ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55610— 2013

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Общие технические условия

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, Техническим комитетом по стандартизации ТК 24 «Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1002-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии по стандартизации сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен 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 . . . 2
4 Сокращения . . . 3
5 Общие положения . . . 3
6 Классификация . . . 3
7 Технические требования . . . 4
7.1 Основные показатели и характеристики . . . 4
7.2 Требования к составным частям систем измерений количества и показателей качества нефти . 6
7.3 Комплектность . . . 12
7.4 Маркировка и упаковка . . . 12
8 Требования к обслуживающему персоналу . . . 12
9 Требования безопасности . . . 13
9.1 Требования взрывобезопасности . . . 13
9.2 Требования пожарной безопасности . . . 13
9.3 Требования электробезопасности . . . 13
9.4 Требования информационной безопасности . . . 13
10 Требования охраны окружающей среды . . . 14
11 Правила приемки . . . 14
11.1 Виды испытаний . . . 14
11.2 Правила проведения испытаний . . . 14
12 Методы контроля . . . 14
12.1 Средства измерений . . . 14
12.2 Условия и порядок проведения испытаний . . . 14
13 Транспортирование и хранение . . . 15
13.1 Условия транспортирования . . . 15
13.2 Условия хранения . . . 15
14 Указания по эксплуатации . . . 15
14.1 Условия эксплуатации . . . 15
14.2 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации . . . 15
15 Гарантии изготовителя . . . 16
Приложение А (рекомендуемое) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений . . . 17
Приложение Б (рекомендуемое) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений . . . 19
Приложение В (обязательное) Порядок расчета числа измерительных линий . . . 21
Библиография . . . 22

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Общие технические условия

Oil measuring systems. General specifications

Дата введения — 2015—07—07

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые системы измерений количества и показателей качества нефти.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.106—96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 2.601—2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 8.417—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ 8.510—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 12.1.004—91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.018—93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования

ГОСТ 12.1.030—81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.2.020—76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка

ГОСТ 12.2.049—80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 15.005—86 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 27.003—90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 14192—96 Маркировка грузов

ГОСТ 14202—69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 14254—96 (МЭК 529—89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 23170—78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 26828—86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

Издание официальное

ГОСТ Р 8.595—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 54149—2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 54808—2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с указанным всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **блок измерений показателей качества нефти** (unit of measurement of quality of oil): Часть системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из измерительных преобразователей, измерительных приборов, технологического оборудования, предназначенная для отбора проб и измерений показателей качества нефти.

3.2 **блок измерительных линий** (unit of measuring lines): Часть системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из входного и выходного коллекторов, коллектора к поверочной установке, измерительных линий и дренажной системы.

3.3 **измерительная линия** (measuring line): Часть системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователя расхода в комплекте со струевыпрямительной секцией (по техническому заданию на проектирование), кармана для термометра, преобразователей давления и температуры, манометра и термометра, запорной и регулирующей (по техническому заданию на проектирование) арматуры, фильтра (в случае если не предусмотрен отдельный блок фильтров).

3.4 **контрольно-резервная измерительная линия** (control and reserve measuring line): Измерительная линия, предназначенная для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода в период между поверками, а также для включения в работу в качестве резервной измерительной линии.

3.5 **рабочая измерительная линия** (working measuring line): Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти.

3.6 **резервная измерительная линия** (reserve measuring line): Измерительная линия, находящаяся в ненагруженном резерве, которая в любой момент времени может быть включена в работу.

3.7 **система измерений количества и показателей качества нефти** (petroleum quantity and parameters of quality measurements systems): Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти.

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

3.9 **стандартные условия** (standard conditions): Условия, соответствующие температуре нефти 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

3.10 **техническая документация** (technical documentation): Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

3.11 **эталонная измерительная линия** (standard measuring line): Измерительная линия, оснащенная эталонным преобразователем расхода и предназначенная для поверки или контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
АРМ — автоматизированное рабочее место;
БИК — блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ — блок измерительных линий;
ЗИП — запасные части, инструменты, принадлежности и материалы;
ИЛ — измерительная линия;
КМХ — контроль метрологических характеристик;
ПЗУ — пробозаборное устройство;
ПП — преобразователь плотности;
ПР — преобразователь расхода;
ПУ — поверочная установка;
СИ — средство измерений;
СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ — система обработки информации;
ТЗ — техническое задание;
ТПУ — трубопоршневая поверочная установка;
УОСГ — устройство определения свободного газа;
УРД — узел регулирования давления.

5 Общие положения

5.1 СИКН изготавливаются в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН.
5.2 Должна проводиться метрологическая экспертиза:
а) ТЗ на проектирование СИКН;
б) проектной документации.

Примечания
1 Метрологическую экспертизу проводят аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.
2 Юридические лица и индивидуальные предприниматели, проводящие метрологическую экспертизу вышеуказанных документов, вправе затребовать дополнительные материалы.

5.3 Тип СИКН, предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, подлежит обязательному утверждению.

5.4 СИ, входящие в состав СИКН, предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа.

5.5 СИКН и СИ, входящие в состав СИКН, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации — периодической поверке.

6 Классификация

6.1 По методу измерений СИКН классифицируются на:
а) СИКН, реализующие косвенный метод динамических измерений массы нефти;
б) СИКН, реализующие прямой метод динамических измерений массы нефти.
6.2 По цели применения СИКН классифицируются на:
а) коммерческие, т. е. применяемые в товарно-коммерческих операциях с нефтью;
б) оперативные, т. е. применяемые в оперативном, ведомственном учете нефти.

7 Технические требования

7.1 Основные показатели и характеристики

7.1.1 Показатели назначения

7.1.1.1 СИКН представляет собой измерительную систему, предназначенную для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти, соответствующей ГОСТ Р 51858.

7.1.1.2 Задачи СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений:

а) измерение массы брутто нефти ПР по каждой ИЛ;

б) вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом;

в) измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры.

7.1.1.3 Задачи СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений:

а) измерение объема нефти ПР;

б) измерение плотности нефти в БИК поточными ПП;

в) измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры;

г) вычисление массы брутто нефти по каждой ИЛ по результатам измерений:

1) объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти в БИК, приведенных к стандартным условиям,

2) объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти в БИК, приведенной к условиям измерений объема;

д) вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом.

