

**«УТВЕРЖДАЮ»**

**Директор  
Мубарекского НГДУ**



**Шеров Р.Ч.  
\_\_\_\_\_ 2021 г.**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ  
НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА, ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ, МОНТАЖ,  
ПУСКО-НАЛАДКУ И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА  
ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И НЕФТИ НА ОБЪЕКТАХ МУБАРЕКСКОГО НГДУ  
(ВХОД В БНПЗ)**

**г. Мубарек - 2021 г.**

## РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

### Подраздел 1.1 Наименование

Система измерений количества газового конденсата и нефти, далее СИКГКН.

### Подраздел 1.2 Основание и цель приобретения оборудования

Основание разработки на проектирование на ХЗУ входе в БНПЗ является замена морально-устаревших приборов на современную систему автоматизации.

Целью внедрения системы СИКГКН являются переход устаревших приборов на современную систему автоматизации.

### Подраздел 1.3 Сведения о новизне (год производства/выпуска оборудования)

Вид строительства - новое.

### Подраздел 1.4 Этапы разработки изготовления

Предусмотреть следующие этапы работ:

1. Разработка документации, прохождение метрологической экспертизы и разработка методика выполнения измерений (МВИ)
2. Изготовление и поставка СИКГКН
3. Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы. Услуги оказываются на территории Республики Узбекистан
4. Метрологическое обеспечение ввода в эксплуатацию и ввод СИКГКН в эксплуатацию. Услуги оказываются на территории Республики Узбекистан.

### Подраздел 1.5 Документы для разработки изготовления

Проектом должны быть учтены требования действующей руководящей и нормативно технической документации Республики Узбекистан, в том числе:

- 1) ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание АС;
- 2) ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- 3) ГОСТ 26.011-80. Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные;
- 4) ГОСТ 6651-94. Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний;
- 5) ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- 6) ГОСТ 26.013-81. Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные;
- 7) ГОСТ 24.701-86. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Надежность. Основные положения;
- 8) 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;
- 9) ШНК 2.04.09-07 "Пожарная автоматика зданий и сооружений";
- 10) ШНК 2.01.02-04 Пожарная безопасность зданий и сооружений;
- 11) O'z DSt 8.031:2008 "Топливо и энергия. Оснащение приборами учета и их эксплуатация;
- 12) O'z DSt 8.030:2008 "Топливо и энергия. Общие требования к учету";
- 13) ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования;

- 14)ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка»;
- 15)ГОСТ 30852.8-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Защита вида Е;
- 16)ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- 17)ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь (i);
- 18)ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- 19)ГОСТ 30852.12-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 13. Проектирование и эксплуатация помещений, защищенных избыточным давлением;
- 20)ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах;
- 21)ГОСТ 30852.15-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 16. Принудительная вентиляция для защиты помещений, в которых устанавливают анализаторы;
- 22)ГОСТ 30852.16-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах;
- 23)ГОСТ 30852.17-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 18. Взрывозащита вида «герметизация компаундом (да)»;
- 24)ГОСТ 30852.18-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 19. Ремонт и проверка электрооборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах;
- 25)ГОСТ 30852.19-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации оборудования;
- 26)ГОСТ 8.587-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений;
- 27)TSt 39.0-02:2004 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия»;
- 28)ГОСТ 13384 Преобразователи измерительные для термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления. Общие технические требования и методы испытания;
- 29)ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия;
- 30)ГОСТ 16920-93 Термометры и преобразователи температуры манометрические. Общие технические требования и методы испытаний;
- 31)ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия;
- 32)ГОСТ 31370-2008. Газ природный. Руководство по отбору проб;
- 33)ГОСТ 31371-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности;
- 34)ГОСТ 8.589-2007. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах;
- 35)O'z DSt 8.011:2004 Аттестация средств измерения метрологическая. Организация и порядок проведения;
- 36)O'z DSt 8.007:2002 ГСИ. Подтверждение соответствия средств измерений законодательным требованиям. Основные положения;
- 37)O'z DSt 8.002:2002 Метрологический контроль и надзор. Основные положения;
- 38)O'z DSt 8.003:2005 Поверка средств измерения. Основные положения;
- 39)O'z DSt 8.016:2002 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения;
- 40)O'z DSt 948:1999 Газы горючие природные, подаваемые в магистральный газопровод;

- 41) РДУз 51-036-95 ГСИ. Требования к программам и методикам испытаний по утверждению типа средств измерений;
- 42) РДУз 51-039-95 ГСИ. Аттестация методик выполнения измерений. Порядок проведения экспериментальных работ и алгоритм расчета метрологических характеристик;
- 43) О'z РН 51-088:99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Построение, содержание, изложение и оформление;

#### **Подраздел 1.4 Код ТН ВЭД и другие международные коды при применимости**

Код ТН ВЭД и другие международные коды должны определиться при заключении контракта.

## **РАЗДЕЛ 2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

Система СИКГКН предназначена для автоматизированного коммерческого учета газового конденсата (далее - конденсата) и нефти, подаваемого на ХЗУ вход в БНПЗ. Функционально СИКГКН состоит из коммерческого узла учета конденсата с блоком качества (далее - Узел учета конденсата) и коммерческого узла учета нефти с блоком качества (далее - Узел учета нефти).

Измерение массы конденсата и нефти принять прямым методом динамических измерений в трубопроводе по ГОСТ 8.587-2006 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Пределы измерения применяемых СИ СИКГКН должны охватывать весь предусмотренный Техническим заданием диапазон изменения количественных и качественных характеристик конденсата и нефти.

СИКГКН должна быть изготовлена в блочном исполнении. Блок технологический (БТ) узлов учета конденсата и нефти допускается выполнить совмещенным на единой раме. Предусмотреть единый аппаратный блок (БА) для узлов учета газа и конденсата. САУ узлов учета должна быть выполнена на едином программно-техническом комплексе.

## **РАЗДЕЛ 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

### **Основные технические требования:**

#### **3.1. Основные характеристики рабочей среды.**

Рабочая среда – газовый конденсат.

Основные физико-химические показатели рабочей среды представлены в таблице №1.

Таблица № 1. Основные физико-химические показатели рабочей среды.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1.	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	720-790
2.	Температура в рабочих условиях	°С	5 – 45
3.	Массовая доля воды, не более	%	0,1
4.	Массовая концентрация хлористых солей, не более	мг/дм <sup>3</sup>	10
5.	Массовая доля сероводорода	%	0,02
6.	Массовая доля меркаптанов, не более	%	Не обнаружено
7.	Содержание свободного газа	%	Не обнаружено

Рабочая среда – нефть.

Основные физико-химические показатели рабочей среды представлены в таблице №2.

