Приложение 2

**Технические требования на проектирование и поставку**

**системы измерений количества и показателей качества нефти №569а**

**(СИКН №569а) для приемо-сдаточного пункта нефти АО «НК «ЯНГПУР»**

**Содержание** Продолжение приложения 2

[**1** **Назначение СИКН** 3](#_Toc141255812)

[**2** **Характеристика рабочей среды** 3](#_Toc141255813)

[**3 Основные технические характеристики СИКН** 4](#_Toc141255814)

[**4 Технические требования** 6](#_Toc141255815)

[**4.1 Требования к функциональным возможностям СИКН** 6](#_Toc141255816)

[**4.2 Требования к составу СИКН** 8](#_Toc141255817)

[**4.2.1 Блок фильтров** 8](#_Toc141255818)

[**4.2.2 Блок измерительных линий** 9](#_Toc141255819)

[**4.2.3 Блок измерений показателей качества нефти (БИК)** 9](#_Toc141255820)

[**4.2.4 Пробозаборное устройство** 11](#_Toc141255821)

[**4.2.5 Узел подключения передвижной ПУ** 11](#_Toc141255822)

[**4.2.6 Стационарная ПУ** 11](#_Toc141255823)

[**4.3 Требования к метрологическим характеристикам** 11](#_Toc141255824)

[**4.3.1 Требования к составу СОИ** 11](#_Toc141255825)

[**4.3.2 Требования к функциям СОИ** 12](#_Toc141255826)

[**4.4 Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей СИКН** 14](#_Toc141255827)

[**4.4.1 Размещение технологического оборудования** 14](#_Toc141255828)

[**4.4.2 Требования к размещению оборудования СОИ** 14](#_Toc141255829)

[**4.4.3 Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей СИКН** 14](#_Toc141255830)

[**4.5** **Требования к механизации подъемно-транспортных операций** 17](#_Toc141255831)

[**5 Требования к документации** 17](#_Toc141255832)

[**6 Требования к организации разработки и приемки** 18](#_Toc141255833)

[**7 Требование к отоплению и вентиляции** 19](#_Toc141255834)

[**8 Требования к электроснабжению и электрооборудованию** 20](#_Toc141255835)

[**9 Требования к пожарной сигнализации и системе оповещения о пожаре** 21](#_Toc141255836)

[**10 Требования к системе контроля и управления доступом (СКУД)** 21](#_Toc141255837)

[**11 Требования к системе охранного телевидения (СОТ)** 22](#_Toc141255838)

[**12 Требования к технике безопасности и противопожарным мероприятиям** 22](#_Toc141255839)

[**13 План расположения СИКН на генеральном плане** 24](#_Toc141255840)

Продолжение приложения Е

Настоящее техническое задание (ТЗ) определяет требования к назначению, составу, техническим и эксплуатационным характеристикам и разрабатываемой проектной документации на систему (СИКН) приемо-сдаточного пункта ПСП «Губкинский» расположенной в районе пикета «68 км» магистрального нефтепровода «Тарасовское-Муравленковское» в Пуровском районе Тюменской области в десяти километрах северо-западнее города Губкинский.

**Основание для проектирования**

Договор между \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.

На основе стратегических решений по капитальному строительству системы измерения количества и показателей качества нефти (далее - СИКН) рассмотренных и принятых на рабочем совещании.

**Сокращения**

В ТЗ приняты следующие сокращения:

БИК - блок измерений показателей качества нефти;

БИЛ - блок измерительных линий;

БФ - блок фильтров;

ГНМЦ - государственный научный метрологический центр;

ИЛ - измерительная линия;

ЛВЖ - легковоспламеняющаяся жидкость;

МХ - метрологические характеристики;

НД - нормативные документы;

НПВ - нижний предел взрываемости;

ПР - преобразователь расхода;

ПУ - поверочная установка;

СИ - средство измерений;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ - система сбора и обработки информации;

ТЗ - техническое задание;

ИВК - измерительно-вычислительном комплексе;

ВА - вторичная аппаратура;

ДМЗ - демилитаризованная зона.

# **1 Назначение СИКН**

Проектируемый блок СИКН №569а предназначен для измерения массы нефти прямым методом динамических измерений, определения показателей качества нефти при проведении учетных операций сдачи товарной нефти от АО «НК «Янгпур» в систему магистральных нефтепроводов АО «Транснефть-Сибирь» ПАО «Транснефть».

# **2 Характеристика рабочей среды**

Рабочая среда: товарная нефть по ГОСТ Р 51858-2020.

Физико-химические показатели нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические показатели нефти

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Значение показателя |
| 1 Вязкость кинематическая при 20 °С, мм2/с (сСт) | 3,5 при плотности 825,2 кг/м3, но не более 25; |
| 2 Плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м3 | 780-839 |
| 3 Температура сдаваемой нефти, °С | от +6 до +30 |
| 4 Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм.рт.ст.) | не более 66,7 (500) |
| 5 Массовая доля воды, % | не более 0,5 |
| 6 Концентрация хлористых солей, мг/дм3 | не более 100 |
| 7 Массовая доля механических примесей, %, | не более 0,05 |
| 8 Массовая доля парафина, % | не более 6 |
| 9 Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ррm) | не более 20 |
| 10 Массовая доля серы, %, | не более 0,35 |
| 11 Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн.-1 (ррm) | не более 40 |
| 12 Содержание свободного газа | не допускается |
| 13 Температура застывания нефти, °С | не выше минус 2 |
| 14 Качество нефти по ГОСТ Р 51858-2020:  Класс  Тип  Группа  Вид | 1  0  1  1 |
| 15 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн (ppm), не более | 6 |
| 16. Выход фракций % об. не менее до температуры  200̊°С  300̊°С  350℃ | 30  52  62 |

# **3 Основные технические характеристики СИКН**

Основные технические характеристики СИКН представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические характеристики СИКН

| Параметр, размерность | Значение параметра | |
| --- | --- | --- |
| Расход нефти через СИКН, м3/ч | От 30 до 100 | |
| Давление нефти, МПа:  -рабочее  -минимально допустимое  -максимально допустимое | 0,54-3,76  0,54  4,0 | |
| Режим работы СИКН | периодический, автоматизированный | |
| Уровень ответственности зданий и сооружений по ФЗ-384 | Нормальный | |
| Режим работы поверочной установки (ПУ) первого разряда | Автоматизированный\* | |
| Способ поверки ПУ | ПУ на базе весов или мерников | |
| Электропитание | Трехфазное 380 В, 50Гц | |
| Диаметр подводящего/отводящего трубопровода, мм | 150/150 | |
| Функциональные потоки | Блок  измерительных линий | Блок измерения  показателей качества  нефти |
| Производительность, м3/ч | 30-100 | Расход должен соответствовать требованиям эксплуатационной документации на поточные преобразователи (плотности, влагосодержания).  Отбор проб по ГОСТ 2517-2012. |
| Количество измерительных линий, шт:  - рабочих  - резервных  - контрольно-резервных | 1  -  1 | 1 |
| Давление расчетное, МПа | 4 | 4 |
| Давление рабочее на входе, МПа | 0,74-3,76 | |
| Потери давления в блоке в рабочем режиме, не более, МПа | 0,2 | |
| Потери давления в блоке в режиме поверки, не более, МПа | 0,4 | |
| Диапазон измерения массового расхода (одного массового расходомера), т/час | 20-88 | - |
| Диапазон измерения плотности, кг/м3 | - | 600-1100 |
| Диапазон измерения давления, МПа | 0...4 | |
| Диапазон измерения температуры, °С | 0 | 80 |
| Диапазон измерения объемной доли воды, % | - | 0-2 |

**\*Поверочная установка ТПУ первого разряда «Сапфир МН-100-4,0-0,05» в наличии у Заказчика.**

# **4 Технические требования**

Состав СИКН и устанавливаемое оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ 34396-2018, ГОСТ 8.587-2019, МИ 2837-2003, МИ 3532-2015.

