доступа;

- формирование протоколов поверки рабочих и эталонного ПР , протоколов КМХ рабочих ПР;

- формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, вязкости нефти, расхода по ИЛ и БИК;

5.1.5.2 Конкретный перечень функций, обязательных к реализации в СОИ, определяют в техническом задании на проектирование СИКН или техническом задании на разработку программного обеспечения СОИ.

5.1.5.3 Требования и перечень (объем) технологической и измерительной информации, отображаемых на мониторе АРМ-оператора, перечень отчетных документов, формируемых в АРМ-оператора, определяют в техническом задании на разработку программного обеспечения АРМ-оператора.

5.1.6 Рекомендуемые основные требования к эксплуатации СИКН

5.1.6.1 ПР поверяют на месте эксплуатации по утвержденным в установленном порядке методикам поверки с помощью ПУ (I или II разряда) или эталонного преобразователя расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в точке

расхода не более ± 0,1 %. Диапазоны измерений ПУ и ЭПР ($м^3/ч$) должны соответствовать проектному рабочему диапазону расходов через ПР.

5.1.6.2 При отключении рабочего и при отсутствии резервного поточного ПП плотность нефти определяют эталонным или лабораторным плотномером, или ареометром с учетом систематических погрешностей измерения плотности, установленных в свидетельствах об аттестации соответствующей МИ плотности по Р 50.2.075-2010 «Рекомендации по метрологии. ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API».

5.1.6.3 В процессе эксплуатации СИКН рекомендуется контролировать следующие параметры:

а) Расход нефти через измерительные линии или значение f/v в зависимости от вида реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР.

Расход нефти или значение *f/v* должны находиться в пределах рабочего диапазона расходов или значений *f/v* соответственно, указанных в свидетельстве о поверке ПР.

б) Расход нефти через БИК.

Расход нефти через БИК должен обеспечить:

- эксплуатацию поточных преобразователей, установленных в БИК, без отклонения их метрологических характеристик от установленных величин;

- достоверность и представительность отбираемой пробы. Должно обеспечиваться соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК в соответствии с ГОСТ 2517.

Значение расхода нефти через пробозаборное устройство, требуемого для обеспечения достоверности и представительности отбора проб, вычисляют согласно приложению 3 настоящих Рекомендаций.

Поддержание требуемого расхода обеспечивают регулятором расхода, установленным в БИК, или изменением числа оборотов циркуляционного насоса (при применении частотного регулятора числа оборотов). Значение расхода контролируют расходомером, установленным в БИК.

в) Избыточное давление нефти после ПР.

При эксплуатации обеспечивают режим бескавитационной работы ПР, для чего избыточное давление после ПР устанавливают и поддерживают не менее значения, определяемого по формуле

$$P = 2{,}06 \cdot P_н + 2 \cdot \Delta P, \qquad (1)$$

где P - минимальное значение избыточного давления после ПР, МПа;

$P_н$ - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимальной температуре нефти в СИКН, МПа;

ΔP - перепад давления на ПР, указанный в техническом паспорте на данный тип, МПа.

Пример - Исходные данные для расчета:

$P_н$ = 500 мм рт.ст. = 0,067 МПа; ΔP = 0,05 МПа.

Минимальное значение избыточного давления после ПР должно быть не ниже:

$P = 2{,}06 \cdot 0{,}067 + 2 \cdot 0{,}05 = 0{,}24$ МПа.

г) Перепад давления на фильтрах.

Перепад давления на фильтрах должен быть не более значения, указанного в паспорте на данный тип фильтра, или не должен превышать значения $2\Delta P_ф$, где $\Delta P_ф$ - перепад давления на фильтре при максимальном расходе, определенный на месте эксплуатации (на конкретном СИКН) после чистки фильтра.

Чистку фильтров проводят при достижении перепада давления $2\Delta P_ф$, но не реже одного раза в квартал с оформлением акта.

д) Вязкость нефти.

д1) При отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования турбинного ПР по вязкости, вязкость нефти не должна отличаться от значений, при которых

проводилась поверка турбинного ПР, более чем на:

$\pm 2 \cdot 10^{-6}$ м^2/с - для турбинных ПР «Турбоквант», «Норд-М» Ду 40-200;

$\pm 5 \cdot 10^{-6}$ м^2/с - для турбинных ПР «Ротоквант» Ду 400, Ду 250, Ду 200, Ду 150; МИГ Ду 40, Ду 65, Ду 100, Ду 150, Смит-150, Смит-200;

$\pm 10 \cdot 10^{-6}$ м^2/с - для турбинных ПР МИГ-200, МИГ-250, МИГ-400, Смит-250.

Для других типов ПР пределы изменений вязкости не должны превышать значений, установленных при проведении испытаний для целей утверждения типа этих ПР.

д2) При наличии устройства или алгоритма корректировки коэффициента преобразования ПР от изменения вязкости значение *f/v* должно находиться в пределах рабочего диапазона значений *f/v*, указанных в свидетельстве о поверке ПР.

5.1.6.4 Поверку и КМХ рабочих ПР проводят без нарушения учетных операций количества и качества нефти.

5.1.6.5 Учет количества нефти при отказах СИ и оборудования СИКН, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении на СИКН некондиционной нефти проводят согласно приложению 4 настоящих Рекомендаций.

5.1.6.6 Для поддержания СИКН в работоспособном состоянии рекомендуется осуществлять комплекс мероприятий и операций.

5.1.7 Основные требования к эксплуатации ПР.

5.1.7.1 При эксплуатации проводят периодические поверки (очередные, при необходимости - внеочередные) и КМХ преобразователей расхода.

5.1.7.2 Во время поверки рабочего ПР измерение количества нефти, проходящей через рабочий ПР во время его поверки, допускается проводить с использованием контрольного ПР.

5.1.7.3 Поверку ПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (струевыпрямителями, если они предусмотрены проектом, прямыми участками) с соблюдением требований методики поверки ПР.

5.1.7.4 Поверку ПР проводят в ручном или автоматическом режиме. Коэффициент(ы) преобразования(й) ПР, определенный(е) при поверке, устанавливают в СОИ вручную или автоматически.

5.1.7.5 В зависимости от способа реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР его коэффициент(ы) преобразования(й) представляют в виде:

- постоянного значения во всем рабочем диапазоне расходов ($K_д$, имп/м^3);

- постоянных значений коэффициента преобразования в поддиапазонах расходов ($K_{дд}$, имп/м^3);

- вычисляемых значений коэффициента преобразования в точках поддиапазона расходов или отношения значения расхода (частоты ПР) к вязкости ($K_{вычj}$, имп/м^3).

5.1.8 Контроль метрологических характеристик ПР

5.1.8.1 В интервале между поверками проводят КМХ рабочих ПР согласно графикам. Порядок разработки, утверждения и согласования графика регламентируется в «Инструкции по эксплуатации СИКН». Графики проведения КМХ разрабатывают с учетом межконтрольного интервала ПР, установленного в соответствии 5.1.9.

По требованию одной из сторон (сдающей или принимающей) проводят внеочередной КМХ.

При КМХ определяют вязкость нефти поточным вискозиметром, при его отсутствии - в испытательной лаборатории при температуре нефти в ПР (с отклонением ± 3,0 °С), имеющей место при КМХ. Значение вязкости, измеренное поточным вискозиметром или в испытательной лаборатории, вносят в протокол КМХ.

5.1.8.2 КМХ ПР, находящихся в резерве на момент проведения КМХ остальных ПР, допускается не проводить. КМХ ПР, находящихся в резерве более одного межконтрольного интервала, должно проводится в течение смены после ввода его в рабочий режим в текущей точке расхода согласно 5.1.8.5 *а)*.

5.1.8.3 Результаты КМХ рекомендуется оформлять протоколом, автоматически

формирующимся в АРМ оператора (приложения 5, 6 настоящих Рекомендаций). При отказе АРМ-оператора протоколы оформляют вручную. Протоколы подписывают представители сторон, принимающей и сдающей нефть, и организации, проводящей техническое обслуживание СИКН.

5.1.8.4 При КМХ ПР рекомендуется определять фактическое(ие) значение(я) коэффициента(ов) преобразования(й) на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расходов ($K_д$, $K_{дд}$ или K_j) и относительного(ых) отклонения(й) его(их) значения(й) от значения(й) коэффициента(ов) преобразования(й), установленного(ых) во вторичной аппаратуре ПР или СОИ, или вычисляемого(ых) СОИ.

5.1.8.5 КМХ ПР рекомендуется проводить по ПУ, контрольному или эталонному ПР в следующем порядке:

а) При любом виде реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР КМХ в текущей (рабочей) точке расхода (или *f/v*), имеющего место на момент проведения КМХ. Технологическое подключение контролируемого ПР к ПУ, контрольному или эталонному ПР без вывода контролируемого ПР из режима измерения и изменения значения текущего расхода через него.

Далее, в зависимости от вида реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР, проводят операции в порядке, рекомендуемом ниже.

б) Если градуировочная характеристика ПР реализована в СОИ (ВА) в виде постоянного значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расходов ($K_д$), то КМХ ПР проводят при минимальном и максимальном значениях расходов рабочего диапазона, указанных в свидетельстве о поверке ПР.

в) Если градуировочная характеристика ПР реализована в СОИ (ВА) в виде постоянных значений коэффициентов преобразований в поддиапазонах расходов ($K_{дд}$), то КМХ ПР проводят в каждом поддиапазоне расходов в средней точке, кроме поддиапазона согласно а) настоящего пункта.

г) Если градуировочная характеристика ПР реализована в СОИ (ВА) в виде ломаной линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования в различных точках диапазона расходов (K_j), и СОИ (ВА) имеет функцию коррекции коэффициента в зависимости от расхода, КМХ проводят в каждом отрезке ломаной линии (поддиапазоне расходов) в средней точке, кроме поддиапазона согласно а) настоящего пункта.

д) Если градуировочная характеристика ПР реализована в СОИ в виде полинома второго порядка зависимости $K = F(f/v)$ и градуировочная характеристика разбита на поддиапазоны, КМХ проводят в каждом поддиапазоне значений *f/v* в одной точке, кроме поддиапазона согласно а) настоящего пункта.

е) Если СОИ автоматически устанавливает коэффициент преобразования ПР, определенный при КМХ, после подтверждения персоналом необходимости установки нового коэффициента, то КМХ проводят только согласно *а)* настоящего пункта.

5.1.8.6 Если ПР эксплуатируется при стабильном значении расхода (с отклонением не более ± 10,0 %) в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после проведения текущего КМХ), по обоюдному согласию сдающей и принимающей сторон, что регламентируют в «Инструкции по эксплуатации СИКН», КМХ допускается проводить только согласно 5.1.8.5 *а)*.

5.1.8.7 В случае несоблюдения условия 5.1.8.6 или эксплуатации ПР в различных поддиапазонах расходов в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после проведения текущего КМХ) КМХ проводят согласно 5.1.8.5 *а), б), в), г), д).*

Примечание - КМХ ПР согласно 5.1.8.5 *в), г), д)* допускается проводить только в тех поддиапазонах расходов, в которых эксплуатируется ПР в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после текущего КМХ).

5.1.8.8 Определение коэффициента преобразования ПР в каждой контролируемой точке расхода проводят в соответствии с требованиями методики поверки ПР. В каждой точке расхода проводят не менее 3-х измерений. Значение коэффициента преобразования вычисляют до пяти значащих цифр.

5.1.8.9 С целью уменьшения интенсивности эксплуатации ПУ допускается проводить КМХ рабочих ПР по контрольному, предварительно определив отклонение его коэффициентов преобразования в каждой точке расхода (K_j) от значений, полученных при поверке. При этом должны соблюдаться условия:

- среднеквадратичное отклонение результатов 5-ти последовательных измерений должно быть не более 0,02 %.

- отклонение значений K_j, полученных при КМХ от значений, установленных в свидетельстве о поверке, не должно превышать ± 0,1 %.

В случае невыполнения перечисленных условий КМХ ПР по контрольному ПР не проводят.