Таблица № 2. Основные физико-химические показатели рабочей среды.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1.	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	750-890

2.	Температура в рабочих условиях	°С	5 – 45
3.	Давление насыщенных паров	кПа	66,7
4.	Массовая доля воды, не более	%	1,0
5.	Массовая концентрация хлористых солей, не более	мг/л	50
6.	Массовая доля механических примесей, не более	г/м-*	0,05
7.	Массовая доля сероводорода	%	0,6
8.	Массовая доля меркаптанов, не более	%	Не обнаружено
9.	Содержание свободного газа	%	Не обнаружено

### 3.2. Основные технические характеристики СИКГКН

Основные технические данные и характеристики СИКГКН представлены в таблице №3.  
Таблица № 3. Основные технические данные и характеристики СИКГКН по конденсату.

№	Наименование показателя	Ел. изм.	Значение
1	Расход конденсата через СИКГКН: - рабочее - максимальный	тн/ч	0 – 80,00
		тн/ч	130,00
2	Давление конденсата в СИКГКН: - рабочее максимальное допустимое	МПа	0,05 – 0,4
		МПа	1
3	Температура конденсата в СИКГКН: - рабочее - максимальная	°С	5 – 45
		°С	60

Основные технические данные и характеристики СИКГКН представлены в таблице №4.  
Таблица № 4. Основные технические данные и характеристики СИКГКН по нефти.

№	Наименование показателя	Ел. изм.	Значение
1	Расход нефти через СИКГКН: - рабочее - максимальный	тн/ч	0 – 40,00
		тн/ч	100,00
2	Давление нефти в СИКГКН: - рабочее максимальное допустимое	МПа	0,05 – 0,4
		МПа	1
3	Температура нефти в СИКГКН: - рабочее - максимальная	°С	5 – 45
		°С	60

### 3.3. Требования к функциональным возможностям узла учета конденсата и нефти

Состав узла учета конденсата, нефти и выбранная технологическая схема должны обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто конденсата и нефти прямым методом динамических измерений;
- определение массы нетто;
- отображение (индикацию) и регистрацию результатов измерений, в том числе на индикаторах преобразователей расхода, давления, температуры;
- отбор точечных проб конденсата и нефти;
- отбор объединенной пробы конденсата с объемом выборок в соответствии с ГОСТ 2517-85;
- КМХ ПР в измерительных линиях на месте эксплуатации.

Принятая технологическая схема узла учета конденсата должна обеспечивать возможность выполнения функции поверки ПР в измерительных линиях на месте эксплуатации.

Основные метрологические показатели функционирования узла учета конденсата и нефти.

Измерение массы газового конденсата и нефти предусмотрено прямым методом динамических измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений не должны превышать по ГОСТ 8.587-2006:

- массы брутто газового конденсата и нефти  $\pm 0,1$  %;

- массы нетто газового конденсата и нефти  $\pm 0,1$  %.

В состав узла учета конденсата и нефти должны входить следующие основные составные части:

- технологический комплекс;
- система сбора и обработки информации (СОИ);
- система автоматизированного управления (общая на всю СИКГКН);
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (общее на всю СИКГКН).

Основные технические решения в части технологии должны быть отражены на схеме технологической принципиальной узла учета конденсата и нефти. Технологическая схема узла учета конденсата и нефти должна обеспечивать:

- автоматизированное включение, выключение ИЛ;
- автоматизированное управление запорной арматурой БИЛ с сигнализацией положения её рабочих органов;
- автоматизированное выполнение КМХ рабочего ПР в ИЛ по контрольному ПР без нарушения основного процесса измерений и учета конденсата и нефти;
- возможность выполнения поверки и КМХ ПР в ИЛ без нарушения основного процесса измерений и учета конденсата и нефти;
- автоматизированное и ручное регулирование расхода по ИЛ при проведении КМХ рабочего ПР по контрольному ПР;
- возможность автоматизированного и ручного регулирования расхода по ИЛ при проведении поверки и КМХ ПР;
- ручной контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результаты измерений и поверок;
- автоматический отбор объединенной пробы конденсата и нефти, как пропорционально количеству перекачиваемого конденсата и нефти, так и пропорционально времени;
- ручной отбор точечных проб конденсата и нефти;
- дренаж оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- сбор дренажа учтенной продукции в поверенную дренажную емкость учтенного конденсата и нефти;
- сбор дренажа неучтенной продукции в общую дренажную систему;
- монтаж и демонтаж измерительных преобразователей и технологического оборудования без нарушения непрерывности процесса измерений.

Принятая технологическая схема должна позволять выполнять измерения в автоматическом режиме:

- массы брутто конденсата и нефти за установленные (назначенные) интервалы времени;
- массы нетто;
- давления конденсата и нефти в БИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах СИКГКН;
- температуры конденсата и нефти в БИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах узла учета конденсата и нефти;
- дифференциального давления конденсата и нефти на фильтрах БФ;
- температуры в помещении технологического блока узла учета конденсата и нефти.

СОИ узла учета конденсата и нефти должна обеспечивать:

а) автоматический контроль параметров:

- суммарной массы конденсата и нефти, перекачанного через ИЛ и (или) узла учета конденсата и нефти в целом за период времени;
- мгновенного расхода конденсата и нефти по каждой ИЛ;
- давления конденсата и нефти в ИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах узла учета конденсата и нефти;
- дифференциального давления на фильтрах БФ;
- температуры конденсата и нефти в ИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах узла учета конденсата и нефти;

б) вычисление:

- массы брутто конденсата и нефти за отчетный период (один час, сутки);
- массы нетто;
- погрешности рабочего ПР ИЛ при проведении КМХ по контрольному ПР;

- средневзвешенных значений температуры, давления конденсата и нефти;
  - средних значений температуры, давления, дифференциального давления, конденсата и нефти за определенный период времени (один час, сутки, минуты);
- в) управление:
- автоматическими пробоотборниками;
  - регулятором расхода;
- г) внесение корректировки на изменение свойств материала сенсора ПР с учетом фактических значений давления и температуры конденсата и нефти.

Все применяемые приборы, оборудование и материалы должны соответствовать требованиям NACF. MR0J75, должны быть сероводородостойкого исполнения. В трубопроводных соединениях исключить использование резьбовых соединений за исключением подключения приборов КИП и А.

### **3.4. Требования к составу узла учета конденсата и нефти**

#### **3.4.1. Требования к технологическому комплексу**

Технологический комплекс узла учета конденсата и нефти должен состоять из следующих основных составных частей:

- входного коллектора узла учета конденсата и нефти;
- блока фильтров (БФ);
- блока измерительных линий (БИЛ);
- блока измерения показателей качества (БИК);
- выходного коллектора узла учета конденсата и нефти;
- дренажная емкость для учтенного конденсата и нефти.

#### **3.4.2. Требования к входному коллектору узла учета конденсата**

Входной коллектор узла учета конденсата и нефти принять Ду-150, Ру-40.

На входном коллекторе должны быть предусмотрены средства измерений:

- преобразователь давления;
- преобразователь температуры;
- манометр с трубчатой пружиной, класс точности 1,0;
- термометр биметаллический в промышленном исполнении (минус 20 ... 60°C) класс точности 1,0 с защитной гильзой.

