МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ 100—
2010**

Государственная система обеспечения единства измерений

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

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2012

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 — 92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 — 2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»), Межрегиональным открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (МОАО «Нефтеавтоматика»)

2 ВНЕСЕНЫ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

3 ПРИНЯТЫ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 июня 2010 г. № 37)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Кыргызстан	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Российская Федерация	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Госпотребстандарт Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 декабря 2010 г. № 829-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 100—2010 введены в действие в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации с 1 января 2012 г.

5 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящих рекомендаций, изменениях и поправках к ним, а также тексты изменений и поправок публикуются в информационном указателе «Национальные стандарты»

© Стандартинформ, 2012

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 1
4 Общие положения 3
5 Обеспечение единства измерений 4
6 Определение массы нефти 5
7 Оформление результатов измерений 20
Приложение А (рекомендуемое) Форма инструкции по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти 23
Приложение Б (рекомендуемое) Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство 26
Приложение В (рекомендуемое) Порядок учета нефти при отказах средств измерений и оборудования системы измерений количества и показателей качества нефти, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении в систему измерений количества и показателей качества нефти некондиционной нефти 27
Приложение Г (рекомендуемое) Форма протокола контроля метрологических характеристик преобразователя расхода по поверочной установке 30
Приложение Д (рекомендуемое) Форма журнала регистрации показаний средств измерений системы измерений количества и показателей качества нефти 32
Приложение Е (рекомендуемое) Формы актов приема-сдачи нефти по СИКН 33
Приложение Ж (рекомендуемое) Формы актов приема-сдачи нефти по резервуарам 40
Приложение И (обязательное) Формы паспорта качества нефти 45
Библиография 49

Введение

В настоящих рекомендациях учтены основные нормативные положения «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденных Приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 31 марта 2005 г. № 69.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

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

State system for ensuring the uniformity of measurements. Recommendations on definition of weight of oil at registration operations with application quantity measures and indicators of oil quality

Дата введения — 2012 — 01— 01

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации устанавливают требования к системам измерений количества и показателей качества нефти и порядок определения при учетных операциях массы нефти прямым и косвенным методами динамических измерений с нормированными значениями погрешности.

1.2 Настоящие рекомендации могут быть применены предприятиями различных форм собственности, осуществляющими учетные операции с использованием систем измерений количества и показателей качества нефти, принятых в промышленную эксплуатацию в установленном порядке.

1.3 Положения настоящих рекомендаций могут быть учтены при разработке методик измерений массы нефти и инструкций по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти.

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 2477—65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 6370—83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 21534—76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

РМГ 97—2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы расчета

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

3.1 В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **система измерений количества и показателей качества нефти;** СИКН: Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной

Издание официальное

арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти и предназначенная:

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

3.1.2 **измерительный преобразователь:** Техническое средство с нормируемыми метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования системой обработки информации.

Примечание — К измерительным преобразователям, включенным в состав СИКН, относятся: преобразователи расхода (объемного и массового), преобразователи плотности, преобразователи влагосодержания, преобразователи солесодержания, преобразователи вязкости, преобразователи температуры, преобразователи давления.

3.1.3 **показывающий измерительный прибор:** Средство измерений, предназначенное для получения и индикации непосредственно на месте измерения значения измеряемой величины в установленном диапазоне.

Примечание — В состав СИКН входят следующие показывающие измерительные приборы: манометры, стеклянные термометры.

3.1.4 **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.

3.1.5 **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.

3.1.6 **автоматизированное рабочее место оператора:** Персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы системы измерений количества и показателей качества нефти, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печатающее устройство.

3.1.7 **измерительная линия:** Часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струевыпрямителями или прямолинейными участками трубопроводов, оснащенная устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

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

3.1.9 **контрольная измерительная линия:** Измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и/или для измерения количества нефти, протекающей через рабочую измерительную линию при поверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

3.1.10 **резервная измерительная линия:** Измерительная линия, которая находится в ненагруженном резерве и в любой момент времени может быть включена в работу.

3.1.11 **рабочий диапазон расходов и вязкости нефти:** Область значений расходов и вязкости нефти, для эксплуатации в которой предназначены преобразователи расхода и в которой нормированы их метрологические характеристики.

3.1.12 **контроль метрологических характеристик:** Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить пригодность средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

3.1.13 **межконтрольный интервал:** Промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения значений метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

3.1.14 **учетные операции:** Операции, проводимые сдающей и принимающей нефть сторонами с целью определить массу брутто и массу нетто нефти для последующих расчетов, а также операции, проводимые при инвентаризации нефти и арбитраже.

3.1.15 **резервная схема учета:** Схема учета, представляющая собой систему, применяемую для измерений массы нефти при отказе основной схемы — системы измерений количества и показателей качества нефти.

3.1.16 **масса брутто нефти:** Общая масса нефти, включающая в себя массу балласта.

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

3.1.18 **масса нетто нефти:** Величина, представляющая собой разность массы брутто нефти и массы балласта.

3.2 В настоящих рекомендациях приняты следующие сокращения:

- АРМ-оператора — автоматизированное рабочее место оператора;
- БИК — блок измерения показателей качества нефти;
- ВА — вторичная аппаратура;
- ИЛ — измерительная линия;
- КМХ — контроль метрологических характеристик;
- МИ — методика измерений;
- МХ — метрологические характеристики;
- НГДУ — нефтегазодобывающее управление;
- ПП — преобразователь плотности;
- ПР — преобразователь расхода;
- ПСП — приемосдаточный пункт;
- ПУ — поверочная установка;
- СИ — средство измерений;
- СОИ — система обработки информации;
- ТЗ — техническое задание;
- ЭПР — эталонный преобразователь расхода.

4 Общие положения

4.1 Массу нефти определяют в соответствии с методикой измерений, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

4.2 Основная схема измерения массы нефти предусматривает применение косвенного метода динамических измерений с использованием преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления или прямого метода динамических измерений с использованием массомеров.

Согласно резервной схеме измерения массы нефти 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 методы динамических измерений.

4.3 Пределы допускаемой относительной погрешности методов измерений массы нефти не должны превышать установленных национальным стандартом [1].

4.4 Приемосдаточные и периодические испытания (определение показателей) нефти проводят в соответствии с требованиями национального стандарта [2].

Определение показателей, составляющих балласт нефти, — содержания воды, хлористых солей и механических примесей, проводят по ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно.

Допускается определение показателей, составляющих балласт нефти, проводить анализаторами, имеющими сертификат об утверждении типа, и при наличии соответствующих МИ, аттестованных в установленном порядке[1)].

Отбор проб нефти проводят по ГОСТ 2517.

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

4.5 Нефть при приеме и сдаче должна соответствовать требованиям национального стандарта [2].

4.6 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 на поставку нефти, инструкцией по эксплуатации СИКН и настоящими рекомендациями.

[1)] На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.563—2009 [3].

4.7 На основании настоящих рекомендаций и инструкций по эксплуатации средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования на каждую СИКН владелец разрабатывает инструкцию по эксплуатации СИКН (далее — инструкция), учитывающую конкретные условия эксплуатации. Типовая форма инструкции приведена в приложении А. Инструкцию утверждают руководители предприятий, сдающих и принимающих нефть по данной СИКН, и согласовывает организация, проводящая техническое обслуживание СИКН.

Пересмотр инструкции по эксплуатации СИКН выполняют через каждые 5 лет. В течение срока действия в инструкцию допускается вносить изменения и дополнения, согласованные сторонами, утвердившими инструкцию.

4.8 Состав СИКН, технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должны соответствовать проекту, разработанному на основании технического задания на проектирование, настоящих рекомендаций, других нормативных документов (в том числе вновь принятых после введения в действие настоящих рекомендаций), требования которых распространяются на СИКН в процессе их проектирования.

4.9 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 с другой (сдающей или принимающей) стороной.

4.10 Проект должен иметь положительное заключение метрологической экспертизы уполномоченного метрологического института национального органа по стандартизации.

5 Обеспечение единства измерений

5.1 Вновь вводимые в эксплуатацию (выпускаемые) СИКН подлежат испытаниям в целях утверждения типа и внесению в Государственный реестр СИ. Испытания и первичную поверку СИКН в целом при вводе ее в эксплуатацию осуществляет Государственный центр испытаний средств измерений, аккредитованный в установленном порядке. В дальнейшем СИКН в целом подлежит периодической поверке.

5.2 Периодическую поверку СИ рекомендуется проводить по графикам владельца СИКН, согласованным с руководителем метрологической службы, осуществляющей поверку СИ, с предоставлением копий графиков (или выписок из графиков) принимающей, сдающей сторонам и организации, выполняющей техническое обслуживание СИКН.

Периодическую поверку весов, мерников, передвижных поверочных установок, преобразователей расхода (в том числе массомеров), контрольных преобразователей расхода, эталонных преобразователей расхода, поточных плотномеров, преобразователей давления и температуры, манометров, установленных на измерительных линиях и в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователей сероодержания, преобразователей влагосодержания, преобразователей вязкости, преобразователей систем обработки информации выполняют не реже одного раза в год, стационарных поверочных установок, мерников с весами, установленных стационарно и предназначенных для поверки поверочных установок, — не реже одного раза в два года, стеклянных термометров — не реже одного раза в три года, уровнемеров, применяемых в резервной системе учета нефти, — согласно описанию типа, но не реже одного раза в пять лет, резервуаров, применяемых в резервной схеме учета нефти, — не реже одного раза в пять лет.

Примечание — После каждого капитального ремонта, ремонта связанного с изменением вместимости резервуара вследствие изменения его оснащенности внутренним оборудованием, резервуар подлежит внеочередной поверке.

5.3 Расходомеры, установленные в БИК, их ВА, если расходомер применяют в комплекте, перепадомеры и манометры, измеряющие перепад давления на фильтрах, и другие СИ, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерения массы нефти, подлежат калибровке не реже одного раза в год.

5.4 Внеочередную поверку СИ, входящих в состав СИКН, рекомендуется проводить в соответствии с требованиями правил по метрологии [4], 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 была проведена поверка турбинных ПР, более допускаемых пределов, установленных в описании типа ПР, — при отсутствии в СОИ алгоритма коррекции по вязкости;

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

- по обоснованному требованию стороны, сдающей или принимающей нефть.

5.5 Калибровку СИ, перечисленных в 5.3, проводит метрологическая служба владельца СИКН или организация, аккредитованная на право выполнения калибровочных работ.

5.6 МИ массы разрабатывают в соответствии с национальным стандартом [4] и утверждают с оформлением свидетельства об аттестации и дальнейшей регистрацией в установленном порядке.

5.7 Программный комплекс, применяемый в АРМ-оператора, аттестуют в уполномоченном метрологическом институте национального органа по стандартизации с оформлением свидетельства о метрологической аттестации.

6 Определение массы нефти

6.1 Измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений

6.1.1 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.

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

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

6.1.3 Рекомендуемый состав СИКН с применением косвенного метода динамических измерений приведен в таблице 1.

6.1.4 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.

Таблица 1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые в технологической части СИКН		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 ПР рабочие, резервный	± 0,15 % [1)]	
1.1.2 ПР контрольный	± 0,1 % [2)]	При наличии по проекту
1.1.3 Преобразователи давления	± 0,5 % [3)]	
1.1.4 Преобразователи перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	± 2,5 % [3)]	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.5 Манометры	+ 0,6 % [3)]	
1.1.6 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	+ 0,2 °С [4)]	
1.1.7 Термометры стеклянные	± 0,2 °С [4)]	Цена деления 0,1 °С

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
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 поверках и КМХ ПР
1.1.10 Струевыпрямители		При наличии по проекту
1.1.11 Регулятор расхода		При наличии по проекту
1.1.12 Пробозаборное устройство (устанавливаемое 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 [4)]	
1.2.2 Преобразователь давления	± 0,5 % [3)]	
1.2.3 Манометры	± 0,6 % [3)]	
1.2.4 Термометры стеклянные	± 0,2 °С [3)]	Цена деления 0,1 °С
1.2.5 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	± 0,2 °С [4)]	
1.2.6 Расходомер	± 5,0 % [1)]	
1.2.7 Пробоотборник автоматический (основной и резервный) с диспергатором		
1.2.8 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		
1.2.9 Регулятор расхода[5)]		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
1.2.10 Циркуляционный насос		При обеспечении необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ	± 0,05 % [2)]	
2.2 Вторичная аппаратура ПР	± 0,05 % [2)]	В случае невозможности применения ПР без вторичной аппаратуры

Окончание таблицы 1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
2.3 АРМ-оператора		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
2.4 Стационарная поверочная установка	1-го или 2-го разряда	
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 ПП эталонный стационарный в БИК	± 0,1 кг/м^3 [4]	При наличии по проекту
3.2 Преобразователь вязкости в БИК	± 1,0 % [3]	При наличии по проекту
3.3 Преобразователь влагосодержания поточный (основной и резервный) в БИК	+ 0,1 % [4]	При наличии по проекту
3.4 Преобразователь сероводержания поточный в БИК с диапазонами измерений: - от 0 % до 0,6 % - от 0,1 % до 1,8 % - св. 1,8 % до 5,0 %	 ± 0,02 % [4] ± 0,06 % [4] ± 0,18 % [4]	При наличии по проекту
3.5 Устройство корректировки коэффициента преобразования ПР по расходу или расходу и вязкости	± 0,05% [2]	При наличии по проекту, для корректировки коэффициента преобразования ПР
3.6 Суммирующий прибор	± 0,05 % [2]	При числе рабочих измерительных линий две 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		

[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 циркуляционного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.

Примечания

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

2 Вместо контрольного ПР может быть установлен ЭПР, если это предусмотрено ТЗ на проектирование СИКН. Также может быть применен ЭПР на мобильной (передвижной) установке. Периодичность поверки ЭПР должна быть установлена в описании типа (в приложении к сертификату об утверждении типа).

6.1.5 Основные требования к СОИ и АРМ-оператора

6.1.5.1 Перечень функций, выполняемых СОИ:

- вычисление объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в том числе 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;
- вычисление массы нефти;
- вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 ч, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям;
- вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для СИКН в целом за отчетный период (2 ч, 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 в зависимости 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 нефти при вводе с клавиатуры АРМ-оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории, в том числе с помощью лабораторных экспресс-анализаторов, 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 ТЗ на проектирование или ТЗ на программное обеспечение СИКН;
- защита от несанкционированного доступа к константам системы, участвующим в вычислении массы нефти, результатов поверки и КМХ ПР;
- формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация 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.

6.1.5.2 Конкретный перечень функций, обязательных к реализации в СОИ, определяют в ТЗ на проектирование СИКН или ТЗ на разработку программного обеспечения СОИ.

6.1.5.3 Требования и перечень (объем) технологической и измерительной информации, отображаемой на мониторе АРМ-оператора, перечень отчетных документов, формируемых в АРМ-оператора, определяют в ТЗ на разработку программного обеспечения АРМ-оператора.

6.1.6 Основные требования к эксплуатации СИКН

6.1.6.1 ПР поверяют на месте эксплуатации по утвержденным в установленном порядке методикам поверки с помощью ПУ (1-го или 2-го разряда) или эталонного преобразователя расхода с пределами допускаемой относительной погрешности в точке расхода не более ± 0,1 %. Диапазоны измерений ПУ и ЭПР в кубических метрах в час ($м^3/ч$) должны соответствовать проектному рабочему диапазону расходов через ПР.

6.1.6.2 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 рекомендациям [5].

6.1.6.3 В процессе эксплуатации СИКН рекомендуется контролировать следующие параметры:

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

Расход нефти или значение f/ν должно находиться в пределах рабочего диапазона расходов или значений f/ν 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 значений их метрологических характеристик от установленных значений;

- достоверность и представительность отбираемой пробы. Должно быть обеспечено 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 условия изокинетичности отбора проб, вычисляют согласно приложению Б.

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 значение избыточного давления после ПР устанавливают и поддерживают не менее значения, определяемого по формуле

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

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

$P_н$ — давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти в СИКН, МПа;

ΔP — перепад давления на ПР, указанный в техническом паспорте на ПР данного типа, 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.

Значение перепада давления на фильтрах должно быть не более значения, указанного в паспорте на фильтр данного типа, или не должно 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.

1) При отсутствии устройства корректировки коэффициента преобразования турбинного ПР по вязкости значение вязкости нефти не должно отличаться от значений, при которых была проведена 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 ПР других типов пределы изменений вязкости не должны превышать значений, установленных при проведении испытаний в целях утверждения типа этих ПР.

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

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

6.1.6.5 Учет количества нефти при отказах СИ и оборудования СИКН, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении на СИКН некондиционной нефти проводят согласно приложению В.

6.1.7 Основные требования к эксплуатации ПР

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

6.1.7.2 При поверке рабочего ПР измерение количества нефти, проходящей через рабочий ПР во время его поверки, допускается проводить с использованием контрольного ПР.

6.1.7.3 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.

6.1.7.4 Поверку ПР проводят в ручном или автоматическом режиме. Коэффициенты преобразования ПР, определенные при поверке, устанавливают в СОИ вручную или автоматически.

6.1.7.5 В зависимости от способа реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР его коэффициенты преобразования 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 ($K_{выч\,j}$, имп./м^3).

6.1.8 Контроль метрологических характеристик ПР

6.1.8.1 В межповерочном интервале проводят КМХ рабочих ПР согласно графикам.

Порядок разработки, утверждения и согласования графика устанавливают в Инструкции по эксплуатации СИКН. Графики проведения КМХ разрабатывают с учетом межконтрольного интервала ПР, установленного в соответствии 6.1.9.

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), измеренной при КМХ. Значение вязкости, измеренной поточным вискозиметром или в испытательной лаборатории, вносят в протокол КМХ.

6.1.8.2 КМХ ПР, находящихся в резерве на момент проведения КМХ остальных ПР, допускается не проводить. КМХ ПР, находящегося в резерве более одного межконтрольного интервала, должен быть проведен в течение смены после ввода его в рабочий режим в текущей точке расхода согласно 6.1.8.5, перечисление а).

6.1.8.3 Результаты КМХ рекомендуется оформлять протоколом, автоматически формирующимся в АРМ-оператора. При отказе АРМ-оператора протоколы оформляют вручную, форма протокола приведена в приложении Г. Протоколы подписывают представители сторон, принимающей и сдающей нефть, и организации, проводящей техническое обслуживание СИКН.

6.1.8.4 При КМХ ПР рекомендуется определять фактические значения коэффициентов преобразования на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расходов ($K_д$, $K_{дд}$ или K_j — согласно 6.1.8.5) и относительных отклонений их значений от значений коэффициентов преобразования, установленных во вторичной аппаратуре ПР или СОИ, или вычисляемых СОИ.

6.1.8.5 КМХ ПР проводят по ПУ, контрольному или эталонному ПР в следующем порядке.

а) При любом виде реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР КМХ проводят в текущей (рабочей) точке расхода, определенного при КМХ .

Технологическое подключение контролируемого ПР к ПУ, контрольному или эталонному ПР осуществляют без вывода контролируемого ПР из режима измерений и изменения значения текущего расхода через него.

Далее, в зависимости от вида реализации в СОИ градуировочной характеристики ПР, выполняют операции в следующем порядке.

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 перечислению а).

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 перечислению а).

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 перечислению а).

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

6.1.8.6 Если ПР эксплуатируют при стабильном значении расхода (с отклонением не более ± 10 %) в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после проведения текущего КМХ), по обоюдному согласию сдающей и принимающей сторон, КМХ допускается проводить только согласно 6.1.8.5, перечисление а), что устанавливают в Инструкции по эксплуатации СИКН.

6.1.8.7 В случае несоблюдения условия 6.1.8.6 или эксплуатации ПР в различных поддиапазонах расходов в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после проведения текущего КМХ) КМХ проводят согласно 6.1.8.5, перечисления а), б), в), г), д).

Примечание — КМХ ПР согласно 6.1.8.5, перечисления в), г), д) допускается проводить только в тех поддиапазонах расходов, в которых эксплуатируют ПР в течение двух межконтрольных интервалов подряд (до и после текущего КМХ).

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

6.1.8.9 С целью уменьшить интенсивность 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 быть соблюдены условия:

- среднеквадратичное отклонение результатов пяти 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.

6.1.8.10 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 6.1.8.9, устанавливают в Инструкции по эксплуатации СИКН.

6.1.8.11 Относительные отклонения коэффициентов преобразования ПР, полученных при КМХ, от установленных или вычисляемых в СОИ значений коэффициентов определяют по нижеуказанным формулам:

а) Для случая 6.1.8.5, перечисление а):

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

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

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

$K_{\text{уст}}$ — 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 $K_{\text{уст}}$ принимают равным:

- $K_{\text{д}}$, если градуировочная характеристика ПР в СОИ (или в ВА) реализована согласно 6.1.8.5, перечисление б);
- $K_{j\text{дд}}$, если градуировочная характеристика ПР в СОИ (или в ВА) реализована согласно 6.1.8.5, перечисление в), где j — поддиапазон расходов, в котором находится текущая (рабочая) точка расхода при КМХ;
- $K_{\text{выч}j}$ — значение коэффициента преобразования ПР, вычисленное СОИ, если градуировочная характеристика ПР в СОИ реализована согласно 6.1.8.5, перечисления г) и д).

б) Для случая 6.1.8.5, перечисление б):

$$\delta_{\text{д}} = \frac{K_{(\text{мин, макс})} - K_{\text{д}}}{K_{\text{д}}} 100, \qquad (3)$$

где $\delta_{\text{д}}$ — значения относительных отклонений, полученные при КМХ при 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 6.1.8.5, перечисление в):

$$\delta_{kдд} = \frac{K_k - K_{kдд}}{K_{kдд}} 100, \quad (4)$$

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 6.1.8.5, перечисление г):

$$\delta_{контр} = \frac{K_{контр} - K^{выч}_{контр}}{K^{выч}_{контр}} 100, \quad (5)$$

где $\delta_{контр}$ — значение относительного отклонения, полученное при КМХ в контролируемой точке k-го отрезка ломаной линии (k-го поддиапазона расходов), %;

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

$K^{выч}_{контр}$ — 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 6.1.8.5, перечисление д):

$$\delta_{kпол} = \frac{K_k - K^{выч}_{kпол}}{K^{выч}_{kпол}} 100, \quad (6)$$

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;

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

е) Для случая 6.1.8.5, перечисление е):

$$\delta_j = \frac{K_j - K_{выч\,j}}{K_{выч\,j}} 100, \quad (7)$$

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

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

$K_{выч\,j}$ — коэффициент преобразования, вычисленный СОИ для j-й точки расхода, имп./м^3.

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

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

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

n_j — число измерений в каждой точке (j-й) расхода.

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

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

6.1.8.15 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.

6.1.8.16 В случае положительных результатов контроля ПР выводят из работы и включают в работу не менее чем через 1 ч. После включения в работу начинают отсчет следующего межконтрольного интервала.

Примечание — Условие согласно 6.1.8.16 — только для СИКН, эксплуатируемых в непрерывном режиме.

6.1.9 Установление межконтрольного интервала ПР

6.1.9.1 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 ремонтов ПР.

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

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

6.1.9.4 При непрерывной работе ПР в течение 30 сут (не менее) с интервалом 5 сут рекомендуется проводить определение его коэффициента преобразования, вычислять относительное отклонение полученного значения коэффициента преобразования от значения, установленного в СОИ (или в ВА) согласно 6.1.9.3.

Примечания

1 Подключение ПР к ПУ или к ЭПР проводят без изменения значения расхода нефти через ПР.

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

6.1.9.5 Относительное отклонение коэффициента преобразования вычисляют для точки текущего расхода согласно 6.1.8.11 в зависимости от вида реализации в СОИ (ВА) градуировочной характеристики ПР.

6.1.9.6 При выявлении превышения отклонения коэффициента преобразования ПР от установленного 6.1.8.13 в течение интервала времени менее 30 сут дальнейшие испытания рекомендуется прекратить и для ПР установить межконтрольный интервал.

Пример — Если через 15 сут отклонение значения коэффициента преобразования не превысило допускаемые пределы, а через 20 сут превысило, межконтрольный интервал устанавливают 15 сут.

6.1.9.7 При отсутствии превышения отклонения коэффициента преобразования ПР от установленного в 6.1.8.13 в течение 30 сут и более дальнейшие испытания рекомендуется также прекратить и межконтрольный интервал установить 30 сут.

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

6.1.9.9 Установление межконтрольного интервала представители сторон согласно 6.1.9.2 оформляют трехсторонним актом, значение межконтрольного интервала вносят в формуляр СИКН.

6.1.9.10 Допускается установление межконтрольного интервала проводить по другим методикам, утвержденным сдающей и принимающей нефть сторонами и согласованным региональными органами национального органа по стандартизации.

6.1.9.11 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 6.1.9.3 — 6.1.9.9.

6.1.10 Основные требования к поверке и градуировке поточных ПП

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

6.1.10.2 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.

6.1.10.3 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.

6.1.10.4 Основной метод поверки поточных ПП — на месте эксплуатации в рабочих условиях.

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

6.1.10.6 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 в 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.

6.1.10.7 При контроле согласно 6.1.10.6 период колебаний выходного сигнала ПП должен соответствовать 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; «Sorasota» FD 950, 960.

6.1.10.8 Градуировку ПП рекомендуется проводить в случаях, если:

а) отклонение периода колебаний выходного сигнала превышает пределы, указанные в 6.1.10.7;

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

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

6.1.11 Контроль метрологических характеристик поточных ПП

6.1.11.1 Контроль МХ поточных ПП рекомендуется проводить не реже одного раза в 10 сут одним из способов, изложенных ниже. Результаты контроля метрологических характеристик представляют в протоколе контроля МХ ПП, формируемом в АРМ-оператора.

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

6.1.11.2 При контроле сравнивают результаты измерений ПП с результатами измерений плотности с использованием эталонного плотномера или переносной пикнометрической установки в рабочих условиях (при рабочих значениях плотности, температуры и давлении нефти), которую подключают последовательно к контролируемому ПП.

6.1.11.3 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 эксплуатировали в режиме рабочего и результаты контроля МХ были положительными.

При этом оба ПП подключают последовательно друг к другу.

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

$$|\rho_{пл i} - \rho_{o i}| \le \Delta_{пл} + \Delta_{o}, \qquad (9)$$

где $\rho_{пл i}$ — плотность нефти, измеренная с помощью рабочего ПП при i-м измерении, кг/м^3;

$\rho_{o i}$ — плотность нефти, измеренная с помощью эталонного плотномера или резервного 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 МП согласно свидетельству о поверке, кг/м^3.

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

6.1.11.6 В случае несоблюдении условия (9) для двух и более измерений и в случае повторного невыполнения условия (9) после дополнительного измерения согласно 6.1.11.5 проводят операции по 6.1.11.13.

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

Должно быть выполнено условие

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

где $\rho_{пл}$ — плотность нефти, измеренная с помощью рабочего ПП, кг/м^3;

$\rho_{ппр}$ — плотность нефти, измеренная с помощью переносной пикнометрической установки, 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.

6.1.11.8 При невозможности осуществить контроль МХ ПП способами, изложенными в 6.1.11.2 и 6.1.11.3, контроль МХ ПП проводят сличением результата его измерений ($\rho_{пл}$, кг/м^3) с результатом измерения плотности нефти с использованием ареометра или лабораторного плотномера и вычисляют разность плотностей Δ_ρ, кг/м^3, по формуле

$$\Delta_\rho = \rho_{пл\,i} - \rho_{лаб}, \quad (11)$$

где $\rho_{лаб}$ — значение плотности, измеренной с помощью ареометра или лабораторного плотномера *j*-й точечной пробы нефти, отобранной в момент измерения $\rho_{пл\,i}$ с учетом систематической погрешности метода (из свидетельства об аттестации МИ плотности), и приведенное к условиям в БИК согласно рекомендациям [5], кг/м^3.

6.1.11.9 Рекомендуется проводить не менее трех последовательных измерений. Для каждого измерения должно быть выполнено условие

$$|\Delta_\rho| \le \Delta_{пл} + \Delta_{мет}, \quad (12)$$

где $\Delta_{мет}$ — погрешность метода измерения плотности нефти с помощью ареометра или лабораторного плотномера из свидетельства о метрологической аттестации МИ плотности согласно рекомендациям [5], кг/м^3.

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

6.1.11.11 В случае несоблюдении условия (12) для двух и более измерений и в случае повторного невыполнения условия (12) после дополнительного измерения согласно 6.1.11.10 проводят операции по 6.1.11.13.

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

6.1.11.13 Если причины, влияющие на результаты контроля МХ, не установлены, внутреннюю полость измерительной трубки контролируемого ПП промывают, очищают от отложений и механических примесей. Промывку и очистку от отложений рекомендуется проводить без демонтажа ПП. После этого проводят повторный контроль его МХ согласно 6.1.11.3 и 6.1.11.4 или 6.1.11.7 или 6.1.11.8 и 6.1.11.9.

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

6.1.11.15 В целях анализа технической надежности и стабильности МХ ПП для реализации диагностики метрологических отказов результаты КМХ рекомендуется вносить и сохранять в АРМ-оператора и индицировать на экране монитора в виде графиков (трендов).

6.1.12 Определение массы нефти при отказах и отключениях поточных ПП

6.1.12.1 Порядок перехода на определение плотности нефти в испытательной лаборатории устанавливают в Инструкции по эксплуатации СИКН.

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

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

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

где $V_{см}$ — объем нефти, измеренный СИКН за смену в рабочих условиях, или этот же объем, приведенный к стандартным условиям;

$\rho_{расч}$ — расчетное значение плотности нефти, используемое для вычисления массы нефти за смену, кг/м^3.

6.1.12.3 Определение расчетного значения плотности нефти ($\rho_{расч}$)

а) При отборе среднесменной пробы нефти автоматическим пробоотборником

Измеряют плотность нефти среднесменной пробы с использованием ареометра или лабораторного плотномера, 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 рекомендациям [5], или к стандартным условиям.

б) При отказе или отсутствии автоматического пробоотборника

1) Каждые два часа проводят отбор точечной пробы нефти. Измеряют плотность нефти точечной пробы с использованием ареометра или лабораторного плотномера, 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 рекомендациям [5], или к стандартным условиям.

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

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

где ρ_i — значение плотности i-й точечной пробы в течение смены согласно 6.1.12.3, перечисление б), 1), кг/м^3;

n — число точечных проб нефти в течение смены.

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

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

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 6.1.12.3, перечисление б), 1), кг/м^3.

Примечание — Режим перекачки (откачки) в течение смены считают неравномерным, если объемы перекачки или откачки в кубических метрах за два последовательных периода различаются на 10 % и более. (Период — 2 ч.)

6.1.12.4 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 — число смен в течение суток.

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

6.1.12.6 Эксплуатация СИКН без поточного ПП допускается в течение двух месяцев (не более). В течение указанного периода владелец СИКН принимает меры по восстановлению вышедшего из строя поточного ПП или замене его исправным.

6.2 Измерение массы нефти прямым методом динамических измерений

6.2.1 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 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые в технологической части СИКН		
1.1 Измерительные линии		
1.1.1 Массомер основной и резервный	± 0,25 % [1)]	
1.1.2 Массомер контрольный	± 0,20 % [2)]	При наличии по проекту
1.1.3 Преобразователи давления	± 0,5 % [3)]	
1.1.4 Преобразователи перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	± 2,5 % [3)]	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.5 Манометры	+ 0,6 % [3)]	
1.1.6 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	+ 0,2 °С [4)]	
1.1.7 Термометры стеклянные	± 0,2 °С [4)]	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 (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 поверках и КМХ массомеров
1.1.10 Регулятор расхода		При наличии по проекту
1.1.11 Пробозаборное устройство (устанавливаемое 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	± 0,36 кг/м^3 [4)]	
1.2.2 Преобразователь давления	± 0,5 % [3)]	
1.2.3 Манометры	± 0,6 % [3)]	
1.2.4 Термометры стеклянные	± 0,2 °С [3)]	Цена деления 0,1 °С
1.2.5 Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	± 0,2 °С [4)]	
1.2.6 Расходомер	± 5,0 % [1)]	

Окончание таблицы 2

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2.7 Пробоотборник автоматический (основной и резервный) с диспергатором		
1.2.8 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		
1.2.9 Регулятор расхода [5]		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
1.2.10 Циркуляционный насос		При обеспечении необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ	± 0,05 % [2]	
2.2 Вторичная аппаратура массомера	± 0,05 % [2]	
2.3 АРМ-оператора		На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
2.4 Стационарная поверочная установка	1-го или 2-го разряда	
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Преобразователь влагосодержания поточный (основной и резервный) в БИК	+ 0,1 % [4]	При наличии по проекту
3.2 Преобразователь серосодержания поточный в БИК с диапазонами измерений: - от 0 % до 0,6 % - от 0,1 % до 1,8 % - св. 1,8 % до 5,0 %	 ± 0,02 % [4] ± 0,06 % [4] ± 0,18 % [4]	При наличии по проекту
3.3 Термостатирующий цилиндр в БИК		При наличии по проекту
3.4 Промывочный насос в БИК		При наличии по проекту
3.5 Газосигнализатор в БИК		
3.6 Датчик пожара в БИК		
3.7 Вентилятор вытяжной в БИК		
3.8 Нагреватель электрический с терморегулятором в БИК		

[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 циркуляционного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.

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

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

6.2.4 Контроль МХ массомеров проводят с использованием любого средства поверки согласно 6.2.3 или контрольного массомера.

6.2.5 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 с использованием контролируемого массомера и одного из средств измерений согласно 6.2.4, которые подключают последовательно друг с другом. При контроле проводят не менее трех последовательных измерений.

Примечания

1 При контроле МХ с использованием комплекта объемного ПУ и поточного ПП плотность нефти, измеренную с помощью поточного ПП, приводят к условиям измерения объема нефти с помощью поверочной установки согласно рекомендациям [5].

2 При контроле МХ с помощью контрольного массомера значение массы, измеренной с помощью рабочего массомера за одно измерение (в тоннах), должно быть не менее 5 % значения расхода контролируемой точки.

6.2.6 Относительное отклонение результатов измерений массы с использованием контролируемого массомера для каждого измерения δ_i, %, вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{конт}}}{M_{\text{конт}}}, \qquad (17)$$

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

$M_{\text{конт}}$ — масса нефти, измеренная контрольным средством измерений согласно 6.2.4 при i-м измерении, т.

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

6.2.8 При несоблюдении условия 6.2.7 для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение.

6.2.9 При несоблюдении условия 6.2.7 для двух измерений и в случае повторного невыполнения условия 6.2.7 после дополнительного измерения согласно 6.2.8 принимают меры по выяснению и установлению причин, вызвавших несоблюдение условия, и проводят повторный контроль МХ массомера.

В случае повторного невыполнения условия 6.2.7 проводят внеочередную поверку массомера.

6.2.10 В случае эксплуатации массомера в диапазоне расходов от 10 % до 90 % 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.

6.3 Основные рекомендации по монтажу, эксплуатации и обслуживанию преобразователей давления и температуры

6.3.1 При монтаже преобразователей давления принимают следующие меры:

6.3.1.1 Обеспечивают исключение замерзаний нефти в импульсных трубках при отрицательных температурах окружающей среды: преобразователи устанавливают выше точки отбора.

6.3.1.2 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.

6.3.1.3 Предусматривают возможность стравливания воздушных (газовых) «пробок» из измерительных камер преобразователей при включении в работу измерительной линии или СИКН в целом после плановых или внеплановых остановок.

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

6.3.3 После вывода измерительной линии или СИКН в целом из работы при отрицательных температурах окружающей среды оперативный персонал проводит контроль опорожнения (при необходимости проводит опорожнение) импульсных трубок, если преобразователь давления с точкой отбора давления обвязан без разделительного сосуда. При включении в работу измерительной линии или СИКН в целом опе-

ративный персонал проводит стравливание воздушных (газовых) «пробок» из измерительных камер преобразователей давления.

6.3.4 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.

6.3.5 В межповерочном интервале преобразователей давления и температуры периодический контроль их метрологических характеристик 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.

6.4 Вычисление массы нетто нефти

6.4.1 Массу нетто нефти $M_н$, т, вычисляют как разность массы нефти M, т, и массы балласта по формуле

$$M_н = M - m = M\left(1 - \frac{W_в + W_{м.п} + W_{х.с}}{100}\right), \quad (18)$$

где m — масса балласта, т;

$W_в$ — массовая доля воды в нефти, %;

$W_{м.п}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{х.с}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$W_{х.с} = 0{,}1\frac{\varphi_{х.с}}{\rho_н}, \quad (19)$$

где $\varphi_{х.с}$ — массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

$\rho_н$ — плотность нефти при условиях измерения объема нефти, кг/м^3.

Если определяют объемную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_в = \frac{\varphi_в \cdot \rho_{дист}}{\rho_н}, \quad (20)$$

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

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

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

6.4.3 При наличии на СИКН поточных анализаторов качества нефти (преобразователей влагосодержания, хлористых солей) определение содержания балласта допускается проводить с их применением согласно аттестованным в установленном порядке МИ. В этом случае в Инструкции по эксплуатации СИКН определяют порядок поверки и контроля МХ поточных преобразователей.

7 Оформление результатов измерений

7.1 Общие требования

7.1.1 Каждые два часа или через интервалы времени, установленные в договорах на поставку нефти, автоматически формируют и регистрируют результаты измерений в журнале регистрации показаний средств измерений СИКН; форма журнала приведена в приложении Д.

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

- объемов нефти в кубических метрах (м^3), измеренных с использованием каждого рабочего ПР и всей СИКН в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям;
- плотности нефти в килограммах на кубический метр (кг/м^3), измеренной с использованием поточного плотномера, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;
- массы нефти в тоннах (т), измеренной с использованием каждого рабочего ПР и всей СИКН.

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

- массы нефти в тоннах (т), измеренной с использованием каждого рабочего массомера и всей СИКН.

7.1.4 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.

7.1.5 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.

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

7.1.6 На основании результатов измерений рекомендуется оформлять акт приема-сдачи нефти (сдача по СИКН) автоматически в СОИ или АРМ-оператора с выводом на печатающее устройство. Формы акта приема-сдачи нефти приведены в приложении Е.

До оснащения СОИ или АРМ-оператора соответствующим алгоритмом или при их отказе акт приема-сдачи нефти оформляют вручную. Формы акта приема-сдачи нефти приведены в приложении Ж.

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

Паспорта качества нефти оформляют каждую смену. Формы паспортов качества приведены в приложении И.

7.1.7 Документы согласно 7.1.5, 7.1.6, оформленные как вручную, так и автоматически, представляют собой основные отчетные документы при приеме-сдаче нефти.

Сформированные автоматически документы согласно 7.1.5 и 7.1.6 хранят в архиве СОИ или АРМ-оператора. Сроки хранения документов определяют в ТЗ на разработку программного обеспечения СОИ или АРМ-оператора, согласованном сдающей и принимающей сторонами.

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

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

7.2 Оформление (заполнение) паспортов качества нефти

В паспорта качества нефти рекомендуется записывать:

7.2.1 Средневзвешенные значения температуры, давления и плотности нефти соответственно при условиях измерения объема за смену.

Примечания

1 Средневзвешенные значения указанных параметров вычисляют автоматически в СОИ или АРМ-оператора при наличии соответствующих алгоритмов. При отсутствии алгоритмов вычисления средневзвешенных значений проводят вручную по значениям приращений объема нефти в кубических метрах ($м^3$) за каждые 2 ч.

2 При отказе или при отсутствии поточных ПИ в испытательной лаборатории измеряют плотность нефти, используя ареометр или лабораторный плотномер, 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 рекомендациям [5].

7.2.2 Средневзвешенные значения плотности нефти при температуре 20 °С и 15 °С соответственно за смену.

Примечания

1 Средневзвешенные значения плотности при указанных значениях температуры вычисляют автоматически в СОИ или АРМ-оператора согласно алгоритму: мгновенные значения плотности, измеренные поточным ПП, приводят к 20 °С и 15 °С соответственно, по приведенным значениям вычисляют средневзвешенные значения.

2 При отказе или при отсутствии поточных ПП в испытательной лаборатории измеряют плотность нефти с использованием ареометра или лабораторного плотномера, на результат измерения вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности, полученное значение плотности приводят к 20 °С и 15 °С соответственно.

7.2.3 Результаты испытаний, определенные в испытательной лаборатории согласно методам и с периодичностью, установленными национальным стандартом [2].

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

7.3.1 В головке таблицы в графах «дата, смена» записывают дату и номера смен.

7.3.2 Для каждой смены записывают значения показателей, перечисленных в графе «показатели» таблицы:

- нарастающие значения результатов измерений объема в кубических метрах ($м^3$) и массы в тоннах (т) нефти СИКН (зарегистрированные СОИ или ВА) на начало и конец смены соответственно;

- значение 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 в градусах Цельсия (°С), давления в мегапаскалях (МПа) и плотности нефти в килограммах на кубический метр ($кг/м^3$), приведенные к условиям измерения объема;

- поправку на плотность (только при отказе поточных ПП) — из свидетельства о метрологической аттестации соответствующей МИ плотности ($кг/м^3$);

- значение массовой доли в процентах балласта всего и составляющих балласта (воды, механических примесей), массовой концентрации хлористых солей ($мг/дм^3$) из паспорта качества;

- значение массовой доли в процентах хлористых солей, вычисленное согласно формуле (19);

- значение массовой доли серы в процентах (%) из паспорта качества;

- значение массы балласта m, т, вычисленное по формуле

$$m = M \frac{W_в + W_{м.п} + W_{х.с}}{100}; \qquad (21)$$

- значение массы нетто нефти, вычисленное согласно формуле (18).

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

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти

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.

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 использование 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, проводящей 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 служат средством измерений для резервной схемы учета, номера задвижек, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы (следует 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, 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 не обязательно. 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 В настоящих рекомендаций, 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 В настоящих рекомендаций, порядок действий операторов.

4.9.3 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и должен быть осуществлен переход на резервную схему учета нефти согласно приложению В 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 оттисков клейм сдающей или принимающей стороны 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 национального органа по стандартизации, администратора сервисной организации.

6 В разделе «Техническое обслуживание» указывают:

6.1 Сроки контроля метрологических характеристик средств измерений в соответствии с 6.1.8, 6.1.11, 6.2.4, 6.2.5 и 6.2.6 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 пробозаборного 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 использование АРМ-оператора» приводят:

7.1 Подробную инструкцию по эксплуатации и использованию 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 В 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., необходимых к наличию на СИКН.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство выполняют в соответствии с ГОСТ 2517 (пункт 2.13.1.2), устанавливающим 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 нефти на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле

$$Q_{ПЗУ} = Q_{тр}\frac{S_{ПЗУ}}{S_{тр}}, \qquad (Б.1)$$

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 (пункт 2.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (Б.1) в два раза в большую или меньшую сторону.

Примеры

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

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

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

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

2 Определяют расход нефти 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 $м^3/ч$.

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

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

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

Примечание — При применении пробозаборных устройств щелевого типа для расчетов используют значение площади входного поперечного сечения $S_{ПЗУ}$, указанное в паспорте на пробозаборное устройство.

Приложение В
(рекомендуемое)

Порядок учета нефти при отказах средств измерений и оборудования системы измерений количества и показателей качества нефти, повреждении пломб и оттисков клейм и при поступлении в систему измерений количества и показателей качества нефти некондиционной нефти

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

Таблица В.1

Неисправные СИ и оборудование СИКН, показатели качества некондиционной нефти	Учет нефти по СИКН согласно 6.1		Учет нефти по резервной схеме согласно 6.2	Прекращение учетных операций
	с использованием резервных СИ и оборудования СИКН	с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов СИКН		
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 том числе 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 или индикатор контроля наличия в нефти свободного газа		Да		
2 БИК				
2.1 ПП поточные	Да	Да		
2.2 Преобразователи вязкости поточные	Да	Да		

Окончание таблицы В.1

Неисправные СИ и оборудование СИКН, показатели качества некондиционной нефти	Учет нефти по СИКН согласно 6.1		Учет нефти по резервной схеме согласно 6.2	Прекращение учетных операций
	с использованием резервных СИ и оборудования СИКН	с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов СИКН		
2.3 Преобразователь влагосодержания поточный, отказы СИ и оборудования СИКН, показатели качества нефти	Да	Да		
2.4 Преобразователь серосодержания		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, ВА ПР)	
3.2 Вторичные приборы ПР	Да			
3.3 Суммирующий прибор		Да		
3.4 Устройства корректировки коэффициента преобразования ПР по расходу и вязкости		Да		
4 Некондиционная нефть				
4.1 Содержание воды в нефти более 1,0 %				Да
4.2 Срабатывание датчиков или индикаторов контроля наличия свободного газа в нефти				Да

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

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

а) неустранимых утечек нефти в местах соединений ИЛ;

б) превышения значения перепада давления на фильтрах относительно значения, указанного в 6.1.6.3, перечисление г);

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

В.2.2 При отказе рабочего и резервного ПП массу нефти определяют согласно 6.1.12.

В.2.3 При отказе рабочего и резервного преобразователей вязкости вязкость измеряют с помощью лабораторного вискозиметра и результаты измерений вводят в СОИ ежесменно.

В.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.

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

В.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.

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

В.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.

В.3.4 При получении 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.

В.4 Переход на резервную схему учета нефти

В.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 значений вязкости выше указанных в 6.1.6.3, перечисление д), 1) при отсутствии устройства корректировки 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), и невозможности установления нормируемого значения;

г) реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановки СИКН, — по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон:

д) отключения электроэнергии (при отсутствии резервирования электроснабжения);

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

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

Примечание — Отсутствие дополнительных СИ не служит причиной перехода на резервную схему учета нефти.

В.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, проводят 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 трех экземплярах.

В.4.3 По одному экземпляру Акта отключения СИКН №___ следует хранить в течение 12 мес на предприятиях сдающей и принимающей сторон и в подрядной организации, осуществляющей техническое обслуживание СИКН.

В.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.

В.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 но эксплуатации СИКН.

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

В.5 Прекращение учетных операций

В.5.1 Прекращение (временное) учетных операций осуществляют в случаях:

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

б) при срабатывании датчиков или индикаторов 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.

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

В.5.3 При прекращении учетных операций составляют Акт отключения СИКН №___ в трех экземплярах, если до прекращения учетные операции проводили с применением СИКН.

В.5.4 Порядок оформления прекращения учетных операций, если до прекращения учетные операции проводили по резервной системе, излагают в МИ массы с использованием резервной системы учета.

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

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

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма протокола контроля метрологических характеристик преобразователя расхода по поверочной установке

Протокол контроля МХ ПР по поверочной установке

Тип ПР_____ Заводской №_____	Тип ПУ_____ Заводской №_____ Дата поверки ПУ____
Место проведения КМХ_____ (СИКН, НГДУ, ПСП)	Вязкость нефти при КМХ, сСт_____

1 Исходные данные

Для поверочной установки							Для рабочей жидкости			Объемный расход в точке, $м^3/ч$, или для ПР — отношение частоты к вязкости f/ν, Гц/сСт				
Вместимость ПУ в нормальных условиях при движении поршня от детектора 1 к детектору 2 $V_{0(1-2)}$, $м^3$	Вместимость ПУ в нормальных условиях при движении поршня от детектора 2 к детектору 1 $V_{0(2-1)}$, $м^3$	Вместимость ПУ в нормальных условиях при движении поршня в обоих направлениях $V_{0(1-2-1)}$, $м^3$	Диаметр D, мм	Площадь S, мм	Механическое напряжение E, МПа	Коэффициент линейного расширения $\alpha_т$, $°C^{-1}$	Плотность ρ, $кг/м^3$	Коэффициент объемного расширения $\beta_ж$, $°C^{-1}$	Коэффициент сжимаемости $\gamma_ж$, $МПа^{-1}$	Q_1 $(f/\nu)_1$	Q_2 $(f/\nu)_2$	... (...)	Q_{m-1} $(f/\nu)_{m-1}$	Q_m $(f/\nu)_m$

2 Результаты измерений и вычислений

Точка расхода j	Номер измерения i	Расход Q_{ij}, $м^3/ч$	Частота турбинки f_{ij}, Гц (отношение f/ν_{ij}, Гц/сСт)	Температура в ПУ t_{yij}, °С	Давление в ПУ P_{yij}, МПа	Температура в ПР $t_{прij}$, °С	Давление в ПР $P_{прij}$, МПа	Поправочный коэффициент по температуре и давлению k_{tpij}	Вместимость ПУ при движении поршня от детектора 1 к детектору 2 $V_{ij(1-2)}$, $м^3$	Вместимость ПУ при движении поршня от детектора 2 к детектору 1 $V_{ij(2-1)}$, $м^3$	Вместимость ПУ при движении поршня в обоих направлениях $V_{ij(1-2-1)}$, $м^3$	Число импульсов N_{ij}, имп.	Коэффициент преобразования ПР, определенный при i-м измерении в j-й точке расхода K_{ij}, имп./$м^3$	Коэффициент преобразования в j-й точке расхода K_j, имп./$м^3$	Расчетный коэффициент преобразования в j-й точке расхода $K_{расчj}$, имп./$м^3$	Погрешность в j-й точке расхода δ_j, %
1	1															
	2															
	...															
	n															
...	1															
	2															
	...															
	n															
m	1															
	2															
	...															
	n															

Приложение Д
(рекомендуемое)

Форма журнала регистрации показаний средств измерений системы измерений количества и показателей качества нефти

СИКН № _____

_____
владелец СИКН

ЖУРНАЛ
регистрации показаний средств измерений СИКН

Порядковый номер	Дата	Время, ч, мин		Результаты измерений объема и массы нефти (показания СОИ или вторичных приборов ПР)				Объем, $м^3$	Масса брутто, т	Средняя температура нефти за интервал, °С		Среднее давление за интервал, МПа		Средняя плотность за интервал, $кг/м^3$	
				Объем, $м^3$		Масса брутто, т									
		Начало	Окончание	Начало	Окончание	Начало	Окончание			в ПР	в БИК	в ПР	в БИК	$\rho_{пп}$	ρ_V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Примечания
1 $\rho_{пп}$ (графа 15) — среднее значение плотности, измеренной поточным ПП.
2 ρ_V (графа 16) — среднее значение плотности, измеренной поточным ПП и приведенной к условиям измерений объема согласно РМГ 97.

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

Операторы предприятия, сдающего нефть:

Смену сдал _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Смену принял _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Операторы предприятия, принимающего нефть:

Смену сдал _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Смену принял _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Е
(рекомендуемое)

Формы актов приема-сдачи нефти по СИКН

Е.1 Форма № 1 для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20__ г. (сдача по СИКН)
(форма для оформления партии нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Договор об оказании услуг по транспортированию нефти № _____

Маршрутное поручение № _____

Производитель _____

Грузоотправитель _____

Грузополучатель _____

Для _____

Пункт назначения _____

Экспортер (импортер)[1] _____

Таможенная декларация (ввозная, вывозная)[1] _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____, принял нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на момент начала текущей сдачи: объем, $м^3$				
масса, т				
на момент завершения текущей сдачи: объем, $м^3$				
масса, т				
Объем, $м^3$				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С				

[1] Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении.

Наименование показателя	Дата			
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема, кг/м^3				
Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3				
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3				
Поправка на плотность[1)], кг/м^3				
Номер паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, %, всего в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				
[1)] Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по рекомендациям [5]).				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение[1)] нефти: __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Е.2 Форма № 2 акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ СИКН №

Delivery-acceptance act Oil measurement station

Пункт приема-сдачи нефти _____ Предприятие (владелец) ПСП _____
Receiving point Enterprise (owner) of RP

Маршрутное поручение № _____ Договор об оказании услуг по транспортировке нефти _____
Routingt order Oil transportation agreement

Производитель _____
Producer

Грузоотправитель _____
Consigner

Грузополучатель _____
Consignee

Пункт назначения _____
Destination

Экспортер (импортер)[1] _____
Exporter (importer)[1]

Таможенная декларация (ввозная, вывозная) от _____ № _____
Customs declaration (import, export)

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
Authorized representative of consigner инициалы, фамилия (full name)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , сдал
Acting on the basis on the Power of Attorney dated delivered

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
Authorized representative of consignee инициалы, фамилия (full name)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , 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:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН: system of measuring of oil quantity and indications of oil quality: на момент начала текущей сдачи: as for the moment of begin of the current deliver объем, $м^3$ volume, m^3 масса, т weight, t				

[1] Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении.
Complete if there is a data about exporter (importer) in the routing order.

Наименование показателя	Дата			
на момент завершения текущей сдачи: as for the moment of completion of the current deliver объем, $м^3$ volume, m^3 масса, т weight, t				
Объем нефти, $м^3$ Oil volume, m^3				
Масса нефти брутто, т Crude oil gross weight, t				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С Crude oil temperature at volume measurements conditions, °С				
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа Crude oil pressure at volume measurements conditions, MPa				
Плотность при температуре 15 °С, $кг/м^3$ Density at temperature 15 °С, kg/m^3				
Плотность при температуре 20 °С $кг/м^3$ Density at temperature 20 °С, kg/m^3				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема, $кг/м^3$ Crude oil density at temperature and pressure at volume measurements conditions, kg/m^3				
Поправка на плотность[1], $кг/м^3$ Density correction[1], kg/m^3				
Номер паспорта качества нефти: № of crude oil certificate of quality				
Массовая доля балласта: Всего, %				
Mass part of the ballast: % Total				
В том числе Including воды, % water content, % хлористых солей, % chloride salt content, % механических примесей, % mechanical admixtures, %				
Массовая доля серы, % Mass part of sulfur, %				
Масса балласта, т Ballast weight, t				
Масса нефти нетто, т Oil net weight, t				

[1] Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по рекомендациям [5])
Complete in case of malfunction of the densitometer (determine in compliance with recommendations [5]).

Масса нефти нетто (прописью) _____ m.
Oil net weight (in words) _____ t.

Обозначение[1)] нефти :
Oil classification : __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал: Delivered	_____ личная подпись signature	_____ инициалы, фамилия full name	Принял: Received	_____ личная подпись signature	_____ инициалы, фамилия full name

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Е.3 Форма № 3 акта приема-сдачи нефти по показаниям СИКН для валовых суточных объемов нефти

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

(форма для валовых объемов нефти)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

СИКН № _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , принял нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Результаты измерений СИКН (показания СОИ или ВА): на момент начала текущей сдачи: объем, $м^3$ масса, т на момент завершения текущей сдачи: объем, $м^3$ масса, т				
Объем, $м^3$				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти при условиях измерений объема, °С				
Давление нефти при условиях измерений объема, МПа				
Плотность нефти при температуре и давлении при условиях измерений объема, $кг/м^3$				
Поправка на плотность[1)], $кг/м^3$				
Номер паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта, всего, % в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				

[1)] Заполняют при отказе поточного преобразователя плотности (определяют по рекомендациям [5]).

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение[1)] нефти: __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Формы актов приема-сдачи нефти по резервуарам

Ж.1 Форма № 1 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20__ г.
(сдача по резервуарам)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

Договор об оказании услуг по транспортированию нефти № _____

Маршрутное поручение № _____

Производитель _____

Грузоотправитель _____

Грузополучатель _____

Для _____

Пункт назначения _____

Экспортер (импортер)[1] _____

Таможенная декларация (ввозная, вывозная)[1] _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , принял нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Номер резервуара				
Уровень нефти: до заполнения, откачки, мм после заполнения, откачки, мм				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти в резервуаре, °С				
Плотность нефти при температуре измерений объема, кг/м^3				
Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3				
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3				
Номер паспорта качества нефти				

[1] Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении.

Наименование показателя	Дата			
Массовая доля балласта всего, % в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение[1)] нефти: __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Ж.2 Форма № 2 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для оформления партии нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20 __ г.
(сдача по резервуарам)

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____

Delivery-acceptance act

Пункт приема-сдачи нефти _____ Предприятие (владелец) ПСП _____
Receiving point Enterprise (owner) of RP

Маршрутное поручение № _____ Договор об оказании услуг по транспортировке нефти _____
Routingt order Oil transportation agreement

Производитель _____
Producer

Грузоотправитель _____
Consigner

Грузополучатель _____
Consignee

Пункт назначения _____
Destination

Экспортер (импортер)[1] _____
Exporter (importer)[1]

Таможенная декларация (ввозная, вывозная) от _____ № _____
Customs declaration (import, export)

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
Authorized representative of consigner инициалы, фамилия (full name)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , сдал
Acting on the basis on the Power of Attorney dated delivered

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
Authorized representative of consignee инициалы, фамилия (full name)

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , 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:

Наименование показателя	Дата			
Номер резервуара Number of storage				
Уровень нефти: Oil height				
до заполнения, откачки, мм before filling, pumping, mm				
после заполнения, откачки, мм after filling, pumping, mm				

[1] Заполняют при наличии указанных данных в маршрутном поручении.
Complete if there is a data about exporter (importer) in the routing order.

Наименование показателя	Дата			
Масса нефти брутто, т Crude oil gross weight, t				
Температура нефти в резервуаре, °С Crude oil temperature in storage, °С				
Плотность нефти при температуре измерений объема, кг/м^3 Crude oil density at temperature in storage, kg/m^3				
Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 15 °С, kg/m^3				
Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 20 °С, kg/m^3				
Номер паспорта качества нефти № of crude oil certificate of quality				
Массовая доля балласта всего, % Mass part of the ballast total, %				
В том числе: Including воды, % water content, % хлористых солей, % chloride salt content, % механических примесей, % mechanical admixtures, %				
Массовая доля серы, % Mass part of sulfur, %				
Масса балласта, т Ballast weight, t				
Масса нефти нетто, т Oil netweight, t				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Oil net weight (in words) _____ t.

Обозначение[1)] нефти :

Oil classification : __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал:			Принял:		
Delivered	личная подпись signature	инициалы, фамилия full name	Received	личная подпись signature	инициалы, фамилия full name

М.П. **М.П.**

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Ж.3 Форма № 3 акта приема-сдачи нефти по резервуарам для валовых объемов нефти

Акт приема-сдачи нефти № _____ от _____ 20__ г.
(сдача по резервуарам)

Пункт приема-сдачи нефти _____

Предприятие (владелец) ПСП _____

Уполномоченный представитель сдающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , сдал

Уполномоченный представитель принимающей стороны _____ ,
инициалы, фамилия

действующий на основании доверенности от _____ № _____ , принял нефть следующего количества и качества:

Наименование показателя	Дата			
Номер резервуара				
Уровень нефти: до заполнения, откачки, мм после заполнения, откачки, мм				
Масса нефти брутто, т				
Температура нефти в резервуаре, °С				
Плотность нефти при температуре измерений объема, кг/м^3				
Номер паспорта качества нефти				
Массовая доля балласта всего, % в том числе: воды, % хлористых солей, % механических примесей, %				
Массовая доля серы, %				
Масса балласта, т				
Масса нефти нетто, т				

Масса нефти нетто (прописью) _____ т.

Обозначение[1)] нефти: __ . ___ . ___ . ___ .

Сдал: _____ _____ Принял: _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия личная подпись инициалы, фамилия

М.П. М.П.

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Приложение И
(обязательное)

Формы паспорта качества нефти

И.1 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
Receiving point _____

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 Measurement method	Результат испытаний Test result
1 Температура нефти при условиях измерений объема, °С Crude oil temperature at volume measurements conditions, °С		
2 Давление нефти при условиях измерений объема, МПа Crude oil pressure at volume measurements conditions, MPa		
3 Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м^3 Crude oil density at temperature and pressure at volume measurements conditions, kg/m^3		
4 Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 20 °С , kg/m^3		
5 Плотность нефти при 15 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 15 °С , kg/m^3		
6 Массовая доля воды, % Water content, mass, %		
7 Массовая концентрация (массовая доля) хлористых солей, мг/дм^3 (%) Chloride salt content, mg/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)		

Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний Measurement method	Результат испытаний Test result
11 Выход фракций при температуре до (at *T* up to) 200 °С, % Distillation: (at *T* up to) 200 °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)		

Примечания

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

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

3 При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение[1)] нефти
Oil classification : __ . ___ . ___ . ___ .

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
личная подпись (signature) инициалы, фамилия (name)

Представитель сдающей стороны _____
предприятие (company)

_____ _____
личная подпись (signature) инициалы, фамилия (name)

Представитель принимающей стороны _____
предприятие (company)

_____ _____
личная подпись (signature) инициалы, фамилия (name)

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

И.2 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/_____

Наименование танкера /Tanker/_____

Количество, тонн	Брутто/ Gross
Quantity, ton	

Наименование показателя Quality characteristics	Метод испытаний Measurement method	Результат испытаний Test result
1 Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 20 °C, kg/m^3		
2 Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м^3 Crude oil density at temperature 15 °C, kg/m^3		
3 Массовая доля воды, % Water content, mass %		
4 Массовая концентрация (массовая доля) хлористых солей, мг/дм^3 (%) Chloride salt content, mg/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: (at *T* up to) 200 °C, %		
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[1)] нефти
Oil classification : __ . ___ . ___ . ___ .

Представитель испытательной лаборатории _____ _____
личная подпись (signature) инициалы, фамилия (name)

[1)] На территории Российской Федерации обозначение нефти приводят по ГОСТ Р 51858—2002 [2].

Библиография

[1]	Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 8.595—2004	Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
[2]	Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 51858—2002	Нефть. Общие технические условия
[3]	Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 8.563—2009	Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений
[4]	Правила по метрологии Российской Федерации ПР 50.2.006—94	Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений
[5]	Рекомендации по метрологии МИ 2153—2004	Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях

УДК 665.6:531.751:006.354 МКС 17.020 Т86.5

Ключевые слова: масса, масса брутто товарной нефти, масса балласта, масса нетто товарной нефти, пункт приема-сдачи, объем, система измерений, поверка, контроль метрологических характеристик, акт приема-сдачи, паспорт качества

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

Государственная система обеспечения единства измерений

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

РМГ 100—2010

Редактор *Л. В. Афанасенко*
Технический редактор *Н. С. Гришанова*
Корректор *Н. И. Гаврищук*
Компьютерная верстка *Т. Ф. Кузнецовой*

Сдано в набор 24.10.2011. Подписано в печать 13.01.2012. Формат 60×84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 5,15. Тираж 201 экз. Изд. № 4059/4. Зак. 1309.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Набрано и отпечатано в Калужской типографии стандартов, 248021 Калуга, ул. Московская, 256.

gost.e-ecolog.ru