5.1.8.10 Порядок и методику КМХ рабочих ПР по контрольному ПР в случае отсутствия (отказа) на СИКН ПУ (или ЭПР) или по другим причинам, не позволяющим выполнение операций 5.1.8.9, регламентируют в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

5.1.8.11 Относительное(ые) отклонение(я) коэффициента(ов) преобразования(й) ПР, полученного(ых) при КМХ, от установленного(ых) или вычисляемых в СОИ значений коэффициентов вычисляют по формулам:

а) Для случая 5.1.8.5 *а)*:

$$\delta_{тчк} = \frac{K_{тек} - K_{уст}}{K_{уст}} \cdot 100\%, \qquad (2)$$

где $\delta_{тчк}$ - значение относительного отклонения, полученное при проведении КМХ в текущей (рабочей) точке расхода, %;

$K_{тек}$ - значение коэффициента преобразования, полученное при проведении КМХ в текущей (рабочей) точке расхода, имп/м^3;

$K_{уст}$ - значение коэффициента преобразования, установленное в СОИ (или ВА) согласно свидетельству о поверке ПР, или вычисляемое СОИ, имп/м^3;

В зависимости от вида реализации в СОИ (или в ВА) градуировочной характеристики ПР в формуле (2) значение $K_{уст}$ принимают равным:

- $K_Д$, если градуировочная характеристика ПР в СОИ (или в ВА) реализована согласно 5.1.8.5 *б)*;

- $K_{jДД}$, если градуировочная характеристика ПР в СОИ (или в ВА) реализована согласно 5.1.8.5 *в)*, где j - поддиапазон расходов, в котором находится текущая (рабочая) точка расхода при КМХ;

- $K_{вычj}$ (значение коэффициента преобразования ПР, вычисленное СОИ), если градуировочная характеристика ПР в СОИ реализована согласно 5.1.8.5 *г)* и *д)*;

б) Для случая 5.1.8.5 *б)*:

$$\delta_Д = \frac{K_{(мин, макс)} - K_Д}{K_Д} \cdot 100\%, \qquad (3)$$

где $\delta_Д$ - значения относительных отклонений, полученные при КМХ на минимальном и максимальном значениях расхода рабочего диапазона соответственно, %;

$K_{(мин, макс)}$ - значения коэффициентов преобразований ПР, полученные при КМХ на минимальном и максимальном значениях расхода рабочего диапазона соответственно, имп/м^3;

$K_Д$ - постоянное значение коэффициента преобразования, установленное в СОИ (или ВА) согласно свидетельству о поверке ПР, имп/м^3.

Примечание - по формуле (3) $\delta_Д$ вычисляют для значений $K_{мин}$ и $K_{макс}$ соответственно.

в) Для случая 5.1.8.5 *в)*:

$$\delta_{kДД} = \frac{K_k - K_{kДД}}{K_{kДД}} \cdot 100\%, \qquad (4)$$

где $\delta_{kДД}$ - значение относительного отклонения, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го поддиапазона расходов, %;

K_k - значение коэффициента преобразования ПР, определенное при КМХ в контролируемой точке k-го поддиапазона расходов, имп/м^3;

$K_{kДД}$ - постоянное значение коэффициента преобразования k-го поддиапазона расходов, установленное в СОИ (или ВА) согласно свидетельству о поверке ПР, имп/м^3.

г) Для случая 5.1.8.5 *г)*:

$$\delta_{komp} = \frac{K_{komp} - K_{komp}^{выч}}{K_{komp}^{выч}} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где δ_{komp} - значение относительного отклонения, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го отрезка ломаной линии (k-го поддиапазона расходов), %;

K_{komp} - значение коэффициента преобразования, определенное при КМХ в контролируемой точке k-го отрезка ломаной линии (k-го поддиапазона расходов), имп/м^3;

$K_{komp}^{выч}$ - значение коэффициента преобразования в k-м отрезке ломаной линии (k-м поддиапазоне расходов), вычисленное СОИ для контролируемой точки расхода, имп/м^3.

д) Для случая 5.1.8.5 *д)*:

$$\delta_{kпол} = \frac{K_k - K_{kпол}^{выч}}{K_{kпол}^{выч}} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где $\delta_{kпол}$ - значение относительного отклонения, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го участка полинома (k-го поддиапазона расходов), %;

K_k - значение коэффициента преобразования, определенное при КМХ в контролируемой точке k-го участка полинома (k-го поддиапазона расходов), имп/м^3;

$K_{kпол}^{выч}$ - значение коэффициента преобразования в k-м участке полинома (k-м поддиапазоне расходов), вычисленное СОИ для контролируемой точки расхода, имп/м^3.

е) Для случая 5.1.8.5 *е)*:

$$\delta_j = \frac{K_j - K_{вычj}}{K_{вычj}} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где δ_j - значение относительного отклонения, полученное при КМХ в j-ой точке расхода, %;

K_j - коэффициент преобразования в j-ой точке расхода, определенный при КМХ, имп/м^3;

$K_{вычj}$ - коэффициент преобразования, вычисленный СОИ для j-ой точки расхода, имп/м^3.

5.1.8.12 В формулах с (2) по (7) значения коэффициентов преобразований, определяемых при КМХ, принимают равным среднеарифметическим значениям коэффициентов преобразований n-го количества измерений в каждой точке (j-й) расхода ($K_{срj}$), вычисляемых по формуле:

$$K_{срj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где K_{ij} - значение коэффициента преобразования ПР при КМХ, определенное при i-м измерении в каждой точке (j-й) расхода, имп/м^3;

n - количество измерений в каждой точке (j-й) расхода.

5.1.8.13 Абсолютные значения относительных отклонений коэффициентов преобразований, определенные по формулам (2), (3), (4), (5), (6) и (7), не должны превышать 0,15 %.

5.1.8.14 Если отклонение коэффициента преобразования превышает допустимый предел, при участии всех заинтересованных сторон выясняют причину, принимают меры по их устранению (исключая демонтаж и разборку ПР, могущую повлечь за собой изменение коэффициента преобразования ПР) и проводят повторный КМХ.

5.1.8.15 При получении отрицательных результатов повторного контроля ПР демонтируют, проводят ревизию (при необходимости, ремонт) и внеочередную поверку. Порядок выявления причин отрицательных результатов КМХ излагают в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

5.1.8.16 В случае положительных результатов контроля ПР выводят из работы и включают в работу не менее чем через час. После включения в работу начинают отсчет следующего межконтрольного интервала.

Примечание - Условие согласно 5.1.8.17 только для СИКН, эксплуатирующихся в непрерывном режиме.

5.1.9 Установление межконтрольного интервала ПР.

5.1.9.1 Для вновь построенной СИКН и после реконструкции СИКН с заменой ПР до ввода СИКН в промышленную эксплуатацию (в период опытно-промышленной эксплуатации) определяют межконтрольный интервал проведения КМХ ПР.

Межконтрольный интервал определяют также после текущего и капитального ремонта ПР.

5.1.9.2 Установление межконтрольного интервала рекомендуется выполнять организации, проводящей техническое обслуживание СИКН, совместно с представителями сдающей и принимающей сторон.

5.1.9.3 Согласно методике поверки ПР и с учетом реализации в СОИ (или в ВА) градуировочной характеристики ПР определяют его коэффициент(ы) преобразования(й), устанавливают его (их) в СОИ (или в ВА) и включают ПР в режим непрерывной работы.

5.1.9.4 При непрерывной работе ПР в течение 30-ти суток (не менее) с интервалом 5 суток рекомендуется проводить определение его коэффициента преобразования, вычислять относительное отклонение полученного коэффициента преобразования от значения, установленного в СОИ (или в ВА) согласно 5.1.9.3.

Примечания: 1 Подключение ПР к ПУ или к ЭПР производят без изменения значения расхода нефти через ПР.

2 Определение коэффициента преобразования ПР проводят в одной точке (при текущем расходе) с использованием ПУ или ЭПР.

5.1.9.5 Относительное отклонение коэффициента преобразования вычисляют для точки текущего расхода согласно 5.1.8.12 в зависимости от вида реализации в СОИ (ВА) градуировочной характеристики ПР.

5.1.9.6 При выявлении превышения отклонения коэффициента преобразования ПР значения, установленного 5.1.8.14, в течение интервала времени менее 30-ти суток, дальнейшие испытания рекомендуется прекратить и для ПР установить межконтрольный интервал.

Пример - Если через 15 суток отклонение значения коэффициента преобразования не превысило допускаемые пределы, а в 20-е сутки превысило - межконтрольный интервал устанавливают 15 суток.

5.1.9.7 В случае отсутствия превышения отклонения коэффициента преобразования ПР значения, установленного в 5.1.8.14, в течение 30 суток и более дальнейшие испытания рекомендуется также прекратить, межконтрольный интервал установить 30 суток.

5.1.9.8 Межконтрольный интервал (интервал стабильной работы) в зависимости от интенсивности эксплуатации ПР рекомендуется установить либо в часах наработки, либо в календарном времени (сутки).

5.1.9.9 Установление межконтрольного интервала представители сторон согласно 5.1.9.2 оформляют трехсторонним актом, величину межконтрольного интервала вносят в формуляр СИКН.

5.1.9.10 Допускается установление межконтрольного интервала проводить по другим методикам, утвержденным сдающей и принимающей нефть сторонами и согласованным Государственными региональными центрами стандартизации, метрологии и испытаний.

5.1.9.11 При эксплуатации ПР в течение одного календарного года и более без текущего или капитального ремонта и при изменении физико-химических параметров нефти по согласию сдающей и принимающей сторон допускается устанавливать новый межконтрольный интервал после повторного выполнения операций, изложенных в 5.1.9.3 - 5.1.9.9.

5.1.10 Основные требования к поверке и градуировке поточных ПП

5.1.10.1 Поверку поточных ПП проводят по измерительному комплекту металлических напорных пикнометров или по эталонному плотномеру.

5.1.10.2 Поверку поточных ПП рекомендуется проводить одним из нижеследующих методов:

а) без демонтажа на месте их эксплуатации в рабочих условиях;

б) с демонтажем на поверочной установке с использованием рабочей жидкости (нефти) и созданием рабочих условий, идентичных условиям эксплуатации поточных ПП в БИК;

в) с демонтажем на поверочном стенде.

5.1.10.3 Поверочный стенд - стенд, позволяющий проводить поверки ПП на жидкостях с разными значениями плотности и при разных значениях давления, оснащенный эталонным плотномером или измерительным комплектом металлических напорных пикнометров.

5.1.10.4 Основной метод поверки поточных ПП - на месте эксплуатации в рабочих условиях.

5.1.10.5 Поверку ПП проводят по методикам поверки, утвержденным и зарегистрированным в установленном порядке.

5.1.10.6 После поверки (очередной или внеочередной) на поверочном стенде или на поверочной установке перед установкой ПП на место эксплуатации проводят контроль его работоспособности по воздушной точке в присутствии представителей сдающей и принимающей сторон.

Для этого в БИК или другом приспособленном помещении подают на ПП питание, подключают его к измерительной линии плотности и проводят отсчет выходного сигнала. Температура окружающего воздуха в БИК или в помещении должна быть (20±5) °С.

5.1.10.7 При контроле согласно 5.1.10.6 период колебаний выходного сигнала ПП должен соответствовать значению, указанному в сертификате фирмы-изготовителя, с отклонением не более:

± 0,2 мкс для ПП «Solartron» NT 1762;

± 0,06 мкс для ПП «Solartron» 7830, 7835; «Sarasota» FD 950, 960.

5.1.10.8 Градуировку ПП рекомендуется проводить в случаях, если:

а) отклонение периода колебаний выходного сигнала превышает пределы, указанные в 5.1.10.7;

б) при поверке пределы допускаемой погрешности ПП превышают установленные значения.

5.1.10.9 Градуировку поточных ПП проводят на поверочном стенде, поверочной установке или на рабочем месте по действующим методикам с последующей поверкой в установленном порядке.