На входном коллекторе предусмотрен отсекающий шаровой кран с электроприводом.

Запорная арматура, установленная на входе и выходе измерительных линий, должна быть обеспечена местным контролем протечек (герметичности).

Размещение входного коллектора - вне БТ СИКГКН (на открытой площадке), либо внутри БТ.

#### **3.4.3. Требования к блоку фильтров (БФ)**

БФ должен состоять из линии фильтрации (рабочей), обвязанная по последовательной схеме.

Конструкция фильтров, входящих в состав БФ должна обеспечивать:

- очистку газового конденсата и нефти от механических примесей с размером частиц более 100 мкм;
- максимальный расход 100 тн/ч при перепаде давления на чистом фильтре не более 0,01 МПа (предпочтительнее использовать фильтр Plenty);
- возможность контроля степени засоренности фильтрующего элемента с помощью датчиков перепада давления, установленных на каждом фильтре и цифровой манометров на входе и выходе фильтров.

В линии фильтрации должны быть предусмотрены следующие СИ и запорная арматура:

- краны шаровые с ручным приводом на входе и выходе линии;
- преобразователь дифференциального давления;

- цифровой манометр, класс точности 0,4;
- кран дренажный;
- кран-воздушник.

Дренаж из БФ должен осуществляться в дренажный коллектор СИКГКН и, далее, в общую дренажную систему площадки. Дренажная система БФ должна быть закрытой. Размещение блока фильтров - в БТ СИКГКН. Необходимо применить фильтры с быстроръемными крышками, фильтрующими элементами из нержавеющей стали, с возможностью быстрой замены и очистки фильтрующих элементов.

#### **3.4.4. Требования к блоку измерения показателей качества (БИК).**

В состав БИК должно входить следующее основное оборудование, запорная арматура и СИ:

- пробоотборники ручные;
- пробоотборники автоматические для отбора объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» с герметичными контейнерами вместимостью не менее трех литров (рабочий). Пробоотборники должны быть с двумя отключающими арматурами;
- влагомер.

Отбор конденсата и нефти в БИК должен производиться через зонд пробозаборный щелевой, выполненный в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85, и установленный на входном участке коллектора. Возврат конденсата должен производиться также во входной коллектор после пробозаборного штуцера по потоку конденсата. Возможность демонтажа пробозаборного устройства для технического обслуживания без остановки работы трубопровода должна быть обеспечена применением пробозаборного устройства выдвижного типа (с лубрикатором).

Изокинетичность отбора пробы должна быть обеспечена применением насосной (циркуляционные насосы с преобразователями частоты), либо безнасосной схемы (регулятор расхода), а также расходомером с относительной погрешностью в диапазоне расходов не более  $\pm 0,5\%$ .

В гидравлической схеме БИК приборы определения качества конденсата и нефти: автоматические пробоотборники — последовательно. В последовательной схеме один из пробоотборников является основным.

В БИК предусмотреть клапан запорный для удаления газовой смеси, установленный в наивысшей точке БИК, и краны для дренажа.

Краны в технологической обвязке БИК должны быть шаровые полнопроходные. Для воздушников и устройств отбора давления допускается применять неполнопроходные шаровые краны, игольчатые клапаны или вентильные блоки.

Установку устройства для ручного отбора точечных проб конденсата и нефти предусмотреть на полнопоточном участке коллектора СИКГКН.

Дренаж из БИК должен осуществляться в дренажный коллектор СИКГКН и, далее, в общую дренажную систему площадки.

Дренажную систему БИК предусмотреть закрытой.

Размещение БИК - в БТ СИКГКН.

#### **3.4.5. Требования к блоку измерительных линий (БИЛ).**

Количество измерительных линий (ИЛ) - 1- рабочая. Схема подключения ИЛ – последовательная.

Условный диаметр трубной обвязки каждой ИЛ - определяется по расчету.



В ИЛ должны быть предусмотрены следующие СИ:

- преобразователь расхода – массовый расходомер;
- преобразователь температуры;
- преобразователь избыточного давления;
- термометр биметаллический в промышленном исполнении (минус 30 ...60°С) класс точности 1,0 с защитной гильзой;
- цифровой манометр с класс точности 0,4.

### 3.4.5.1. Массовый расходомер

Наименования показателей	Примечание
Архивация, не менее	35 суток часового расхода 35 суток суточного расхода
Возможность подключения к ПК	Да
Отчетность	Часовой, Суточный, Месячный
Русифицированный терминал	Да
Защита от несанкционированного доступа	Требуется
Количество измерительных комплексов основе кориолисового расходомера	2 комплекта
Требуемая комплектация	кабель для соединения с ПК; Вычислитель для вычисление расхода; искрозащитный барьер; 4-20 mA HART; коробка распределительная.
Специальные возможности	Самодиагностика
В комплекте требуется: дополнительное оборудование	ответный фланец со шпилькой (ст20); модем для передачи данных. Вычислитель ( для создания часовая, суточная, месячная архивация) Преобразователь давления с дисплеем
Дополнительное требование	шеф-монтаж; пуско-наладка; обучения персонала заказчика; другие сопутствующие услуги.
Технические параметры измеряемой среды	Температура рабочей среды от +5 °С до +45 °С. Давления рабочей среды от 0,5 кгс/см <sup>2</sup> до 1 кгс/см <sup>2</sup> . Температура окружающей среды -30 °С +60 °С. Минимальный расход нефти 5,0 тн/час (при 20 °С). Номинальный расход нефти 40,0 тн/час. (при 20 °С). Максимальный расход нефти 100,0 тн/час. (при 20 °С). Минимальный расход конденсата 5,0 тн/час (при 20 °С). Номинальный расход конденсата 80,0 тн/час. (при 20 °С). Максимальный расход конденсата 130,0 тн/час. (при 20 °С).
Плотность-кг/л (при 20 °С)	0,720-0,880

Наименования показателей	Примечание
<b>К товару должен быть приложен следующая документация</b>	формуляр на русском языке; руководство по эксплуатации на русском языке; ПО на флешкарте или CD диске на русском языке; методика поверки; первичная поверка завода изготовителя; упаковочный лист; сертификат соответствия; сертификат происхождения.

В измерительной линии БИЛ предусмотреть кран для удаления газовой смеси при заполнении ИЛ, установленный в наивысшей точке ИЛ, и устройство для дренажа.

Должна быть предусмотрена возможность контроля герметичности дренажной арматуры, протечки которой влияют на результаты измерений и поверок.

Дренажная система БИЛ должна быть закрытой.

Дренаж из БИЛ предусмотреть в дренажную емкость учтенного конденсата и нефти СИКГКН с контролем уровня. Дренажная емкость должна поставляться с сертификатом о поверке и градуированными таблицами, утвержденными Агентством «Узстандарт».

Преобразователи температуры и избыточного давления, предусмотренные в измерительных линиях, должны быть с выходным сигналом 4-20мА и поддерживающие HART-протокол для двустороннего обмена информацией между датчиком и управляющим HART-устройством и для внесения корректировки на фактические значения давления и температуры.