7.1.1.4 Функции СИКН:

а) дистанционное и местное управление запорной арматурой ИЛ (включение в работу, выключение из работы ИЛ);

б) поддержание минимально допустимого давления в ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

в) управление расходом нефти через БИК;

г) автоматический отбор объединенной пробы:

1) пропорционально объему транспортируемой нефти,

2) пропорционально времени транспортирования нефти;

д) ручной отбор точечной пробы;

е) автоматизированное и ручное выполнение поверки и КМХ поточных СИ без нарушения работы СИКН. Автоматическое формирование и печать протоколов поверки и КМХ;

ж) дистанционный и местный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на точность измерений количества нефти;

и) автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров:

1) объемный и массовый расход нефти по каждой ИЛ и в БИК,

2) объемный и массовый расход нефти по СИКН в целом,

3) вязкость нефти (динамической и кинематической) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

4)объемная и массовая доли воды в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

5) массовая доля серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

6) содержание свободного газа (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

7) плотность нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

8) температура нефти по каждой ИЛ и в БИК,

9) давление нефти по каждой ИЛ и в БИК,

10) перепад давления нефти на фильтрах,

11) давление нефти во входном и выходном коллекторах;

к) индикация и автоматическое обновление данных измерений массы, объема, расхода по каждой ИЛ и СИКН в целом, показателей качества нефти;

л) регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передача в системы верхнего уровня;

м) формирование в автоматическом режиме отчетов за заданный интервал времени и приемо-сдаточных документов. Формирование по запросу текущих отчетов, актов приема—сдачи и паспортов качества нефти. Отображение и печать отчетов;

н) учет и формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).

7.1.1.5 Для СИКН, расположенных перед резервуарным парком, давление на выходе из СИКН, определяемое расчетным путем, должно обеспечивать прием нефти в резервуары с учетом гидравлических потерь. При размещении СИКН между подпорной и основной насосной должно быть обеспечено требуемое давление на приеме основной насосной при всех режимах работы.

7.1.1.6 Суммарные гидравлические потери на СИКН при максимальном расходе должны определяться ТЗ на проектирование СИКН.

Примечание — Рекомендуемые суммарные гидравлические потери на СИКН при максимальном расходе:

1) в рабочем режиме не более 0,2 МПа;

2) в режиме поверки не более 0,4 МПа.

7.1.1.7 Массу нефти вычисляют по ГОСТ Р 8.595.

7.1.1.8 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН, реализующих прямой и косвенный методы динамических измерений, — ± 0,25 %.

7.1.1.9 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН, реализующих прямой и косвенный методы динамических измерений, — ± 0,35 %.

7.1.1.10 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений, приведены в приложении А.

7.1.1.11 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений, приведены в приложении Б.

7.1.12 Характеристики и параметры СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должны быть выражены в единицах величин по ГОСТ 8.417.

7.1.2 Конструктивные требования

7.1.2.1 СИКН должны проектироваться из взаимозаменяемых СИ и оборудования, входящих в состав функциональных блоков.

7.1.2.2 Каждый модуль и узел в сборе должен иметь крепления для строповых устройств.

7.1.2.3 Должна быть предусмотрена защита СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, исключающая возможность их несанкционированной настройки.

7.1.2.4 Конструкция СИКН должна обеспечивать возможность проведения КМХ СИ, поверки, обслуживания и ремонта СИ и оборудования, не подвергая персонал опасности, в условиях, предусмотренных изготовителем.

7.1.2.5 Конструкция СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна обеспечивать нанесение информационных и предупреждающих надписей, знаков и обозначений в местах, доступных для просмотра.

7.1.2.6 БИК должен располагаться в помещении здания (сооружения) с контролем доступа, блок-боксе с контролем доступа, шкафу с контролем доступа.

7.1.3 Требования к электромагнитной совместимости

7.1.3.1 Электрооборудование, входящее в состав СИКН, должно быть устойчивым к воздействию внешних помех.

7.1.3.2 Степень устойчивости к воздействию внешних помех должна соответствовать стандартам на электрооборудование, ТЗ на проектирование СИКН и обеспечивать функционирование СИКН в условиях, установленных в настоящем стандарте.

7.1.4 Требования надежности

7.1.4.1 Срок службы СИКН в условиях и режимах эксплуатации, установленных настоящим стандартом, должен составлять не менее 8 лет.

7.1.4.2 Допускается применение СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, со сроком службы менее 8 лет с ремонтом или заменой при эксплуатации СИКН.

7.1.4.3 Другие показатели надежности, при необходимости, должны устанавливаться в ТЗ на проектирование СИКН в соответствии с ГОСТ 27.003.

7.1.4.4 СИКН должны быть восстанавливаемыми и сохранять свои характеристики в течение всего срока службы.

7.1.5 Требования стойкости к внешним воздействиям

7.1.5.1 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны быть изготовлены в климатических исполнениях согласно ГОСТ 15150.

7.1.5.2 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны быть устойчивыми (защищены) к воздействию температуры, влажности окружающего воздуха, атмосферного давления, вибраций, уда-

ров и должны сохранять характеристики в пределах норм, установленных в настоящем стандарте и ТЗ на проектирование СИКН, во время воздействия на них влияющих величин в рабочих условиях применения.

7.1.6 Требования эргономики

7.1.6.1 СИКН должны проектироваться и изготавливаться по эргономическим требованиям, установленным в ТЗ на проектирование СИКН, позволяющим снижать влияние дискомфорта, усталости, утомляемости и психологического напряжения обслуживающего персонала.

7.1.6.2 Эргономические требования к конструкции СИКН должны устанавливать ее соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям в соответствии с ГОСТ 12.2.049.

7.1.7 Требования (рекомендации) по экономному использованию сырья, материалов, топлива, энергии

СИКН должны проектироваться и изготавливаться с учетом соблюдения показателей энергосбережения и энергетической эффективности, установленных в стандартах и ТЗ на проектирование СИКН.

7.1.8 Требования транспортабельности

Для обеспечения свободной транспортировки, погрузки и выгрузки габаритные размеры и масса упакованных СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должны устанавливаться с учетом размеров грузовых люков, площадок транспортных средств и габаритов погрузки, а также правил и требований к размещению и перевозке грузов, установленных на транспорте соответствующего вида.