В проектной документации предусмотреть проведение работ по утверждению типа СИКН согласно МИ 2773-2002. Необходимо провести утверждение типа СИКН с применением методов динамических измерений с внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ) с предоставлением заказчику подлинника свидетельства об утверждении типа СИКН. При проведении испытаний с целью утверждения типа СИКН присутствие представителя принимающей нефть стороны АО «ТН-Сибирь» обязательно.

Приемку СИКН в промышленную эксплуатацию осуществить в установленном порядке согласно МИ 2773-2002, МИ 3532-2015.

В проектной документации предусмотреть проведение работ по разработке МИ плотности нефти, МИ массы нефти согласно ГОСТ Р 8.563-2009, ГОСТ Р 8.587-2019, Р 50.2.040-2004. В СИКН должны быть применены средства измерения, типы которых утверждены и допущены к применению в установленном порядке. Обеспечить наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений на момент ввода в эксплуатацию СИКН.

Все узлы отбора давления для подключения манометров и датчиков давления должны обеспечивать проверку «нуля» давления (разгрузка давления со стороны датчика давления, манометра). Преобразователи температуры и термометры установить в термокарманы (гильзы).

Применить показывающие манометры МТИ класса точности не ниже 0,6. Применяемая запорная арматура должна позволять производить пломбирование для исключения несанкционированных переключений потока нефти.

На средства измерений, запорную арматуру, оборудование и трубопроводы должны быть нанесены технологические обозначения. Направление потока должно быть обозначено стрелками на трубопроводах.

На входном и выходном коллекторах СИКН для подключения к технологическим трубопроводам по месту эксплуатации предусмотреть фланцевые соединения расчётного диаметра и исполнения. В комплект поставки СИКН включить ответные части фланцевых соединений, а также необходимое количество шпилек, гаек, шайб и прокладок для их сборки.

Технологическая схема должна предусматривать как одновременную работу всех комплектов средств измерений блока, так и отключение, и демонтаж одного из средств измерений без нарушения работы остальных средств измерений и оборудования блока.

# **4.1 Требования к функциональным возможностям СИКН**

Вводимые, измеряемые, расчетные и отображаемые параметры в СИКН должны быть представлены в единицах величин:

* масса, т;
* объем, м3;
* расход т/ч, м3/ч;
* плотность, кг/м3;
* давление, МПа;
* температура, °С;
* массовая доля воды, %;
* массовая доля серы, %;
* массовая доля хлористых солей, %;
* массовая доля механических примесей, %;
* массовая доля балласта нефти, %;
* положение запорно-регулирующей арматуры, %.

СИКН должна обеспечивать:

* измерение массы брутто нефти за установленные (назначенные) интервалы времени по каждой ИЛ ~~и суммарно~~ из последнего сформированного отчета за 2 часа, за смену, за сутки;
* измерение температуры нефти по каждой ИЛ и в БИК;
* измерение давления нефти по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах и в БИК;
* измерение объемной доли воды (массовая вычисляется);
* измерение плотности в БИК, приведенной к стандартным условиям из последнего сформированного отчета за 2 часа, за смену, за сутки;
* автоматический отбор объединенной пробы, как пропорционально количеству перекачиваемой за смену нефти, так и пропорционально времени транспортирования;
* ручной отбор пробы;
* ручной отбор точечной пробы в соответствие с ГОСТ 2517 для составления объединённой пробы;
* поверку массовых преобразователей расхода при помощи стационарной поверочной установки в автоматическом режиме;
* контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего массового преобразователя расхода при помощи контрольно-резервного массового преобразователя расхода в автоматическом режиме;
* контроль метрологических характеристик массовых преобразователей расхода при помощи стационарной поверочной установки в автоматическом режиме.
* местный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на достоверность результатов измерения количества нефти;
* регистрацию результатов измерений и вычислений, хранение и передачу в систему верхнего уровня;
* формирование отчетов в автоматическом режиме;
* учет и формирование журнала событий СИКН.

СИКН должна обеспечивать автоматизированное управление:

* дистанционное и местное управление запорной арматурой с сигнализацией положения;
* регулирование расхода нефти через БИК;
* дистанционное и местное управление насосами БИК.

СИКН должна обеспечивать автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров:

* массовый расход нефти по каждой ИЛ и СИКН в целом;
* температура нефти по каждой ИЛ и в БИК;
* перепад давления на фильтрах ИЛ и БИК и на насосах БИК;
* давление нефти по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах;
* давление нефти в БИК;
* объемный расход нефти в БИК;
* объемная доля воды;
* плотность нефти;
* предупредительный и предаварийный уровень загазованности помещения СИКН;
* пожарная сигнализация.

СИКН должна обеспечивать индикацию и автоматическое обновление значений измеряемых величин на мнемосхеме АРМ оператора:

* накопленная масса перекаченной за текущие сутки нефти;
* мгновенный массовый расход по каждой ИЛ и СИКН в целом;
* давление нефти;
* температура нефти;
* плотность нефти;
* содержание воды в нефти;
* количество отобранных точечных проб и расчётный процент заполнения пробоотборного баллона;
* работающий ИВК (основной или резервный);
* состояние пробоотборников (включен/выключен).

# **4.2 Требования к составу СИКН**

Состав технологической части:

* блок фильтров (БФ);
* блок измерительных линий (БИЛ);
* блок измерений показателей качества нефти (БИК);
* пробозаборное устройство;
* узел подключения стационарной ПУ;
* узел регулирования давления и расхода через СИКН;
* технологические и дренажные трубопроводы (дренажная система должна быть закрытого типа);
* система сбора и обработки информации СОИ.