Должна быть предусмотрена закрытая отдельная дренажная система учтенного и неучтенного конденсата с комплектом дренажных и воздушных шаровых кранов и запорной арматуры. Закрытая дренажная система должна предусматривать свою емкость с возможностью перепада давления конденсата в линию после учета конденсата газом из линии до узла учета.

Размещение БИЛ - в БТ СИКГКН.

### **3.4.6. Требования к выходному коллектору узла учета конденсата и нефти**

На выходном коллекторе узла учета конденсата и нефти предусмотрены средства измерений:

- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;

На выходном коллекторе должен быть предусмотрен также отсекающий кран с электроприводом.

Размещение выходного коллектора - вне БТ СИКГКН (на открытой площадке), либо внутри БТ.

### **3.4.7. Требования к системе сбора и обработки информации (СОИ) узла учета конденсата и нефти.**

В составе оборудования СОИ предусмотреть:

- основной и резервный программируемые контроллеры, работающие в режиме «горячего» резервирования;
- вторичные преобразователи.

СОИ должна обеспечивать хранение информации об измерениях за период не менее 35 дней и обеспечивать вывод информации на печать с использованием компьютера с установленным специализированным конфигурационным программным обеспечением.

Проектом узла учета конденсата и нефти предусмотреть прикладное программное обеспечение СОИ узла учета конденсата и нефти с аттестованными согласно МИ 2676-2001 (Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения) алгоритмами.

### **3.5. Требования к САУ СИКГКН**

САУ СИКГКН должна обеспечивать:

- а) автоматический контроль значений параметров:
  - температуры в технологическом и аппаратном блоках СИКГКН;
  - уровня загазованности в технологическом и аппаратном блоках СИКГКН;
- б) прием, обработка и транспорт данных:
  - от систем обнаружения пожара технологического и аппаратного блоков СИКГКН;
  - от СОИ узла учета конденсата и нефти
  - от (в) АСУТП.
- в) контроль уровня загазованности в технологическом и аппаратном блоках СИКГКН, с выводом сигналов о достижении заданных уровней НКПР на АРМ оператора СИКГКН и в АСУТП, а также на световое и звуковое табло снаружи у входа в технологический и аппаратный блоки СИКГКН;
- г) автоматическое включение системы вентиляции при достижении загазованности в объеме 20% от НКПР;
- д) автоматическое аварийное отключение технологического комплекса СИКГКН от технологического процесса, а так же отключение силовых электроустановок технологического и аппаратного блоков СИКГКН и выдачу аварийной сигнализации в АРМ СИКГКН и АСУ ТП при достижении загазованности в объеме 50% от НКПР. При этом вентиляторы системы механической вытяжной вентиляции периодического действия с 10-кратным воздухообменом в час по полному объему помещения, по сигналу от контроллера СИКГКН должны оставаться в работе.
- е) автоматическое аварийное отключение технологического комплекса СИКГКН от технологического процесса, а также отключение силовых электроустановок технологического и аппаратного блоков СИКГКН и выдачу аварийной сигнализации в АРМ СИКГКН и АСУ ТП при пожаре;
- ж) управление системами вентиляции технологического и аппаратного блоков СИКГКН;
- з) автоматизацию процесса КМХ и поверки СИКГКН;
- и) контроль и управление электроприводной арматурой;
- к) перевод установки в безопасное состояние по сигналу ПАЗ из АСУТП;
- л) прием сигнала от датчиков открытия дверей блок-боксов;
- м) прием и обработка сигналов от первичных преобразователей давления и температуры по протоколу HART;
- н) информационный обмен с АРМ оператора СИКГКН;
- о) информационный обмен с верхним и средним уровнями АСУТП;

### 3.5.1 Требования к составу оборудования САУ СИКГКН.

Конструктивно САУ СИКГКН должно быть выполнено на промышленном ПЛК. Для подключения измерительных приборов должны использоваться искробезопасные цепи с гальванической развязкой. Оборудование САУ СИКГКН должно размещаться в шкафах с принудительной вентиляцией.

В составе САУ предусмотреть HART-мультиплексоры для обеспечения возможности выдачи диагностической информации полевых приборов и исполнительных механизмов в проектируемую систему обслуживания полевого оборудования (PAMS).

Передачу сигналов «пуска», «останова» и «аварийного останова» между ПЛК САУ СИКГКН и ПЛК АСУ ТП выполнить по физическим линиям связи.

Проектом СИКГКН предусмотреть:

- взаимодействие комплекса технических средств АСУ ТП с комплексом технических средств САУ СИКГКН по протоколу Modbus RTU;
- вывод информации с САУ СИКГКН на верхний уровень АСУ ТП должен осуществляться через стандартный OPC сервер по интерфейсу Ethernet с протоколом TCP/IP.

Прикладное программное обеспечение АРМ-оператора должно быть разработано для использования под управлением операционной системы MS Windows.

Все системное и прикладное программное обеспечение, как разработчика, так и сторонних производителей, должно быть лицензированным.

Интерфейс системного и прикладного программного обеспечения должен быть интуитивно понятным, содержать встроенную контекстную справочную систему на русском языке.

### 3.6. Требования к АРМ оператора СИКГКН

АРМ оператора СИКГКН должно обеспечивать:

- а) прием, автоматический контроль и индикацию значений параметров от САУ СИКГКН, таких как:
  - расходы конденсата и нефти по каждой ИЛ;
  - давления нефть и конденсата в ИЛ, БКК, входном и выходном коллекторах СИКГКН;
  - температуры газа и конденсата в ИЛ, БКК, входном и выходном коллекторах СИКГКН;
  - дифференциальное давление на фильтрах БФ;
  - содержание влаги в конденсате и нефти;
  - температуры в технологическом и аппаратном блоках СИКГКН;
  - пожарная сигнализация и загазованность в технологическом и аппаратном блоках СИКГКН;
  - состояния запорной регулирующей арматуры, системы отопления и вентиляции;
  - аварийные сигнализации;
  - и т.д.
- б) переключение с автоматического управления на ручное управление и обратно для запорной регулирующей арматуры, системы отопления и вентиляции;
- в) регистрацию результатов измерений и вычислений, их хранение, архивирование, печать, предоставление на более высокий уровень пользования;
- г) защиту информации от потери и изменения, привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой;

д) формирование, архивирование, отображение на экране монитора и вывод на печать:

- оперативных, сменных, суточных отчетов, отчетов с заданным временным интервалом (одна минута, один час), по следующему минимальному объему параметров конденсата и нефти: расход, давление, температура, плотность; расход с начала пуска СИКГКН;
- журнала событий и аварийных ситуаций по указанным отрезкам времени в интервале не менее 35 дней назад от текущей даты;
- мнемосхемы с возможностью отображения в ней основных параметров стандартных требований по изображению и управлению устройствами СИКГКН без возможности вывода ее на печать;
- формирование отчетных документов (протоколов КМХ, паспортов качества, актов приема-сдачи и т.д.);

### **3.7. Требования к составу оборудованию АРМ оператора СИКГКН**

В составе оборудования АРМ предусмотреть:

- панельный промышленный компьютер, устанавливаемый в шкаф автоматики СИКГКН;
- принтер (лазерных).