5.1.11 Контроль метрологических характеристик поточных ПП

5.1.11.1 Контроль МХ поточных ПП рекомендуется проводить не реже одного раза в 10 дней одним из способов, изложенным ниже. Результаты контроля метрологических

характеристик оформляют протоколом контроля МХ ПП, который формируются в АРМ-оператора (приложения 7, 8, 9, 10, 11 настоящих Рекомендаций).

При отсутствии или отказе АРМ-оператора протокол следует оформлять вручную.

5.1.11.2 При контроле сравнивают результаты измерений ПП с результатами измерений плотности эталонным плотномером или переносной пикнометрической установкой в рабочих условиях (при рабочих значениях плотности, температуры и давлении нефти), которые подключают последовательно к контролируемому ПП.

5.1.11.3 При отсутствии эталонного плотномера и переносной пикнометрической установки допускается контроль МХ рабочего ПП проводить по резервному ПП (при его наличии в БИК) при условии, если резервный ПП после последнего контроля его МХ не эксплуатировался в режиме рабочего и имел положительные результаты контроля МХ.

При этом оба ПП подключаются последовательно друг с другом.

5.1.11.4 При контроле МХ ПП с использованием эталонного плотномера или резервного ПП проводят не менее трех последовательных измерений. Для каждого измерения должно выполняться условие

$$\left|\rho_{пли} - \rho_{oi}\right| \le \Delta_{пл} + \Delta_{o}, \qquad (9)$$

где $\rho_{пли}$- плотность нефти, измеренная рабочим ПП при *i*-м измерении, кг/м^3;

ρ_{oi} - плотность нефти, измеренная эталонным плотномером или резервным ПП при *i*-м измерении, кг/м^3;

$\Delta_{пл}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего ПП, кг/м^3;

Δ_{O} - предел допускаемой абсолютной погрешности эталонного плотномера или резервного ПП согласно свидетельству о поверке, кг/м^3.

5.1.11.5 При несоблюдении условия (9) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение.

5.1.11.6 В случае несоблюдении условия (9) для двух измерений и более и в случае повторного невыполнения условия (9) после выполнения дополнительного измерения согласно 5.1.11.5 выполняют операции согласно 5.1.11.13.

5.1.11.7 При контроле МХ с использованием переносной пикнометрической установки проводят одно измерение.

Должно выполняться условие

$$\left|\rho_{пл} - \rho_{ппр}\right| \le \Delta_{пл} + \Delta_{ппр}, \qquad (10)$$

где $\rho_{пл}$ - плотность нефти, измеренная рабочим ПП, кг/м^3;

$\rho_{ппр}$ - плотность нефти, измеренная переносной пикнометрической установкой, кг/м^3;

$\Delta_{пл}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего ПП, кг/м^3;

$\Delta_{ппр}$- предел допускаемой абсолютной погрешности переносной пикнометрической установки согласно свидетельству о поверке, кг/м^3.

5.1.11.8 При отсутствии возможности проведения контроля МХ ПП способами, изложенными в 5.1.11.2 и 5.1.11.3, контроль МХ ПП проводят сличением результата его измерений ($\rho_{пл}$, кг/м^3) с результатом измерения плотности нефти ареометром или лабораторным плотномером и вычисляют разность плотностей, кг/м^3, по формуле

$$\Delta_{pki} = \rho_{плi} - \rho_{лпрi}, \qquad (11)$$

где $\rho_{лпрi}$ - значение плотности, измеренное ареометром или лабораторным плотномером *i*-й точечной пробы нефти, отобранной в момент измерения $\rho_{плi}$, с учетом систематической погрешности метода (из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности) и приведенное к условиям в БИК согласно Р 50.2.075, (кг/м^3).

5.1.11.9 Рекомендуется проводить не менее трех последовательных измерений. Для каждого измерения должно выполняться условие

$$\left|\Delta_{pki}\right| \le \Delta_{пл} + \Delta_{мет}, \qquad (12)$$

где $\Delta_{мет}$ - погрешность метода измерения плотности нефти ареометром или лабораторным плотномером из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности согласно Р 50.2.075, (кг/м^3).

5.1.11.10 При несоблюдении условия (12) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение.

5.1.11.11 В случае несоблюдения условия (12) для двух измерений и более и в случае повторного невыполнения условия (12) после выполнения дополнительного измерения согласно 6.1.11.10 выполняют операции согласно 5.1.11.13.

5.1.11.12 При несоблюдении условий (9), (10), (12) выясняют причины: ошибки оператора, несоблюдение условий контроля, неучтенные факторы и т.д.

5.1.11.13 Если причины, влияющие на результаты контроля МХ, не установлены, внутреннюю полость измерительной трубки контролируемого ПП промывают, очищают от отложений и мехпримесей. Промывку и очистку от отложений рекомендуется производить без демонтажа ПП. После чего проводят повторный контроль его МХ согласно 5.1.11.3 и 5.1.11.4, или 5.1.11.7, или 5.1.11.8 и 5.1.11.9.

5.1.11.14 При повторном невыполнении условий (9), (10), (12) проводят внеочередную поверку поточного ПП.

5.1.11.15 Для анализа технической надежности и стабильности МХ ПП, для реализации диагностики метрологических отказов результаты КМХ рекомендуется заносить и сохранять в АРМ-оператора и индицировать на экране монитора в виде графиков (трендов).

5.1.12 Определение массы нефти при отказах и отключениях поточных ПП

5.1.12.1 Порядок перехода на определение плотности нефти в испытательной лаборатории определяют в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

Порядок вычисления массы нефти на период отказа или отключения ПП регламентируют в МИ массы нефти или в другом документе, прилагаемом к договору на транспортировку нефти.

5.1.12.2 При отказе рабочего ПП и при отсутствии резервного (или при отказе обоих ПП) массу нефти за смену ($M_{см}$, т) вычисляют по формуле:

$$M_{см} = V_{см} \cdot \rho_{расч} \cdot 10^{-3}, \qquad (13)$$

где $V_{см}$ - объем нефти, измеренный СИКН за смену в рабочих условиях, или этот же объем, приведенный к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595, м^3;

$\rho_{расч}$- расчетное значение плотности нефти, которое применяют для вычисления массы нефти за смену, кг/м^3;

5.1.12.3 Расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$) определяют:

а) При отборе среднесменной пробы нефти автоматическим пробоотборником.

Измеряют плотность нефти среднесменной пробы ареометром или лабораторным плотномером, на результат измерения вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности, полученное значение плотности приводят или к условиям измерения объема нефти за смену согласно Р 50.2.075, или к стандартным условиям согласно требованиям ГОСТ Р 8.595.

б) При отказе или отсутствии автоматического(их) пробоотборника(ов).

б1) Каждые два часа производят отбор точечной пробы нефти. Измеряют плотность нефти точечной пробы ареометром или лабораторным плотномером, на результат измерения вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности, полученное значение плотности приводят или к условиям измерения объема нефти за смену согласно Р 50.2.075, или к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595. После этого:

б2) При равномерном режиме перекачки (откачки) нефти в течение смены расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$, кг/м^3) вычисляют по формуле

$$\rho_{расч} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \rho_i}{n}, \qquad (14)$$

где ρ_i - значение плотности i-й точечной пробы в течение смены согласно 5.1.12.3 б1), кг/м^3;

n - количество точечных проб нефти в течение смены.

б3) При неравномерном режиме перекачки (откачки) нефти в течение смены расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$, кг/м^3) вычисляют по формуле

$$\rho_{расч} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta V_i \cdot \rho_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta V_i}, \quad (15)$$

где ΔV_i - приращение объема перекачанной (откачанной) нефти за период между двумя последовательными отборами точечных проб, м^3;

ρ_i - значение плотности *i*-й точечной пробы в течение смены согласно 5.1.12.3 *б1)*, кг/м^3.

Примечание - Режим перекачки (откачки) в течение смены считают неравномерным, если объемы перекачки или откачки (м^3) за два последовательных периода отличаются на 10 % и более. (Период - 2 часа).

5.1.12.4 Массу нефти, перекачанной (откачанной) в течение суток, ($M_{сут}$, т) вычисляют как сумму масс нефти, вычисленных за каждую смену, по формуле

$$M_{сут} = \sum_{i=1}^{n} M_{см}, \quad (16)$$

где n - количество смен в течение суток.

5.1.12.5 Вычисление массы нефти за смену и за сутки при отказе обоих ПП допускается производить в СОИ или АРМ-оператора вводом с клавиатуры расчетных значений плотности нефти при наличии в СОИ или АРМ-оператора соответствующих алгоритмов вычислений.

5.1.12.6 Эксплуатацию СИКН без поточного(ых) ПП допускают в течение 2-х месяцев (не более). В течение указанного периода владелец СИКН принимает меры по восстановлению вышедшего(их) из строя поточного(ых) ПП или замене его (их) исправным(и).

5.2 Измерение массы нефти прямым методом динамических измерений

5.2.1 Рекомендуемый состав СИКН для измерения массы нефти прямым методом динамических измерений приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 Массомер основной и резервный	± 0,25 %*	
1.1.2 Массомер контрольный	± 0,20 %**	При наличии по проекту
1.1.3 Преобразователи перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	± 2,5 %***	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.4 Преобразователь давления	± 0,5 %***	На каждой измерительной линии
1.1.5 Манометры	± 0,6 %***	На каждой измерительной линии
1.1.6 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) кл. А	± 0,2 °С****	

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
1.1.7 Термометр стеклянный	± 0,2 °С****	Цена деления термометра 0,1 °С
1.1.8 Фильтр		При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают
1.1.9 Задвижки или шаровые краны (запорная арматура) электроприводные, в том числе с гарантированным перекрытием потока и оборудованные устройствами контроля герметичности(*)		(*) Только та запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ массомеров. На вновь строящихся и реконструируемых СИКН
1.1.10 Регулятор расхода		При наличии по проекту
1.1.11 Пробозаборное устройство (устанавливается на коллекторе СИКН)		Согласно ГОСТ 2517
1.1.12 Регулятор давления на выходе СИКН		При наличии по проекту
1.2 БИК		
1.2.1 ПП поточный (1 шт)	± 0,30 кг/м^3****	При отсутствии на ПУ плотномера
1.2.2 Преобразователь давления	± 0,5 %***	
1.2.3 Манометр	± 0,6 %***	
1.2.4 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класс А	± 0,2 °С****	
1.2.5 Термометр стеклянный	± 0,2 °С****	Цена деления термометра 0,1 °С
1.2.6 Расходомер	± 5,0 %*	
1.2.7 Пробоотборники автоматические (основной и резервный) с диспергатором		
1.2.8 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		
1.2.9 Регулятор расхода (**)		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН или БИК и при наличии по проекту
1.2.10 Циркуляционный насос		При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы.
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН		

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
2.1 СОИ	± 0,05 %**	
2.2 АРМ-оператора		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
2.3 Вторичная аппаратура массомера	± 0,05 %**	
2.4 Стационарная поверочная установка	I или II разряда	На одной площадке с СИКН
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Преобразователь влагосодержания поточный (основной и резервный) в БИК	± 0,1 %****	При наличии по проекту
3.2 Преобразователь серосодержания поточный в БИК с диапазонами измерений: - (0÷0,6) % - (0,1÷1,8) % - (1,8÷5,0) %	 ± 0,02 %**** ± 0,06 %**** ± 0,18 %****	При наличии по проекту
3.3 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа		Количество и место установки определяется проектом
3.4 Термостатирующий цилиндр в БИК		При наличии по проекту
3.5 Промывочный насос в БИК		При наличии по проекту
3.6 Газосигнализатор в БИК		
3.7 Датчик пожара в БИК		
3.8 Нагреватель электрический с терморегулятором в БИК		
3.9 Вентилятор вытяжной в БИК		

Примечания к таблице 2

1 * - пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.

2 ** - пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.

3 *** - пределы допускаемой приведенной погрешности.

4 **** - пределы допускаемой абсолютной погрешности.

5 (**) - при применении частотного регулятора числа оборотов циркулярного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.