7.2 Требования к составным частям систем измерений количества и показателей качества нефти

7.2.1 Требования к составу СИКН

Состав СИКН определяется ТЗ на проектирование СИКН. В общем случае СИКН включает в себя:

а) блок фильтров (при отсутствии фильтров в БИЛ);

б) БИЛ;

в) БИК;

г) УРД;

д) ПЗУ;

е) ПУ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

ж) технологические трубопроводы с запорной арматурой;

и) вспомогательное оборудование;

к) систему автоматизации СИКН;

л) систему распределения электроэнергии (определяется ТЗ на проектирование СИКН).

7.2.2 Блок фильтров

7.2.2.1 Блок фильтров должен состоять не менее чем из двух фильтров.

7.2.2.2 Фильтры укомплектовывают съемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами (определяется ТЗ на проектирование СИКН), кранами-воздушниками, дренажными кранами, манометрами или дифференциальными манометрами (определяется ТЗ на проектирование СИКН) и преобразователем разности давления.

7.2.2.3 Блок фильтров или фильтры, устанавливаемые на ИЛ, должны обеспечивать требуемую производителем ПР степень фильтрации.

7.2.2.4 Каждый фильтр блока фильтров должен обеспечивать производительность работы СИКН в рабочем диапазоне расхода (фильтр, входящий в состав ИЛ, обеспечивает производительность работы ПР в рабочем диапазоне расхода ИЛ).

7.2.2.5 Блок фильтров должен быть оснащен дренажной системой.

7.2.3 Блок измерительных линий

7.2.3.1 Состав БИЛ:

а) входной и выходной коллекторы;

б) коллектор к ПУ;

в) ИЛ (рабочие, резервные, контрольно-резервная или эталонная).

7.2.3.2 Пропускная способность определяется количеством ИЛ, рассчитываемым в соответствии с приложением В.

7.2.3.3 На коллекторах БИЛ устанавливают:

а) на входном коллекторе:

1) манометр,

2) преобразователь давления;

б) на выходном коллекторе:

1) манометр,

2) преобразователь температуры в комплекте с термокарманом при применении ПР (массовых) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

3) термометр с термокарманом и с защитной гильзой при применении ПР (массовых) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

4) преобразователь давления.

7.2.3.4 Контрольно-резервная ИЛ включается в работу по последовательно-параллельной схеме с рабочими ИЛ [для работы в контрольном режиме (для проведения КМХ) — последовательно, для работы в резервном режиме (при проведении измерений) — параллельно]. Резервная ИЛ включается в работу параллельно рабочим ИЛ. Эталонная ИЛ включается в работу последовательно с рабочими, резервными ИЛ.

7.2.3.5 В состав ИЛ входят:

а) запорная арматура на входе ИЛ (для контрольно-резервной ИЛ — запорная арматура с дистанционным и местным контролем герметичности);

б) фильтр со съемной крышкой, краном отвода газовоздушной смеси, дренажным краном (при отсутствии блока фильтров);

в) преобразователь дифференциального давления на фильтре с дистанционной и местной индикацией (при наличии фильтра);

г) ПР в комплекте со струевыпрямительной секцией (определяется ТЗ на проектирование СИКН в соответствии с технической документацией на ПР) и/или прямыми участками до и после ПР;

д) запорная арматура с дистанционным и местным контролем герметичности на выходе ИЛ и на отводах от ИЛ к коллектору ПУ;

е) преобразователь температуры при применении ПР (объемных) (после прямолинейного участка за ПР);

ж) термометр с термокарманом и с защитной гильзой при применении ПР (объемных) (после прямолинейного участка за ПР);

и) манометры (до и после фильтра, после прямолинейного участка за ПР);

к) преобразователь давления (после прямолинейного участка за ПР);

л) регулятор расхода с электроприводом на выходе ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

м) дренажные краны в нижних точках ИЛ.

7.2.4 Блок измерений показателей качества нефти

7.2.4.1 Состав БИК:

а) ПП нефти (основной и резервный), расположенные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК (при прямом методе динамических измерений массы нефти необходимость ПП определяется ТЗ на проектирование СИКН);

б) преобразователи влагосодержания в нефти (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН), расположенные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК;

в) преобразователи вязкости (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН), расположенные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК;

г) преобразователи серосодержания в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

д) преобразователи температуры в комплекте с термокарманами;

е) термометры с термокарманами и с защитной гильзой;

ж) преобразователи давления;

и) манометры;

к) автоматические пробоотборники (рабочий и резервный) с герметичными контейнерами, обеспечивающие отбор проб по заданной программе и в соответствии с ГОСТ 2517. Контейнеры обеспечиваются местным и/или дистанционным контролем наполнения (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

л) устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517;

м) циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемыми приводами, обеспечивающими автоматическое регулирование расхода нефти через БИК (при насосной схеме БИК);

н) расходомер с дистанционной и местной индикацией (наличие местной индикации определяется ТЗ на проектирование СИКН);

п) система промывки преобразователей показателей качества нефти в составе:

1) электронасосного агрегата,

2) емкости для промывочной жидкости,

3) системы трубопроводов с запорной арматурой;

р) фильтры (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

с) запорная арматура на входе и выходе БИК для оперативного и аварийного отключения БИК;

т) места для подключения пикнометров или эталонных ПП, эталонных преобразователей вязкости и УОСГ;

у) место для измерения плотности нефти ареометром (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

ф) устройство контроля протечек на дренажном коллекторе (при подключении БИК после ИЛ) (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

х) термостатирующий цилиндр (определяется ТЗ на проектирование СИКН).

7.2.4.2 В технологической обвязке БИК рекомендуется применять шаровые краны, а в верхних точках — шаровые краны-воздушники.

7.2.4.3 Отбор нефти в БИК должен осуществляться с входного или выходного коллектора БИЛ или из подводящего (отводящего) технологического трубопровода, расположенного в непосредственной близости от БИЛ.

7.2.4.4 БИК выполняют по насосной или безнасосной схеме.

7.2.4.5 Безнасосная схема применяется в случае возможности возврата нефти в технологический трубопровод с меньшим давлением без нарушения учета нефти. При безнасосной схеме в БИК дополнительно устанавливается регулятор расхода.

7.2.4.6 БИК должен быть подключен к дренажной системе с возможностью ее промывки или пропарки.

7.2.5 Узел регулирования давления

7.2.5.1 УРД предусматривается в составе технологического комплекса СИКН для поддержания избыточного давления на выходе СИКН не ниже рассчитанного значения.

7.2.5.2 УРД должен размещаться на выходе СИКН.

