ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.1004— 2021

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Метрологические и технические требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Публичным акционерным обществом «Нефтяная компания Роснефть» (ПАО «НК Роснефть»), Всероссийским научно-исследовательским институтом расходометрии — филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2021 г. № 1889-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». 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 информационного 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 в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

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 4
5 Технические требования к СИКНС 4
6 Метрологические требования к СИКНС 12
7 Технические требования к измерительным установкам 13
8 Метрологические требования к измерительным установкам 15
Приложение А (рекомендуемое) Методика расчета расхода нефти через пробозаборное устройство 17
Приложение Б (рекомендуемое) Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКНС 18
Приложение В (рекомендуемое) Типовая структурная схема программно-технического комплекса . . 19
Библиография 20

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Метрологические и технические требования

State system for ensuring the uniformity of measurements. Net oil as a part of oil-gas-water mixture quantity and quality parameters metering stations and metering units. Metrological and technical requirements

Дата введения — 2022—02—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на вновь изготовляемые и подвергаемые реконструкции системы измерений количества и параметров нефти в составе нефтегазоводяной смеси, измерительные установки и другие средства измерений (СИ), используемые для измерений количества нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости), не соответствующей техническим требованиям, установленным ГОСТ Р 51858 и ГОСТ 31378 по степени своей подготовки.

Настоящий стандарт предназначен для применения предприятиями добычи, транспортирования, переработки и хранения нефти, проектными организациями и предприятиями-изготовителями.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ 2517—2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 14254 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 31378 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ 32144 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 8.880 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода

ГОСТ Р 8.910 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия

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 учетом 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

Издание официальное

(принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссыпка, 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 термины по [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **«горячее» резервирование (данных):** Режим резервного копирования данных, при котором резервируемая база данных включена и открыта для потребителей. Копию базы данных приводят в согласованное состояние путем автоматического приложения к ней журналов резервирования по окончании копирования файлов данных. Режим горячего резервирования данных может быть реализован путем организации независимого одновременного процесса измерения и архивирования параметров потока элементами СОИ на случай выхода из строя компонентов СОИ.

3.2

диапазон измерений [рабочий диапазон]: Множество значений величин одного рода, которые могут быть измерены данным средством измерений или измерительной системой с указанной инструментальной неопределенностью или указанными показателями точности при определенных условиях.

[Рекомендация [2], пункт 7.34]

3.3

динамический режим (использования средств измерений): Режим использования средства измерений, связанный с изменениями условий (факторов) за время проведения измерительного эксперимента, которые влияют на результат измерения (оценку измеряемой величины), в т. ч. изменение измеряемой величины за время измерения.

[Рекомендация [2], пункт 4.15]

3.4

динамическое измерение: Измерение, при котором средства измерений используют в динамическом режиме.

[Рекомендация [2], пункт 4.16]

3.5 **измерительная линия:** Участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и вспомогательных устройств определяют в соответствии с нормативными документами и технической документацией, устанавливающими требования к процессам выполнения измерений.

3.6 **измерительная установка (количества и параметров нефтегазоводяной смеси):** Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная для:

- измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных динамических измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- косвенных динамических измерений массы скважинной жидкости без учета воды или массы нетто нефти;
- динамических измерений параметров нефтегазоводяной смеси;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечания

1 Измерительные установки применяют для измерений, проводимых непосредственно на скважинах или группах скважин.

2 Измерительные установки подразделяют на индивидуальные измерительные установки, т. е. обслуживающие отдельную скважину, и групповые измерительные установки, т. е. обслуживающие несколько скважин поочередно.

3.7

косвенное измерение [косвенный метод измерений]: Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной.

[Рекомендация [2], пункт 4.20]

3.8

масса нетто нефти: Масса нефти за вычетом масс отделенных воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний.

[Правила [3] пункт 2, перечисление 5]

3.9 **многофазный расходомер:** Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расхода многофазного потока нефтегазоводяной смеси и его отдельных компонентов без предварительной сепарации.

3.10 **нефтегазоводяная смесь или скважинная жидкость:** Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3.11 **параметры свободного попутного нефтяного газа:** Компонентный состав и физические величины: температура, плотность и давление.

3.12 **периодический режим измерений:** Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением измерений. Применительно к ИУ такой режим характеризуется поочередным выполнением измерений для каждой скважины, применительно к СИКНС такой режим измерений характеризуется периодическими перерывами в процессе проведения измерений, вызванными, например, остановкой перекачки нефти через СИКНС.

3.13 **попутный нефтяной газ:** Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и водяных паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии в нефтегазоводяной смеси.

3.14

прямое измерение [прямой метод измерений]: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений.

[Рекомендация [2], пункт 4.19]

3.15 **растворенный (попутный нефтяной) газ:** Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в нефти.

3.16 **свободный (попутный нефтяной) газ:** Часть попутного нефтяного газа, выделившаяся из нефтегазоводяной смеси в процессе ее добычи, транспортирования, подготовки и находящаяся в свободном состоянии.

3.17 **система измерительная (измерений) количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- прямых или косвенных динамических измерений массы и объема нефтегазоводяной смеси;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Примечание — В рамках настоящего стандарта противоаварийная и противопожарная защиты не рассматриваются.

3.18 **система сбора и обработки информации:** Вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах измеряемой среды, измеренных первичными преобразователями в условно-постоянных величинах, вводимых пользователем, а также включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

3.19 **стандартные условия:** Условия, соответствующие абсолютному давлению, равному 0,101325 МПа, и температуре, равной 20 °С (293,15 К).

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:
АРМ — автоматизированное рабочее место оператора;
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;
БИК — блок измерений показателей качества;
БИЛ — блок измерительных линий;
БКУ — блок контроля и управления;
БТ — блок технологический;
БФ — блок фильтров;
ИЛ — измерительная линия;
ИУ — измерительная установка;
МИ — методика (метод) измерений;
МХ — метрологические характеристики;
МФР — многофазный расходомер;
НД — нормативный документ;
НПВ — нижний предел воспламенения;
ПЗУ — пробозаборное устройство;
ПО — программное обеспечение;
ПР — измерительный преобразователь расхода;
ПСМ — переключатель скважин многоходовый;
ПУ — поверочная установка;
РСУ — распределенная система управления;
СИ — средство измерений;
СИКНС — система измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси;
СОИ — система сбора и обработки информации;
ТЗ — техническое задание.