Проектом СИКГКН предусмотреть прикладное программное обеспечение визуализации процесса. Лицензионное соглашение на прикладное ПО должно охватывать весь объем информационных точек ввода/вывода САУ СИКГКН плюс 30% от этого объема;

СИКГКН должна быть изготовлена в блочном исполнении. Предусмотреть единый аппаратный блок для узлов учета конденсата и нефти. САУ узлов учета должна быть выполнена на едином программно-техническом комплексе.

### **3.8. Требования к метрологическому обеспечению оборудования СИКГКН**

Все СИ, входящие в состав СИКГКН, должны пройти метрологическую аттестацию или испытания с целью утверждения типа и поверку в Агентстве «Узстандарт».

СИКГКН в целом должна быть испытана для целей утверждения типа СИ (либо пройти метрологическую аттестацию) с получением соответствующего сертификата Агентства «Узстандарт».

Алгоритмы расчета расхода и массы газового конденсата и нефти, перекачиваемого через БИЛ, а также вычислительные процедуры, связанные с поверкой массовых ПР, должны быть выполнены в соответствии с утвержденными Агентством «Узстандарт» инструкциями и методиками.

Проект должен пройти метрологическую экспертизу в Агентстве «Узстандарт».

МВИ должна быть разработана Поставщиком и аттестована в установленном порядке в Агентстве «Узстандарт».

### **3.9. Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей СИКГКН**

#### **3.9.1. Требования к размещению оборудования блок технологический (БТ) СИКГКН**

Размещение оборудования БТ СИКГКН предусмотреть в едином блоке на одной раме.

Модульное здание БТ должно быть выполнено из металлических конструкций и панелей типа «сэндвич» с негорючим утеплителем.

Модульное здание БТ после монтажа на площадке должно представлять собой единую замкнутую теплоизолированную конструкцию, оборудованную инженерными системами.

Модульное здание БТ должно быть рассчитано на климатические условия, соответствующие месту расположения СИКГКН согласно КМК 2.01.07-97 и КМК 2.01.01-94.

Модульное здание БТ должно быть оборудовано инженерными системами:

- естественного и искусственного, аварийного освещения;
- вентиляции (с учетом требований ВНТП 3-85);
- контроля и сигнализации загазованности (в том числе сигнализация обнаружения ПДК сероводорода, если необходимо) и пожара;
- системой электрического отопления с автоматическим поддержанием температуры в холодный период не ниже 15°C.

Категория помещения БТ по взрыво и пожарной опасности - А - в соответствии с НПБ 105-03.

Степень огнестойкости модульного здания БТ - 111 по классификации ШНК 2.01.02-04.

Класс конструктивной пожарной опасности - СО, применяемые строительные материалы - негорючие (НГ), группа функциональной пожарной опасности - Ф5.1.

Модуль БТ должен иметь конструктивные элементы, предназначенные для крепления строповых устройств, рассчитанных на подъем модулей со смонтированным в нём оборудованием.

Полы в помещении модульного здания БТ должны быть выполнены герметичными.

Для предотвращения растекания жидкостей за пределы помещения по периметру здания БТ должны быть выполнены бортики высотой не менее 180 мм с оборудованием порогов в дверных проемах.

Для отвода разлившихся жидкостей полу здания БТ должно быть предусмотрено устройство (трап), подсоединяемое к дренажной системе.

На трубопроводе отвода разливов жидкости из БТ снаружи модульного здания должен быть предусмотрен съемный гидрозатвор на фланцах.

Модульное здание БТ должно иметь двери (ворота), открывающиеся наружу.

Модульное здание БТ должно быть оборудовано датчиками несанкционированного доступа, датчиком температуры для дистанционного измерения температуры воздуха в помещении.

В конструкциях модулей блок-бокса БТ должны быть предусмотрены болты для подключения к внешнему контуру заземления.

В модульном здании БТ должны быть предусмотрены средства механизации переносные или стационарные (балки, блоки, крюки), трапы и пандусы - для возможности монтажа и демонтажа преобразователей расхода и др., а также сложных трубопроводных узлов, требующих периодической разборки (чистка участков) и технического обслуживания запорно-регулирующей арматуры, массой более 50 кг.

### 3.9.2. Требования к размещению оборудования аппаратного блока (БА) СИКГКН

Размещение оборудования СОИ, САУ, АРМ оператора и систему распределения электроэнергии СИКГКН предусмотреть в БА СИКГКН, установленном на той же раме где размещено оборудование БТ СИКГКН, либо на отдельной раме в непосредственной близости от БТ.

Блок-бокс БА должен быть предназначен для установки в нем средств управления технологическим оборудованием СИКГКН и должен обеспечивать безопасную работу установленного в нем оборудования СОИ и системы распределения электроэнергии.

Блок-бокс БА должен состоять из помещения пункта управления и помещения вентиляционной системы.

В помещении БА должен быть предусмотрен фальшпол высотой 300 мм.

Блок-бокс БА должен быть выполнен из металлических конструкций и панелей типа «сэндвич» с негорючим утеплителем. Блок-бокс после монтажа на площадке должен представлять собой замкнутую теплоизолированную конструкцию, снабженную инженерными системами.

Блок-бокс БА должен быть рассчитан на климатические условия, соответствующие месту расположения СИКГКН согласно КМК 2.01.07-97 и КМК 2.01.01-94.

Блок-бокс БА должен быть обеспечен инженерными системами:

- отопления и кондиционирования с поддержанием температуры внутри блока  $20 \pm 5$  °С;
- вентиляции помещения (в соответствии с СИ 512-78 и КМК 2.04.05-97) с помощью приточной вентиляционной установки;
- освещения (естественное и искусственное, аварийное);
- контроля пожара (средства автоматической пожарной сигнализации, реагирующие на появление дыма и первичные средства пожаротушения).

Категория помещения БА по взрыву и пожарной опасности - Д в соответствии НПБ 105-03.

Степень огнестойкости блок-бокса БА - IV по классификации ШИК 2.01.02-04.

Класс конструктивной пожарной опасности - СО, применяемые строительные материалы — негорючие (ИГ), группа функциональной пожарной опасности - Ф5.1.

Блок-бокс БА должен быть обеспечен грузоподъемным механизмом для монтажа оборудования систем вентиляции.

Блок-бокс БА должен быть также оборудован датчиком несанкционированного доступа, датчиком температуры для дистанционного измерения температуры воздуха в помещении.

Габаритные размеры блок-бокса БА в состоянии поставки должны удовлетворять транспортировочным ограничениям и предполагать возможность его транспортировки по железной дороге или автотранспортом.

Покрытие пола должно быть гладким, прочным, антистатическим, позволяющим выполнять уборку пылесосом или влажную уборку.

Блок-бокс БА должен иметь дверь, открывающуюся наружу.

Оконные проемы должны быть оборудованы устройствами для защиты от прямого попадания солнечных лучей.

В конструкции блок-блока БА должны быть предусмотрены болты для подключения к внешнему контуру заземления.

### 3.9.3. Общие требования для БТ и БА.

Для технологического и аппаратного блоков должно предусматриваться искусственное освещение. Освещенность в блоках - не менее 100 люкс.

Предусмотреть снаружи у входов в блоки световую и звуковую сигнализации об обнаружении пожара и загазованности с выдачей соответствующих сигналов в АРМ оператора СИКГКН.

Двери блоков должны открываться наружу.

Необходимо предусмотреть систему модульного пожаротушения в БТ и БА.

### 3.9.4. Характеристика блока и наружных установок СИКГКН по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Характеристика зданий и помещений и наружных установок СИКГКН по взрывопожарной и пожарной безопасности

№ п/п	Наименование сооружений	План размещения	Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий, зданий и наружных установок НПБ-105-03	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования		Краткая характеристика среды
				Класс взрыва опасной или пожарной зоны	Категория и группа взрыва-пожаро-опасных смесей	
	1	2	3	4	5	6
1	Блок измерительных линий (БИЛ)	Помещение БТ СИКГГК	A	B 1a	II BTЗ	Газовый Конденсат и нефть
2	Блок контроля качества (БКК)	Помещение БТ СИКГГК	A	B 1a	II BTЗ	Газовый Конденсат и нефть
3	Блок фильтров (БФ)	Помещение БТ СИКГГК	A	B 1a	II BTЗ	Газовый Конденсат и нефть
4	Оборудование СОИ, САУ, АРМ	Помещение БА СИКГКН	B4	-	-	-

### 3.10. Требования к надежности

Оборудование и СИ должны обеспечивать срок службы СИКГКН в целом не менее 10 лет при условии соблюдения требований по эксплуатации СИКГКН и требований заводов-изготовителей оборудования и средств измерений, входящих в состав СИКГКН.



Вероятность безотказной работы АРМ оператора по каждой функции предусмотреть за 2000 часов, не менее:

по выполнению расчетных операций - 0,98;

по отображению - 0,90

### **3.11. Требования к защите от внешних воздействий**

Рабочий температурный диапазон для средств автоматизации, устанавливаемых вне БТ. (кроме указанных особо), составляет от минус 35 °С до + 70°С.

Материалы, контактирующие с измеряемой средой, должны быть устойчивы к сероводородному растрескиванию, и соответствовать требованиям стандарта NACE MR 01- 75 (в последней редакции) или соответствующим стандартам стран-изготовителей оборудования.

Все средства автоматизации соответствуют требованиям к взрывозащищенному электрооборудованию, устанавливаемым межгосударственными; стандартами серии ГОСТ 30852-2002 (МЭК 60079).

Оборудование СОИ СИКГКН устойчиво к воздействию внешних магнитных полей, постоянных или переменных с частотой сети с напряженностью до 400 А/м.

СОИ СИКГКН может сохранять работоспособность при воздействии промышленных радиопомех по нормам 8-72 "Общесоюзных норм допустимых промышленных радиопомех".

Оборудование СИКГКН, устанавливаемое в БТ, имеет степени защиты, не менее чем IP65 по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89).

### **3.11. Требования к электроснабжению**

Электрооборудование, устанавливаемое в помещении с технологическим оборудованием, должно иметь конструктивное исполнение, позволяющее их эксплуатацию во взрывоопасных зонах класса В-Ia при категории и группе смеси II АТЗ. Электроснабжение СИКГКН выполнить согласно требованиям стандарта СТО Газпром 2-6,2- 149- 2007 (Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром»).

Напряжение силового оборудования - 380/220 В, 50 Гц.

Напряжение вторичной аппаратуры и микропроцессорной техники - 220 В, 50 Гц.

Технические средства СОИ и САУ СИКГКН - 220 В, 50 Гц.

Технические средства СОИ и САУ СИКГКН должны быть обеспечены устройствами гарантированного питания, обеспечивающими непрерывную работу оборудования системы при нарушении электроснабжения в сети в течение 2-х часов.

Все измерительные цепи от преобразователей до вторичной аппаратуры должны прокладываться экранированными кабелями.

Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями 220 В, 50 Гц и корпусом при температуре окружающего воздуха (плюс 20,5 °С) и относительной влажности не более 80% должна выдерживать в течение 1 минуты действие испытательного повышенного напряжения 1000 В промышленной частоты.

Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями и корпусом при температуре окружающего воздуха (плюс 20,5 °С) и относительной влажности не более 80% должна быть не менее 0,5 МОм.

Все электрическое оборудование, включая клеммные коробки, должно быть надежно соединено с рамами блоков медным заземляющим проводом сечением, соответствующим требованиям ПУЭ.

Всё электрооборудование должно иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030.

Предусмотреть логическое заземление систем, с сопротивлением току растекания не более 1 Ом.

### 3.11. Эргономические требования

Конструкция блоков СИКГКН должна обеспечить удобный доступ, монтаж и демонтаж сменных элементов, исключить их неправильный монтаж в процессе эксплуатации.

Сменные элементы должны быть взаимозаменяемыми и не требовать регулировки и подстройки при их замене в процессе эксплуатации.

Конструкция, внешние эстетические и эргономические показатели СИКГКН должны отвечать современным требованиям, предъявляемым к технологическому оборудованию.

Надписи и значения местных показывающих приборов должны быть видны с расстояния не менее 1,0 м.

Все сообщения и надписи должны быть выполнены на русском языке.

Все отображаемые цифровые значения должны быть указаны в инженерных единицах с использованием системы СИ (значения давления указываются в МПа) или процентах.

## РАЗДЕЛ 4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРАВИЛАМ СДАЧИ И ПРИЕМКИ

### Подраздел 4.1. Этапы разработки, изготовления и приёмки.

№ п/п	Наименование работ	Отчетность
1	Этап I. Разработка документации, прохождение метрологической экспертизы и разработка МВИ.	
1.1	Разработка рабочей документации СИКГКН	Документация в 4-х экземплярах и на диске в формате PDF. Акт сдачи-приемки проекта
1.2	Метрологическая экспертиза рабочей документации СИКГКН	Экспертное заключение Агентства «Узстандарт»
1.3	Разработка и аттестация в Агентстве «Узстандарт» методики выполнения измерений (МВИ) на СИКГКН	Аттестованная МВИ
1.4	Разработка алгоритмов управления СИКГКН: конфигурирование базы данных, экранных форм, отчетов, проведения полигонных испытаний. Установка файлов на жесткий диск и передача Заказчику копии на CD	Акт выполненных услуг
1.5	Обучение по аппаратному и программному обеспечению в сертифицированных производителях оборудования учебных центрах или на заводе-изготовителе*	Акт выполненных услуг. Сертификаты о проведении обучения
2	Этап II. Изготовление и поставка СИКГКН	

2.1	Комплектация и изготовление СИКГКН. Заводские испытания с участием представителей Заказчика	Акт заводских испытаний
2.2	Поставка оборудования	Акт приема-передачи
3	Этап III. Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы. Услуги оказываются на территории Республики Узбекистан	
3.1	Шеф монтаж СИКГКН на объекте	Акт выполненных услуг
3.2	Пуско-наладочные работы. Консультационные услуги по работе с СИКГКН. Обучение персонала работе с СИКГКН	Акт выполненных услуг
3.2	Комплексное опробование СИКГКН	Протоколы испытаний
4	Этап IV. Метрологическое обеспечение ввода в эксплуатацию и ввод СИКГКН в эксплуатацию. Услуги оказываются на территории Республики Узбекистан	
4.1	Поверка средств измерения, входящих в состав СИКГКН, на месте эксплуатации	Сертификаты Агентства «Узстандарт» о поверке
4.2	Проведение испытаний (метрологической аттестации) СИКГКН по месту эксплуатации	Сертификат об утверждении типа (метрологической аттестации) СИКГКН
4.3	Приемо-сдаточные испытания. Ввод СИКГКН в опытную эксплуатацию	Акт ввода в опытную эксплуатацию
4.4	Устранение замечаний, выявленных в процессе опытной эксплуатации СИКГКН. Сдача СИКГКН в промышленную эксплуатацию	Акт сдачи-приемки СИКГКН

#### **Подраздел 4.2 Требования к передаваемой заказчику технической и иной документации**

При разработке СИКГКН Поставщиком должны быть представлены нижеперечисленные документы, но, не ограничиваясь:

##### **I. Документация общесистемная**

- 1 Пояснительная записка в составе:
  - i. ОПЗ (общая пояснительная записка);
  - ii. ПО (информационное обеспечение);
  - iii. ПО (программное обеспечение).
- 2 Описание КТС.

##### **II. Документация технического обеспечения.**

- 1 Схема технологическая принципиальная.
- 2 Структурная схема комплекса технических средств
- 3 Спецификация оборудования, изделий и материалов.
- 4 Комплект рабочих чертежей.
- 5 Общие данные.
- 6 Схема автоматизации.
- 7 Схема электрическая принципиальная питания.
- 8 Схема электрическая принципиальная подключения приборов.
- 9 Схема электрическая принципиальная управления.
- 10 Схема электрическая принципиальная сигнализации.
- 11 Схема соединений внешних проводок.
- 12 Схема подключения внешних проводок.

- 13 План расположения оборудования.
- 14 Таблица соединений и подключений.
- 15 Сборочный чертеж щитов.
- 16 Чертеж общего вида.
- 17 Паспорт для отдельных видов оборудования.
- 18 Инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию отдельных видов оборудования.

III. Документация информационного обеспечения.

- 1 Описание информационного обеспечения.
- 2 Перечень входных сигналов и данных.
- 3 Перечень выходных сигналов (документов).
- 4 Чертежи экранных форм и выходных документов (отчетов).

IV. Документация программного обеспечения.

- 1 Описание программного обеспечения (ПА).
- 2 Руководство пользователя ПО.
- 3 Руководство программиста, включающее в себя листинг ПО проекта с подробными комментариями к нему.
- 4 Комплект лицензий на ПО.

V. Документация математического обеспечения.

- 1 Описание алгоритмов.
- 2 Документация организационного обеспечения.
- 3 Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию СИКГКН.
- 4 Руководство пользователя/Инструкции по эксплуатации приборов и оборудования.

VI. Сопроводительная, производственная документация. Документация метрологического обеспечения.

- 1 Программа испытаний (метрологической аттестации) СИКГКН.
- 2 Перечни измерительных каналов с расчетом погрешности измерений.
- 3 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКГКН.
- 4 Сертификат на СИКГКН об утверждении типа единичного СИ.
- 5 Протоколы заводских испытаний СИКГКН.
- 6 Сертификаты соответствия приборов и оборудования СИКГКН.
- 7 Сертификаты и разрешения на применение на опасных производственных объектах приборов и оборудования, входящих в состав СИКГКН.
- 8 Документы, подтверждающие коррозионную стойкость контактирующих с измеряемой средой материалов приборов и оборудования, входящих в состав СИКГКН.
- 9 Сертификаты об утверждении типа, метрологической аттестации (с описанием типа) и поверке СИ, входящих в состав СИКГКН.

VII. Согласование проектной документации.

- 1 Проектная документация на СИКГКН подлежит согласованию АО «Узбекнефтегаз» и утверждению Исполнителя.
- 2 Рабочая документация на СИКГКН подлежит метрологической экспертизе в Агентстве «Узстандарт».
- 3 Проект автоматической пожарной сигнализации и оповещения СИКГКН подлежит согласованию с ГУПБ МВД РУз.

VIII. Передача документации Заказчику.

- 1 Документация передается Заказчику в четырех экземплярах на бумажном носителе и одном экземпляре в электронном виде в формате Adobe PDF7.

Изготовитель обязан при отгрузке (сдаче) продукции в упакованных или специальных местах вложить в каждое тарное место документы, свидетельствующие о наименовании и качестве продукции, находящейся в данном тарном месте (паспорт, руководства по эксплуатации, протоколы испытаний, сертификаты и сертификаты соответствия).

#### **Подраздел 4.3 Требования к страхованию оборудования**

Поставляемая продукция должна быть застрахована за счёт поставщика во всех случаях, связанных с транспортировкой продукции до места назначения.

### **РАЗДЕЛ 5. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ**

Транспортировка осуществляется железнодорожным, автотранспортным, авиатранспортным и другими видами перевозок, которые учитываются контрактными обязательствами, при условии соблюдения правил перевозок, действующих на соответствующих видах транспорта.

### **РАЗДЕЛ 6. ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ**

Согласно стандартам и нормативно-техническим документам завода изготовителя.

### **РАЗДЕЛ 7. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМУ И/ИЛИ СРОКУ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГАРАНТИЙ.**

Поставщик должен поставить качественный товар, соответствующий настоящим требованиям, от завода изготовителя или его официального представителя (дистрибьютора) и гарантировать: срок действия гарантии на поставляемый товар не менее 30 месяцев с момента поставки или 24 месяцев с момента ввода в эксплуатацию и, в случае выхода из строя поставленного оборудования, произвести его замену за свой счет в указанный заказчиком срок.

### **РАЗДЕЛ 8. ТРЕБОВАНИЯ К РЕМОНТНОПРИГОДНОСТИ**

Поставляемая СИКГКН должно быть ремонтно-пригодной, комплектующие элементы должны быть смонтированы в нем таким образом, чтобы обеспечивалась наиболее высокая степень доступности к каждому элементу при проведении ремонтно-восстановительных работ.

