
**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И
СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)**

**INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND
CERTIFICATION
(ISC)**

**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

ГОСТ
*(проект, RU,
первая редакция)*

**СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ
Общие технические условия**

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его принятия

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0-92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2-97 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

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

2 ВНЕСЕН межгосударственным техническим комитетом «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа» (МТК 523)

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № ____ от _____)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004-97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004-97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азгосстандарт
Армения	AM	Армгосстандарт
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдовастандарт
Российская Федерация	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Туркменистан	TM	Главгосслужба «Туркменстандартлары»
Узбекистан	UZ	Узгосстандарт
Украина	UA	Госстандарт Украины

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных (государственных) стандартов, издаваемых в этих государствах.

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в указателе (каталоге) «Межгосударственные стандарты», а текст этих изменений – в информационных указателях «Межгосударственные стандарты». В случае пересмотра или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе «Межгосударственные стандарты».

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения.....	3
4	Сокращения	4
5	Общие положения.....	5
6	Классификация.....	5
7	Технические требования	6
7.1	Основные показатели и характеристики	6
7.2	Требования к составным частям систем измерений количества и показателей качества нефти	11
7.3	Комплектность	21
7.4	Маркировка	21
7.5	Упаковка	22
8	Требования к обслуживающему персоналу	22
9	Требования безопасности	22
9.1	Требования взрывобезопасности.....	22
9.2	Требования пожарной безопасности.....	23
9.3	Требования электробезопасности	23
9.4	Требования информационной безопасности.....	24
10	Требования охраны окружающей среды.....	24
11	Правила приемки	24
11.1	Виды испытаний	24
11.2	Правила проведения испытаний.....	25
12	Методы контроля.....	25
12.1	Средства измерений и испытательное оборудование	25
12.2	Условия и порядок проведения испытаний.....	25
13	Транспортирование и хранение.....	26
13.1	Условия транспортирования.....	26
13.2	Условия хранения	26
14	Указания по эксплуатации.....	27
14.1	Условия эксплуатации.....	27
14.2	Метрологическое и техническое обслуживание при эксплуатации	27
15	Гарантии изготовителя.....	28

Приложение А (рекомендуемое) Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКН	29
Приложение Б (обязательное) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при косвенных динамических измерениях	30
Приложение В (обязательное) СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при прямых динамических измерениях	33
Приложение Г (обязательное) Порядок расчета числа измерительных линий.....	35
Библиография	36

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Общие технические условия

Oil measuring systems.
The general specifications

Дата введения

1 Область применения

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.601-2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 8.400-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Мерники металлические образцовые. Методы и средства поверки

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 8.587-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

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 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические 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 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

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

ГОСТ 14254-96 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

ГОСТ 27574-87 Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 27575-87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (и классификаторов) на территории государства по соответствующему указателю стандартов (и классификаторов), составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом, следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 блок измерений показателей качества нефти (unit of measurement of quality of oil): Часть конструкции 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 конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, представляющая собой совокупность измерительных линий.

3.3 измерительная линия (measuring line): Часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода, оснащенных устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями давления и температуры, манометром и термометром, запорной арматурой и фильтром (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 при отказе или ремонте рабочей 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 (oil measuring system): Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и других показателей 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;

НД – нормативный документ;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

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;

УРР-Д – узел регулирования расхода и давления;

ЭПУ – эталонная поверочная установка.

5 Общие положения

5.1 Основанием для проектирования СИКН является ТЗ.

5.2 Должна проводиться метрологическая экспертиза:

а) ТЗ на проектирование СИКН;

б) проектной и эксплуатационной документации, предназначенной для комплектации, монтажа, наладки и эксплуатации.

Примечание – Организация, проводящая метрологическую экспертизу вышеуказанных документов, вправе затребовать дополнительные материалы.

5.3 СИКН и СИ, входящие в состав СИКН, подлежат утверждению типа.

5.4 СИКН и СИ, входящие в состав СИКН, до ввода в промышленную эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации – периодической поверке.

5.5 Периодичность поверки СИКН и СИ, входящих в состав СИКН, должна устанавливаться при утверждении типа.

5.6 Периодичность поверки СИКН рекомендуется устанавливать не реже одного раза в год. Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведена в приложении А.

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 использованию в схемах учета нефти СИКН классифицируются на:

а) СИКН, используемые в основной схеме учета нефти;

б) СИКН, используемые в резервной схеме учета нефти.