5 Технические требования к СИКНС

5.1 Общий состав СИКНС

5.1.1 Проектирование СИКНС осуществляет разработчик на основании ТЗ, разработанного с учетом требований настоящего стандарта и согласованного заказчиком. Состав СИКНС определяют на стадии разработки ТЗ. В общем случае СИКНС состоит из технологической части, СОИ, РСУ либо АСУ ТП.

5.1.2 Технологическая часть СИКНС включает в себя БИЛ, БИК, ПЗУ, технологические и дренажные трубопроводы.

5.1.3 Также в состав технологической части СИКНС могут входить БФ, узел подключения передвижной ПУ, узел регулирования давления и узел регулирования расхода.

5.1.4 На площадке СИКНС может быть расположена стационарная ПУ.

5.1.5 ПЗУ рекомендуется устанавливать после диспергатора или смесителя потока. ПЗУ следует оснастить лубрикатором для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы СИКНС. При необходимости, в соответствии с требованиями ТЗ может быть установлено резервное ПЗУ.

5.1.6 Узел регулирования расхода через ПУ должен быть предусмотрен в случае, если место для подключения ПУ находится на выходе БИЛ. Допускается регулирование расхода осуществлять запорной арматурой на выходе измерительных линий или общем коллекторе БИЛ, а также изменением производительности насосных агрегатов, подающих нефтегазоводяную смесь.

5.1.7 Узел регулирования давления на выходе СИКНС должен быть предусмотрен в случае, если возможно выделение в свободное состояние растворенного в нефтегазоводяной смеси газа в количествах, превышающих требования ТЗ на проектирование СИКНС. Допускается предусматривать возможность регулирования давления на выходе СИКНС с использованием штатной запорной арматуры на выходе БИЛ.

5.2 Выбор СИ в составе СИКНС, материалов и оборудования

5.2.1 Необходимые расчеты и выбор технологического оборудования, СИ и материалов осуществляет разработчик с учетом технических требований заказчика, параметров измеряемой среды, климатических условий эксплуатации и НД.

5.2.2 Технические характеристики выбранного оборудования, а также технические и метрологические характеристики СИ должны обеспечивать точность измерений, указанную в таблице 4, при заданных технологических режимах работы СИКНС и характеристиках нефтегазоводяной смеси.

5.2.3 Необходимость оснащения запорной и регулирующей арматуры электроприводами определяют в ТЗ в зависимости от объема автоматизации учетных операций, операций поверки и контроля МХ ПР.

5.2.4 Запорную арматуру условным диаметром более 150 мм рекомендуется оснащать электроприводами.

5.2.5 Запорная арматура, протечки которой могут оказать влияние на достоверность результатов измерений, результаты поверки и контроля МХ ПР, результаты поверки стационарной ПУ по передвижной ПУ, должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544 и оборудована устройством контроля протечек (местным или дистанционным). Количество и место установки вышеупомянутой арматуры определяют технологической схемой СИКНС.

5.2.6 Трубы для технологических и дренажных трубопроводов следует выбирать с учетом категорий и условий эксплуатации трубопроводов согласно НД.

5.2.7 Состав СИКНС и выбранная технологическая схема должны обеспечивать выполнение следующих основных функций:

а) СИКНС, реализующие прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси:

1) прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой ИЛ;

б) СИКНС, реализующие косвенный метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси:

1) прямые динамические измерения объема нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях;

2) прямые динамические измерения плотности нефтегазоводяной смеси поточными преобразователями плотности в БИК;

3) косвенные измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой ИЛ;

в) СИКНС вне зависимости от реализованного метода измерений массы нефтегазоводяной смеси:

1) отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517 или ГОСТ Р 8.880 или рекомендациями [4] (в случае наличия автоматического пробоотборника в составе СИКНС отбор объединенной пробы следует проводить автоматически пропорционально объему перекачиваемой нефтегазоводяной смеси либо пропорционально времени перекачивания нефтегазоводяной смеси);

2) поверку ПР на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений (при наличии требований в нормативных документах и/или ТЗ);

3) контроль МХ СИ, если контроль МХ предусмотрен в ТЗ, без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов МХ (если предусматривается ТЗ).

Примечание — Контроль МХ осуществляют путем сличения показаний контролируемого СИ и средства его контроля. При размещении средства контроля на резервной (параллельной) линии схема должна обеспечивать последовательное их включение;

4) определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;

5) косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

5.2.8 Технологическая схема СИКНС должна обеспечивать:

- равномерное распределение потоков по используемым ИЛ (при наличии такого требования в ТЗ);
- регулирование расхода по ИЛ и через ПУ при проведении поверки и контроля МХ ПР;
- местное и дистанционное (при наличии требований в ТЗ) управление запорной арматурой СИКНС;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результаты измерений, поверок и контроля МХ СИ;
- ручной и, если предусмотрено ТЗ, автоматический отбор проб нефти в БИК;
- дренирование нефтегазоводяной смеси из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- возможность промывки или пропарки дренажных трубопроводов;
- возможность подключения системы промывки ПУ (при наличии стационарной ПУ, если необходимость системы промывки предусмотрена техническим заданием заказчика);

- установку технологического оборудования и измерительных преобразователей в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;
- возможность промывки и пропарки трубопроводов БИЛ и БИК;
- демонтаж измерительных преобразователей и технологического оборудования без нарушения непрерывности процесса эксплуатации СИКНС;
- возможность очистки ПЗУ и фильтров.

5.2.9 Избыточное давление в трубопроводе на входе в СИКНС на всех режимах работы должно быть достаточным для компенсации потерь давления на СИКНС и обеспечения давления на выходе СИКНС и поверочной установки. Рекомендуемыми значениями потерь давления на СИКНС являются 0,2 МПа в режиме работы и 0,4 МПа в режиме проведения КМХ или поверки. Окончательные требования к значениям потерь давления в различных режимах эксплуатации СИКНС следует определять в ТЗ.

5.2.10 Отбор нефтегазоводяной смеси в БИК может быть осуществлен как с входного, так и с выходного коллекторов БИЛ. В случае выделения фильтров в отдельный блок отбор нефти в БИК с входного коллектора осуществляют после блока фильтров. В случае, если отбор нефти в БИК осуществляют с входного коллектора, необходимо организовать возврат всей отобранной нефтегазоводяной смеси таким образом, чтобы возвращаемая нефть прошла через ИЛ и ее количество было измерено.

5.2.11 Если фильтры выделены в отдельный блок, допускается полнопоточный БИК. В этом случае СИ параметров измеряемой среды и средства отбора проб могут быть расположены не на байпасе, а на входном или выходном коллекторе, если параметры измеряемой среды и расход в коллекторе лежат в диапазонах соответствующих значений, указанных в документации на СИ, используемые в БИК.

5.2.12 БИК может быть выполнен по насосной или безнасосной схеме. Безнасосная схема может быть применена в случае возможности возврата нефти в технологический трубопровод с меньшим давлением.

5.3 Рекомендации по проектированию элементов СИКНС

5.3.1 Блок измерительных линий

5.3.1.1 Типовой состав БИЛ обычно включает в себя: входной и выходной коллекторы, ИЛ (рабочие, резервные, контрольные или контрольно-резервные), дренажную систему. По требованию ТЗ допускается наличие лишь одной ИЛ в БИЛ.

5.3.1.2 Диаметры входного и выходного коллекторов необходимо рассчитывать на максимальный расход нефти через СИКНС с учетом допускаемой скорости потока (не более 4 м/с — для промысловых нефтепроводов, 7 м/с — для остальных нефтепроводов). Также при выборе диаметров входного и выходного коллекторов рекомендуется учитывать необходимость поддержания измеряемой среды в однофазном состоянии или поддержания количества свободного газа в пределах, установленных в ТЗ, с учетом метрологических характеристик, используемых в составе СИКНС СИ.

5.3.1.3 На выходном коллекторе СИКНС должны быть установлены манометр и измерительный преобразователь давления. Согласно ТЗ на входном коллекторе СИКНС также могут быть установлены манометр и/или измерительный преобразователь давления, а также термокарманы для термометра и/или измерительного преобразователя температуры на выходном коллекторе СИКНС.

5.3.1.4 Количество рабочих ИЛ должно быть выбрано таким образом, чтобы значение расхода измеряемой среды через ПР находилось в пределах рабочего диапазона измерений расхода ПР. Рекомендуется предусматривать резервные ИЛ в количестве не менее 30 % рабочих ИЛ.

5.3.1.5 ИЛ, трубопроводы входного и выходного коллекторов должны иметь круглое сечение, прямые участки до и после ПР, по своей длине соответствующие требованиям технической документации производителя ПР и обеспечивающие работу ПР с метрологическими характеристиками, установленными методикой измерений СИКНС.

5.3.1.6 Рекомендации по типовому составу ИЛ в зависимости от типа ПР приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Рекомендации по типовому составу ИЛ в зависимости от используемого в составе ИЛ ПР

Элемент ИЛ	Тип ПР	
	Объемный	Массовый
Задвижка или шаровой кран на входе ИЛ с контролем протечек (в случае использования контрольно-резервной и/или контрольной ИЛ)	Да	Да
Дренажный кран и дренажные трубопроводы по каждой ИЛ (при отсутствии фильтра на ИЛ)	Да	Да

Окончание таблицы 1

Элемент ИЛ	Тип ПР	
	Объемный	Массовый
Фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ)	Да	Да
Струевыпрямитель или прямые участки до и после ПР	Да	Нет*
Задвижка или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе ИЛ и на выходе к ПУ	Да	Да
Регулятор расхода на выходе ИЛ (при необходимости)	Да	Да
Манометр и измерительный преобразователь давления за нормированным участком после ПР	Да	Нет**
Измерительный преобразователь температуры и термометр за нормированным участком после ПР	Да	Нет**
Шаровой кран-воздушник на входе ИЛ, расположенный в самой высокой точке ИЛ (при отсутствии фильтра на ИЛ)	Да	Да
Газоотделитель	При необходимости	

* Если иное не предусмотрено технической документацией изготовителя СИ.

** За исключением случаев, когда массовую долю воды в измеряемой среде определяют по результатам измерений плотности измеряемой среды каналом плотности массового ПР или случаев, когда необходима компенсация результата измерений массового ПР на давление и температуру.

5.3.1.7 Дренажную систему СИКНС следует проектировать закрытой и, при необходимости, раздельной для учтенной и неучтенной нефти.

5.3.1.8 Допускается использование МФР в качестве измерительных преобразователей расхода в ИЛ, если их использование позволяет проводить измерения с точностью, удовлетворяющей требованиям обязательных НД и настоящего стандарта.

5.3.2 Блок измерений параметров качества нефти

5.3.2.1 В случае организации БИК на байпасной линии отбор измеряемой среды в БИК следует осуществлять в соответствии с ГОСТ 2517, или ГОСТ Р 8.880, или рекомендациями [4]. При отборе проб должно выполняться условие изокинетичности потоков. Методика расчета расхода нефти через ПЗУ приведена в приложении А.

5.3.2.2 В случае организации полнопоточного БИК средства отбора пробы должны обеспечивать представительность отбора пробы и соответствовать ГОСТ Р 8.880.

5.3.2.3 В случае, если СИКНС используют для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений или по техническим требованиям заказчика, БИК должен быть расположен в отапливаемом помещении. Допускается размещение БИК в общем помещении с БИЛ. Инженерные системы помещения должны обеспечивать заданные в ТЗ условия работы БИК и безопасность его эксплуатации.

5.3.2.4 Рекомендуемая типовая комплектация СИ и оборудования БИК приведена в таблице 2.

Таблица 2 — Рекомендуемая типовая комплектация БИК

Тип СИ и оборудования	Примечание
Расходомер для контроля выполнения условий изокинетичности	—
Манометр, измерительный преобразователь избыточного давления	—
Термометр, измерительный преобразователь температуры	—

Окончание таблицы 2

Тип СИ и оборудования	Примечание
Измерительный преобразователь влагосодержания	—
Измерительный преобразователь плотности	Допускается не включать, если используются массовые ПР
Измерительный преобразователь вязкости	Допускается не включать, если используются массовые ПР или объемные ПР, у которых погрешность измерений не зависит от вязкости, и/или при проведении периодического контроля вязкости в испытательной лаборатории
Ручной пробоотборник	—
Узел для подключения пикнометрической установки	Допускается не включать, если в состав БИК не включен поточный плотномер
Регулятор расхода через БИК	Допускается не включать, если циркуляция рабочей среды через БИК реализована по безнасосной схеме в случае возможности возврата нефти в технологический трубопровод с меньшим давлением, а также в случае использования полнопоточного БИК
Циркуляционный насос	
Фильтр тонкой очистки	Допускается не включать, если в составе СИКНС предусмотрен БФ
Примечание — По требованию ТЗ допускается оснащать БИК дополнительными СИ различных параметров качества, такими как поточные анализаторы содержания солей и т.д.	