6 Допускается размещать измерительные линии и БИК в общем укрытии или в общем блок-боксе по МИ 2825, МИ 2837-2003 «Рекомендация. ГСОИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение».

5.2.2 В процессе эксплуатации рекомендуется контролировать смещение нуля массомера в соответствии с техническим описанием на массомер конкретного типа.

5.2.3 Первичную и периодическую поверки массомеров проводят на месте эксплуатации с помощью объемных ПУ (стационарных и передвижных) и поточных ПП или передвижных массомерных установок.

Поверку массомеров проводят согласно требованиям нормативных документов, приведенных в приложении 2 настоящих Рекомендаций.

5.2.4 Контроль МХ массомеров проводят с использованием любого поверочного средства согласно 5.2.3 или контрольного массомера.

5.2.5 Контроль МХ массомеров проводят не реже одного раза в месяц по следующей

методике.

При любом значении расхода из рабочего диапазона массомера одновременно проводят измерения массы нефти контролируемым массомером и одним из средств согласно 5.2.4, которые подключают последовательно друг с другом. При контроле проводят не менее трех последовательных измерений.

Примечания

1 При контроле МХ комплектом объемного ПУ и поточным ПП плотность нефти, измеренную поточным ПП, приводят к условиям измерения объема нефти поверочной установкой согласно Р 50.2.075.

2 При контроле МХ контрольным массомером численное значение массы, измеренное рабочим массомером за одно измерение (т), должно быть не менее 5 % от значения расхода контролируемой точки.

5.2.6 Относительное отклонение результатов измерений массы контролируемым массомером для каждого измерения (δ_i, %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{кон i}}{M_{кон i}} \cdot 100\%, \qquad (17)$$

где M_i - масса нефти, измеренная контролируемым массомером при i-м измерении, т;

$M_{кон i}$ - масса нефти, измеренная контрольным средством согласно 5.2.4 при i-м измерении, т.

5.2.7 Абсолютное значение относительного отклонения (δ_i, %) по результатам контроля МХ для каждого измерения не должно превышать 0,25 %.

5.2.8 При несоблюдении условия 5.2.7 для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение.

5.2.9 В случае несоблюдении условия 5.2.7 для двух измерений и в случае повторного невыполнения условия 5.2.7 после выполнения дополнительного измерения согласно 5.2.8 принимают меры по выяснению и установлению причин, вызвавших несоблюдение условия, и проводят повторный контроль МХ массомера.

В случае повторного невыполнения условия 5.2.7 проводят внеочередную поверку массомера.

5.2.10 В случае эксплуатации массомера в диапазоне расходов от 10 % до 90 % от максимального значения его предела измерений (пропускной способности, т/ч) контроль МХ рекомендуется проводить при минимальном и максимальном расходах рабочего диапазона.

Необходимость проведения контроля МХ массомера при минимальном и максимальном расходах определяют в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

5.3 Основные рекомендации к монтажу, эксплуатации и обслуживанию преобразователей давления и температуры

5.3.1 При монтаже преобразователей давления принимают меры, обеспечивающие:

5.3.1.1 Исключение замерзаний нефти в импульсных трубках при отрицательных температурах окружающей среды: преобразователи устанавливают выше точки отбора, импульсные трубки прокладывают таким образом, чтобы обеспечить полное стекание нефти из импульсных трубок в нефтепровод при выводе измерительной линии или СИКН в целом из работы, при необходимости применяют разделительные сосуды, заполненные незамерзающей жидкостью.

5.3.1.2 Возможность стравливания воздушных (газовых) «пробок» из измерительных камер преобразователей при включении в работу измерительной линии или СИКН в целом после плановых или неплановых остановок.

5.3.2 Эксплуатацию и техническое обслуживание преобразователей давления и температуры проводят в строгом соответствии с требованиями, установленными инструкциями заводов (фирм)-изготовителей.

5.3.3 После вывода измерительной линии или СИКН в целом из работы при отрицательных температурах окружающей среды оперативный персонал проводит контроль опорожнения (при необходимости производит опорожнение) импульсных трубок, если

преобразователь давления с точкой отбора давления обвязан без разделительного сосуда. При включении в работу измерительной линии или СИКН в целом оперативный персонал производит стравливание воздушных (газовых) «пробок» из измерительных камер преобразователей давления.

5.3.4 Оперативный персонал не менее одного раза в месяц (при отключенной из работы измерительной линии или СИКН в целом) проводит контроль наличия масла в термокарманах для преобразователей температуры.

5.3.5 В интервале между поверками преобразователей давления и температуры периодический контроль их МХ не проводят.

Примечание - Факторы, влияющие на МХ ПР и поточных преобразователей качества нефти (изменение вязкости, плотности нефти, кристаллизация парафина при низких температурах нефти, попадание грубых посторонних включений в нефть), не вызывают изменения МХ преобразователей давления и температуры.

5.4 Вычисление массы нетто нефти

5.4.1 Массу нетто нефти (МН, т) вычисляют как разность массы нефти (М, т) и массы балласта по формуле

$$M_H = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_B + W_{MП} + W_{XC}}{100}\right), \quad (18)$$

где m - масса балласта, т;

W_B - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{MП}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$W_{XC} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_v} \quad (19)$$

где φ_{xc} - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_v - плотность нефти при условиях измерения объема нефти, кг/м^3.

Если определяется объемная доля воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_в \cdot \rho_{дист}}{\rho_v}, \quad (20)$$

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

$\rho_{дист}$ - плотность дистиллированной воды при температуре определения объема нефти, кг/м^3.

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

5.4.3 При наличии на СИКН поточных анализаторов качества нефти (преобразователей влагосодержания) определение содержания балласта допускается производить с их применением согласно аттестованными в установленном порядке МИ. В этом случае в «Инструкции по эксплуатации СИКН» определяют порядок поверки и контроля МХ поточных преобразователей.

6 Оформление результатов измерений

6.1 Общие требования

6.1.1 Каждые два часа или через интервалы времени, установленные в договорах на транспортировку нефти, автоматически формируют и регистрируют результаты измерений в «Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН» (приложение 12 настоящих Рекомендаций).

6.1.2 При измерении массы нефти косвенным методом динамических измерений регистрируют результаты измерений:

- объемов нефти (м^3), измеренных каждым рабочим ПР и всей СИКН в рабочих

условиях и приведенных к стандартным условиям;

- плотности нефти (кг/м^3), измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерения объема и к стандартным условиям;

- массы нефти (т), измеренной каждым рабочим ПР и всей СИКН.

6.1.3 При измерении массы нефти прямым методом динамических измерений регистрируют результаты измерений (автоматически):

- массы нефти (т), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН.

6.1.4 До оснащения СИКН АРМ-оператора или при его отказе результаты измерений в «Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН» регистрируют вручную, считывая показания с дисплея СОИ (или сумматора) или электромеханических счетчиков.

6.1.5 Результаты измерений (определения) качественных показателей нефти формируют автоматически в АРМ оператора или вручную в виде «Паспорта качества нефти». Для формирования в АРМ-оператора «Паспорта качества нефти» результаты измерений качественных показателей нефти вводят с клавиатуры. Формы паспортов качества приведены в приложениях 13, 14, 15, 16 настоящих Рекомендаций.

В случае применения поточных анализаторов качества нефти, результаты их измерений используют в вычислении массы нетто нефти и выводят на печатающее устройство с интервалом выдачи распечаток, установленным сдающей и принимающей сторонами.

6.1.6 На основании результатов измерений рекомендуется оформлять «Акт приема-сдачи нефти» (сдача по СИКН) автоматически в СОИ или АРМ-оператора с выводом на печатающее устройство.

До оснащения СОИ или АРМ-оператора соответствующим алгоритмом или при их отказе «Акт приема-сдачи нефти» оформляется вручную. Формы «Акта приема-сдачи нефти» рекомендуются приложениями 17, 18, 19 настоящих Рекомендаций.

Акты приема-сдачи нефти оформляют для партии и для валовых объемов нефти.

Паспорта качества нефти оформляют каждую смену.

6.1.7 Документы согласно 6.1.5, 6.1.6, оформленные как вручную, так и автоматически, являются основными отчетными документами при приеме-сдаче нефти.

Формированные автоматически документы согласно 6.1.5 и 6.1.6 хранят в архиве СОИ или АРМ-оператора. Сроки хранения документов определяют в техническом задании на разработку программного обеспечения СОИ или АРМ-оператора, согласованном сдающей и принимающей сторонами.

6.1.8 Должностных лиц, ответственных за прием-сдачу нефти, рекомендуется назначать приказами руководителей сдающей и принимающей сторон. Оформление и подписание приемо-сдаточных документов ответственных лиц за прием-сдачу нефти рекомендуется проводить на основании доверенностей, оформленных на них руководителями сдающей и принимающей сторон соответственно.

6.1.9 Образцы подписей ответственных лиц за прием-сдачу нефти рекомендуется хранить на ПСП и в бухгалтериях сдающей и принимающей сторон.

6.2 Оформление (заполнение) паспортов качества нефти

В паспорта качества нефти рекомендуется записывать:

6.2.1 Средневзвешенные значения температуры, давления и плотности нефти соответственно при условиях измерения объема за смену (п.п 1, 2, 3 приложений 13, 14, 15 настоящих Рекомендаций).

Примечания: 1 Средневзвешенные значения перечисленных параметров вычисляют автоматически в СОИ или АРМ-оператора при наличии соответствующих алгоритмов. При отсутствии алгоритмов вычисления средневзвешенных значений производят вручную по значениям приращений объема нефти (м^3) за каждые 2 часа.

2 При отказе или при отсутствии поточных ПП в испытательной лаборатории измеряют плотность нефти ареометром или лабораторным плотномером, на результат измерения вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности. Полученное значение плотности приводят к

средневзвешенным значениям температуры и давления в условиях измерения объема нефти за смену согласно Р 50.2.075.

6.2.2 Средневзвешенные значения плотности нефти при 20 °С и 15 °С соответственно за смену (п.п 4, 5 приложений 13, 14, 15 и п.п 1 и 2 приложения 16 настоящих Рекомендаций).

Примечания: 1 Средневзвешенные значения плотности при перечисленных температурах вычисляют автоматически в СОИ или АРМ-оператора согласно алгоритму: мгновенные значения плотности, измеренные поточным ПП, приводят к 20 °С и 15 °С соответственно по ГОСТ Р 8.595, по приведенным значениям вычисляют средневзвешенные значения.

2 При отказе или при отсутствии поточных ПП в испытательной лаборатории измеряют плотность нефти ареометром или лабораторным плотномером, на результат измерения вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности, полученное значение плотности приводят к 20 °С и 15 °С соответственно согласно ГОСТ 8.595-2010 ГСИ. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы или Р 50.2.075.

6.2.3 Результаты испытаний, определенные в испытательной лаборатории согласно методам и с периодичностью, установленными ГОСТ Р 51858 (остальные пункты приложений 13,14,15,16).

6.3 Рекомендации по оформлению (заполнению) актов приема-сдачи нефти

6.3.1 В «шапке» таблицы в колонках «дата, смена» записывают дату и номера смен.

6.3.2 Для каждой смены записывают значения показателей, перечисленных в колонке «показатели» таблицы:

- нарастающие значения результатов измерений объема ($м^3$) и массы (т) нефти СИКН (зарегистрированные СОИ или ВА) на начало и конец смены соответственно;
- объема ($м^3$) и массы (т) нефти, принятой (сданной) в течение смены, как разность нарастающих значений результатов измерений объема ($м^3$) и массы (т) нефти СИКН на начало и конец смены соответственно;
- средневзвешенные значения температуры (°С), давления (МПа) и плотности нефти ($кг/м^3$), приведенные к условиям измерения объема;
- поправку на плотность (только при отказе поточных ПП) - из свидетельства о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности ($кг/м^3$);
- процентное содержание массовой доли балласта всего и составляющих балласта (воды, механических примесей), концентрацию хлористых солей ($мг/дм^3$) из паспорта качества;
- процентное содержание массовой доли хлористых солей, вычисленное согласно формуле (19);
- массовое содержание серы (%) из паспорта качества;
- массу балласта (*m*, т), вычисленную по формуле

$$m = M \cdot \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}, \qquad (21)$$

- массу нетто нефти, вычисленную согласно формуле (18);

6.3.3 Под таблицей записывают значение массы нефти нетто (прописью), как сумму масс нетто нефти за каждую смену.