7.2.5.3 УРД должен состоять из двух регуляторов с электроприводом. УРД должен обеспечивать бескавитационный режим работы ПР.

7.2.5.4 Параметры регуляторов определяются исходя из обеспечения работы СИКН на максимальном и минимальном расходе при отключении одного из регуляторов, а также на основании гидравлических расчетов и расчетов потерь давления.

7.2.5.5 Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после ПР должно быть не менее значения, рассчитанного по формуле

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

где $P_н$ — давление насыщенных паров, МПа (определяется в соответствии с документом на методику измерений);

ΔP — перепад давления на ПР, МПа (определяется по технической документации на ПР).

Примечание — При отличии формулы в технической документации на ПР для расчета значения избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$ от приведенной, допускается проводить расчет по технической документации.

7.2.6 Пробозаборное устройство

7.2.6.1 Отбор нефти в БИК должен осуществляться с помощью ПЗУ, выполненного в соответствии с ГОСТ 2517 (место установки ПЗУ определяется ТЗ на проектирование СИКН).

7.2.6.2 Трубопровод от ПЗУ до БИК и от БИК до точки врезки возвратного трубопровода должен иметь теплоизоляцию (за исключением случаев, когда ПЗУ и БИК находятся в одном или смежных отапливаемых помещениях).

7.2.6.3 ПЗУ необходимо устанавливать с лубрикатором (определяется ТЗ на проектирование СИКН) для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы нефтепровода.

7.2.7 Поверочная установка

7.2.7.1 СИКН или группу СИКН, размещенных на одной площадке, рекомендуется оснащать ПУ.

7.2.7.2 В качестве ПУ применяются:

а) ТПУ;

б) компакт-прувер;

в) установка с эталонным (и) ПР.

7.2.7.3 Тип ПУ, а также условия ее размещения должны определяться ТЗ на проектирование СИКН.

7.2.7.4 Площадка, на которой размещается ПУ, должна обеспечивать возможность ее обслуживания в соответствии с технической документацией.

7.2.7.5 ПУ должна оснащаться устройством дистанционного и/или местного контроля протечек на запорном устройстве ТПУ.

7.2.7.6 Диапазон расходов ПУ должен соответствовать рабочему диапазону расхода ПР, установленных в БИЛ.

7.2.7.7 Максимальное рабочее давление ПУ должно соответствовать максимальному рабочему давлению СИКН.

7.2.7.8 ПУ должна быть подключена к дренажной системе и системе промывки (при их наличии).

7.2.7.9 ТПУ должна иметь теплоизоляцию калиброванного участка (за исключением случаев ее размещения в отапливаемом помещении).

7.2.7.10 Метрологические характеристики ПУ должны соответствовать ГОСТ 8.510.

7.2.8 Технологические трубопроводы

7.2.8.1 Трубы для технологических трубопроводов должны выбираться по стандартам и технической документации с учетом условий эксплуатации.

7.2.8.2 Диаметры коллекторов, диаметры и количество ИЛ, диаметры и длины трубопроводов технологических обвязок следует выбирать с учетом гидравлических потерь при максимальной производительности СИКН.

7.2.8.3 Технологический трубопровод СИКН должен быть оснащен узлом подключения ПУ.

7.2.8.4 Технологическая обвязка БИЛ и БИК должна обеспечивать возможность отключения, демонтажа поточных СИ без нарушения работы СИКН.

7.2.8.5 Поточные СИ при демонтаже должны замещаться катушками.

7.2.8.6 Запорную арматуру с номинальным диаметром более DN 150 рекомендуется оснащать электроприводами.

7.2.8.7 Класс герметичности запорной арматуры — А по ГОСТ Р 54808.

7.2.8.8 Запорная арматура, протечки в узле затвора которой могут оказать влияние на достоверность учетных операций, результаты поверки и КМХ ПР, должна быть с устройством контроля протечек (дистанционным и местным). Количество и место установки запорной арматуры должны определяться технологической схемой СИКН.

7.2.8.9 Надземные технологические трубопроводы должны защищаться от коррозии атмосферостойкими лакокрасочными покрытиями.

7.2.8.10 Подземные технологические трубопроводы должны защищаться от коррозии антикоррозионными покрытиями.

7.2.8.11 Для изоляции сварных стыков подземных технологических трубопроводов должны применяться покрытия на основе термоусаживающихся полимерных лент.

7.2.8.12 По всей протяженности трубопроводов дренажа и сбора утечек должен быть обеспечен постоянный уклон в сторону дренажной емкости (резервуара) не менее 0,002 и исключены местные провисы для обеспечения полного освобождения трубопроводов и оборудования от нефти.

7.2.9 Вспомогательное оборудование

7.2.9.1 В состав вспомогательного оборудования СИКН включается:

а) дренажная система, включающая общую или две раздельные дренажные емкости для учтенной и неучтенной нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН) с погружными насосами откачки и сигнализаторами максимального уровня нефти;

б) фильтры-грязеуловители на входе СИКН (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

в) индикатор фазового состояния (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

г) иное оборудование в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН.

7.2.9.2 В системе дренажа (или дренажных кранах) должен быть обеспечен дистанционный и местный контроль протечек.

7.2.9.3 На площадках обслуживания БИЛ и ПУ должны быть предусмотрены грузоподъемные машины.

7.2.10 Система автоматизации СИКН

7.2.10.1 Система автоматизации СИКН должна обеспечивать контроль состояния и управление технологическим оборудованием СИКН, управление технологическим процессом, связь с другими системами автоматизации и информационными системами, сбор, обработку, передачу данных, регистрацию, архивирование, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования СИКН в соответствии со стандартами на автоматизированные системы, ТЗ на проектирование СИКН.

7.2.10.2 Система автоматизации СИКН должна быть оснащена источником(ами) бесперебойного питания, обеспечивающими ее работу в течение не менее 2 ч после отключения электроэнергии, а также средствами сигнализации отсутствия основного питания.

7.2.10.3 Система автоматизации СИКН должна обеспечивать отображение и вывод на печать отчетных данных с числом цифр после запятой, указанным в таблице 7.1.