5.3.2.5 Термокарманы измерительных преобразователей температуры и термометров должны обеспечивать глубину погружения в рабочую среду не менее 2/3 диаметра трубопровода. Расположение термокарманов должно обеспечивать достоверность измерений. Диаметр термокарманов, а также их отдаление до и после ПР должны соответствовать допустимым требованиям к местным сопротивлениям и длинам прямых участков до и после ПР (для объемных ПР), указанных в эксплуатационной документации на ПР. Рекомендуется осуществлять заполнение термокарманов для СИ температуры теплопроводящей жидкостью.

5.3.2.6 Дренажная система должна быть закрытой. В верхних точках технологической обвязки должны быть предусмотрены шаровые краны-воздушники.

5.3.2.7 В технологической обвязке поточных преобразователей и оборудования БИК следует применять полнопроходные шаровые краны.

5.3.2.8 Инженерные системы помещения БИК должны обеспечивать:

- искусственное освещение с освещенностью не менее 100 люкс;
- автоматическое регулирование и поддержание температуры в помещении в заданных ТЗ пределах;
- естественную вытяжную вентиляцию из верхней зоны по полному объему помещения;
- механическую вытяжную вентиляцию из нижней зоны периодического действия с восьмикратным воздухообменом в час по полному объему помещения, включаемую автоматически (при достижении загазованности в объеме 20 % НПВ) и вручную с кнопочного поста, размещенного снаружи у входа в помещение;
- автоматическое отключение всех электропотребителей (кроме вентилятора) при достижении загазованности в объеме 50 % для промысловых нефтепроводов;
- контроль загазованности и пожара с соответствующими световой и звуковой сигнализациями снаружи у входа в помещение и на сигнальном табло в операторной.

5.3.3 Блок фильтров

5.3.3.1 БФ должен состоять не менее чем из двух фильтров (рабочего и резервного).

5.3.3.2 Количество и диаметр фильтров должны быть рассчитаны из условия обеспечения максимальной производительности СИКНС при общем перепаде давления на БФ, не превышающем значений, установленных изготовителем фильтров.

5.3.3.3 Рекомендуется применять фильтры с быстросъемными крышками и фильтрующими элементами из нержавеющей стали.

5.3.3.4 Фильтрующий элемент следует выбирать исходя из условия обеспечения необходимой степени фильтрации с учетом показателей качества нефти.

5.3.3.5 Фильтр должен быть оснащен дренажным краном, краном-воздушником, преобразователем перепада давления и манометрами или показывающими дифманометрами с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±2,5 %.

5.3.3.6 Дренажная система БФ должна быть закрытой.

5.3.4 Поверочная установка

5.3.4.1 В случае, если стационарная ПУ предусмотрена на площадке СИКНС, допускается отсутствие контрольной ИЛ в БИЛ.

5.3.4.2 ПУ может быть следующих типов:

- установка на основе массовых ПР;
- установка на основе весов;
- установка на основе весов и мерника;
- установка на основе трубопоршневой поверочной установки;
- установка на основе компакт-прувера.

Примечания

1 В случае, если в ИЛ в качестве ПР используют МФР, поверку МФР осуществляют в соответствии с его методикой поверки.

2 Следует учитывать, что применение ПУ на основе компакт-прувера или трубопоршневой установки невозможно при наличии свободного газа в нефтегазоводяной смеси.

5.3.4.3 ПУ должна быть аттестована в качестве эталона в соответствии с порядком, предусмотренным НД и поверочными схемами.

5.3.4.4 На входном и выходном коллекторах узла подключения ПУ должны быть предусмотрены манометры (и/или измерительные преобразователи давления) и термометры (и/или измерительные преобразователи температуры).

5.3.4.5 Исполнение поверочной установки должно соответствовать перекачиваемому продукту и обеспечивать работу с установленными характеристиками.

5.4 Общие рекомендации по автоматизации СИКНС

5.4.1 Система автоматизации СИКНС должна обеспечивать контроль состояния и управление технологическим оборудованием СИКНС, 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 СИКНС в соответствии со стандартами на автоматизированные системы и ТЗ на проектирование СИКНС.

5.4.1.1 Система автоматизации СИКНС должна быть реализована на базе микропроцессорных средств и представлять собой программно-технический комплекс.

5.4.1.2 Система автоматизации СИКН должна иметь трехуровневую структуру:

а) нижний уровень, включающий в себя СИ;

б) средний уровень, включающий в себя программируемые логические контроллеры, модули ввода-вывода, коммутаторы, преобразователи сигналов, входные и выходные реле, искробезопасные барьеры и другое оборудование, обеспечивающее работу программируемых логических контроллеров, располагаемое в шкафах устройств сопряжения с объектом;

в) верхний уровень, включающий в себя АРМ.

5.4.2 Система сбора и обработки информации

5.4.2.1 СОИ обеспечивает автоматизированное выполнение функций сбора, обработки, отображения, регистрации информации, результатов измерений и управление режимами работы СИКНС. СОИ может быть реализована как в действующих помещениях операторной, так и в отдельном блоке-боксе. В случае размещения СОИ в отдельном блоке-боксе, он должен быть оснащен системой отопления с возможностью регулировки температуры помещения, освещения, вентиляции, пожарной сигнализации и охранной сигнализации.

5.4.2.2 В общем случае СОИ состоит из двух функциональных блоков: системы автоматизированного управления технологическим оборудованием, выполняющей функции по управлению режимами работы СИКНС, и измерительной системы, включающей в себя метрологгически значимое программное обеспечение

5.4.2.3 При проектировании СОИ рекомендуется наличие «горячего» резервирования.

5.4.2.4 Число входных сигналов СОИ и их тип должны быть определены при разработке ТЗ с учетом резерва (не менее одного входа каждого типа из используемых).

5.4.2.5 СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) обработка сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей;

б) преобразование значений параметров входных сигналов в значения величин и их отображение;

в) автоматизация операций поверки и контроля МХ ПР с формированием протоколов и коррекцией коэффициентов преобразования СИ;

г) возможность отображения и регистрации измерительной и технологической информации:

1) просмотр в реальном масштабе времени режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей;

2) просмотр пределов измеряемых величин;

3) просмотр констант и коэффициентов преобразования СИ;

4) автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов), если это предусмотрено требованиями ТЗ;

5) оповещение персонала о нарушениях технологического режима и об аварийных ситуациях (вывод сообщения на экран, подача звукового сигнала, вывод на печать);

6) регистрация событий в журнале событий;

д) возможность автоматизированного управления и технологического контроля за работой оборудования:

1) установку режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей БИК;

2) управление задвижками;

3) управление пробоотборниками;

4) переключение комплектов оборудования;

е) формирование основных отчетных документов, если это предусмотрено требованиями ТЗ:

1) отчетов (за 2 ч, смену, сутки, месяц);

2) паспорта качества нефти;

3) акта приема-сдачи;

4) суточного оперативного журнала регистрации показаний СИ СИКНС;

ж) архивирование данных;

и) печать отчетных документов, журналов событий, протоколов поверки и контроля;

к) вывод информации в локальную сеть принимающей (сдающей) стороны по согласованным протоколам обмена;

л) многоуровневую парольную защиту СОИ от несанкционированного доступа с разделением уровней доступа к просмотру и изменению настроек и конфигурации, а также изменению технологических параметров для различных групп пользователей. Следует использовать только персонифицированные учетные записи;

м) вывод информации в систему верхнего уровня по согласованным протоколам обмена в соответствии с перечнем параметров, утвержденным заказчиком;

н) ведение журнала аварийных и технологических сообщений;

п) ведение журнала событий безопасности;

р) контроль целостности и подлинности метрологически значимого ПО, в том числе встроенного;

с) защиту системного журнала от несанкционированных изменений.

5.4.2.6 Итоговый перечень требований, обязательных к реализации в СОИ, определяют при составлении и согласовании ТЗ на СИКНС.

5.4.2.7 Итоговый объем технологической и измерительной информации, отображаемый на мониторе АРМ оператора СИКНС, перечень и форма отчетных документов, формируемых в АРМ оператора СИКНС, определяются при составлении и согласовании ТЗ на СИКНС.

5.4.2.8 СОИ должна обеспечивать отображение и вывод на печать отчетных данных с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 3.

Таблица 3 — Число значащих цифр после запятой при выводе СОИ различных параметров

Параметр (характеристика)	Единицы измерения	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м^3	1
Массовая доля воды	%	2
Вязкость	сСт	1
Положение арматуры	%	0
Масса	т	3
Объем	м^3	3
Массовая доля хлористых солей	%	3
Массовая доля механических примесей	%	3
Объемное содержание свободного газа	%	3
Содержание растворенного газа	м^3/м^3 или % масс.	3

5.4.2.9 Рекомендуемый цвет индикации, применяемый для отображения на мнемосхеме состояния СИ и оборудования, если иное не предусмотрено ТЗ, должен соответствовать:

- зеленый — рабочее состояние, объект работает в штатном режиме, открыто (для запорной арматуры также указывают процент открытия);
- желтый — промежуточное состояние открытия (для регулирующей арматуры), неопределенное состояние объекта (в случае возможности автоматизированного диагностирования такого состояния объекта):
- красный — объект отключен;
- красный мигающий — аварийное состояние объекта;
- серый — закрыто (для запорной и регулирующей арматуры).

5.4.2.10 При проектировании СОИ следует предусмотреть технические средства для хранения архивов в течение указанных сроков:

- журналы событий, тренды — 1 год;
- данные оперативной информации за 2 ч, отчеты за смену, сутки — 1 год;
- месячные отчеты — 1 год (3 года, если это предусмотрено ТЗ);
- паспорта качества, акты приема-сдачи (в соответствии с ТЗ) — 1 год.

5.4.2.11 Для исключения несанкционированного доступа к внутренним элементам СОИ должна быть предусмотрена возможность установки клейм и пломб в соответствии с требованиями НД и иные средства защиты от несанкционированного доступа (многоуровневая система паролей, проверка контрольных сумм метрологически значимой части ПО и т.д.), предусмотренные в ТЗ и соответствующие уровням защиты ПО, приведенным в рекомендациях [5].

5.4.2.12 При проектировании СИКНС необходимо предусмотреть источники бесперебойного питания, обеспечивающие непрерывную работу СИКНС в целом не менее 2 ч.

5.4.2.13 СИ, оборудование и запорная арматура измерительных, дренажных, продувочных, промывочных и пропарочных линий, входящих в состав СИКНС, должны быть обеспечены местами для пломбирования и клеймения.

5.5 Системе распределения электроэнергии СИКНС

5.5.1 Система распределения электроэнергии СИКНС должна быть предназначена для обеспечения электроснабжения и управления оборудованием.

5.5.2 По обеспечению надежности электроснабжения электрооборудование СИКНС должно относиться к электроприемникам категории I по правилам [3].

5.5.3 Электроснабжение СИКНС должно быть от сети однофазного или трехфазного напряжения, качество электроэнергии должно соответствовать ГОСТ 32144.

5.6 Взрывобезопасность СИКНС

5.6.1 СИКНС должны проектироваться с учетом предупреждения образования взрывоопасной среды и предупреждения воспламенения взрывоопасной среды.

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

5.6.3 Электрооборудование, входящее в состав СИКНС и находящееся во взрывоопасных зонах, должно быть взрывозащищенного исполнения.

5.6.4 Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования — II (IIA) по ГОСТ 12.2.020, температурный класс электрооборудования — Т3 или Т2 (устанавливается в ТЗ на проектирование СИКНС) по ГОСТ 12.2.020, уровень взрывозащиты — повышенная надежность против взрыва по ГОСТ 12.2.020.

5.7 Требования к сроку эксплуатации СИКНС

5.7.1 Рекомендуемый срок службы СИКНС устанавливается в ТЗ и должен составлять не менее 8 лет. Допускается применение в составе СИКНС оборудования и СИ, имеющих срок службы менее 8 лет, при условии обеспечения их ремонта или замены при эксплуатации СИКНС.

5.7.2 СИКНС должны быть восстанавливаемыми и сохранять свои характеристики в течение всего срока службы.

5.7.3 Окончательные требования к сроку службы СИКНС устанавливаются при составлении и согласовании ТЗ на проектирование СИКНС исходя из условий эксплуатации и специфики измеряемой среды.

5.8 Гарантии изготовителя

5.8.1 Проектная организация должна гарантировать соответствие СИКНС требованиям ТЗ на проектирование СИКНС при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

5.8.2 Сроки гарантийного обслуживания СИКНС устанавливаются изготовителем СИКНС в соответствии с условиями договора. Рекомендуемый срок гарантийного обслуживания составляет 12 мес со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 мес с момента поставки СИКНС.

6 Метрологические требования к СИКНС

6.1 В случае, если СИКНС используют для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений или по требованию технического задания заказчика:

- ТЗ и проектная документация на изготовление СИКНС должны пройти метрологическую экспертизу в аккредитованной организации;
- методика измерений массы нефти с применением СИКНС должна быть аттестована аккредитованной организацией.

Примечание — При разработке методики измерений следует руководствоваться ГОСТ Р 8.910.

- все СИ СИКНС должны иметь действующие свидетельства о поверке (и/или знаки поверки, если это предусмотрено их методиками поверки).

Примечание — Для расходомера в БИК, используемого для контроля выполнения условия изокинетичности, и для СИ перепада давления, установленных в БФ и СИ, используемых в качестве индикаторов, допускается вместо проведения поверки проводить калибровку.

- СИКНС должна пройти испытания в целях утверждения типа в аккредитованной организации, иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа с описанием типа;
- также в случае, если СИКНС используют для осуществления приемо-сдаточных операций, ТЗ должно быть согласовано между сдающей и принимающей сторонами.

6.2 Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти с применением СИКНС обосновываются в разрабатываемой МИ и в проекте технико-экономическим анализом, условиями измерений, выбранным методом измерений с учетом метрологических характеристик СИ.

6.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси в зависимости от объемной доли воды в скважинной жидкости приведены в таблице 4 и отображены графически в приложении Б.

Таблица 4 — Показатели точности измерений с применением СИКНС

Наименование погрешности	Пределы допускаемой погрешности, %
Относительная погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды с применением СИКНС (δM), %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде (φ), %:	
Объемная доля воды φ, %*	Пределы допускаемой погрешности, %
От 0 до 5 включ.	±1,0
Св. 5 до 15 включ.	± (0,15 φ + 0,25)
Св. 15 до 35 включ.	± (0,075 φ + 1,375)
Св. 35 до 55 включ.	± (0,15 φ – 1,25)
Св. 55 до 65 включ.	± (0,3 φ – 9,5)
Св. 65 до 70** включ.	±10,0
* Содержание объемной доли воды в момент измерения расхода нефтегазоводяной смеси. ** При содержании объемной доли воды в измеряемой среде свыше 70 % погрешности нормируют при разработке и аттестации МИ.	

6.4 Показатели точности СИ, применяемых в составе СИКНС, должны обеспечивать суммарную погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, соответствующую значениям, указанным в таблице 4.

6.5 Методика измерений массы нефти с применением СИКНС должна содержать алгоритм расчета суммарной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

7 Технические требования к измерительным установкам

7.1 Основанием для выбора состава ИУ, принципа измерений, реализованного в ИУ, технических характеристик ИУ служит ТЗ или опросный лист заказчика.

7.2 Настоящий стандарт не распространяется на глубинные расходомеры, располагающиеся во внутренней части насосно-компрессорных трубопроводов в зоне от забоя до устья скважины.

7.3 Допускается использование МФР вместо ИУ.

7.4 В общем случае ИУ состоит из БТ и БКУ. БТ должен быть оснащен системой отопления, освещения, вентиляции, пожарной сигнализации и охранной сигнализации, системой контроля и сигнализации загазованности, системой сигнализации при отклонении параметров технологического процесса от заданных пределов. БКУ должен быть оснащен системой отопления, освещения пожарной сигнализации и охранной сигнализации,

7.5 По принципу измерений в общем случае ИУ подразделяются на сепарационные, бессепарационные, с частичной сепарацией.

7.6 Рекомендуемый типовой состав БТ ИУ

7.6.1 Типовой состав БТ сепарационной ИУ обычно включает в себя следующие элементы:

- входной и выходной трубопроводы;
- сепарационную емкость: может служить для двухфазной сепарации — отделения газа от жидкости или для трехкомпонентной сепарации — разделения нефтегазоводяной смеси на газ, нефть и пластовую воду;
- измерительную линию сепарированного газа: служит для выполнения измерений расхода, количества и других параметров отделенного в сепараторе газа;

- измерительную линию жидкости (в случае двухфазной сепарации): служит для выполнения измерений расхода, количества и других параметров отделенной в сепараторе жидкости;
- измерительную линию отделенной пластовой воды (в случае трехкомпонентной сепарации): служит для выполнения измерений расхода, количества и других параметров отделенной при трехкомпонентной сепарации пластовой воды;
- измерительную линию нефти (в случае трехкомпонентной сепарации): служит для выполнения измерений расхода, количества и других параметров отделенной при трехкомпонентной сепарации нефти;
- дренажные линии;
- ПСМ или иное устройство для подключения скважин к ИУ для проведения измерений (при необходимости);
- обратные клапаны;
- запорную и регулирующую арматуру.

7.6.2 Типовой состав БТ ИУ, основанной на безсепарационном принципе измерений, обычно включает в себя следующие элементы:
- входной и выходной трубопроводы;
- измерительную линию нефтегазоводяной смеси, имеющую в своем составе МФР;
- дренажные линии;
- ПСМ или иное устройство для подключения скважин к ИУ для проведения измерений (при необходимости);
- обратные клапаны;
- запорную и регулирующую арматуру.

7.6.3 Типовой состав БТ ИУ с частичной сепарацией обычно включает в себя следующие элементы:
- входной и выходной трубопроводы;
- емкость частичной сепарации: служит для разделения измеряемой среды на газ и нефтегазоводяную смесь с меньшим содержанием свободного газа;
- измерительную линию сепарированного газа: служит для выполнения измерений расхода, количества и других параметров отделенного в сепараторе газа;
- измерительную линию нефтегазоводяной смеси: оснащается МФР (допускается применять другие типы ПР) и служит для измерений количества жидкости, нефти и газа в составе измеряемой среды, прошедшей частичную сепарацию в емкости;
- дренажные линии;
- ПСМ или иное устройство для подключения скважин к ИУ для проведения измерений (при необходимости);
- обратные клапаны;
- запорную и регулирующую арматуру.

7.6.4 Рекомендации по оснащению измерительных линий СИ и другими техническими средствами

7.6.4.1 Измерительную линию сепарированного газа оснащают:
- объемным или массовым расходомером газа (допускается использовать расходомеры влажного газа или МФР);
- датчиком абсолютного давления и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ давления (после СИ расхода);
- датчиком температуры и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ температуры (после СИ расхода). Допускается использование вместо указанных СИ температуры канала измерения температуры в составе расходомера при условии обеспечения измерения температуры данным каналом с точностью, предусмотренной методом (методикой) измерений ИУ;
- ручным и/или автоматическим пробоотборником газа (после СИ расхода);
- регулирующими клапанами или иными регулирующими устройствами.

7.6.4.2 Измерительную линию жидкости в случае двухфазной сепарации и измерительные линии нефти и пластовой воды в случае трехкомпонентной сепарации оснащают:
- массовым/объемным расходомером жидкости;
- преобразователем влагосодержания (допускается не включать, если определение содержания воды в измеряемой среде реализовано расчетным методом на основании результатов измерений

плотности измеряемой жидкости и плотностей пластовой воды и нефти в рабочих условиях в соответствии с методикой измерений);

- датчиком давления и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ давления (после СИ расхода);
- датчиком температуры и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ температуры (после СИ расхода). Допускается использование вместо указанных СИ температуры канала измерения температуры в составе расходомера при условии обеспечения измерения температуры данным каналом с точностью, предусмотренной методом (методикой) измерений ИУ;
- ручного и/или автоматического пробоотборника жидкости (после СИ расхода);
- регулирующим устройством.

7.6.4.3 Измерительную линию нефтегазоводяной смеси оснащают:

- МФР;
- датчиком давления и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ давления (после СИ расхода);
- датчиком температуры и, если это предусмотрено ТЗ, показывающим СИ температуры (после СИ расхода);
- ручным и/или автоматическим пробоотборником нефтегазоводяной смеси (после СИ расхода);
- регулирующими клапанами.

7.6.4.4 При необходимости следует предусмотреть средства определения количества свободного и растворенного в нефти газа, оставшегося после сепарации, или возможность подключения средств определения количества свободного и растворенного в нефти газа.

7.6.4.5 Показывающие СИ температуры следует устанавливать в измерительную линию с применением термокарманов с возможностью демонтажа СИ из термокарманов.

7.6.5 Сепарационная емкость оснащается средствами измерения уровня жидкости, давления и температуры. Также предусматривается сигнализация достижения предельных значений по уровню жидкости и давлению в сепарационной емкости. Сепарационная емкость должна быть оборудована манометром в соответствии с [6]. Должна быть предусмотрена возможность безопасного доступа обслуживающего персонала в сепарационную емкость для проведения ремонтных и профилактических работ. При пропарке и продувке сепарационной емкости продукт пропарки должен удаляться через отвод в дренажную емкость. Сепарационная емкость должна быть оборудована предохранительными устройствами для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов избыточным давлением.

7.7 Требования к системе сбора и обработки информации ИУ

7.7.1 СОИ ИУ должна обеспечивать сбор, обработку, проведение вычислений и передачу информации о текущем состоянии ИУ и ее составляющих, а также о текущих параметрах технологического процесса.

7.7.2 Длительность хранения результатов измерений дебита скважины должна составлять не менее 1 года (не менее 3 лет, если этого требует ТЗ) на серверах системы телемеханики и не менее 3 мес в СОИ ИУ.

7.7.3 Для исключения несанкционированного доступа к внутренним элементам СОИ должна быть предусмотрена возможность установки клейм и пломб в соответствии с требованиями НД и иные средства защиты от несанкционированного доступа (многоуровневая система паролей, проверка контрольных сумм метрологически значимой части ПО и т.д.), соответствующие уровням защиты ПО, приведенным в рекомендации [5].

8 Метрологические требования к измерительным установкам

8.1 В случае, если ИУ используют в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, или, если это предусмотрено техническими требованиями или опросным листом заказчика:

- техническая документация на ИУ должна пройти метрологическую экспертизу в аккредитованной организации;
- методика измерений массы нефти и объема попутного газа, приведенного к стандартным условиям, с применением ИУ должна быть аттестована аккредитованной организацией.

Примечание — При разработке методики измерений следует руководствоваться ГОСТ Р 8.910.

- ИУ должна пройти испытания в целях утверждения типа, иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа с описанием типа;

- ИУ должна иметь действующее свидетельство о поверке.

8.2 Показатели точности ИУ:

а) относительная погрешность измерений массы скважинной жидкости — не более ±2,5 % (при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода до 200 мПа·с) или не более ±10,0 % (при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода 200 мПа·с и более);

б) основная относительная погрешность измерений массы скважинной жидкости (при испытаниях в аккредитованной лаборатории с применением аттестованных эталонов) за вычетом массы воды и попутного (растворенного и свободного) газа:

1) при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода до 200 мПа·с и при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях):

от 0 % до 70 % — не более ±6 %;

свыше 70 % до 95 % — не более ±15 %;

свыше 95 % — не нормируется;

2) при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода 200 мПа·с и более и при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях):

от 0 % до 60 % — не более ±15 %;

от 60 % до 70 % — не более ±20 %;

от 70 % до 85 % — не более ±25 %;

от 85 % до 90 % — не более ±30 %;

свыше 90 % — не нормируется;

в) относительная погрешность измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (определяют при разработке и аттестации МИ);

г) относительная погрешность измерений объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям — не более ±5 %.

Примечание — При невозможности определения метрологических характеристик ИУ в аккредитованной лаборатории с применением аттестованных эталонов метод определения метрологических характеристик ИУ определяют при разработке и согласовании программы испытаний.

Приложение А
(рекомендуемое)

Методика расчета расхода нефти через пробозаборное устройство

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

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

$$Q = Q_{ТР} \frac{F_у}{F_{ТР}}, \quad (А.1)$$

где Q — расход на входе в пробозаборное устройство, $м^3/ч$;

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

$F_у$ — площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, $мм^2$;

$F_{ТР}$ — площадь поперечного сечения трубопровода, $мм^2$.

Фактическое значение Q, устанавливаемое в БИК согласно ГОСТ 2517—2012 (подпункт 4.13.1.3), может отличаться от рассчитанного по формуле (А.1) в два раза в бóльшую или меньшую сторону. Для ПЗУ щелевого типа допускается изменение расхода в бóльшую и меньшую сторону в 4 раза.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКНС

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси с применением СИКНС в зависимости от содержания объемной доли воды отображены графически на рисунке Б.1.

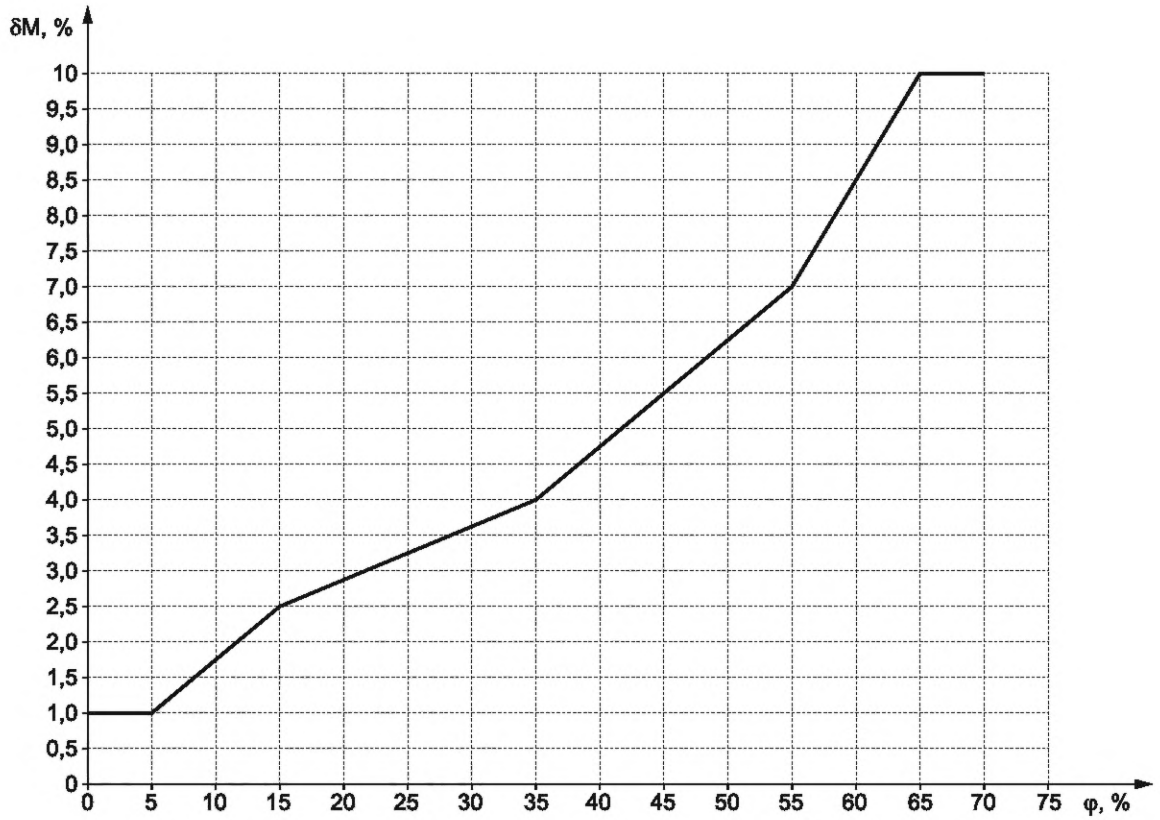
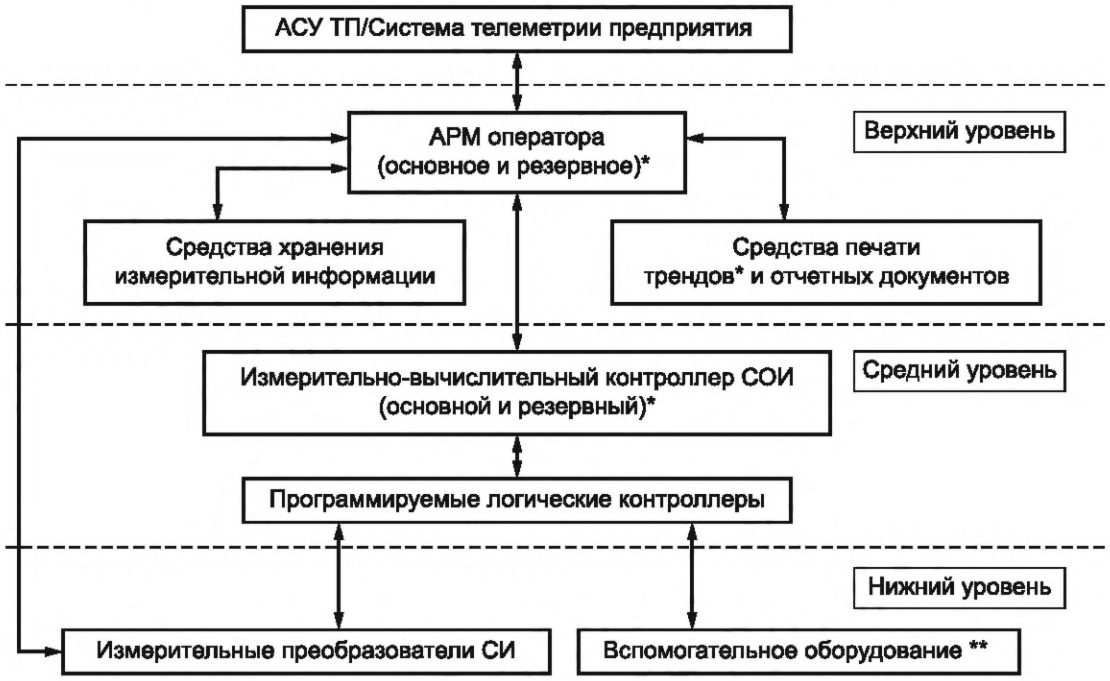


Рисунок Б.1

Приложение В
(рекомендуемое)

Типовая структурная схема программно-технического комплекса

Типовая структурная схема программно-технического комплекса приведена на рисунок В.1.



* По требованию ТЗ на проектирование СИКНС.

** Запорная и регулирующая арматура с автоматическим управлением, автоматический пробоотборник (при наличии), иное вспомогательное оборудование.

Рисунок В.1 — Типовая структурная схема программно-технического комплекса

Библиография

[1]	Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №451	Об утверждении Правил учета нефти
[2]	Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29—2013	Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения
[3]	Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е и 7-е издание	
[4]	Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 109—2011	Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Отбор проб из трубопроводов
[5]	Рекомендации по метрологии Р 50.2.077	Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения
[6]	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. №116	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»

УДК 665.6:620.113:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: Государственная система обеспечения единства измерений, системы измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси, измерительные установки, метрологические требования, технические требования

Редактор *Л.И. Нахимова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *С.В.Смирнова*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 10.01.2022. Подписано в печать 20.01.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,24.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

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

gost.e-ecolog.ru