# **4.2.1 Блок фильтров**

Блок фильтров должен состоять из двух фильтров (рабочего и резервного). Фильтры должны обеспечивать:

* тонкость фильтрации достаточная для обеспечения работоспособности всех СИ и оборудования СИКН;
* диаметр фильтров рассчитать из условия обеспечения максимальной производительности ИЛ при общем перепаде давления на фильтре не более 0,05 МПа;
* применять фильтры с быстросъемными крышками, фильтрующими элементами;
* фильтрующий элемент следует выбирать исходя из условия обеспечения необходимой степени фильтрации с учетом показателей качества нефти.
* фильтр оснастить дренажным краном, краном-воздушником, преобразователем перепада давления и манометрами или показывающими дифманометрами с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 1,0 %;
* дренажная система фильтров должна быть закрытой.

# **4.2.2 Блок измерительных линий**

В составе каждой измерительной линии предусмотреть фильтр-грязеуловитель, КИП давления и температуры, преобразователь массового расхода, запорная арматура с контролем герметичности, технологические трубопроводы условным диаметром 100 мм, дренажные трубопроводы учтённой и неучтённой нефти.

4.2.2.1 Количество измерительных линий – две, одна рабочая, одна контрольно-резервная.

4.2.2.2 Технологические трубопроводы и запорная арматура должны обеспечивать параллельное и последовательное включение измерительных линий.

Состав ИЛ с преобразователем массового расхода:

* запорная арматура с электроприводами на линиях ИЛ;
* фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
* преобразователь массового расхода с погрешностью не более 0,25% (в диапазоне расходов) для рабочей линии и 0,2% (в точке расхода) для контрольно-резервной линии;
* запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе ИЛ в коллектор и к ПУ;
* шаровой кран для дренажа;
* шаровой кран-воздушник в самой высокой точке ИЛ;
* преобразователь давления;
* манометр класса точности 0,6;
* преобразователь температуры;
* термометр ртутный;
* регулятор расхода.

Необходимо предусматривать систему контроля герметичности дренажной арматуры.

На выходном коллекторе предусмотреть:

* преобразователь давления с допустимой погрешностью ±0,5 %;
* преобразователь температуры с допустимой погрешностью ±0,3 °С;
* манометр класса точности 0,6;
* термометр стеклянный с допустимой основной погрешностью ±0,2 °С;
* диаметр коллектора к ПУ рассчитать на максимальный поверочный расход с учетом допустимой скорости потока.

Тип массовых ПР выбирать с учетом значения рабочего расхода и параметров и показателей качества нефти (вязкость, содержание массовой доли воды, механические примеси). Типоразмер ПР следует выбрать исходя из минимального и максимального значений расхода через БИЛ.

# **4.2.3 Блок измерений показателей качества нефти (БИК)**

4.2.3.1 Вариант построения технологической обвязки – последовательно-параллельный.

4.2.3.2 Вариант схемы по подаче товарной нефти – подача центробежным насосом.

4.2.3.3 В составе БИК предусмотреть:

* взаиморезервируемый блок фильтра-грязеуловителя с центробежным частотно-регулируемым насосом в составе двух фильтров и двух насосов;
* блок плотномера вибрационного типа – рабочий и резервный;
* преобразователь давления;
* манометр;
* преобразователь температуры;
* термометр;
* весы для установки пробосборных емкостей ПА с выводом показаний в СОИ СИКН и далее в СПД;
* узел подключения передвижной пикнометрической установки или эталонного плотномера;
* блок автоматических пробоотборников – рабочий и резервный;
* блок ручного отбора проб с диспергатором – один комплект;
* блок поточных влагомеров – рабочий и резервный;
* блок расходомера – один комплект;
* блок термостатирующего цилиндра – один комплект для измерения плотности нефти ареометром;
* технологические трубопроводы условным диаметром 50 мм;
* дренажные трубопроводы;
* запорная арматура с электроприводом на входе и выходе БИК для аварийного отключения БИК;
* средства измерения расхода с дистанционной и местной индикацией.

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

Параметры пара: давление до 0,78 МПа, температура 175℃.

4.2.3.4 Систему промывки трубопроводов не предусматривать.

4.2.3.5 Технологическая схема должна предусматривать как одновременную работу всех комплектов средств измерений блока, так и отключение, и демонтаж одного из средств измерений без нарушения работы остальных средств измерений и оборудования блока.

4.2.3.6 С выхода БИК нефть должна поступать во входной коллектор СИКН условным диаметром 150 мм. Место врезки возврата нефти из БИК должно исключать возможность создания гидравлического сопротивления потоку.

Отбор нефти в БИК предусмотреть через пробозаборное устройство в соответствии с ГОСТ 2517.

Значение расхода нефти через пробозаборное устройство должно соответствовать требованиям ГОСТ 2517. Расход нефти через поточные преобразователи (плотности, влагосодержания) должен соответствовать требованиям эксплуатационной документации на преобразователи.

Инженерные системы помещения должны обеспечивать:

* искусственное освещение с освещенностью не менее 150 люкс;
* автоматическое регулирование температуры в помещении в заданных пределах;
* естественную вытяжную вентиляцию из верхней зоны по полному объему помещения;
* механическую вытяжную вентиляцию из нижней зоны периодического действия с восьмикратным воздухообменом в час по полному объему помещения, включаемую автоматически (при достижении загазованности в объеме 10 % от НКПРП) и вручную с кнопочного поста, размещенного снаружи у входа в помещение;
* автоматическое отключение всех электропотребителей (кроме вентилятора) при достижении загазованности в объеме 30 % от НКПРП;
* контроль загазованности и пожара с соответствующей световой и звуковой сигнализацией снаружи у входа в помещение и на сигнальном табло в операторной.

Термокарманы преобразователей температуры и термометров должны обеспечивать глубину погружения в рабочую среду не менее 2/3 DN трубопровода. Расположение термокарманов должно обеспечивать достоверность измерений.

Дренажная система должна быть закрытой. В верхних точках технологической обвязки предусматривают шаровые краны-воздушники.

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

# **4.2.4 Пробозаборное устройство**

4.2.4.1 Пробозаборное устройство щелевого типа, с лубрикатором, должно быть установлено во входном коллекторе СИКН условным диаметром 150 мм.

4.2.4.2 Предусмотреть запорную арматуру для прекращения отбора проб.

# **4.2.5 Узел подключения передвижной ПУ**

Узел подключения передвижной ПУ предусмотрен в блоке стационарной ПУ.

# **4.2.6 Стационарная ПУ**

4.2.6.1 Предусмотреть подключение блока к стационарной ТПУ Заказчика. В наличии у Заказчика поверочная установка ТПУ первого разряда «Сапфир МН-100-4,0-0,05» с узлом подключения передвижной ПУ.

4.2.6.2 Указать особенности монтажа трубопроводов от проектируемого блока СИКН к существующей ТПУ.

# **4.3 Требования к метрологическим характеристикам**

Средства автоматизации СИКН должны соответствовать требованиям МИ 2837-2003 «ГСИ. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение» МИ 2825-2003 «Рекомендация. ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию», РД-35.240.50-КТН-109-17.

Оборудование, устанавливаемое в СИКН должно соответствовать требованиям ГОСТ 34396-2018, МИ 3532-2015 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерения количества и показателей качества нефти», МИ 2825-2003, МИ 2837-2003.