6.4 Кроме того, рекомендуется использовать формы актов приема-сдачи нефти по показаниям СИКН, а также формы паспортов качества для поставки нефти в соответствии с Р 50.2.040-2004 «Рекомендации по метрологии. ГСИ. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения».

Приложение 1
(рекомендуемое)

Форма «Инструкции по эксплуатации СИКН»

УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия - сдающей стороны _____ «___» _____ 20__ г.	УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия - принимающей стороны _____ «___» _____ 20___ г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № ____

СОГЛАСОВАНО*
Руководитель организации, проводящей техническое обслуживание
_____
«___» _____ 20__ г.

_____

* При техническом обслуживании СИКН собственными силами владельца согласование не требуется

В «Инструкцию по эксплуатации СИКН № ____» рекомендуется включать следующие разделы:

1 Введение;
2 Общие сведения;
3 Указания мер безопасности;
4 Порядок эксплуатации СИКН;
5 Обеспечение единства измерений и пломбирование средств измерений, входящих в СИКН;
6 Техническое обслуживание;
7 Эксплуатация и пользование «АРМ-оператора»;
8 Прекращение ведения учетных операций по СИКН;
9 Приложение «Перечень документов, обязательных к наличию на СИКН».

1 В разделе «Введение» указывают:

Назначение и область применения инструкции (номер и местонахождение СИКН, на которую распространяется данная инструкция).

2 В разделе «Общие сведения» приводят:

2.1 Назначение и состав СИКН.

2.1.1 Назначение СИКН.

2.1.2 Состав СИКН.

2.1.2.1 Основные средства измерений и оборудование.

2.1.3 Рабочие эталоны (ПУ, эталонный плотномер, калибраторы давления и температуры и т.д., если они имеются у владельца СИКН или у сервисной организации).

2.1.4 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией.

2.1.5 Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН и ПУ.

2.2 Схемы СИКН.

2.2.1 Технологическую схему СИКН и технологический режим перекачки нефти через СИКН, номера задвижек и дренажных вентилей, которые должны быть проверены на

герметичность и опломбированы (указать, какой стороной - принимающей или сдающей).

2.2.2 Структурную схему СИКН.

2.2.3 Структурную схему СОИ.

2.2.4 Резервную схему учета нефти, технологические номера резервуаров, которые являются средством измерения для резервной схемы учета, номера задвижек, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы (указать, какой стороной - принимающей или сдающей).

3 В разделе «Указания мер безопасности» приводят правила безопасности, которые должен соблюдать оперативный персонал как во время подготовки СИКН к работе, так и при ее эксплуатации.

4 В разделе «Порядок эксплуатации СИКН» указывают:

4.1 Порядок включения СИКН в эксплуатацию, порядок включения в работу оборудования БИК (поточных преобразователей, автоматических пробоотборников, настройку пробоотборников в зависимости от объема откачки за смену или за партию и т.д.)

4.2 Способ, периодичность отбора проб нефти, место, виды и периодичность проведения испытаний проб нефти. Порядок отбора арбитражных проб, время и место их хранения, место проведения.

4.3 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля.

4.4 Порядок включения в работу поверочного устройства, обязанности и действия оперативного персонала при этом.

4.5 Последовательность переключения задвижек и вентилей (кранов) для выполнения поверки ПР, поточных ПП, ПУ и КМХ ПР, поточных ПП, порядок регулирования технологических параметров.

4.6 Номера задвижек и вентилей (кранов), которые должны быть проверены на герметичность при проведении поверок ПР, ПУ и КМХ ПР, и порядок проверки.

4.7 Порядок ведения учетных операций во время выполнения поверки и КМХ какого-либо рабочего ПР.

4.8 Порядок записи или регистрации параметров, результатов измерений и ведения технической документации на СИКН (журнала регистрации показаний средств измерений СИКН, оперативного журнала и др.).

Примечание - При оснащении СИКН СОИ или АРМ-оператора, в функцию которых входит автоматическое формирование журналов, вести оператору дополнительные журналы необязательно. В этом случае журналы хранят на жестком диске ЭВМ или в специальных папках в виде распечаток.

4.9 При нарушении условий эксплуатации СИКН указывают:

4.9.1 Случаи, при которых операторы СИКН должны отключить рабочую измерительную линию и включить резервную в соответствии с приложением Г настоящей Инструкции, порядок действий операторов при переходе на резервную линию (операции перехода, проверка герметичности задвижек на отключенной линии, сообщение диспетчерской службе и запись в эксплуатационном журнале).

4.9.2 Перечень ситуаций, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов в соответствии с приложением Г настоящей Инструкции, порядок действий операторов.

4.9.3 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти согласно приложению 4 настоящих Рекомендаций, порядок действий операторов при данных ситуациях.

Порядок операций, действия оперативного персонала при отключении СИКН и переходе на резервную схему учета.

4.9.4 Порядок учета нефти за время перехода на резервную схему учета.

5 В разделе «Обеспечение единства измерений и пломбирование средств измерений и оборудования СИКН» указывают:

5.1 Наименование нормативных документов по поверке средств измерений, входящих в состав СИКН.

5.2 Способ (вид) реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР.

5.3 Порядок ввода в СОИ коэффициентов преобразования ПР, постоянных и коэффициентов поточных преобразователей, ПУ.

5.4 Порядок доступа в СОИ (АРМ-оператора) для изменения коэффициентов преобразования ПР, постоянных и коэффициентов поточных преобразователей, ПУ (пароли).

5.5 Места установки пломб с оттисками поверительных и ведомственных (обслуживающей организации) клейм и оттисков клейм на средствах измерений и оттисками клейм сдающей или принимающей сторон - на оборудовании СИКН.

5.6 Действия оперативного персонала при обнаружении повреждений пломб или оттисков клейм на средствах измерений и оборудовании, входящих в состав СИКН.

5.7 Порядок хранения паролей оперативного персонала сдающей и принимающей сторон, представителя местных органов Росстандарта, администратора сервисной организации.

6 В разделе «Техническое обслуживание» указывают:

6.1 Сроки контроля метрологических характеристик средств измерений в соответствии с 5.1.8, 5.1.11, 5.2.4, 5.2.5 и 5.2.6 настоящих Рекомендаций.

6.2 Порядок действий оперативного персонала СИКН по поддержанию расхода через работающие измерительные линии в пределах рабочего диапазона.

6.3 Порядок действий оперативного персонала по поддержанию давления на выходе СИКН в пределах нормируемого значения.

6.4 Случаи проведения контроля метрологических характеристик средств измерений, не предусмотренные утвержденными графиками (по письменному заявлению одной из сторон, после включения резервных ПР в постоянную работу и т.п.).

6.5 Сроки ревизии и чистки фильтров.

6.6 Сроки ревизии и осмотров пробозаборнорго устройства.

6.7 Сроки ревизии и технического обслуживания запорной арматуры и другого технологического оборудования, установленного на СИКН и ПУ.

6.8 Сроки ревизии и технического обслуживания электрического оборудования, установленного на СИКН и на ПУ.

6.9 Требования к квалификации и составу обслуживающего персонала СИКН.

7 В разделе «Эксплуатация и пользование «АРМ-оператора» приводят:

7.1 Подробную инструкцию по эксплуатации и пользованию «АРМ-оператора» для оперативного персонала СИКН (ПСП), разработанную и утвержденную разработчиком программного обеспечения «АРМ-оператора».

8 В разделе «Прекращение ведения учетных операций по СИКН» приводят:

8.1 Порядок действий оперативного персонала по прекращению ведения учетных операций по СИКН в случае поступления на СИКН некондиционной нефти согласно приложению 4 настоящих Рекомендаций.

8.2 Действия оперативного персонала после прекращения ведения учетных операций по текущему контролю (оцениванию) показателей качества нефти в случае некондиционной нефти.

8.3 Действия оперативного персонала при полном отказе основной схемы учета (СИКН).

8.4 Порядок действий оперативного персонала по возобновлению учетных операций.

9 В приложении «Перечень документов, обязательных к наличию на СИКН» приводят перечень эксплуатационных документов, журналов, актов, протоколов, свидетельств, инструкций и т.д. согласно приложению 20 настоящих Рекомендаций.

Приложение 2
(справочное)

Перечень нормативных документов, применяемых при поверках и испытаниях средств измерений

МИ 312-95	ГСИ. Узел учета нефти с турбинными преобразователями расхода. Методика определения суммарной погрешности.
МИ 754-95	ГСИ. Мерники металлические образцовые производства СФРЮ. Методика поверки.
МИ 755-95	ГСИ. Специальные электронные весы (Югославия). Методика поверки.
МИ 880-85	ГСИ. Анализаторы содержания серы в нефти типа PS6. Методика поверки.
МИ 883-85	ГСИ. Анализаторы содержания солей в нефти типа PSD 44561/2-2. Методика поверки.
МИ 884-85	ГСИ. Влагомеры нефти диэлькометрические типа INVALCO. Методика поверки.
МИ 1498-87	ГСИ. Влагомеры нефти диэлькометрические. Методика поверки.
МИ 1971-95	ГСИ. Установки поверочные на базе весов ОГВ. Методика поверки.
МИ 1972-95	ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников.
МИ 2033-89	ГСИ. Преобразователи сигналов плотности. Методика поверки.
МИ 2035-95	ГСИ. Центральные блоки обработки и индикации данных, суммирующие и вторичные приборы турбинных преобразователей расхода, входящих в состав узлов учета нефти. Методика поверки.
МИ 2036-89	ГСИ. Вторичная аппаратура трубопоршневых поверочных установок производства ВНР, СФРЮ, фирм А.О. Смит, Бопп и Рейтер, «Сапфир-22». Методика поверки.
МИ 2037-89	ГСИ. Центральный блок обработки информации поставки Японии. Методика поверки.
МИ 2038-95	ГСИ. Узел учета нефти поставки Японии. Методика определения суммарной погрешности (с изм. 1, 2 1999, 3 2000).
МИ 2315-94	ГСИ. Вычислитель плотности модели 7945 фирмы «SOLARTRON» (Англия). Методика поверки.
МИ 2316-94	ГСИ. Вычислитель расхода Geoprov фирмы «Smith Meter Inc»(США). Методика поверки.
МИ 2319-94	ГСИ. Сумматор малой мощности восьмиканальный комбинирующий LCCC 40/8 фирмы «SMITH METER INC» (США). Методика поверки.
МИ 2366-2005	ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки.
МИ 2403-97	ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации (с изм. 1).
МИ 2455-98	ГСИ. Счетчик трубопоршневой установки (прувера) модели NGT 8500-S. Методика поверки.
МИ 2470-2000	ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры Fisher- Rosemount, США. Методика периодической поверки.
МИ 2568-99	ГСИ. Вычислители. GEOPROV фирмы SMITH METER INC An FMC Corporation subsidiary, США, Германия. Методика поверки.
МИ 2587-2005	ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки.
МИ 2613-2000	Преобразователи расхода нефти турбинные. Методика поверки при помощи эталонных преобразователей расхода.
МИ 2615-2000	ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы «THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD» (Великобритания). Методика градуировки.