6.3 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.

6.4 По типу используемых ПР СИКН классифицируются на:

а) СИКН с ПР (объемными) по таблице 6.1;

б) СИКН с ПР (массовыми) по таблице 6.2.

Таблица 6.1 – СИКН с ПР (объемными)

Диаметр ПР, мм	Максимальный расход через ПР, м ³ /ч	Расход через ПР при $K_{\text{загр}}=0,8$ м ³ /ч	Количество ИЛ, шт.	Расход через СИКН при $K_{\text{загр}}=0,8$ м ³ /ч	Максимальная производительность нефтепровода, млн. т/год (м ³ /ч)	Диаметр нефтепровода, мм
150	650	520	2	1040	4,4 (620)	426
			3	1560	9 (1260)	530
			4	2080	13 (1820)	630
250	2000	1600	2	3200	13 (1820)	630
					19 (2660)	720
			3	4800	27 (3780)	820
			5	8000	55 (7700)	1020
400	4500	3200	4	14400	90 (12610)	1220
Примечания 1 Плотность нефти при пересчете массы в объем (объема в массу) составляет 850 кг/м ³ . 2 $K_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки ПР.						

Таблица 6.2 – СИКН с ПР (массовыми)

Диаметр ПР, мм	Максималь- ный расход через ПР, м ³ /ч	Количество ИЛ, шт.	Расход через СИКН при K _{загр} =0,8 м ³ /ч	Макси- мальная производи- тельность нефтепровода, млн. т/год (м ³ /ч)	Диаметр нефтепровода, мм
150	300	3	900	4,4 (620)	426
250	550	3	1650	9 (1260)	530
		4	2200	13 (1820)	630
Примечания 1 Плотность нефти при пересчете массы в объем (объема в массу) составляет 850 кг/м ³ . 2 K _{загр} – коэффициент загрузки ПР.					

7 Технические требования

7.1 Основные показатели и характеристики

7.1.1 Показатели назначения

7.1.1.1 СИКН предназначены для получения информации об измеряемых параметрах нефти и условиях измерений, автоматической и ручной обработки результатов измерений, индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки при проведении приемо-сдаточных операций.

7.1.1.2 Функции СИКН при прямом методе динамических измерений:

- а) измерение массы нефти ПР по каждой ИЛ;
- б) вычисление массы нефти по СИКН в целом.

7.1.1.3 Функции СИКН при косвенном методе 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 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 нефти по СИКН в целом.

7.1.1.4 Задачи СИКН:

- а) дистанционное и местное управление задвижками ИЛ (включение в работу, выключение из работы ИЛ);
- б) поддержание минимально допустимого давления в 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 с помощью эталонов без нарушения работы СИКН. Автоматическое формирование и печать протоколов поверки и КМХ поточных СИ;
- 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) объемного и массового расхода нефти по каждой ИЛ и в БИК;
 - 2) объемного и массового расхода нефти по СИКН в целом;
 - 3) вязкости нефти (динамической и кинематической);
 - 4) влагосодержания нефти (объемного и массового);
 - 5) содержания серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
 - 6) наличия свободного газа (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

- 7) плотности нефти;
- 8) температуры нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- 9) давления нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- 10) перепада давления нефти на фильтрах;
- 11) давления нефти во входном и выходном коллекторе;
- 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 и максимальной вязкости должны быть:

- а) в рабочем режиме, не более – 0,2 МПа;
- б) в режиме поверки, не более – 0,4 МПа.

7.1.1.7 Массу нефти вычисляют по ГОСТ 8.587.

7.1.1.8 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти для СИКН при прямых и косвенных динамических измерениях – $\pm 0,25$ %.

7.1.1.9 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти для СИКН при прямых и косвенных динамических измерениях – $\pm 0,35$ %.

7.1.1.10 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при косвенных динамических измерениях, – в соответствии с приложением Б.

7.1.1.11 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при прямых динамических измерениях, – в соответствии с приложением В.

7.1.1.12 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, функциональных модулей и узлов различных типоразмеров и исполнения, соответствующих условиям эксплуатации.

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

7.1.2.3 Конструкция СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна исключать возможность несанкционированной настройки для предотвращения искажений результатов измерений.

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 выполняться в виде блок-бокса с контролем доступа или шкафа с контролем доступа.

7.1.3 Требования к электромагнитной совместимости

7.1.3.1 СИКН должны быть устойчивыми к воздействию внешних помех и должны сохранять свои характеристики после замены в них СИ и оборудования в пределах норм, установленных в настоящем стандарте и ТЗ на проектирование СИКН.

7.1.3.2 Электрооборудование, входящее в состав СИКН, должно быть устойчивым к:

- а) воздействию радиочастотных электромагнитных полей;
- б) воздействию импульсных магнитных помех;
- в) воздействию наносекундных импульсных помех;
- г) воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии;
- д) воздействию электростатических разрядов;
- е) воздействию электромагнитных помех технических средств, применяемых в промышленных зонах.

7.1.3.3 Степень устойчивости к воздействию внешних помех должна соответствовать стандартам, ТЗ на проектирование СИКН и обеспечивать функционирование электрооборудования, входящего в состав 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 Дополнительные показатели надежности 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 к воздействию температуры, влаги, давления и должны сохранять характеристики в пределах норм, установленных в настоящем стандарте и ТЗ на проектирование СИКН, во время воздействия на них влияющей величины в рабочих климатических условиях применения по таблицам 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Климатические факторы, воздействующие на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, располагаемых на открытом воздухе

Параметр	Условия
Температура окружающей среды, °С	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
Относительная влажность воздуха, %	От 10 до 100
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)

Таблица 7.2 – Климатические факторы, воздействующие на СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, располагаемых внутри зданий (сооружений) и блок-боксов

Параметр	Условия
Температура окружающей среды, °С	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
Относительная влажность воздуха, %	От 10 до 95 без образования конденсата
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)

7.1.5.3 СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должны быть устойчивыми к воздействию вибрации и ударов.

7.1.6 Требования эргономики

7.1.6.1 СИКН должны проектироваться и изготавливаться по эргономическим принципам, 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 энергоемкости 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

СИКН должны включать в себя:

- а) блок фильтров (при отсутствии фильтров тонкой очистки в БИЛ);
- б) БИЛ;
- в) БИК;
- г) УРД или УРР-Д (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
- д) ПЗУ;
- е) ПУ;
- ж) ЭПУ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
- и) технологические трубопроводы с запорной арматурой;
- к) вспомогательное оборудование;
- л) систему автоматизации СИКН с интегрированной в нее СОИ;
- м) систему распределения электроэнергии.

7.2.2 Блок фильтров

7.2.2.1 Выделение фильтров в отдельный блок фильтров осуществляется в случае отсутствия фильтров на ИЛ.

7.2.2.2 Блок фильтров должен состоять не менее чем из двух фильтров очистки нефти.

7.2.2.3 Фильтры укомплектовывают быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами (определяется ТЗ на проектирование СИКН), манометрами или дифференциальными манометрами (определяется ТЗ на проектирование СИКН) и преобразователем разности давления.

7.2.2.4 Блок фильтров, фильтры, устанавливаемые на ИЛ, должны обеспечивать фильтрацию нефти в зависимости от требований к ПР.

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

7.2.3 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);
- г) закрытая дренажная система.

7.2.3.2 Число ИЛ определяется в соответствии с приложением Г.

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 из нержавеющей стали (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
 - 3) термометр с термокарманом из нержавеющей стали и с защитной гильзой (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
 - 4) преобразователь давления.

7.2.3.4 Контрольно-резервный ПР устанавливается последовательно с рабочими ПР для работы в контрольном режиме и параллельно – для работы в резервном режиме. Эталонная ИЛ устанавливается последовательно с рабочими, резервными ИЛ.

7.2.3.5 В состав ИЛ входят:

- а) запорная арматура на входе ИЛ;

б) фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, краном отвода газо-воздушной смеси, дренажным краном (при отсутствии блока фильтров);

в) преобразователь дифференциального давления на фильтре с дистанционной и местной индикацией;

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

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

е) преобразователь температуры (после ПР);

ж) термометр с термокарманом из нержавеющей стали и с защитной гильзой (после ПР);

и) манометры (до и после фильтра, после ПР);

к) преобразователь давления (после ПР);

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

м) дренажный кран в нижней точке ИЛ.

7.2.3.6 БИЛ должен быть подключен к дренажной системе.

7.2.4 Блок измерений показателей качества нефти

7.2.4.1 Состав БИК:

а) ПП нефти (рабочий и резервный – при косвенном методе динамических измерений, рабочий – при прямом методе динамических измерений), расположенные по последовательно-параллельной схеме соединения с возможностью отключения каждого из них без остановки БИК;

б) преобразователи влагосодержания в нефти (рабочий и резервный), расположенные по последовательно-параллельной схеме соединения с возможностью отключения каждого из них без остановки БИК;

в) преобразователи вязкости (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН), расположенные по последовательно-параллельной схеме соединения с возможностью отключения каждого из них без остановки БИК;

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

д) преобразователи температуры в комплекте с термокарманами из нержавеющей стали;

- е) термометры с термокарманами из нержавеющей стали 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;
 - п) система промывки преобразователей показателей качества нефти в составе:
 - 1) электронасосный агрегат;
 - 2) емкость для промывочной жидкости;
 - 3) система трубопроводов с запорной арматурой;
 - р) фильтры тонкой очистки с быстросъемными крышками (рабочий и резервный);
 - с) запорная арматура на входе и выходе БИК для оперативного и аварийного отключения БИК;
 - т) узлы подключения пикнометров или эталонных ПП, эталонных преобразователей вязкости и УОСГ к каждому ПП;
 - у) место для измерения плотности нефти ареометром (определяется ТЗ на проектирование СИКН);
 - ф) устройство контроля протечек на дренажном коллекторе;
 - х) термостатирующий цилиндр (определяется ТЗ на проектирование СИКН).
- 7.2.4.2 В технологической обвязке БИК должны применяться шаровые краны.
- 7.2.4.3 Отбор нефти в БИК должен осуществляться с входного или выходного коллектора 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 при размещении перед резервуарным парком НПС или НПЗ 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. Схема УРД должна обеспечивать равномерное распределение потока и предусматривать прямые участки длиной не менее пяти диаметров до и после регуляторов.

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

7.2.6 Узел регулирования расхода и давления

7.2.6.1 УРР-Д предусматривается в составе СИКН при необходимости поддерживать избыточное давление на выходе СИКН и осуществлять регулирование общего расхода через СИКН.

7.2.6.2 УРР-Д должен размещаться на выходе СИКН.

7.2.6.3 УРР-Д должен состоять из двух регуляторов с электроприводом. Схема УРР-Д должна обеспечивать равномерное распределение потока и предусматривать прямые участки длиной не менее пяти диаметров до и после регуляторов.

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

7.2.7 Пробозаборное устройство

7.2.7.1 Отбор нефти в БИК должен осуществляться с помощью ПЗУ, выполненного в соответствии с ГОСТ 2517.

7.2.7.2 Трубопровод от ПЗУ до БИК и от БИК до точки врезки возвратного трубопровода должен иметь теплоизоляцию.

7.2.7.3 ПЗУ рекомендуется устанавливать с лубрикатором для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы нефтепровода.

7.2.8 Стационарная поверочная установка

7.2.8.1 СИКН или группа СИКН, размещенных на одной площадке, рекомендуется оснащать стационарной ПУ.

7.2.8.2 В качестве стационарной ПУ применяются:

а) ТПУ;

- б) компакт-прувер;
- в) установка с эталонным ПР.

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

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

7.2.8.5 ПУ должна оснащаться устройством дистанционного и/или местного контроля протечек на запорном устройстве (четырёхходовом кране, кранах манипуляторах ТПУ, поршне компакт-прувера).

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

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

7.2.8.8 ПУ должна быть подключена к дренажной системе и системе промывки.

7.2.9 Эталонная поверочная установка

7.2.9.1 ЭПУ предназначена для поверки ПУ.

7.2.9.2 Комплектация ЭПУ должна определяться в ТЗ на проектирование СИКН в зависимости от метода поверки мерника согласно ГОСТ 8.400 и конструктивных особенностей ЭПУ.

7.2.9.3 Метрологические характеристики ЭПУ должны соответствовать ГОСТ 8.510.

7.2.10 Технологические трубопроводы

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

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

7.2.10.3 Технологический трубопровод СИКН должен быть оснащен узлом подключения передвижной ПУ.

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

7.2.10.5 Поточные СИ при демонтаже должны замещаться катушками.

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

7.2.10.7 Класс герметичности запорной арматуры – А по ГОСТ 9544.

7.2.10.8 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.

7.2.10.9 На технологических трубопроводах должна быть выполнена антикоррозионная изоляция.

7.2.10.10 Подземные трубопроводы должны быть защищены от коррозии заводским антикоррозионным покрытием.

7.2.10.11 Для изоляции сварных стыков подземных технологических трубопроводов должны применяться термоусаживающиеся манжеты.

7.2.10.12 Надземные трубопроводы должны защищаться от коррозии атмосферостойкими лакокрасочными покрытиями.

7.2.10.13 Подземные трубопроводы, выходящие из земли, должны иметь заводское антикоррозионное покрытие с выходом над поверхностью земли на расстояние 200 мм. При окраске надземных трубопроводов лакокрасочное покрытие необходимо нанести на заводское антикоррозионное покрытие с нахлестом до уровня земли.

7.2.10.14 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.

7.2.11 Вспомогательное оборудование

7.2.11.1 В состав вспомогательного оборудования СИКН включается:

а) закрытая дренажная система, включающая общую или две отдельные дренажные емкости (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.

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

7.2.12 Система автоматизации СИКН с интегрированной в нее СОИ

7.2.12.1 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.

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

7.2.12.3 Микропроцессорные системы автоматизации СИКН должны иметь трехуровневую структуру:

- а) нижний уровень;
- б) средний уровень;
- в) верхний уровень.

7.2.12.4 К нижнему уровню системы автоматизации СИКН должны относиться СИ.

7.2.12.5 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. В состав среднего уровня системы автоматизации СИКН должна быть интегрирована СОИ.

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

7.2.12.7 Система автоматизации СИКН должна быть оснащена источником (источниками) бесперебойного питания, обеспечивающим её работу в течение не менее 2 ч после отключения электроэнергии.

7.2.12.8 СОИ должна быть реализована посредством измерительно-вычислительного комплекса.

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

7.2.12.10 СОИ должна обеспечивать выполнение следующих 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);
- ж) ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или приведенных в свидетельстве о поверке СИ;
- и) автоматическая корректировка коэффициента преобразования ПР 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 пробоотбором;
- п) КМХ рабочих ПР по ПУ, эталонному или контрольному ПР;
- р) замещение поверяемого рабочего ПР контрольным для измерения количества нефти, проходящей через поверяемый ПР во время его поверки;
- с) КМХ ПП, сравнение показаний двух одновременно работающих ПП и выдача сигнала при превышении установленного предела разности показаний;
- 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) вычисление массы нефти с вычетом массы воды, содержащейся в нефти и измеренной поточным влагомером;
- ф) индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и качественных параметров нефти;
- х) защита от несанкционированного доступа к константам системы, участвующим в вычислении массы нефти, результатов поверки и КМХ ПР;

- ц) формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация изменений констант системы с указанием паролей доступа;
- ш) формирование протоколов поверки рабочих, контрольного и эталонных ПР, ПУ, ПП, протоколов КМХ рабочих, контрольного 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) разветвление частотных и аналоговых сигналов на рабочий и резервный контроллеры без потери точности измерений;
- ю) 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.

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

7.2.12.12 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.

7.2.12.13 Система автоматизации СИКН должна обеспечивать отображение и вывод на печать отчетных данных с числом цифр после запятой, указанным в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Перечень отчетных данных

Параметр (характеристика)	Единица величины	Число цифр после запятой
Масса	т	0
Объем	м ³	0
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м ³	1
Вязкость динамическая	мПа·с	1
Вязкость кинематическая	мм ² /с	1
Положение арматуры	%	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
Примечание – Плотность и объем нефти приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности нефти приводят к условиям измерений ее объема.		

7.2.12.14 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.

7.2.13 Система распределения электроэнергии

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

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

7.2.13.3 Электроснабжение СИКН должно осуществляться от сети однофазного или трехфазного напряжения, качество электроэнергии должно соответствовать ГОСТ 13109.

7.3 Комплектность

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

7.3.2 В комплект поставки СИКН в общем случае должны входить:

- а) СИКН в составе, установленном настоящим стандартом и ТЗ на проектирование СИКН;
- б) ЗИП в составе, установленном ТЗ на разработку 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.

7.3.3 Документация на СИКН, СИ и оборудование, входящие в состав СИКН, должна быть выполнена на государственном (ых) языке (ах) государства, где эксплуатируется СИКН.

7.4 Маркировка

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.

7.5 Упаковка

7.5.1 Упаковка СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должна выполняться в соответствии с ГОСТ 23170.

7.5.2 Упаковка совместно с консервацией должна обеспечивать сохраняемость 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 работе и обслуживанию СИКН должны допускаться лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний к работе на опасных производственных объектах, отвечающие установленным квалификационным требованиям, прошедшие обучение по промышленной и пожарной безопасности, по безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004 и инструктаж по охране труда.

8.2 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.

8.3 Допущенный к работе и обслуживанию персонал должен иметь одежду и обувь, соответствующие ГОСТ 12.4.124, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575.

9 Требования безопасности

9.1 Требования взрывобезопасности

9.1.1 СИКН должны проектироваться с учетом предупреждения образования взрывоопасной среды, предупреждения воспламенения взрывоопасной среды.

9.1.2 СИКН должны иметь сертификат соответствия и разрешение на применение на опасном производственном объекте, выданное федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности.

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, должно быть взрывозащищённого исполнения.

9.1.5 Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования – II (IIA) по ГОСТ 12.2.020, температурный класс электрооборудования – 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 исключением 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, от перегрузок, от 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 МЭК 62305-1 [2], защита от статического электричества – по ГОСТ 12.1.018.

9.3.4 Электрооборудование СИКН должно быть надежно 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, требований разработчиков СИ и электрооборудования, а также условий 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 доступа пользователей к функциям и данным системы.

9.4.3 Должны быть определены четыре группы пользователей, имеющих право работать на АРМ оператора СИКН: администраторы, инженеры, операторы, поверители.

9.4.4 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 подвергаются приемо-сдаточным испытаниям и приемочным испытаниям по ГОСТ 15.005.

11.2 Правила проведения испытаний

11.2.1 Испытания СИКН должны проводиться по утвержденным исполнителем и согласованным заказчиком программам и методикам испытаний.

11.2.2 Приемо-сдаточные испытания проводит изготовитель в целях оценки соответствия СИКН требованиям ТЗ на проектирование СИКН.

11.2.3 Приемо-сдаточные испытания проводят с участием представителей заказчика. При необходимости к испытаниям должны привлекаться представители органов государственного надзора.

11.2.4 Результаты приемо-сдаточных испытаний оформляются протоколами и/или актами испытаний.

11.2.5 Приемочные испытания проводят для определения соответствия СИКН требованиям ТЗ на проектирование СИКН с целью ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.

11.2.6 Ввод СИКН в промышленную эксплуатацию осуществляют в соответствии со следующими этапами:

- а) организация рабочей комиссии;
- б) проверка готовности СИКН к эксплуатации;
- в) проведение приемо-сдаточных испытаний;
- г) проведение испытаний для целей утверждения типа;
- д) организация приемочной комиссии;
- е) проведение приемочных испытаний;
- ж) приемка СИКН в промышленную эксплуатацию.

12 Методы контроля

12.1 Средства измерений и испытательное оборудование

12.1.1 Используемые при испытаниях СИ должны быть поверены.

12.1.2 Используемое при испытаниях испытательное оборудование должно быть аттестовано.

12.1.3 Выбор СИ и испытательного оборудования должен осуществляться в соответствии с требованиями программ и методик испытаний.

12.2 Условия и порядок проведения испытаний

12.2.1 Все испытания проводятся в порядке и объеме, предусмотренном программами и методиками испытаний.

12.2.2 Приемо-сдаточные испытания должны проводиться в условиях, соответствующих ГОСТ 15150.

12.2.3 Приемочные испытания должны проводиться в условиях эксплуатации СИКН.

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

12.2.5 При испытаниях в общем случае должны:

а) проверяться соответствие комплектности, маркировки, упаковки СИКН требованиям стандартов и ТЗ на проектирование СИКН;

б) проводиться опробование оборудования СИКН;

в) проводиться проверка на прочность и герметичность;

г) проводиться проверка соответствия СИКН требованиям безопасности;

д) определяться метрологические и технические характеристики.

12.2.6 Монтаж, сварка, контроль качества сварных стыков и испытания должны выполняться в соответствии с требованиями действующих НД.

12.2.7 Контроль качества сварных соединений трубопроводов должен проводиться в объеме 100 %, в том числе неразрушающим (рентгенографическим и ультразвуковым) методом в объеме 100 %.

12.2.8 Гидравлические испытания технологических трубопроводов и оборудования в составе технологических узлов после монтажа на площадке строительства должны производиться по схеме проведения гидравлических испытаний.

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 ЖЗ по ГОСТ 15150.

14 Указания по эксплуатации

14.1 Условия эксплуатации

14.1.1 СИКН должны эксплуатироваться в соответствии с руководством (инструкцией) 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 Климатические условия эксплуатации СИКН и входящих в их состав СИ и оборудования при их наружной установке и при установке внутри зданий (сооружений), блок-боксов должны соответствовать условиям, приведенным в таблицах 7.1 и 7.2.

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 легко воспламеняющихся 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 (инструкцией) 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 межповерочном интервале;

е) проведение технического обслуживания.

14.2.4 При приближении окончания срока службы СИКН, СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, должны проводиться 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 Проектная организация должна гарантировать соответствие СИКН требованиям ТЗ на проектирование СИКН при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

15.2 Гарантийный срок эксплуатации должен составлять не менее 24 месяцев со дня ввода СИКН в эксплуатацию. Гарантийный срок хранения – не менее 6 месяцев с момента изготовления СИКН.

Приложение А
(рекомендуемое)

Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКН

Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведена в таблице А.1.

Таблица А.1 – Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ, входящих в состав СИКН	Периодичность поверки, не реже
ПР (рабочий, резервный, контрольно-резервный или эталонный)	Один раз в год
ПП	
Преобразователи давления	
Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класса А	
Манометры	
Вторичная аппаратура ПР	
СОИ	
Преобразователи влагосодержания	
Преобразователи вязкости	
Преобразователи серосодержания	
Эталонные ПП	Один раз в три года
Термометры стеклянные	
Стационарная ПУ	Один раз в год
Весы	
Гири	
Мерники	Один раз в два года
Мерники с весами, установленные стационарно и предназначенные для поверки ПУ	

Приложение Б

(обязательное)

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при косвенных динамических измерениях

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при косвенных динамических измерениях, 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	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 ИЛ		
1.1.1 ПР (объемный) (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой) рабочий, резервный	$\pm 0,15 \text{ \%}^{1)}$	
1.1.2 ПР (объемный) (турбинный, роторный, лопастной, ультразвуковой) контрольно-резервный, эталонный	$\pm 0,1 \text{ \%}^{2)}$	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.1.3 Преобразователь давления	$\pm 0,5 \text{ \%}^{3)}$	
1.1.4 Преобразователь перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах	$\pm 2,5 \text{ \%}^{3)}$	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.5 Манометры	$\pm 0,6 \text{ \%}^{3)}$	
1.1.6 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класса А	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	
1.1.7 Термометры стеклянные	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	Цена деления 0,1 $^{\circ}\text{C}$
1.1.8 Фильтры	-	При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают
1.1.9 Задвижки или шаровые краны (запорная арматура), устройства контроля герметичности	-	Устройства контроля герметичности должны предусматриваться только для запорной арматуры, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверках 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

Продолжение таблицы Б.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание	
1.2 БИК			
1.2.1 ПП поточный – рабочий и резервный	±0,36 кг/м ^{3 4)}		
1.2.2 Преобразователь давления	±0,5 % ³⁾		
1.2.3 Манометры	±0,6 % ³⁾		
1.2.4 Термометры стеклянные	±0,2 °C ⁴⁾	Цена деления 0,1 °C	
1.2.5 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А	±0,2 °C ⁴⁾		
1.2.6 ПР	±5,0 % ¹⁾		
1.2.7 Пробоотборник автоматический (рабочий и резервный)	-		
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	
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН			
2.1 СОИ	±0,05 % ²⁾		
2.2 Вторичная аппаратура ПР	±0,05 % ²⁾	В случае невозможности применения ПР без вторичной аппаратуры (прибора)	
2.3 АРМ оператора	-		
2.4 Стационарная 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⁾		
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⁾		

Окончание таблицы Б.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.5 Устройство по корректировке коэффициента преобразования ПР по расходу или расходу и вязкости	$\pm 0,05 \text{ \%}^{2)}$	Определяется ТЗ на проектирование СИКН, для коррекции коэффициента преобразования ПР
3.6 Суммирующий прибор	$\pm 0,05 \text{ \%}^{2)}$	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. П р и м е ч а н и я 1 На существующих СИКН до их реконструкции допускается применение преобразователей давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6 \text{ \%}$. 2 Вместо контрольного ПР допускается применение эталонного ПР (эталонного ПР, установленного на мобильной (передвижной) установке) в соответствии с ТЗ на проектирование СИКН.		

Приложение В
(обязательное)
СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при прямых динамических измерениях

СИ и оборудование, входящие в состав СИКН при прямых динамических измерениях, приведены в таблице В.1.

Таблица В.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 ИЛ			
1.1.1 ПР (массовый) рабочий, резервный		$\pm 0,25 \text{ \%}^{1)}$	
1.1.2 ПР (массовый)	контрольно-резервный	$\pm 0,20 \text{ \%}^{2)}$	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	эталонный	$\pm 0,10 \text{ \%}^{2)}$	
1.1.3 Преобразователь перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах		$\pm 2,5 \text{ \%}^{3)}$	Для контроля загрязненности фильтров
1.1.4 Преобразователь давления		$\pm 0,5 \text{ \%}^{3)}$	На каждой ИЛ
1.1.5 Манометры		$\pm 0,6 \text{ \%}^{3)}$	На каждой ИЛ
1.1.6 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класса А		$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	
1.1.7 Термометр стеклянный		$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	Цена деления термометра 0,1 $^{\circ}\text{C}$
1.1.8 Фильтр		-	При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров фильтр на ИЛ не устанавливают
1.1.9 Задвижки или шаровые краны (запорная арматура), в том числе с устройствами контроля герметичности		-	Только та запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверке и КМХ преобразователей массового расхода
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 БИК			
1.2.1 ПП поточный		$\pm 0,36 \text{ кг/м}^{3\ 4)}$	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
1.2.2 Преобразователь давления		$\pm 0,5 \text{ \%}^{3)}$	
1.2.3 Манометр		$\pm 0,6 \text{ \%}^{3)}$	

Окончание таблицы В.1

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН		Пределы допускаемой погрешности СИ, не более	Примечание
1.2.4 Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класс А		$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	
1.2.5 Термометр стеклянный		$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}^{4)}$	Цена деления термометра 0,1 $^{\circ}\text{C}$
1.2.6 ПР		$\pm 5,0 \text{ } \%$ 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
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые вне технологической части СИКН			
2.1 СОИ		$\pm 0,05 \text{ } \%$ ²⁾	
2.2 АРМ оператора		-	
2.3 Вторичная аппаратура преобразователя массового расхода		$\pm 0,05 \text{ } \%$ ²⁾	
2.4 Стационарная ПУ		Разряд I или II по ГОСТ 8.510	На одной площадке с СИКН
3 Дополнительные СИ и оборудование			
3.1 Преобразователь серосодержания поточный в БИК с диапазонами измерений	от 0 % до 0,6 %	$\pm 0,02 \text{ } \%$ ⁴⁾	Определяется ТЗ на проектирование СИКН
	от 0,1 % до 1,8 %	$\pm 0,06 \text{ } \%$ ⁴⁾	
	от 1,8 % до 5,0 %	$\pm 0,18 \text{ } \%$ ⁴⁾	
3.2 Преобразователь влагосодержания поточный (рабочий и резервный) в БИК		$\pm 0,1 \text{ } \%$ ⁴⁾	
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. Примечание — Допускается размещать ИЛ и БИК в общем укрытии или в общем блок-боксе в соответствии с требованиями действующих НД.			

Приложение Г
(обязательное)
Порядок расчета числа измерительных линий

Г.1 Число ИЛ $N_{ИЛ}$, шт., определяется по формуле:

$$N_{ИЛ} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ},$$

(Г.1)

где $N_{РАБ}$ – число рабочих линий, шт.;

$N_{РЕЗ}$ – число резервных линий, шт.

Г.2 Число рабочих линий $N_{РАБ}$, шт., определяется по формуле:

$$N_{РАБ} = \frac{Q_{max}}{K_{загр} \cdot Q_{ПР}},$$

(Г.2)

где Q_{max} – максимальный расход через трубопровод, м³/ч;

$K_{загр}$ – коэффициент загрузки, $K_{загр} = 0,8$;

$Q_{ПР}$ – максимальная пропускная способность ПР, м³/ч.

Г.3 ПР выбирается исходя из условия:

$$K_{загр} \cdot Q_{ПР} \geq Q_{min},$$

(Г.3)

где Q_{min} – минимальный расход через трубопровод, м³/ч.

Г.4 Число резервных линий $N_{РЕЗ}$, шт., определяется по формуле:

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot N_{РАБ}.$$

(Г.4)

Г.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

МКС 17.060

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

Руководитель организации-разработчика:
Генеральный директор
общества с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт
транспорта нефти и нефтепродуктов»
(ООО «НИИ ТНН»)

личная подпись

В.И. Федота