Учет нефти должен быть обеспечен с применением динамических методов измерений, тип СИКН должен быть утвержден и внесен в ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ФОНД ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.

# **4.3.1 Требования к составу СОИ**

4.3.1.1 Система обработки информации предназначена для приёма и обработки сигналов первичных преобразователей и вычисления необходимых параметров процесса, управления технологическим оборудованием в различных режимах работы.

4.3.1.2 Метрологически значимую часть СОИ, обеспечивающую выполнение коммерческих операций, реализовать на контроллерах с горячим резервированием, сертифицированными как средство измерения.

4.3.1.3 Для управления технологическим оборудованием БИК предусмотреть промышленный контроллер с дублированием мнемосхемы и числовых значений параметров.

4.3.1.4 В составе СИКН предусмотреть два взаиморезервируемых АРМ оператора СИКН с отображением мнемосхемы СИКН с выводом текущих и вычисляемых параметров процесса, получаемых из контроллеров, обеспечивающих выполнение коммерческих операций, и контроллера управления технологическим оборудованием.

4.3.1.5 Для обеспечения контроля параметров процесса и коммерческих операций предусмотреть дополнительно АРМ оператора принимающей стороны (без функции управления), равноценный АРМ оператора СИКН.

4.3.1.6 В СОИ предусмотреть возможность печати отчётов на матричном и лазерном принтере, передачу измеренных и вычисленных параметров процесса в единую систему диспетчерского контроля и управления (ЕСДУ) АО «Транснефть-Сибирь».

4.3.1.7 Передачу информации от СОИ СИКН в АО «Транснефть–Сибирь» осуществить по каналам связи с организацией демилитаризованной зоны (ДМЗ) с помощью шкафа информационного взаимодействия (ШИВ).

4.3.1.8 При проектировании и реконструкции СИКН должна быть обеспечена возможность контроля работы системы обработки информации (СОИ) СИКН в части исключения возможности несанкционированного доступа к информации, обрабатываемой в СОИ СИКН, а также ее несанкционированного изменения или удаления.

# **4.3.2 Требования к функциям СОИ**

СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

* прием и обработка сигналов всех первичных преобразователей и ВА СИКН;
* преобразование значений параметров входных сигналов в значения величин и их отображение;
* отображение и регистрация измерительной и технологической информации:
* просмотр в реальном масштабе времени режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей, пределов измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей;
* просмотр констант и коэффициентов СИ;
* автоматическое построение, отображение и печать трендов измеряемых величин;
* оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (вывод сообщения на экран, подача звукового сигнала, вывод на печать);
* регистрация событий в журнале событий;
* автоматизированное управление и технологический контроль за работой оборудования:
* установку режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей БИК;
* управление пробоотборниками;
* переключение комплектов оборудования;
* вычисление средних за отчетный период значений плотности, приведенных к условиям измерения по давлению и температуре; пересчет значений плотности нефти для температур 15°С и 20°С;
* создание и ведение архивов отчетов с возможностью просмотра. Сроки хранения согласно ГОСТ 34396-2018:
* а) протоколы событий, тренды — 1 год;
* б) данные оперативной информации за каждые 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;
* е) журнал регистрации показаний СИКН, СИКНП — 5 лет;
* ж) протоколы поверки СИ — 1 год после окончания срока действия;
* и) протоколы КМХ СИ — 1 год после окончания интервала между поверками, в котором проведен КМХ.
* автоматизация операций поверки и контроля МХ ПР с формированием протоколов;
* прием данных от систем противопожарной автоматики, контроля загазованности;
* защита информации системой доступов и паролей;
* защиту общесистемного ПО от вредоносных программ (вирусов) средствами лицензионных антивирусных программ;
* информационный обмен с АСУТП Заказчика через интерфейс RS 485 (протокол Modbus RTU).
* информационный обмен с АРМ оператора через интерфейс Еthernet (протокол Modbus TCP, либо ОРС).
* прием параметров из ИВК за отчетный период;
* вычисление объемного расхода по массовому;
* вычисление суммарного балласта на основе измерений поточными анализаторами и данных проведенного анализа проб нефти, полученных в аналитической лаборатории:
* формирование основных отчетных документов:
* отчетов (сменного, суточного, месячного);
* паспорта качества нефти;
* акта приема-сдачи;
* суточного оперативного журнала регистрации показаний СИ СИКН;
* формирование актов приема-сдачи в соответствии с Р 50.2.040:
* объём нефти, м3;
* масса нефти брутто, т;
* давление нефти при условиях измерений, МПа;
* № паспорта качества нефти;
* массовая доля балласта, %;
* массовая доля воды, %;
* массовая доля хлористых солей, %;
* массовая доля механических примесей, %;
* массовая доля серы, %;
* масса балласта, т.;
* масса нефти нетто, т;
* привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой;
* отображение мнемосхем;
* заполнение шаблонов отчетных документов;
* защита АРМ оператора от несанкционированного доступа;
* информационный обмен с ИВК через интерфейс RS 485 (протокол Моdbus RTU);
* информационный обмен с цифровыми модулями ввода.

СА ПСП, СА СИКН должны обеспечивать взаимодействие с территориальным диспетчерским пунктом «Тюмень» (далее ТДП), через существующий шкаф информационного взаимодействия (ШИВ) по двум резервируемым каналам связи в режиме нагруженного резерва по интерфейсу Ethernet протоколу МЭК 60870-5-104. Место установки ШИВ - операторная НПС-1 ЛПДС «Пур-Пе» (выполняется АО «Гипротрубопровод»).

Предусмотреть передачу из СА ПСП, СА СИКН в РДП/ТДП сигналов контроля параметров технологического процесса и состояния технологического оборудования ПСП в объеме требований РД 35.240.50-КТН-109-17 (табл. В9, В.10) в том числе следующих сигналов:

* срабатывание общестанционной защиты ПСП, не позволяющей продолжать подкачку;
* обобщенного сигнала готовности ПСП к подкачке;
* сигнала о подтверждении получения сигнала «Подкачка разрешена»;
* сигнал об обнаружении утечки на участке от ПСП до узла подключения.

Предусмотреть получение и выполнение команд телеуправления и телерегулирования технологическим оборудованием ПСП от РДП/ТДП в объеме требований РД-35.240.50-КТН-109-17 (табл. В11, В12).

Сигнал подкачка разрешена выдается в СА ПСП при наличии условий начала или продолжения подкачки и снимается при исчезновении этих условий. СА ПСП должна обеспечивать автоматическое отключение насосов, обеспечивающих подкачку нефти в МН, в случае снятия сигнала «Подкачка разрешена» по команде от управляющего ТДП.

Для организации взаимодействия СА СИКН и СА ПСП с управляющим ТДП предусмотреть программную доработку маршрутизаторов с МСЭ (основной/резервный) РДП в части подключения каналов связи с СА ПСП и СА СИКН по протоколу МЭК-104, тип интерфейса, RJ-45 100BaseT, передача данных по основному и резервному каналам связи в режиме нагруженного резерва. С целью контроля активности каналов передачи данных (осн/рез) между СА ПСП (СА СИКН) и управляющим ТДП, предусмотреть организацию инкрементного счетчика достоверности данных в СА ПСП и СА СИКН сдающей стороны.