МИ 2617-2000 Вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Даниел». Методика поверки.
МИ 2618-2000 ГСИ. Суммирующий блок TG 5001. Методика поверки.
МИ 2619-2000 ГСИ. Суммирующий блок TG 5000. Методика поверки.
МИ 2620-2000 ГСИ. Центральный блок обработки информации «7915 FLOW COMPUTER». Методика поверки.
МИ 2621-2000 Инструкция. ГСИ. Электронный блок компакт прувера типа «BROOKS COMPACT PROVER» фирмы «BROOKS INSTRUMENT» (США). Методика метрологической аттестации и поверки.
МИ 2622-2000 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «Brooks compact Prover» фирмы «Brooks Instrument» (США) с компаратором.
МИ 2643-2004 ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «PHASE DYNAMICS, INC.» (США). Методика поверки.
МИ 2644-2001 ГСИ. Денсиметры SARASOTA модификации FD 950 и FD 960 фирмы «Onix Measurement Limited» (Великобритания). Методика поверки.
МИ 2672-2005 ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания.
МИ 2692-2001 ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти «Спрут-1000». Методика поверки.
МИ 2743-2002 ГСИ. Контроллеры измерительно-вычислительные «OMNI - 3000 PPC». Методика поверки.
МИ 2816-2012 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.
МИ 2967-2005 ГСИ. Преобразователи термоэлектрические. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания.
МИ 2974-2006 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором.
МИ 3151-2008 ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности.
МИ 3240-2009 ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки
МИ 3272-2010 ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности.
МИ 3287-2010 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки.
МИ 3302-2010 ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки.
МИ 3380-2012 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой.
Плотномер автоматический МДП. Методика поверки.
Плотномер автоматический МДЛ-1. Методика поверки.
ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «OCTOPUS». Методика поверки.
Комплексы измерительно-вычислительные «Метрокон» и «Метрокон М». Методика поверки.

Примечание - Данный перечень может быть дополнен нормативными документами по поверке СИ, прошедших испытания в целях утверждения типа и признанных годными для применения в составе СИКН по результатам метрологической экспертизы проектной документации.

Приложение 3
(рекомендуемое)

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство выполняют в соответствии с требованием ГОСТ 2517 п.4.13.1.2, устанавливающем требование о равенстве скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство и линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении (условие изокинетичности пробоотбора).

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле

$$Q_{ПЗУ} = Q_{тр} \cdot \frac{S_{ПЗУ}}{S_{тр}}, \quad (1)$$

где $Q_{ПЗУ}$ - расход на входе в пробозаборное устройство, м^3/ч;

$Q_{тр}$ - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м^3/ч;

$S_{ПЗУ}$ - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм^2;

$S_{тр}$ - площадь поперечного сечения трубопровода, мм^2.

Примечание - Фактическое значение расхода $Q_{ПЗУ}$ согласно ГОСТ 2517 (п 4.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (1) в два раза в большую или меньшую сторону.

Примеры.

1 Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром d = 15мм, установленное на трубопроводе диаметром = 200 мм, при среднем объеме перекачки $Q_{тр}$ = 600 м^3/ч.

$$S_{тр} = \pi Д_y^2 / 4 = 31416 \text{ мм}^2,$$

$$S_{ПЗУ} = 3\pi d^2 / 4 = 530 \text{ мм}^2,$$

$$Q_{ПЗУ} = 600 \cdot (530 / 31416) = 10{,}12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

2 Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок d_1:d_2:d_3 = 6:10:13, d_1 = 12 мм, d_2 = 20 мм, d_3 = 26 мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе Ду = 1200 мм, средний объем перекачки $Q_{тр}$ = 4000 м^3/ч.

$$S_{тр} = \pi Д_y^2 / 4 = 1130973 \text{ мм}^2,$$

$$S_{ПЗУ} = (\pi / 4) \cdot \left(d_1^2 + 2d_2^2 + 2d_3^2\right) = 1803 \text{ мм}^2,$$

$$Q_{ПЗУ} = 4000 \cdot (1803 / 1130973) = 6{,}38 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Примечание - При применении пробозаборных устройств щелевого типа для расчетов значение площади входного поперечного сечения ($S_{ПЗУ}$) берут из паспорта на пробозаборное устройство.

Приложение 4
(рекомендуемое)

Порядок учета нефти при отказах СИ и оборудования СИКН, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении на СИКН некондиционной нефти

1 Порядок учета нефти при отключениях или отказах СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, приведен в таблице 1

Таблица 1

ОТКАЗЫ СИ И ОБОРУДОВАНИЯ СИКН, ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НЕФТИ	УЧЕТ НЕФТИ ПО СИКН		УЧЕТ НЕФТИ по резервной схеме	Прекращение УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЙ
	с использованием резервных СИ и оборудования СИКН	с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов СИКН		
1	2	3	4	5
1 Технологическая часть				
1.1 Измерительные линии				
1.1.1 ПР	да		да (при отказе всех ПР)	
1.1.2 Фильтры	да			
1.1.3 Струевыпрямители	да			
1.1.4 Задвижки (в т.ч. с электроприводом) шаровые краны с электроприводом	да			
1.1.5 Манометры		да		
1.2 Регулятор давления		да (При возможности ручного регулирования требуемого давления)		
1.3 Регулятор расхода		да		
1.4 Преобразователи давления	да			
1.5 Преобразователи температуры	да			
1.6 Датчик(и) или индикатор(ы) контроля наличия в нефти свободного газа		да		
2 БИК				
2.1 ПП поточные	да	да		
2.2 Преобразователи вязкости поточные	да	да		
2.3 Преобразователь влагосодержания поточный	да	да		

2.4 Преобразователь сероодержания поточный		да		
2.5 Преобразователи давления		да		
2.6 Преобразователи температуры		да		
2.7 Циркуляционные насосы	да	да		
2.8 Пробоотборник автоматический	да	да		
2.9 Расходомер		да		
2.10 Газосигнализатор		да		
3 Средства измерений, установленные вне технологической части				
3.1 СОИ	да (при наличии резервной СОИ)	да (при наличии ВА ПР или электромеханических счетчиков)	да (при отсутствии резервной СОИ и ВА ПР)	
3.2 Вторичные приборы ПР	да			
3.3 Суммирующий прибор		да		
3.4 Корректоры коэффициента преобразования ПР по расходу и вязкости		да		
4 Некондиционная нефть				
4.1 Содержание воды в нефти более 1,0 %;				да
4.2 Срабатывание датчика(ов) или индикатора(ов) контроля наличия свободного газа в нефти.				да

2 Переход на резервные ИЛ и ведение учетных операций при отказе поточных преобразователей.

2.1 Дополнительно к отказам, перечисленным в таблице 1, переход на резервную измерительную линию осуществляют в случаях:

а) неустранимых утечек нефти в местах соединений ИЛ;

б) повышения перепада давления на фильтрах выше значения, указанного в 5.1.6.3 г) настоящих Рекомендаций;

в) отказа преобразователей давления и температуры, установленных на рабочей ИЛ.

2.2 При отказе рабочего и резервного ПП массу нефти определяют согласно 5.1.12 настоящих Рекомендаций.

2.3 При отказе рабочего и резервного преобразователя вязкости, вязкость измеряют лабораторным вискозиметром и результаты измерений вводят в СОИ ежесменно.

2.4 При переходе на резервную ИЛ поток нефти переключают на резервную ИЛ, работающую ИЛ закрывают, нефть дренируют, закрытые задвижки проверяют на герметичность. В оперативном журнале регистрируют время отключения неисправной и время включения резервной линии.

3 Порядок ведения учетных операций с применением СИКН при повреждении клейм или пломб

3.1 При сдаче и приеме каждой смены оперативный персонал сдающей и принимающей сторон проводит проверку целостности пломб и оттисков клейм с записью в соответствующем журнале.

3.2 При обнаружении повреждений оттисков клейм или пломб оперативный персонал извещает диспетчерские службы предприятий принимающей и сдающей сторон соответственно.

3.3 При обнаружении повреждений пломб или оттисков поверительных клейм на ПР, поточных преобразователях для измерения параметров качества и СОИ проводят внеочередной контроль метрологических характеристик без остановки учетных операций с применением СИКН.

3.4 В случае получения положительных результатов контроля представители сдающей, принимающей сторон и сервисной организации комиссионно принимают решение о возможности дальнейшего ведения учетных операций с составлением акта произвольной формы и вызывают поверителя для проведения внеочередной поверки или для восстановления пломбы или оттиска поверительного клейма.

4 Переход на резервную схему учета нефти

4.1 Переход на резервную схему учета нефти осуществляют в случаях:

а) одновременного отказа ПР, фильтров или струевыпрямителей на рабочей и резервной ИЛ или нескольких рабочих ИЛ, если расход, через одну исправную ИЛ из оставшихся превышает допустимые пределы рабочего диапазона ПР согласно свидетельству о его поверке;

б) отклонения значения вязкости выше указанных в 5.1.6.3 д1) настоящих Рекомендаций при отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования турбинного ПР по вязкости и при отказе СОИ с коррекцией коэффициента преобразования турбинного ПР по вязкости;

в) падения давления нефти после ПР ниже значения, определенного по формуле (1) настоящих Рекомендаций, и невозможности установления нормируемого значения;

г) реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановку СИКН, - по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон;

д) отключения электроэнергии (при отсутствии резервирования электроснабжения);

е) наличия утечек нефти через задвижки (или отказ), установленных на байпасном трубопроводе СИКН;

ж) аварийных ситуаций, при которых эксплуатация СИКН невозможна (пожар и т.д.).

Примечание - Отсутствие дополнительных СИ не является причиной перехода на резервную схему учета нефти.

4.2 Решение о переходе на резервную схему учета принимает оперативный персонал сдающей и принимающей сторон с извещением своих вышестоящих инстанций. При переходе на резервную схему учета:

а) в «Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН» записывают время отключения, показания СОИ (результаты измерений на бланках регистрации) или других средств измерений, производят лабораторные испытания пробы нефти, отобранной автоматическим пробоотборником, и оформляют акт приема-сдачи нефти за период с момента составления предыдущего акта приема-сдачи нефти до момента отключения СИКН;

б) рекомендуется составлять «Акт отключения СИКН № __ « в 3-х экземплярах согласно приложению 21 настоящих Рекомендаций.

4.3 По одному экземпляру «Акт отключения СИКН № __ « хранится в течение 12 месяцев в предприятиях сдающей и принимающей сторон и в подрядной организации, осуществляющей техническое обслуживание СИКН.

4.4 Оперативный персонал владельца СИКН в течение суток (не более) извещает подрядную организацию, осуществляющую техническое обслуживание СИКН о переходе на

резервные СИ вследствие отказа рабочих и на резервную схему учета

4.5 До включения СИКН в работу массу нефти определяют по резервной схеме, согласованной предприятиями сдающей и принимающей сторон для каждой СИКН и изложенной в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

4.6 Определение массы нефти по резервной схеме проводят согласно аттестованной МИ массы, разработанной для резервной схемы учета.

5 Прекращение учетных операций

5.1 Прекращение (временное) учетных операций осуществляют в случаях:

а) при содержании воды в нефти более 1,0 %;

б) срабатывании датчика(ов) или индикатора(ов) контроля наличия свободного газа в нефти с учетом переходного периода согласно инструкции по эксплуатации датчика или индикатора;

в) при полном отказе основной и резервной схем учета.

5.2 Решение о прекращении учетных операций принимает оперативный персонал сдающей и принимающей сторон с извещением своих вышестоящих инстанций.

5.3 При прекращении учетных операций составляют «Акт отключения СИКН № __ « в 3-х экземплярах согласно приложению 21 настоящего РД, если до прекращения учетные операции велись с применением СИКН.

5.4 Порядок оформления прекращения учетных операций, если до прекращения учетные операции велись по резервной системе, излагают в МИ массы резервной системой учета.

5.5 Оперативный персонал принимает меры по выявлению причин возникновения некондиционной нефти, при необходимости, проводит испытания точечных проб нефти в испытательной лаборатории с целью оценивания количества воды, в БИК - определение содержания свободного газа в нефти при наличии технической возможности и соответствующего устройства.

5.6 Возобновление учетных операций производит оперативный персонал сдающей и принимающей сторон по письменному разрешению (телефонограмме, факсограмме) вышестоящей инстанции принимающей стороны.