### **РАЗДЕЛ 9. ТРЕБОВАНИЯ К ОБСЛУЖИВАНИЮ**

#### **Подраздел 9.1 Требования к обслуживанию**

Требуется 3 месяца технического обслуживания.

#### **Подраздел 9.2 Требования к сервисному обслуживанию**

Не требуется.

### **РАЗДЕЛ 10. ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И САНИТАРНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ**

Приобретаемая СИКГКН должна соответствовать нормам и требованиям безопасности, действующим в РУз.

Приобретаемая СИКГКН должна соответствовать экологическим и санитарным нормам и требованиям РУз.

Электроснабжение СИКГКН должно соответствовать требованиям ПУЭ (седьмое издание).

Изоляция электрооборудования между отдельными электрическими цепями 220 В, 50 Гц и корпусом при температуре окружающего воздуха (20,5 °С) и относительной влажности не более 80 % должна выдерживать в течении 1 минуты действие испытательного повышенного напряжения 1000 В промышленной частоты должно быть не менее 0,5 МОм.

Конструкции шкафов СОИ и САУ СИКГКН должны иметь шины заземления.

Требования безопасности к составным частям СОИ и САУ СИКГКН в отношении изоляции токоведущих частей, блокировок и защитного заземления должны соответствовать ГОСТ 2.2.007.0, ГОСТ 12997 и ГОСТ 25861.

По способу защиты человека от поражения электрическим током СОИ и САУ СИКГКН должны относиться к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.019.

Требования безопасности, предъявленные к комплектным устройствам, монтируемым в шкафах СОИ и САУ СИКГКН, должны соответствовать ГОСТ 2.2.007.0.

Уровень шумов не должен превышать допустимых по ГОСТ 21552.

Все внешние части устройств, находящиеся под напряжением по отношению к корпусу и (или) общей шине питания, должны иметь защиту от случайных прикосновений персонала при контроле и эксплуатации. Рукоятки органов управления, настройки, регулировки, в цепях с напряжением свыше 42 В должны быть изготовлены из изоляционного материала или иметь изоляционное покрытие.

Конструкция устройств должна исключать возможность попадания в процессе эксплуатации электрического тока на наружные металлические части, в том числе на металлические ручки, рукоятки органов управления, замки, фиксаторы и т.п. металлические части изделий.

Защитные приспособления цепей с рабочим напряжением, превышающим 24 В, должны иметь надписи или знаки, предупреждающие обслуживающий персонал об опасности. Предупреждающие надписи или знаки должны быть четкими нестираемыми и соответствовать ГОСТ 12.4.026, ГОСТ 12.4.040.

Устройства, подключаемые к питающей сети или источникам питания с напряжением выше 42 В, должны иметь сигнализацию, фиксирующую подачу питающего напряжения. Устройства должны быть снабжены указателями положения переключателя напряжения.

Выключатель сети питания должен соответствовать напряжению питающей сети и коммутируемой мощности.

Переключатели и другие органы управления, состояние которых может повлиять на безопасность работы персонала, должны иметь маркировку, обозначающую выполняемые ими функции.

Герметичность технологической обвязки блоков должна исключать загрязнение

воздуха рабочей зоны СИКГКН вредными и взрывоопасными веществами в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.007-76 и исключать недопустимые тепловыделения.

Экологическая чистота СИКГКН должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек и закрытой системой дренажа.

## **РАЗДЕЛ 11. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ И КЛАССИФИКАЦИИ**

Качество приобретаемой СИКГКН и входящих в него отдельных комплектующих элементов должно быть подтверждено соответствующими сертификатами.

## **РАЗДЕЛ 12. ТРЕБОВАНИЯ К КОЛИЧЕСТВУ, КОМПЛЕКТАЦИИ, МЕСТУ И СРОКУ (ПЕРИОДИЧНОСТИ) ПОСТАВКИ**

Количество: Внедрение системы СИКГКН в количестве 2 комплект должна осуществляться на ХЗУ входе в БНПЗ на линию нефти и линию конденсата.

Срок поставки: не более 3-х месяцев.

Грузополучатель:

Мубарекское НГДУ АО «Узбекнефтегаз»

Республика Узбекистан, 180900, Кашкадарьинская область г. Мубарек, ул. Занжирсарой дом 1.

Условия поставки: СІР инкотермс 2010 г. Мубарек

Пункт назначения:

Отгрузочные реквизиты:

Для доставки ж/д. транспортом: «Узбекистон Темир Йуллари»

Код ж/д станции Мубарек – 732703

Код получателя – 4001

Для доставки автотранспортом: Республика Узбекистан, 180900,

Кашкадарьинская область, г. Мубарек, ул. Занжирсарой дом 1.

Для доставки авиатранспортом: Аэропорт г. Ташкент, Республики Узбекистан

Для контейнеров Карши – 733104

## **РАЗДЕЛ 13. ТРЕБОВАНИЕ К СОПУТСТВУЮЩИМ УСЛУГАМ ПРИ ПОСТАВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ**

### **Подраздел 15.1 Требования к выполнению проектной документации**

Разработка проектной документации исполнителем согласно техническому заданию.

### **Подраздел 15.2 Требования к шефмонтажу**

Требуется шеф монтаж СИКГКН на объектах БНПЗ и Мубарекского НГДУ.

### **Подраздел 15.3 Требования к пуско-наладке**

Требуется пуско-наладочные работы.

### **Подраздел 15.4 Требования к обучению персонала заказчика**

Требуется консультационные услуги по работе с СИКГКН. Обучение персонала работе с СИКГКН.








#### РАЗДЕЛ 14. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

Сокращение	Расшифровка сокращения
АО	Акционерное общество
АРМ	Автоматизированное рабочее место
БИЛ	Блок измерительных линий
БФ	Блок фильтров
БТ	Блок технологический
БА	Блок аппаратный
БИК	Блок измерения показателей качества
БКК	Блок контроля качества
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИЛ	Измерительная линия
КМХ	Контроль метрологических характеристик
МВИ	Методика выполнения измерений
МХ	Метрологические характеристики
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения
НКУ	Низковольтное комплектное устройство
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПО	Программное обеспечение
ПР	Преобразователь расхода
СИКГКН	Система измерений количества газового конденсата и нефти
САУ	Система автоматизированного управления
СИ	Средства измерения
СОИ	Система сбора и обработки информации
ТЗ	Техническое задание



**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ НА  
ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ**

систему измерения количества газового конденсата и нефти  
на ХЗУ входе в БНПЗ Мубарекского НГДУ

<b>Должность</b>	<b>Подпись</b>	<b>ФИО</b>
Главный инженер		Курбонов Д.Б.
Заместитель директора		Тураев У.Д.
Начальник отдела главного технолога		Бозоров У.Х.
Логистик департамента коммерции		Давронов Н.К.
Начальник отдела добыча газа и конденсата		Хазратов Э.Б.
Начальник отдела добыча нефти		Кулмуродов И.С.
Начальник службы метрологии и автоматизации		Курбонов Ш.Ж.