Таблица 7.1 — Перечень отчетных данных

Параметр (характеристика)	Единица величины	Число цифр после запятой
Масса	т	3
Объем	$м^3$	3
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	$кг/м^3$	1
Вязкость динамическая	мПа · с	1
Вязкость кинематическая	$мм^2/с$	1
Положение арматуры (отображение в АРМ оператора)	%	0
Массовая доля воды	%	2
Массовая доля балласта	%	4
Массовая доля хлористых солей	%	4
Массовая доля механических примесей	%	4
Массовая доля серы (определяется ТЗ на проектирование СИКН)	%	2

7.2.10.4 Система автоматизации СИКН должна обеспечивать хранение архивов в течение следующего времени:

а) протоколы событий, тренды — 1 год;

б) данные оперативной информации за 2 ч, отчеты за одну смену, сутки — 1 год;

в) месячные отчеты — 1 год;

г) паспорта качества, акты приема-сдачи — 5 лет;

д) отчеты по наработке оборудования, СИ, запорной арматуры — 1 год.

7.2.10.5 Требования и перечень (объем) технологической и измерительной информации, отображаемых на мониторе АРМ оператора СИКН, перечень отчетных документов, формируемых в АРМ оператора СИКН, должны определяться ТЗ на проектирование СИКН.

7.2.10.6 Система автоматизации СИКН должна иметь трехуровневую структуру:

а) нижний уровень;

б) средний уровень;

в) верхний уровень.

7.2.10.7 К нижнему уровню системы автоматизации СИКН должны относиться СИ.

7.2.10.8 К среднему уровню системы автоматизации СИКН должны относиться программируемые логические контроллеры, модули ввода-вывода, коммутаторы, преобразователи сигналов, входные и

выходные реле, барьеры искрозащиты и другое оборудование, обеспечивающее работу программируемых логических контроллеров, располагаемое в шкафах устройств сопряжения с объектом.

7.2.10.9 К верхнему уровню системы автоматизации СИКН должно относиться АРМ оператора.

7.2.10.10 СОИ должна быть интегрирована в состав среднего уровня системы автоматизации СИКН.

7.2.10.11 СОИ должна быть реализована посредством измерительно-вычислительного комплекса.

7.2.10.12 Программное обеспечение, применяемое в СОИ, должно подвергаться метрологической аттестации.

7.2.10.13 Программное обеспечение должно иметь алгоритм, соответствующий методике измерений СИКН.

7.2.10.14 В общем случае СОИ должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

а) вычисление объема нефти при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в том числе по каждой ИЛ и по СИКН в целом;

б) вычисление текущего значения плотности нефти при температуре и давлении в БИК;

в) приведение текущего значения плотности нефти к условиям измерения объема нефти и к стандартным условиям;

г) вычисление массы нефти;

д) вычисление средневзвешенного значения плотности нефти при условиях измерения объема за отчетный период (2 ч, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям;

е) вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой ИЛ и для СИКН в целом за отчетный период (2 ч, смена, сутки) (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

ж) ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или приведенных в свидетельстве о поверке СИ;

и) автоматическая корректировка коэффициента преобразования ПР в зависимости от изменения расхода или расхода и вязкости;

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

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

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

н) управление отбором проб;

п) КМХ рабочих ПР по ПУ, эталонному или контрольно-резервному ПР;

р) замещение поверяемого рабочего ПР контрольно-резервным ПР, используемым в качестве рабочего, для измерения количества нефти, проходящей через поверяемый рабочий ПР во время его поверки;

с) КМХ ПП;

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

у) индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и качественных параметров нефти;

ф) защита от несанкционированного доступа к константам системы, участвующим в вычислении массы нефти, результатов поверки и КМХ ПР;

х) формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация изменений констант системы с указанием паролей доступа в соответствии с 9.4.3;

ш) формирование протоколов поверки рабочих, контрольно-резервных и эталонных ПР, ПУ, ПП, протоколов КМХ рабочих, контрольно-резервных ПР, ПП;

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

э) ведение статистики (выборка количества нефти, измеренного за заданный интервал времени, наработка оборудования, СИ, циклов срабатывания запорной арматуры и другое), формирование трендов по заданным параметрам за заданный интервал времени (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

ю) синхронизация системного времени.

7.2.10.15 Конечный перечень задач, обязательных к реализации в СОИ, должен определяться ТЗ на проектирование СИКН.

7.2.11 Система распределения электроэнергии

7.2.11.1 Система распределения электроэнергии СИКН должна предназначаться для обеспечения электроснабжения и управления оборудованием.

7.2.11.2 По обеспечению надежности электроснабжения электрооборудование СИКН должно относиться к электроприемникам категории I по ПУЭ [1].

7.2.11.3 Электроснабжение СИКН должно осуществляться от сети одно- или трехфазного напряжения, качество электроэнергии должно соответствовать ГОСТ Р 54149.

7.3 Комплектность

7.3.1 Обязательный комплект поставки СИКН должен определяться ТЗ на проектирование СИКН.

7.3.2 В комплект поставки СИКН должны входить:

а) СИКН в составе, установленном настоящим стандартом и ТЗ на проектирование СИКН;

б) ЗИП в составе, установленном ТЗ на проектирование СИКН, в соответствии с технической документацией на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН;

в) эксплуатационная документация по ГОСТ 2.601, предназначенная для комплектации, монтажа, наладки и эксплуатации;

г) документация, подтверждающая соответствие СИКН, СИ и оборудования, входящего в состав СИКН, требованиям настоящего стандарта, стандартов, технических регламентов.

7.4 Маркировка и упаковка

7.4.1 На СИКН, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны быть нанесены информационные и предупреждающие надписи, знаки и обозначения.

7.4.2 Маркировка должна сохраняться и быть читаемой в течение всего срока службы СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН.

7.4.3 Маркировка СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна соответствовать ГОСТ 26828.

7.4.4 Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки технологических трубопроводов СИКН должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 14202.

7.4.5 Маркировка груза должна выполняться по ГОСТ 14192.

7.4.6 Упаковка СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна выполняться в соответствии с ГОСТ 23170, технической документацией на СИ и оборудование.

7.4.7 Упаковка совместно с консервацией должна обеспечивать сохранность СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, от климатических и механических повреждений при погрузочно-разгрузочных работах, транспортировании и хранении.

8 Требования к обслуживающему персоналу

8.1 К монтажу, наладке, обслуживанию и ремонту СИКН допускают лиц не моложе 18 лет, имеющих квалификацию, соответствующую выполняемой работе, прошедших в установленном порядке обязательный медицинский осмотр (обследование) и не имеющих в соответствии с медицинским заключением противопоказаний для выполнения работы, прошедших в установленном порядке обучение и проверку знаний и навыков в области охраны труда.