Приложение 5
(рекомендуемое)

Форма протокола контроля МХ ПР по поверочной установке

Протокол контроля МХ ПР по поверочной установке

Тип ПР _____ Заводской № _____ Место проведения КМХ ____ (СИКН, НГДУ, ПСП)	Тип ПУ ____ Заводской № ____ Дата поверки ПУ ____ Вязкость нефти при КМХ, сСт: _____

1 Исходные данные

Для поверочной установки (ПУ)							Для рабочей жидкости			Точки расходов ($м^3$/ч) или f/v (Гц/сСт) для ПР				
$V_{o(1\text{-}2)}$, $м^3$	$V_{o(2\text{-}1)}$, $м^3$	$V_{o(1\text{-}2\text{-}1)}$, $м^3$	$Д$, мм	S, мм	E, МПа	α_m, $°C^{-1}$	ρ_m, $кг/м^3$	$\beta_{ж}$, $°C^{-1}$	$\gamma_{ж}$, $МПа^{-1}$	Q_1, $(f/v)_1$	Q_2, $(f/v)_2$	... (...)	$Q_{m\text{-}1}$, $(f/v)_{n\text{-}1}$	Q_m, $(f/v)_n$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

2 Результаты измерений и вычислений

№ поддиапазона	№ измерения	Расход		ПУ		ПР		k_{tpij}	$V_{ij(1\text{-}2)}$, $м^3$	$V_{ij(2\text{-}1)}$, $м^3$	$V_{ij(1\text{-}2\text{-}1)}$, $м^3$	N_{ij}, имп	K_{ij}, имп/$м^3$	K_j, имп/$м^3$	$K_{расчj}$, имп/$м^3$	δ_j, %
		Q_{ij}, $м^3$/ч	f_{ij}, Гц (f/v_{ij}, Гц/сСт)	y_{ij}, °С	P_{yij}, МПа	t_{npij}, °С	P_{npij}, МПа									
1	2	3	4	5	6	1	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1															
	2															
	n-1															
	n															
m-1	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
m	1															
	2															
	n-1															
	n															

Примечание - при наличии в СОИ алгоритма измерений и вычислений результатов КМХ по поверочной установке в «Исходных данных» колонки 11, 12, 13 не заполняют.

3 Заключение: δ_{max} = «+» или «-» 0,xx %. ПР годен к дальнейшей эксплуатации (не годен и подлежит внеочередной поверке)
Дата проведения КМХ: «__» _____ 20__ года
Подписи лиц, проводивших КМХ:
От сервисной организации _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)
От сдающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)
От принимающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение 6
(рекомендуемое)

Форма протокола контроля МХ рабочего ПР по контрольному ПР

Протокол контроля МХ рабочего ПР по контрольному ПР

Тип ПР _____ Заводской № _____ Место проведения КМХ ____ (СИКН, НГДУ, ПСП)	Тип контрольного ПР _____ Заводской № _____ Дата поверки _____ Вязкость нефти при КМХ, мм^2/с (сСт):

1 Исходные данные

Точки расходов (м^3/ч) или f/v (Гц/сСт) для ПР					Значения K_{Qi}, контрольного ПР в точках расхода				Для рабочей жидкости			
Q_1, $(f/v)_1$	Q_2, $(f/v)_2$	…	Q_{n-1}, $(f/v)_{n-1}$	Q_n, $(f/v)_n$	K_{Q1}, имп/м^3	K_{Q2}, имп/м^3	…	$K_{Q(n-1)}$, имп/м^3	K_{Qn}, имп/м^3	ρ_t, кг/м^3	$\beta_{ж}$, °С$^{-1}$	$\gamma_{ж}$, МПа$^{-1}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

2 Результаты измерений и вычислений

№ поддиапазона	№ измерения	Расход		ПР контрольный		ПР рабочий		k_{tpij}	N_{kij}, имп	N_{npij}, имп	K_{npij}, имп/м^3	K_{npj}, имп/м^3	$K_{nprасчj}$, имп/м^3	δ_j, %
		Q_{ij}, м^3/ч	f_{ij}, Гц (f/v_{ij}, Гц/сСт)	t_{kij}, °С	P_{kij}, МПа	t_{npij}, °С	P_{npij}, МПа							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1													
	2													
	n-1													
	n													
m-1	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…
m	1													
	2													
	n-1													
	n													

Примечание - при наличии в СОИ алгоритма измерений и вычислений результатов КМХ по контрольному ПР в «Исходных данных» колонки 11, 12, 13 не заполняют.

3 Заключение: δ_{max} = **«+» или «-» 0,хх %. ПР годен к дальнейшей эксплуатации (не годен и подлежит внеочередной поверке)**

Дата проведения КМХ: «__» _____ 20__ года

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От сервисной организации _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

От сдающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

От принимающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение 7
(рекомендуемое)

Форма протокола МХ рабочего ПП по резервному ПП

ПРОТОКОЛ КМХ РАБОЧЕГО ПП ПО РЕЗЕРВНОМУ ПП

СИКН № _____	ПСП (НСП)_____

Условие контроля: $|\rho_{iраб} - \rho_{iрез}| \le \Delta_{раб} + \Delta_{рез}$ *(для каждого измерения)*

1 Исходные данные

Данные	Рабочий ПП	Резервный ПП
Тип, марка		
Заводской №		
Дата последней поверки		
Дата последней промывки (чистки)*		
Предел допускаемой абсолютной погрешности Δ, кг/м^3		

* - указывается только для резервного ПП

2 Результаты измерений и контроля

№ измерения	Технологические параметры нефти в БИК			$\rho_{iраб}$, кг/м^3	$\rho_{iрез}$, кг/м^3	$\rho_{iраб} - \rho_{iрез}$, кг/м^3
	Q_i, м^3/ч	t_j, °С	P_i, МПа			
1						
2						
3						
…						
n						

3 Заключение

Поточный ПП зав. № _____ годен (не годен) к дальнейшей эксплуатации
Дата проведения КМХ _____
Подписи лиц, проводивших КМХ:
От сервисной организации _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От сдающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От принимающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*

Приложение 8
(рекомендуемое)

Форма протокола КМХ рабочего ПП по эталонному плотномеру

ПРОТОКОЛ КМХ РАБОЧЕГО ПП ПО ЭТАЛОННОМУ ПЛОТНОМЕРУ

СИКН № _____	ПСП (НСП) _____

Условие контроля: $\left|\rho_{iраб} - \rho_{iэтал}\right| \le \Delta_{раб} + \Delta_{этал}$ *(для каждого измерения)*

1 Исходные данные

Данные	Рабочий ПП	Эталонный плотномер
Тип, марка		
Заводской №		
Дата последней поверки		
Дата последней промывки (чистки)*		
Предел допускаемой абсолютной погрешности Δ, кг/м^3		

* - указывается только для эталонного плотномера при условии, что он установлен в БИК стационарно.

2 Результаты измерений и контроля

№ измерения	Технологические параметры нефти в БИК			$\rho_{iраб}$, кг/м^3	$\rho_{iэтал}$, кг/м^3	$\rho_{iраб} - \rho_{iэтал}$, кг/м^3
	Q_i, м^3/ч	t_j, °С	P_i, МПа			
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
...						
n						

3 Заключение

Поточный ПП зав. № _____ годен (не годен) к дальнейшей эксплуатации
Дата проведения КМХ _____
Подписи лиц, проводивших КМХ:
От сервисной организации _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От сдающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От принимающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*

Приложение 9
(рекомендуемое)
Форма протокола КМХ рабочего ПП по переносной пикнометрической установке

ПРОТОКОЛ КМХ РАБОЧЕГО ПП ПО ПЕРЕНОСНОЙ ПИКНОМЕТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ

СИКН № _____	ПСП (НСП) _____

Условие контроля: $|\rho_{пл} - \rho_{пр}| \le \Delta_{пл} + \Delta_o$

1 Исходные данные

№ пп	Данные	Значения	
		1-й пикн.	2-й пикн.
1 Комплект переносной пикнометрической установки			
1.1	*Напорный пикнометр*		
	1.1.1 Тип, марка		
	1.1.2 Заводской №		
	1.1.3 Дата поверки		
	1.1.4 Масса пикнометра, г		
	1.1.5 Абсолютная погрешность определения массы пикнометра, г		
	1.1.6 Вместимость пикнометра, $см^3$		
	1.1.7 Абсолютная погрешность определения вместимости пикнометра, $см^3$		
	1.1.8 Коэффициент изменения вместимости пикнометра от давления, $см^3$/бар		
	1.1.9 Коэффициент изменения вместимости пикнометра от температуры, $см^3$/°С		
	1.1.9 Температура при поверке пикнометра, °С		
	1.1.10 Предел допускаемой абсолютной погрешности, кг/м		
1.2	*Весы электронные*		
	1.2.1 Тип, марка 1.2.2 Заводской № 1.2.3 Дата поверки 1.2.4 Предел измерения, кг 1.2.5 Предел допускаемой абсолютной погрешности, г		
1.3	*СИ температуры*		
	1.3.1 Тип, марка		
	1.3.2 Заводской №		
	1.3.3 Дата поверки		
	1.3.4 Предел измерения, °С		
	1.3.5 Предел допускаемой абсолютной погрешности, °С		
1.4	*СИ давления*		
	1.4.1 Тип, марка		
	1.4.2 Заводской №		
	1.4.3 Дата поверки		
	1.4.4 Предел измерения, бар (МПа)		
	1.4.5 Предел допускаемой абсолютной погрешности, бар (МПа)		
1.5	Предел допускаемой абсолютной погрешности пикнометрической установки (Δ_o, $кг/м^3$)		

2 Рабочий ПП		
	2.1 Тип, марка	
	2.2 Заводской №	
	2.3 Дата поверки	
	2.4 Предел допускаемой абсолютной погрешности ($\Delta_{пл}$, кг/м^3)	

2 Результаты измерений, вычислений и контроля

На рабочем ПП				Пикнометрической установкой							$\lvert\rho_{пл} - \rho_{пр}\rvert$, кг/м^3
Q, м^3/ ч	$t_{пл}$, °С	$P_{пл}$, МПа	$\rho_{пл}$, кг/м^3	Пикнометр	$W_п$, г	$W_з$, г	$t_{пик}$, °С	$P_{пик}$, МПа	$\rho_{пср}$, кг/м^3	$\rho_{ппр}$, кг/м^3	
				1-й							
				2-й							

Примечание - определение плотности по пикнометрической установке проводят по МИ 2326 или по МИ 2816.

3 Заключение

Поточный ПП зав. № _____ годен (не годен) к дальнейшей эксплуатации

Дата проведения КМХ _____

Подписи лиц, проводивших КМХ:

От сервисной организации _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

От сдающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

От принимающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение 10
(рекомендуемое)

Форма протокола КМХ рабочего ПП по ареометру при наличии на СИКН МИ плотности ареометром

ПРОТОКОЛ КМХ РАБОЧЕГО ПП ПО АРЕОМЕТРУ

СИКН № _____	ПСП (НСП) _____

Условие контроля: $|\Delta_{pki}| \le \Delta_{пп} + \Delta_{мет}$ *(для каждого измерения)*

1 Исходные данные

№ пп	Данные	Рабочий ПП	Ареометр
1	Тип, марка		
2	Заводской №		
3	Дата последней поверки		
4	Предел допускаемой абсолютной погрешности (Δ, кг/м^3)		
5	Систематическая погрешность метода определения плотности нефти ареометром ***(обязательно со знаком «+» или «-»)*** - из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности на данную СИКН, ($\Delta_{сист}$, кг/м^3)		
6	Погрешность метода определения плотности нефти ареометром (без знака) - из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности на данную СИКН, ($\Delta_{мет}$, кг/м^3)		

2 Результаты измерений и контроля

№ измерения	Технологические параметры нефти в БИК			$\rho_{плi}$, кг/м^3	Значения по лаборатории					$\|\Delta_{pki}\|$, кг/м^3
	Q_i, м^3/ч	$t_{плi}$, °С	$P_{плi}$, МПа		$\rho_{измi}$, кг/м^3	t_{api}, °С	$\beta_{ж}$, °С$^{-1}$	$\gamma_{ж}$, МПа$^{-1}$	$\rho_{лпрi}$, кг/м^3	
1	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										
...										
n										

3 Заключение

Поточный ПП зав. № _____ годен (не годен) к дальнейшей эксплуатации
Дата проведения КМХ _____
Подписи лиц, проводивших КМХ:
От сервисной организации _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От сдающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*
От принимающей стороны _____ *(должность, фамилия, инициалы, подпись)*

Приложение 11
(рекомендуемое)

Форма протокола КМХ рабочего ПП по лабораторному плотномеру при наличии на СИКН МИ плотности лабораторным плотномером

ПРОТОКОЛ КМХ РАБОЧЕГО ПП ПО ЛАБОРАТОРНОМУ ПЛОТНОМЕРУ

СИКН № _____	ПСП (НСП) _____

Условие контроля: $|\Delta_{pki}| \le \Delta_{пл} + \Delta_{мет}$ *(для каждого измерения)*

1 Исходные данные

№ пп	Данные	Рабочий ПП	Лабораторный плотномер
1	Тип, марка		
2	Заводской №		
3	Дата последней поверки		
4	Предел допускаемой абсолютной погрешности (Δ, кг/м^3)		
5	Систематическая погрешность метода определения плотности нефти ареометром ***(обязательно со знаком «+» или «-»)*** - из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности на данную СИКН, ($\Delta_{сист}$, кг/м^3)		
6	Погрешность метода определения плотности нефти лабораторным плотномером (без знака) - из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности на данную СИКН, ($\Delta_{мет}$, кг/м^3)		

2 Результаты измерений и контроля

№ измерения	Технологические параметры нефти в БИК			$\rho_{плi}$, кг/м^3	Значения по лаборатории					$\lvert\Delta_{pki}\rvert$, кг/м^3
	Q_i, м^3/ч	$t_{плi}$, °С	$P_{плi}$, МПа		$\rho_{измi}$, кг/м^3	$t_{лабi}$, °С	$\beta_{ж}$, °С$^{-1}$	$\gamma_{ж}$, МПа$^{-1}$	$\rho_{лпрi}$, кг/м^3	
1	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										
…										
n										

3 Заключение

Поточный ПП зав. № _____ годен (не годен) к дальнейшей эксплуатации
Дата проведения КМХ _____
Подписи лиц, проводивших КМХ:
От сервисной организации _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)
От сдающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)
От принимающей стороны _____ (должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение 12
(обязательное)

Форма «Журнала регистрации показаний средств измерений СИКН»

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	
		начало	окончание	объем, $м^3$		масса брутто, т		объем, $м^3$	масса брутто, т	в ПР	в БИК	в ПР	в БИК	$\rho_{пл}$	ρ_v
				начало	конец	начало	конец								
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 Р 50.2.075.

Приложение 13

(рекомендуемое)

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*

_____ _____

должность *предприятие*

Представитель сдающей стороны _____ _____

подпись *И.О. Фамилия*

_____ _____

должность *предприятие*

Представитель принимающей стороны _____ _____

подпись *И.О. Фамилия*

_____ _____

должность *предприятие*

Приложение 14
(рекомендуемое)

Форма паспорта качества при сдаче нефти на НПЗ РФ 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)*		

* предприятия трубопроводного транспорта не заполняют

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*
_____ _____
должность *предприятие*

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

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

Приложение 15
(рекомендуемое)

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 measurement 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** *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/*
	_____	
	предприятие /company/	
Представитель сдающей стороны	_____	_____
	подпись /signature/	*И.О. Фамилия /name/*
	_____	
	предприятие /company/	
Представитель принимающей стороны	_____	_____
	подпись /signature/	*И.О. Фамилия /name/*
	_____	
	предприятие /company/	

Приложение 16
(рекомендуемое)

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 measurement method	**Результат испытаний** test result
1.	**Плотность нефти при 20 °С,** Density at 20 °С , Kg/m **кг/м**		
2.	**Плотность нефти при 15 °С,** Density at 15 °С , Kg/m **кг/м**		
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 17
(рекомендуемое)

Форма Акта приема-сдачи нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20 ___ г. (сдача по СИКН)
(для оформления партий нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Договор об оказании услуг по транспортировке нефти № _____

Маршрутное поручение № _____

Производитель _____

Грузоотправитель _____

Недропользователь* _____

Первый владелец нефти _____

Последний владелец нефти _____

Грузополучатель _____

Пункт назначения _____

Экспортер (импортер)* _____

Таможенная декларация (ввозная, вывозная)* _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны, действующий на основании доверенности от _____ № ____ _____ (Фамилия И.О.) сдал, а

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

_____
* *заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении*

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				

* *заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по Р 50.2.075)*

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.**

Приложение 18
(рекомендуемое)

Форма Акта приема-сдачи нефти для валовых суточных объемов нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20 ___ г. (сдача по СИКН)
(для валовых объемов нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны, действующий на основании доверенности _____ (Фамилия И.О.) от _____ № ____ сдал, а уполномоченный представитель принимающей стороны, действующий на основании доверенности _____ (Фамилия И.О.) 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				

** заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по Р 50.2.075)*

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.**

Приложение 19
(рекомендуемое)

Форма Акта приема-сдачи нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20 ___ г. (сдача по СИКН)

(для оформления партий, перемещаемых через таможенную границу Российской Федерации)

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* _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны, действующий на основании доверенности от _____ № ____ _____ (Фамилия И.О.) сдал, а

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

_____

* *заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении*

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				

* *заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по Р 50.2.075)*

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.**

Приложение 20
(обязательное)

ПЕРЕЧЕНЬ
документов, обязательных к наличию для СИКН

1. Акт (копия акта) ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
2. Копия экспертного заключения на проект СИКН.
3. Копии материалов испытаний СИКН с целью утверждения типа и методики поверки СИКН в целом.
4. Копия свидетельства (сертификата) об утверждении типа СИКН с описанием типа.
5. Утвержденная МИ массы нефти СИКН и свидетельство об аттестации МИ .
6. Формуляр на СИКН, ПУ, формуляры или паспорта на СИ, входящие в состав СИКН.
7. Паспорт на пробозаборное устройство.
8. Протоколы поверки СИ, входящих в состав СИКН, если оформление протокола предусмотрено методикой поверки СИ.
9. Свидетельства о поверке СИ, входящих в состав СИКН.
10. Свидетельство о суммарной погрешности СИКН.
11. Протокол расчета (определения) суммарной погрешности СИКН.
12. Выписка из графиков (или копии графиков) поверок СИ, входящих в состав СИКН.
13. Протоколы контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН (для ПР и поточных плотномеров обязательны).
14. Графики контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.
15. Графики проведения Т0-1, Т0-2, Т0-3.
16. График чистки фильтров.
17. График ревизии пробозаборного устройства.
18. Инструкция по эксплуатации СИКН.
19. Журнал технического обслуживания.
20. Журнал регистрации показаний СИ СИКН.
21. Журнал установки и снятия пломб.
22. Акты (донесения) об отказах технологического оборудования СИ, входящих в состав СИКН.
23. Акты отключений СИКН.
24. Акты проверок герметичности запорной арматуры СИКН.
25. Акты ревизий и проверок пробозаборного устройства.
26. Приказ (копия) о назначении лица, ответственного за эксплуатацию СИКН.
27. Должностная(ые) инструкция(и) на персонал, ответственного(ных) за эксплуатацию СИКН.

Примечания

1 Оригиналы документов согласно поз.2, 3, 4 хранятся в составе архивного экземпляра проектной документации или в службе главного метролога юридического лица.

2 На преобразователи давления и температуры, на манометры класса точности 0,6 допускается не оформлять свидетельства и протоколы поверок, если в паспортах на них делаются соответствующие отметки о периодических поверках с указанием даты поверки, фамилии, личной подписи поверителя, закрепленной оттиском поверительного клейма.

3 Документы согласно настоящему «Перечню» хранятся непосредственно в операторной СИКН. Если на одном ПСП эксплуатируется несколько СИКН, то оригиналы документов допускается хранить в ПСП.

4 Для СИКН, имеющих свидетельство об утверждении типа, или при наличии для СИКН аттестованной МИ массы нефти свидетельство о суммарной погрешности СИКН и протокол расчета (определения) суммарной погрешности СИКН (поз.9 и 10) не оформляются.

Приложение 21
(обязательное)

Форма «Акта отключения СИКН»

Акт отключения СИКН №_____

Настоящий акт составлен представителями _____
предприятие сдающей стороны
_____ и _____
предприятие принимающей стороны *предприятие, проводящее ТО СИКН*
в том, что «__» _____ 20 __ г. в «___» ч. «___» мин мск. времени СИКН № _____ на ПСП _____ исключена из учетных операций по причине_____
указать причину отключения СИКН

Показания СОИ, вторичных приборов ПР или результатов, зафиксированных на бланках печатающего устройства:

на момент отключения СИКН из режима учетных операций	на момент включения СИКН в режим учетных операций

СИКН включена в работу «__» _____ 20 __ г. в « ___» часов « ___» мин мск. времени
Подписи:

Представители организаций (предприятий)	при отключении СИКН	при включении СИКН
сдающей стороны	_____ *должность*	_____ *должность*
	_____ *инициалы, фамилия*	_____ *инициалы, фамилия*
	_____ *подпись*	_____ *подпись*
принимающей стороны	_____ *должность*	_____ *должность*
	_____ *инициалы, фамилия*	_____ *инициалы, фамилия*
	_____ *подпись*	_____ *подпись*
выполняющей ТО	_____ *должность*	_____ *должность*
	_____ *инициалы, фамилия*	_____ *инициалы, фамилия*
	_____ *подпись*	_____ *подпись*

Приложение 22
(рекомендуемое)

Форма акта приема-сдачи нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ СИКН №
Acceptance certificate
Пункт приема-сдачи нефти
Receiving point
Предприятие (владелец) ПСН
Enterprise (owner) of RP
Маршрутное **№**
Routingt order
Договор транспортировки нефти
Oil transportation agreement

Таможенная декларация (ввозная, вывозная) от
Customs declaration (import, export)
Производитель
Producer _____

Первый владелец нефти
First owner of crude oil _____

Последний владелец нефти
Last owner of cude oil _____

Грузоотправитель
Consigner _____

Недропользователь*
*Subsurface user** _____

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

Грузополучатель *Consignee* _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны
Authorized representative of consigner _____
Фамилия И.О. *(full name)*
действующий на основании доверенности сдал, а
Acting on the basis on the Power of Attorney dated от № (delived and) _____

уполномоченный представитель принимающей стороны
Authorized representative of consignee _____
Фамилия И.О. *(full name)*
действующий на основании доверенности принял
Acting on the basis on the Power of Attorney dated received _____
нефть следующего количества и качества:
Crude oil with quality and quantity as follows:

Показатели			Един. измер.	Дата, смена
Результаты измерений СИКН *system of in 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*	$м^3$, m^3	
		масса *weight*	т, *t*	
на момент завершения текущей сдачи: *as for the moment of completion of the current deliver*		объем *volume*	$м^3$, m^3	
		масса *weight*	т, *t*	
Масса нефти брутто: *Crude oil gross weight:*		объем *volume*	$м^3$, m^3	
		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*			$м^3$, m^3	
Плотность при 20 °С *Density at 20 °C*			кг/$м^3$ *kg/*m^3	
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема *Crude oil density at temperature and pressure at volume measurem ents conditions:*			кг/$м^3$ *kg/*m^3	
Поправка на плотность** *Density correction: ***			кг/$м^3$ *kg/*m^3	
№ 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 *chloroust salts*	%	
		мех. примесей *mec. inclusions*	%	
Массовая доля серы *Mass part of sulfur*			%	
Концентрация хлористых солей *Concentrations of chlorous salts*			мг/$дм^3$ *mg/*m^3	
Масса балласта:			т	

Ballast weight	*t*	
Масса нефти нетто *Oil net weight*	т *t*	
Масса нефти нетто (прописью) _____ *Oil net weight (in words)*		

Обозначение
indication of oil: **ГОСТ Р 51858.**

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

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

* заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении

** заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по Р 50.2.075)

gost.e-ecolog.ru