В приложении 1 представлен типовой объем телемеханизации подключенных объектов нефтедобычи АО «НК «Янгпур» к магистральному нефтепроводу «Тарасовское - Муравленковское» на 68 км через СИКН № 569а.

# **4.4 Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей СИКН**

# **4.4.1 Размещение технологического оборудования**

4.4.1.1 Технологическое оборудование и средства измерений БИЛ и БИК должны быть размещены в помещении блок-бокса с поддержанием температуры в пределах от плюс 5 до плюс 35 ̊С. Блок-бокс должен быть оборудован системой контроля загазованности воздуха, автоматической системой обнаружения и тушения пожара, оповещения и управления эвакуацией, системой жизнеобеспечения (освещение, отопление, вентиляция, контроль доступа).

4.4.1.2 Технологические трубопроводы, соединяющие блок-боксы проектируемой СИКН и ТПУ Заказчика будут проложены надземно на эстакадах и защищены теплоизоляцией с электрообогревом.

4.4.1.3 В блок-боксе предусмотреть: место для размещения установки системы смыва с пола с ориентировочными габаритными размерами 1,0 м\*1,0 м\*1,0м\* и бачка для воды ориентировочным объемом 200л.

# **4.4.2 Требования к размещению оборудования СОИ**

Оборудование СОИ будет размещаться в блок-боксе операторной Заказчика. Кабельная продукция не входит в комплект поставки изготовителя СИКН. Изготовитель СИКН предоставляет кабельный журнал и схему подключений.

# **4.4.3 Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей СИКН**

Блок входит в состав ПСП «Губкинский» и расположен в районе пикета «68 км» магистрального нефтепровода «Тарасовское-Муравленковское» в Пуровском районе Тюменской области в десяти километрах северо-западнее города Губкинский.

Таблица 3 - Климатическая характеристика района расположения СИКН.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 1 Район строительства | ЯНАО Известинский лицензионный участок | |
| 2 Строительно-климатическая зона района строительства и подрайон в соответствии СП 131.13330.2018 | I район, 1Д подрайон | |
| 3 Температура воздуха наиболее холодной пятидневки согласно СП 131.13330.2020 | обеспеченностью 0,92 | обеспеченностью 0,98 |
| минус 47 °C | минус 49 °C |
| 4 Температура воздуха наиболее холодных суток согласно СП 131.13330.2020 | обеспеченностью 0,92 | обеспеченностью 0,98 |
| минус 50 °C | минус 53 °C |
| 5 Абсолютная температура окружающего воздуха | абсолютная  минимальная | абсолютная максимальная |
| минус 55 °C | плюс 36 °C |
| 6 Среднегодовая температура воздуха, °C | минус 5,6 | |
| 7 Район и расчетное значение веса снегового покрова согласно СП 20.13330-2016 | V район, 3,2 кПа | |
| 8 Район и нормативное значение ветрового давления согласно СП 20.13330-2016 | I район, 0,23 кПа | |
| 9 Сейсмичность района строительства по СП 14.13330-2018, не более, баллов шкалы MSK-64 | 5 (карты ОСР-2015-А,  ОСР-2015-В, ОСР-2015-С) | |
| 10 Зона влажности согласно СП 50.13330.2012 | 2 (нормальная) | |
| 11 Средняя годовая относительная влажность воздуха, % | От 69 до 84 | |
| 12 Средняя годовая скорость ветра, м/с | 3,1 | |
| 13 Продолжительность безморозного периода, дней | 88 | |
| 14 Продолжительность устойчивых морозов, дней | 201 | |
| 15 Нормативное значение веса снежного покрова на 1 м2 горизонтальной поверхности земли (СП 20.13330.2016, V район), кПа | 2,5 | |

Ограждающие конструкции блока (стены и крыша) выполнить из трехслойных панелей типа «сэндвич» с оцинкованными металлическими облицовками и минераловатным утеплителем. Минимальную толщину эффективного утепления обеспечивающую нормальный температурный режим помещений принять согласно уточненному теплотехническому расчету (выполненному исходя из характеристик конкретной марки применяемого утеплителя), в соответствии с требованиями по энергосбережению и энергоэффективности (ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», СНиП 23-02-2003).

Наружную окраску выполнить цветными эмалями с нанесением в соответствующих местах логотипов (символики) эксплуатирующей организации в соответствии с утвержденной корпоративной цветовой палитрой.

Конструкция основания должна быть рассчитана с учетом действия статических и динамических воздействий от оборудования с учетом полезной нагрузки. В случае недостаточной несущей способности основания блока предусмотреть проемы под установку оборудования на отдельных фундаментах.

Основание заполнить утеплителем (керамзитобетон). Допускается заполнять основание минераловатным утеплителем на основе базальтовых пород, но при этом, конструкция пола должна обеспечивать 100% гидроизоляцию и не допускать пропитывания утеплителя.

В соответствие с требованиями п. 6.2.5 СП 4.13130.2013 предусмотреть одинарное остекление.

В помещениях зданий категории А, в которых производятся, применяются или хранятся легковоспламеняющиеся жидкости, полы должны быть искробезопасными, нефтестойкими из несгораемых материалов, произвести их разделение на отсеки во избежание растекания жидкостей. В местах примыкания к стенам установить бортики высотой не менее 0,15 м, а у дверных проемов пандусы. Полы должны иметь уклон в сторону сбора, отвода жидкости из блока и не иметь застойных зон.

Ворота (двери) выполнить в металлическом (стальном) исполнении, утепленные, с приспособлением для самозакрывания, открывание предусмотреть в наружную сторону. Двери и ворота в помещениях категории А должны быть искронедающими. Пути эвакуации и эвакуационные выходы должны быть выполнены в соответствии с требованиями СП 1.13130.2020 исходя из планировочных решений здания. Ширина ворот (дверей) должна обеспечивать возможность монтажа/демонтажа и ремонта оборудования.

Над наружными входами в помещения предусмотреть устройство козырьков, обеспечивающего защиту от осадков со скатами «в стороны от направления входа».

В случае установки навесного оборудования снаружи на стенах блока выше 2 м предусмотреть возможность его обслуживания (площадки).

Изделие должно поставляться в максимальной заводской готовности к эксплуатации.

Конструкция изделия должна обеспечивать возможность транспортирования железнодорожным, водным и автомобильным транспортом по существующим автодорогам района строительства.

Предусмотреть возможность хранения изделия на открытых площадках. Снятое на время транспортирования оборудование, инструмент и приспособления, а также сопроводительная документация должны храниться в блоке в герметичной влагоустойчивой упаковке и закрепленном виде. Средства КИПиА должны храниться и транспортироваться в соответствии с их паспортными требованиями.

Размещение оборудования внутри здания должно обеспечивать возможность его беспрепятственного обслуживания и ремонта.

Ввод и вывод технологических трубопроводов через стеновые панели выполнить в защитных футлярах.

Запорная арматура должна соответствовать классу герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Технологические трубопроводы, арматура, фасонные детали должны иметь опознавательную окраску по ГОСТ 14202-69.

Комплект оборудования в части изготовления, монтажа и технического обслуживания должен соответствовать требованиям проектной документации, настоящего технического задания, ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ПУЭ и т.д.

Дренажная система должна быть герметичная, закрытая для полного слива жидкостей из оборудования и трубопроводной обвязки.

Предусмотреть установку грузоподъемного оборудования для монтажа/демонтажа оборудования. Грузоподъемность и высота подъема оборудования должна соответствовать габаритам и массе оборудования.

Предусмотреть штуцера для подсоединения трубопровода промывочной жидкости или пара для продувки и пропарки.

Оборудование должно быть оборудовано вентиляционными устройствами, имеющими выход в атмосферу («воздушники»).

Конструктивное исполнение и схемы подключения оборудования, должны обеспечивать возможность полного опорожнения, промывки и дегазации при подготовке к ремонтно-профилактическим работам.

Движущиеся части механизмов должны быть надежно ограждены.

Оборудование должно быть вновь изготовленным и ремонтопригодным. Применяемое оборудование должно соответствовать условиям эксплуатации.

Оборудование должно соответствовать требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также других нормативных документов, действующих в РФ на момент ввода объекта в эксплуатацию.

# **Требования к механизации подъемно-транспортных операций**

Механизация подъемно-транспортных операций при проведении монтажа и демонтажа арматуры и труб в блоке должна быть предусмотрена при помощи ручной передвижной червячной тали~~.~~

# **5 Требования к документации**

Место расположения входов/выходов из помещения, точки подключения трубопроводов, кабелей предварительно согласовать с проектным институтом.

**После разработки изделия изготовитель отправляет документацию для согласования с заказчиком**. Предоставляемая для согласования документация: технологические и принципиальные схемы (места установки задвижек, датчиков, арматуры и т.д.). Схемы общего вида, вид сбоку и вид сверху с указанием размещенного оборудования и всех необходимых размеров, выполненные в масштабе.

Поставка изделия должна осуществляться с полным комплектом паспортной документации, сертификатов соответствия пожарной безопасности на использованные материалы и конструкции, инструкциями по эксплуатации на все оборудование, входящее в состав изделия.

Поставляемое оборудование должно иметь сертификат соответствия требованиям нормативных документов РФ, требованиям промышленной и пожарной безопасности, копии сертификатов на применяемые материалы; общий перечень эксплуатационной документации; паспорт; инструкции по монтажу, техническому обслуживанию, ремонту, эксплуатации; чертеж общего вида с указанием допустимых нагрузок на фланцы.

На момент изготовления комплектное здание должно иметь все необходимые сертификаты соответствия и качества предусмотренные согласно действующих на территории РФ требований.

В предоставляемой документации необходимо отразить используемые материалы для обеспечения заданных категорий взрывопожарной и пожарной опасности, степени и пределов огнестойкости, классов пожарной опасности материалов и конструкций.

В случае поставки импортного оборудования, вся перечисленная документация дублируется переведенными на русский язык экземплярами.

Для проектирования фундаментов в составе сопроводительной документации на блок представить строительное задание в котором указать точки и схемы приложения статических и динамических нагрузок, узлы крепления несущих рам оборудования, блочных модульных зданий к фундаменту, расстановку и диаметр анкерных болтов, габаритные размеры, отметки по высоте, и другую необходимую информацию для разработки фундаментов.

# **6 Требования к организации разработки и приемки**

Требования к хранению, эксплуатации и ремонтопригодности оборудования регламентируются Поставщиком.

Срок службы изделия – не менее 25 лет.

Требования к приемке:

1. СИКН должна быть принята в эксплуатацию в установленном порядке, согласно МИ 2773-2002 и МИ 3532-2015.
2. Ввод в эксплуатацию, эксплуатация и вывод из эксплуатации проводятся в соответствии с ГОСТ 8.1011-2022.
3. Утвердить тип СИКН и внести в ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ФОНД ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, разработать методику поверки, выполнить поверку СИКН с выдачей свидетельство о поверке.
4. Провести поверку ПР в условиях эксплуатации.
5. Разработать и аттестовать методику измерений массы нетто товарной нефти, в соответствие с ГОСТ Р 8.587-2019, ГОСТ 8.563.
6. Предоставить свидетельство об аттестации программного обеспечения АРМ оператора в соответствие с МИ 2174-91 и МИ 2676-2001.
7. Представить утверждённую разработчиком инструкцию по эксплуатации АРМ оператора.
8. Обеспечить участие представителя изготовителя СИКН в приёмочной комиссии при вводе СИКН в эксплуатацию в установленном порядке.
9. На момент поставки на все средства измерений (оборудование) в составе СИКН должны быть представлены:

* действующие свидетельства о поверке, а также протоколы проведения поверки (если это предусмотрено методикой поверки);
* методики поверки, методики измерений;
* паспорта на русском языке;
* копии свидетельств об утверждении типа и описания типа средств измерений;
* протоколы и акты испытаний;
* допуск к применению в установленном порядке;
* прочее (сертификаты соответствия требованиям нормативных документов и промышленной безопасности, лицензии).

1. Провести обучение эксплуатирующего СИКН персонала методам работы с АРМ  
   оператора.
2. Провести градуировку трубопроводов и частей трубопроводов с учтённой нефтью. Предусмотреть возможность определения объёма дренируемой нефти с каждого отсечённого участка. Выдать градуировочные таблицы установленной формы, утверждённые в организации, имеющей право на предоставление таких видов услуг.
3. Проектная документация на СИКН должна пройти метрологическую экспертизу в АО «Транснефть-Метрология»

# **7 Требование к отоплению и вентиляции**

Отопление и вентиляцию выполнить согласно требованиям СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности»; СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса».

Температура воздуха в блок-боксе БИЛ и БИК должна быть в пределах +5-35̊С.

Отопление предусмотреть электронагревателями с терморегуляторами во взрывозащищенном исполнении, имеющими нормируемый уровень защиты от поражения током. Температуру на теплоотдающей поверхности следует принимать не менее чем на 20% ниже температуры самовоспламенения газов и паров, находящихся в помещении и не более максимально допустимой 110°С. Электронагреватели должны рассчитываться с учетом теплопотерь через строительные конструкции, тепловыделений от работающего оборудования и тепла, уносимого вытяжной вентиляцией, не восполняемой подогретым приточным воздухом. Отопительные приборы установить с учетом п.п.6.4.2 СП 60.13330.2020.

Вентиляционные системы должны обеспечивать нормативный уровень качества воздуха рабочей зоны в соответствии с [СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»](https://docs.cntd.ru/document/573500115#6560IO) и ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

В блоке предусмотреть естественную постоянно действующую вытяжную вентиляцию из верхней зоны с помощью дефлектора в объеме не менее 1-кратного воздухообмена в час и механическую вентиляцию периодического (аварийного) действия вентилятором во взрывозащищенном исполнении не менее 8-кратного воздухообмена в час согласно п. 6.13.2.4 ГОСТ Р 58367-2019. Приток естественный через утепленные клапаны. Удаление воздуха из помещения системами вентиляции следует предусматривать из зон, в которых воздух наиболее загрязнен (п.7.7.5 СП 60.13330.2020). Механическая вентиляция предназначена для удаления вредных выделений. Гибкие вставки у вентиляторов выполнить из негорючих материалов. Выбросы выполнить выше кровли на 2 метра высоконапорными струями через воздуховоды, не имеющие зонтов согласно п.7.6.3, 7.6.4 СП 60.13330.2020. Участки воздуховодов вытяжных систем, проложенные снаружи здания, теплоизолировать для предупреждения конденсации влаги и обледенения воздуховодов.

Вентиляционные системы оборудовать самозакрывающимися клапанами для вытяжной системы, для предотвращения проникновения холодного воздуха при неработающих вентиляторах.

Кнопку управления вытяжным вентилятором предусмотреть у входа с наружной стороны для включения вентиляции перед началом работ.

Монтаж системы отопления и вентиляции вести в соответствии с требованиями СП 73.13330.2016 «Внутренние санитарно-технические системы зданий».

Техническая документация разработчика - изготовителя должна содержать планы, схемы вентиляционных систем, характеристику отопительно-вентиляционных систем, таблицы воздушно-тепловых балансов, основных показателей с указанием электрических и вентиляционных нагрузок.

# **8 Требования к электроснабжению и электрооборудованию**

Основными потребителями электроэнергии блока технологического СИКН являются:

* электроприводы насосов;
* электроприводная арматура;
* электроосвещение;
* электронагревательные приборы;
* вентиляция.

Категория электроприемников СИКН по надежности эдектроснабжения – 1. Напряжение питания – трехфазное ~380 В, 50 Гц.

Для обеспечения I категории надежности электроснабжения потребителей блоков предусмотреть в комплекте поставки вводно-распредлительное устройство (ВРУ) 0,4 кВ на два ввода с автоматическим включением резерва (АВР), ввод кабеля снизу. Место установки ВРУ согласно проекта привязки, в помещении операторной.

Автоматические выключатели, контакторы, устройства защитного отключения (УЗО), устанавливаемые в комплектных шкафах, должны соответствовать ГОСТ Р50030.2-2010 (МЭК 60947-2:2006), ГОСТ Р50030.2-2012 (МЭК 60947-3:2008) и ГОСТ Р МЭК 60755-2012.

Электрооборудование (светильники, электродвигатели, аппараты управления) и электропроводка должны отвечать требованиям ПУЭ и выбираться в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Электрооборудование во взрывоопасных зонах должны удовлетворять требованиям ГОСТ 30852.13-2002, а также соответствующим требованиям для электроустановок общего назначения.

Предусмотреть рабочее, аварийное освещение и уличное освещение над входами. Освещение помещений должно соответствовать требованиям СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», предусмотрено удобство обслуживания и управления осветительной установкой.

Рабочее и аварийное освещение внутри блока выполнить на напряжении 220 В переменного тока. Светильники применить светодиодные. Аварийное освещение предусмотреть светильниками со встроенными аккумуляторными батареями, работающих не менее 30 минут при полном исчезновении напряжения.

Управление освещением предусмотреть выключателями, установленными на внутренней стене блока у входной двери. Выключатели монтировать на отм. 1,5 м от уровня пола.

Наружное освещение выполнить светодиодными светильниками на напряжении 220 В, расположив над входной дверью. Выключатели наружного освещения установить с наружной стены здания.

У входа в блок установить кнопочный пост управления для включения вентилятора.

Электропроводку выполнить кабелями с медными жилами, не распространяющими горение согласно ГОСТ 31565-2012. Марки кабелей и способ прокладки выбрать согласно требованиям п.7.3.92 ПУЭ и ГОСТ 30852.13-2002. Сечение определить согласно расчетам.

Коробки клеммные для подключения кабелей силовой и осветительной сети, кабелей управления установить на стене снаружи блока. Место установки клеммных коробок (размеры и типы кабельных сальников) предварительно согласовать с проектным институтом. Количество вводных сальников клеммных коробок принять с учетом проводимых силовых и контрольных кабелей. Расключение силовых и контрольных сетей выполнить в раздельных клеммных коробках.

Около постов управления установить таблички с надписями, указывающими операции, для которых они предназначены (ПТЭЭП, п.2.2.14).

Монтаж силовой и осветительной сети выполнить в соответствии с требованиями гл. 1.7, 7.3 ПУЭ, ГОСТ 30852.13-2002, ГОСТ Р 50462-2009, «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».

Выполнить унифицированные кабельные вводы с уплотнениями при проходе кабелей через стены (типа Кох1ес) согласно требованиям ВНТП 01/87/04-84 п.2.19.

С целью уравнивания потенциалов, защиты от вторичных проявлений молнии и защиты от статического электричества все металлоконструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования, а также другие сторонние и открытые проводящие части должны быть присоединены к контуру заземления блока.

Предусмотреть заземление трубопроводов, электрооборудования, вентиляторов с электродвигателями, воздуховодов в соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 1.7. Защитное заземление должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030. На всем электрооборудовании установить знаки «Опасность поражения электрическим током» в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2015.

Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала и пожарной безопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.17-2000, ГОСТ Р 50571.3-2009, ПУЭ, приказа 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Подключение электроприемников 0,4 кВ выполнить по системе TN-S.

Обеспечить непрерывную надежную, долговечную, электрическую связь между металлической кровлей и металлическим каркасом блока. Предусмотреть места для присоединения внешних заземляющих проводников, обозначенные знаками заземления в соответствии с ГОСТ 21130-75.

Для защиты здания от прямых ударов молнии предусмотреть молниеприемную сетку в соответствии с п.2.11 РД34.21.122-87 с учетом СО 153-34.21.122-2003.

# **9 Требования к пожарной сигнализации и системе оповещения о пожаре**

Для организации автоматической пожарной сигнализации в технологическом блоке установить извещатели пожарные тепловые взрывозащищенные ИП 101-07е и ручные пожарные извещатели ИПР 535-07е. Расстановку автоматических извещателей производить согласно требований СП 484.1311500.2020. Ручной пожарный извещатель разместить у входов в здание и сформировать в отдельный шлейф.

Для оповещения о пожаре (1 тип СОУЭ) установить сигнализаторы светозвуковые взрывозащищенные ВС-3-12В СЕНС 424411.002.05 в технологическом блоке, предусмотреть кнопку опробования. Прокладку сетей оповещения в блоке выполнить скрытым способом с выводом на клеммную коробку. Кабели СОУЭ и способы их прокладки должны обеспечивать работоспособность соединительных линий в условиях пожара в течение времени, необходимого для полной эвакуации людей в безопасную зону.

Разместить в операторной ПСП оборудование для контроля и управления системами автоматической пожарной сигнализации, оповещения о пожарах для всех блоков, входящих в комплект поставки завода. Систему пожарной сигнализации, пожаротушения построить на базе оборудования интегрированной системы «ОРИОН» (НВП «Болид», г. Королев, Московской обл.). Установить прибор приемно-контрольный охранно-пожарный ППКОП типа "Сигнал-20П 8МБ", необходимое количество блоков сигнально-пусковых БСП «С2000-СП1», «С2000-СП1 исп. 01», используемых для управления оповещением и инженерным оборудованием при пожарах. В качестве источников питания постоянным током принять резервированные источники питания «РИП-12RS».

Кабельные линии систем противопожарной защиты должны соответствовать требованиям СП 6.13130.2021.

Решения по установке оборудования системы пожарной сигнализации выполнить на основании нормативной документации СП484.1311500.2020.

# **10 Требования к системе контроля и управления доступом (СКУД)**

Система СКУД должна быть организована в следующих блоках:

- блок измерения показателей качества (БИК);

- блок измерительных линий (БИЛ).

На каждом технологическом блоке установить точку входа в помещение, которая включается в себя взрывозащищенный считыватель, электромагнитный взрывозащищенный замок и взрывозащищенную кнопку «Выход». Оконечное оборудование системы СКУД расключить через коммутационную взрывозащищенную коробку.

Разместить в операторной ПСП оборудование для контроля и управления системой управления доступом, входящих в комплект поставки завода. СКУД построить на базе оборудования интегрированной системы «ОРИОН» (НВП «Болид», г. Королев, Московской обл.). Установить контроллер СКУД «С2000-2» на свободном месте на стене с возможностью наблюдения оператора. Подключение оконечных устройств выполнить непосредственно к центральному оборудованию системы.

В качестве источников питания постоянным током принять резервированные источники питания «РИП-12RS».

Прокладку сетей СКУД в блоке выполнить открытым способом в металлорукаве с креплением скобами от оконечного оборудования (видеокамеры) до взрывозащищенной коммутационной коробки, установленной возле ввода кабельной линии в БИК.

Для обеспечения эвакуации персонала из помещений при возможном возникновении пожара предусмотреть сопряжение системы контроля и управления доступом (СКУД) с системой пожарной сигнализации и обеспечить разблокировку электромагнитых замков по сигналу «Пожар».

Архив записей СКУД должен иметь ограниченный доступ и храниться на ПСП в течении 6 месяцев. Для СКУД предусмотреть реализацию мероприятий по обеспечению безопасности обрабатываемых персональных данных, в соответствии с требованиями федерального законодательства.

# **11 Требования к системе охранного телевидения (СОТ)**

Система СОТ должна быть организована в блоке измерения показателей качества (БИК). В блоке измерения показателей качества (БИК) в контрольную зону должна входить система отбора проб, поточные влагомеры и краны управления их работой (через влагомер/по байпасу), поточные плотномеры, поточные вискозиметры.

Для фиксации технологического процесса установить взрывозащищенные камеры видеонаблюдения, имеющие возможность питания по PoE в необходимом количестве, с учетом требований контроля зон видеонаблюдения. Прокладку сетей СОТ в блоке выполнить открытым способом в металлорукаве с креплением скобами от оконечного оборудования (видеокамеры) до взрывозащищенной коммутационной коробки, установленной возле ввода кабельной линии в БИК.

# **12 Требования к технике безопасности и противопожарным мероприятиям**

Конструктивное исполнение блока должно отвечать техническим требованиям, определяемых действующим законодательством РФ и его нормативно правовой базой, и обеспечивать нормальную работу, безопасную и удобную эксплуатацию и обслуживание оборудования в соответствии с требованиями НПБ 105-03, СП 12.13130.2009 и СНиП 21-01-97\*.

Требования безопасности к конструкции составных частей должны соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

Проектирование, монтаж, демонтаж и эксплуатация блока должны соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Производство и приемку работ по монтажу технологического оборудования и технологических трубопроводов производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84, ГОСТ 32569-2013.

Все технологическое оборудование и трубопроводы должны подвергаться испытанию на плотность, прочность и герметичность согласно ГОСТ 32569-2013.

Устройство трубопроводов в целом должно выполнятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Требования электробезопасности должны быть обеспечены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок».

На всем электрооборудовании установить знаки «Опасность поражения электрическим током» в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2015.

Безопасность в отношении изоляции токоведущих частей, блокировок, защитного заземления, а также требования к органам управления должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электрические. Общие требования безопасности».

Все электрооборудование, размещаемое во взрывоопасных зонах, должно иметь взрывозащищенное исполнение для указанных зон и сред. Как основной вид взрывозащиты полевого оборудования необходимо использовать преимущественно взрывонепроницаемую оболочку или искробезопасную электрическую цепь, где это целесообразно.

Оборудование и материалы, подлежащие в соответствии с Госреестром России сертификации, должны поставляться с сертификатом соответствия электробезопасности.

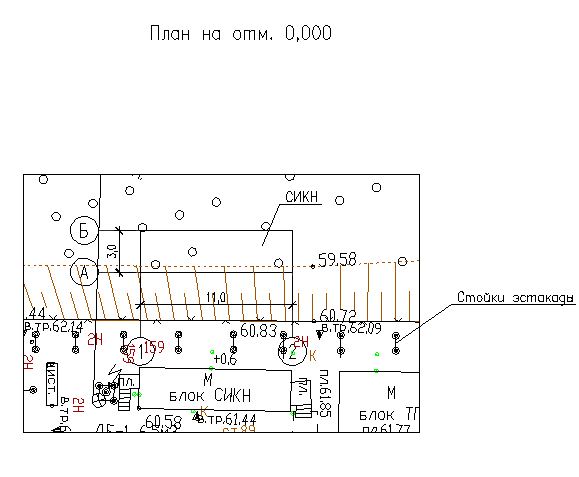
Все движущиеся части механизмов должны быть надежно ограждены.

Обслуживание должно производиться специалистами, прошедшими курс обучения и специальный инструктаж.

Оснастить блок первичными средствами пожаротушения согласно Постановлению Правительства РФ №1479 от 16.09.2020 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации».

Предусмотреть мероприятия по снижению последствий пожара, включающие требования к устройству канализационного отверстия для сбора и ограничения растекания горючих жидкостей по производственной площадке, а также систему аварийного слива горючих жидкостей в аварийные емкости. Мероприятия должны соответствовать требованиям и методологии, изложенным в ГОСТ Р 12.3.047-2012.

# **13 План расположения СИКН на генеральном плане**



Размеры блока СИКН ориентировочные.

При проектировании и изготовлении блока СИКН, по возможности, учесть размещение блока на генеральном плане относительно существующей эстакады трубопроводов.