8.2 Допущенный к работе и обслуживанию СИКН персонал должен знать свои обязанности, перечень, объем, характер и продолжительность работ, выполняемых самостоятельно или в составе бригады, безопасные приемы производства работ или ведения технологических процессов, правила и навыки пользования первичными средствами пожаротушения, уметь правильно использовать индивидуальные и коллективные средства защиты, при выполнении работ руководствоваться требованиями производственных (должностных) инструкций, инструкций по эксплуатации и безопасному производству работ, инструкций по охране труда.

8.3 Допущенный к работе и обслуживанию СИКН персонал должен знать эксплуатационную документацию на СИКН, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, уметь выполнять предусмотренные должностной инструкцией работы.

8.4 Допущенный к работе и обслуживанию СИКН персонал должен выполнять работу в специальной одежде, специальной обуви и с использованием средств индивидуальной защиты.

9 Требования безопасности

9.1 Требования взрывобезопасности

9.1.1 СИКН должны проектироваться с учетом исключения образования взрывоопасной среды, исключения условий образования источника зажигания.

9.1.2 Безопасность СИКН и оборудования, входящего в состав СИКН, должна быть подтверждена сертификатом соответствия или декларацией о соответствии или заключением экспертизы промышленной безопасности (в соответствии с установленной формой оценки соответствия).

9.1.3 Электрооборудование должно иметь защиту от доступа к частям, находящимся под напряжением, попадания внутрь внешних твердых предметов и/или воды, обеспечиваемую оболочками по ГОСТ 14254.

9.1.4 Электрооборудование, входящее в состав СИКН и находящееся во взрывоопасных зонах, должно быть взрывозащищенного исполнения.

9.1.5 Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования — II (IIA) по ГОСТ 12.2.020, температурный класс электрооборудования — не ниже Т3 по ГОСТ 12.2.020, уровень взрывозащиты — повышенная надежность против взрыва по ГОСТ 12.2.020.

9.2 Требования пожарной безопасности

9.2.1 Пожарная безопасность СИКН должна обеспечиваться в соответствии с ГОСТ 12.1.004.

9.2.2 Пожарная безопасность СИКН должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

9.2.3 Системы обеспечения пожарной безопасности СИКН должны обеспечивать предотвращение пожара, безопасность людей и защиту СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, при пожаре.

9.2.4 Система предотвращения пожара должна исключать условия возникновения пожара путем исключения условий образования горючей среды и/или исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

9.2.5 Система противопожарной защиты должна обеспечивать защиту людей и СИКН от воздействия опасных факторов пожара и/или ограничение его последствий.

9.2.6 Комплекс организационно-технических мероприятий должен включать в себя создание таких условий, реализация которых позволит обеспечить пожарную безопасность СИКН.

9.2.7 При размещении СИКН на открытом воздухе или на открытом воздухе под навесом должны соблюдаться противопожарные разрывы до зданий (сооружений), предусмотренные действующими строительными нормами и правилами.

9.3 Требования электробезопасности

9.3.1 Электрооборудование СИКН должно иметь защиту от короткого замыкания, перегрузок, перенапряжений.

9.3.2 В СИКН должно быть предусмотрено:

а) включение и отключение электрооборудования в нормальном режиме работы;

б) надежное отключение электрооборудования и линий для ревизий и ремонтных работ.

9.3.3 Молниезащита СИКН должна выполняться по [2], защита от статического электричества — по ГОСТ 12.1.018.

9.3.4 Электрооборудование СИКН должно быть заземлено по ГОСТ 12.1.030.

9.3.5 Фланцевые соединения трубопроводов должны быть зашунтированы перемычками.

9.3.6 Выбор марок кабелей и способа их прокладки должен осуществляться в соответствии с требованиями стандартов и технической документации, требованиями разработчиков СИ и электрооборудования, а также условиями эксплуатации.

9.4 Требования информационной безопасности

9.4.1 Информационная безопасность должна обеспечиваться средствами используемой операционной системы и средствами специализированного программного обеспечения.

9.4.2 Должен быть предусмотрен контроль и защита от несанкционированного доступа пользователей к функциям и данным системы.

9.4.3 Программное обеспечение должно иметь резервные архивные копии на внешних носителях информации.

10 Требования охраны окружающей среды

10.1 Безопасность окружающей среды при эксплуатации СИКН должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти.

10.2 СИКН, а также СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, при хранении, транспортировке, эксплуатации и утилизации должны исключать прямое или косвенное негативное воздействие на окружающую среду.

11 Правила приемки

11.1 Виды испытаний

СИКН подвергают приемо-сдаточным испытаниям и приемочным испытаниям в соответствии с ГОСТ 15.005.

11.2 Правила проведения испытаний

11.2.1 Испытания СИКН должны проводиться по утвержденным программам и методикам испытаний, соответствующим ГОСТ 2.106.

11.2.2 Программа и методика приемо-сдаточных испытаний должна быть согласована заказчиком и утверждена изготовителем. Программа и методика приемочных испытаний должна быть согласована изготовителем и утверждена заказчиком.

11.2.3 В испытаниях должны принимать участие представители заказчика и изготовителя. При необходимости к испытаниям должны привлекаться представители органов государственного надзора.

11.2.4 Результаты испытаний должны оформляться протоколами и актами испытаний.

11.2.5 Приемо-сдаточные испытания проводят в целях оценки соответствия СИКН требованиям ТЗ на проектирование СИКН, определения работоспособности и принятия решения о возможности проведения приемочных испытаний.

11.2.6 Приемочные испытания проводят в целях оценки определенных ТЗ на проектирование характеристик, проверки и подтверждения соответствия СИКН требованиям ТЗ на проектирование в условиях, соответствующих условиям эксплуатации.

11.2.7 Допускается совмещать приемочные испытания с сертификационными испытаниями и испытаниями в целях утверждения типа.

12 Методы контроля

12.1 Средства измерений

12.1.1 Используемые при испытаниях СИ должны быть поверены.

12.1.2 Выбор СИ должен осуществляться в соответствии с требованиями программ и методик испытаний.

12.2 Условия и порядок проведения испытаний

12.2.1 Испытания должны проводиться в порядке и объеме, предусмотренном программами и методиками испытаний.

12.2.2 Испытания должны проводиться в условиях эксплуатации СИКН.

12.2.3 При проведении испытаний и измерений необходимо соблюдать требования правил и инструкций по безопасности.

12.2.4 При испытаниях в общем случае должны выполняться следующие мероприятия:

а) проверка соответствия комплектности, маркировки, упаковки СИКН требованиям стандартов и ТЗ на проектирование СИКН;

б) проведение проверки соответствия СИКН требованиям безопасности;

в) проведение проверки на прочность и герметичность;

г) проведение опробования оборудования СИКН;

д) определение метрологических и технических характеристик.

13 Транспортирование и хранение

13.1 Условия транспортирования

13.1.1 Условия транспортирования СИКН, СИ и оборудования в упакованном виде всеми видами транспорта в части воздействия климатических факторов должны соответствовать ГОСТ 15150.

13.1.2 СИКН должны сохранять работоспособность и внешний вид после воздействия на них механических факторов, возникающих при транспортировании в упаковке всеми видами транспорта в условиях транспортирования Ж по ГОСТ 23170.

13.2 Условия хранения

13.2.1 Хранение СИКН должно осуществляться в закрытых или других помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха существенно меньше, чем на открытом воздухе, расположенных в любых макроклиматических районах, в том числе в районах с тропическим климатом.

13.2.2 Хранение СИКН должно осуществляться в условиях, соответствующих условиям Ж3 по ГОСТ 15150.

14 Указания по эксплуатации

14.1 Условия эксплуатации

14.1.1 СИКН должны эксплуатироваться в соответствии с руководством по эксплуатации.

14.1.2 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны располагаться в условиях, соответствующих категориям размещения по ГОСТ 15150.

14.1.3 Условия окружающей среды при эксплуатации СИКН и входящих в их состав СИ и оборудования при их наружной установке и при установке внутри зданий (сооружений), блок-боксов должны соответствовать климатическим условиям эксплуатации.

14.1.4 СИКН или отдельные блоки СИКН размещаются:

а) на открытом воздухе;

б) на открытом воздухе под навесом;

в) в закрытых зданиях (сооружениях) с контролем доступа.

14.1.5 БИЛ, БИК, ПУ должны располагаться в зонах, в которых при нормальном режиме работы оборудования взрывоопасные смеси горючих газов или паров легковоспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

14.2 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации

14.2.1 Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации СИКН должно осуществляться в соответствии с комплексом организационных и технических мероприятий, обеспечивающих поддержание постоянной работоспособности СИКН в период их службы.

14.2.2 При проведении метрологического и технического обслуживания должны соблюдаться требования, установленные руководством по эксплуатации.

14.2.3 Метрологическое и техническое обслуживание СИКН при эксплуатации должно предусматривать:

а) подготовку персонала;

б) обеспечение организационных структур предприятий (организаций), обслуживающих СИКН, комплектом нормативной, технической и эксплуатационной документации на официальном языке страны, в которой располагается предприятие (организация);

в) обеспечение ЗИП, обменным фондом СИ и технологического оборудования;

г) контроль технического состояния;

д) метрологическое обслуживание:

1) поверку СИКН и входящих в ее состав СИ и эталонов,

2) КМХ поточных СИ, входящих в состав СИКН, в интервале между поверками.

14.2.4 При приближении окончания срока службы (по окончании срока службы) СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, проводятся мероприятия по продлению срока службы.

14.2.5 СИКН, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, подлежат утилизации в соответствии с порядком, установленным на предприятии (организации), являющемся владельцем СИКН.

15 Гарантии изготовителя

15.1 Изготовитель должен гарантировать соответствие СИКН требованиям ТЗ на проектирование СИКН при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

15.2 Гарантийный срок эксплуатации СИКН со дня ввода в эксплуатацию — не менее 12 мес. Гарантийный срок хранения СИКН на объекте эксплуатации — не менее 3 мес.

Приложение А
(рекомендуемое)

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений, приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 — СИ и оборудование, входящие в состав СИКН

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 Измерительные линии (ИЛ)		
1.1.1 ПР (объемный) (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой) рабочий, резервный	± 0,15 %[1)]	—
1.1.2 ПР (объемный) (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой) контрольно-резервный, эталонный	± 0,1 %[2)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.3 Преобразователь давления	± 0,5 %[3)]	На каждой ИЛ
1.1.4 Преобразователь перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	± 2,5 %[3)]	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.5 Манометры	± 0,6 %[3)]	На каждой ИЛ
1.1.6 Преобразователь температуры	± 0,2 °С[4)]	На каждой ИЛ
1.1.7 Термометры стеклянные	± 0,2 °С[4)]	На каждой ИЛ. 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 Запорная арматура с устройством контроля герметичности	—	Запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ ПР
1.1.10 Струевыпрямители	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.11 Регулятор расхода	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.12 ПЗУ (устанавливается на коллекторе СИКН)	—	Согласно ГОСТ 2517
1.1.13 Регулятор давления на выходе СИКН	—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2 Блок измерений показателей качества нефти (БИК)		
1.2.1 ПП поточный — рабочий и резервный	± 0,3 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[4)]	Цена деления 0,1 °С
1.2.5 Преобразователь температуры	± 0,2 °С4)	—
1.2.6 ПР	± 5,0 %1)	—
1.2.7 Пробоотборник автоматический (рабочий и резервный)	—	—

Окончание таблицы А.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН		Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2.8 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		—	—
1.2.9 Регулятор расхода		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.10 Циркуляционный насос[5)]		—	При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
1.2.11 Фильтры со съемными крышками (рабочий и резервный)		—	—
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН			
2.1 СОИ		± 0,05 %[6)]	—
2.2 Вторичная аппаратура ПР		± 0,05 %[6)]	В случае невозможности применения ПР без вторичной аппаратуры (прибора)
2.3 АРМ оператора		—	—
2.4 ПУ		Разряд I или II по ГОСТ 8.510	На одной площадке с СИКН
3 Дополнительные СИ и оборудование			
3.1 ПП эталонный стационарный в БИК		± 0,1 кг/м^3 [4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.2 Преобразователь вязкости в БИК		± 1,0 %[3)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.3 Преобразователь серосодержания поточный в БИК с диапазонами измерений	от 0 % до 0,6 %	± 0,02 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	от 0,1 % до 1,8 %	± 0,06 %[4)]	
	от 1,8 % до 5,0 %	± 0,18 %[4)]	
3.4 Преобразователь влагосодержания поточный (рабочий и резервный) в БИК		± 0,1 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.5 Устройство по корректировке коэффициента преобразования ПР по расходу или расходу и вязкости		± 0,05 %[6)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, для коррекции коэффициента преобразования ПР
3.6 Суммирующий прибор		± 0,05 %[6)]	При количестве рабочих ИЛ две и более и отсутствии в СОИ встроенной функции суммирования
3.7 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа (рабочий и резервный)		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.8 Термостатирующий цилиндр в БИК		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.9 Промывочный насос в БИК		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН

[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)] Пределы допускаемой относительной погрешности.

Примечания

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

2 Вместо контрольно-резервного ПР допускается применение эталонного ПР (эталонного ПР, установленного на мобильной (передвижной) установке) в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН.

Приложение Б
(рекомендуемое)

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений, приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — СИ и оборудование, входящие в состав СИКН

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН		Пределы допускаемой погрешности СИ, не более	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН			
1.1 Измерительные линии (ИЛ)			
1.1.1 ПР (массовый) рабочий, резервный		± 0,25 %[1)]	—
1.1.2 ПР (массовый)	контрольно-резервный	± 0,20 %[2)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	эталонный	± 0,10 %[2)]	
1.1.3 Преобразователь перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах		± 2,5 %[3)]	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.4 Преобразователь давления		± 0,5 %[3)]	На каждой ИЛ
1.1.5 Манометры		± 0,6 %[3)]	На каждой ИЛ
1.1.6 Преобразователь температуры		± 0,2 °С[4)]	На выходном коллекторе. Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.7 Термометр стеклянный		± 0,2 °С[4)]	На выходном коллекторе. Определяется ТЗ на проектирование СИКН. Цена деления термометра 0,1 °С
1.1.8 Фильтр		—	При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают
1.1.9 Запорная арматура с устройством контроля герметичности		—	Запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ ПР
1.1.10 Регулятор расхода		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.11 ПЗУ (устанавливается на коллекторе СИКН)		—	Согласно ГОСТ 2517
1.1.12 Регулятор давления на выходе СИКН		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2 Блок измерений показателей качества нефти (БИК)			
1.2.1 ПП поточный		± 0,3 кг/м^3 [4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.2 Преобразователь давления		± 0,5 %[3)]	—
1.2.3 Манометр		± 0,6 %[3)]	—

Окончание таблицы Б.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН		Пределы допускаемой погрешности СИ, не более	Примечание
1.2.4 Преобразователь температуры		± 0,2 °С[4)]	—
1.2.5 Термометр стеклянный		± 0,2 °С[4)]	Цена деления термометра 0,1 °С
1.2.6 ПР		± 5,0 %[1)]	—
1.2.7 Пробоотборники автоматические (рабочий и резервный) с диспергатором		—	—
1.2.8 Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы с диспергатором		—	—
1.2.9 Регулятор расхода[5)]		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.10 Циркуляционный насос		—	При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы
1.2.11 Фильтры со съемными крышками (рабочий и резервный)		—	—
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН			
2.1 СОИ		± 0,05 %[6)]	—
2.2 АРМ оператора		—	—
2.3 Вторичная аппаратура преобразователя массового расхода		± 0,05 %[6)]	—
2.4 ПУ		Разряд I или II по ГОСТ 8.510	На одной площадке с СИКН
3 Дополнительные СИ и оборудование			
3.1 Преобразователь сероводержания поточный в БИК с диапазонами измерений	от 0 % до 0,6 %	± 0,02 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	от 0,1 % до 1,8 %	± 0,06 %[4)]	
	от 1,8 % до 5,0 %	± 0,18 %[4)]	
3.2 Преобразователь влагосодержания поточный (рабочий и резервный) в БИК		± 0,1 %[4)]	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.3 Индикатор (датчик) контроля наличия свободного газа (рабочий и резервный)		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.4 Термостатирующий цилиндр в БИК		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
3.5 Промывочный насос в БИК		—	Определяется ТЗ на проектирование СИКН

[1)] Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.
[2)] Пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.
[3)] Пределы допускаемой приведенной погрешности.
[4)] Пределы допускаемой абсолютной погрешности.
[5)] При применении частотного регулятора числа оборотов циркулярного насоса регулятор расхода в БИК не устанавливают.
[6)] Пределы допускаемой относительной погрешности.

Примечание — Допускается размещать ИЛ и БИК вместе в соответствии с 7.1.2.6.

Приложение В
(обязательное)

Порядок расчета числа измерительных линий

В.1 Число ИЛ $N_{ИЛ}$, шт., определяют по формуле

$$N_{ИЛ} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ}, \quad (В.1)$$

где $N_{РАБ}$ — число рабочих линий, шт.;
$N_{РЕЗ}$ — число резервных линий, шт.

В.2 Число рабочих линий $N_{РАБ}$, шт., определяют по формуле

$$N_{РАБ} = \frac{Q_{max}}{K_{загр} \cdot Q_{ПР}}, \quad (В.2)$$

где Q_{max} — максимальный расход через трубопровод, $м^3/ч$;
$K_{загр}$ — коэффициент загрузки, $K_{загр} = 0,8$;
$Q_{ПР}$ — максимальная пропускная способность ПР, $м^3/ч$.

В.3 ПР выбирают исходя из условия

$$K_{загр} \cdot Q_{ПР} \geq Q_{max}, \quad (В.3)$$

где Q_{max} — максимальный расход через трубопровод, $м^3/ч$.

В.4 Число резервных линий $N_{РЕЗ}$, шт., определяют по формуле

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot N_{РАБ}. \quad (В.4)$$

В.5 Число рабочих линий $N_{РАБ}$ и число резервных линий $N_{РЕЗ}$ округляются в большую сторону до целого значения.

Библиография

[1] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издания шестое и седьмое

[2] Международный стандарт МЭК 62305—1:2010 (IEC 62305—1:2010) Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы (Protection against lightning. — Part 1: General principles)

УДК 622.69—79:006.354 ОКС 17.060

Ключевые слова: нефть, измерения, проектирование, система измерений количества и показателей качества нефти, общие технические условия

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.И. Варенцова*
Компьютерная верстка *Е.Е. Кругова*

Сдано в набор 08.07.2014. Подписано в печать 12.08.2014. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,70. Тираж 90 экз. Зак. 3095.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru