



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Инженерно-производственная фирма ВЕКТОР»**

**Инв. № 191**

**«ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ  
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1007  
ООО «НПЗ «СЕВЕРНЫЙ КУЗБАСС»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ  
ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ**

**СИКН 23.00.00.000-ПЗ**

**ТОМ 1**

Главный инженер проекта

Иванцова Н.В.

2019г.

**«ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ  
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1007**

**ООО «НПЗ «СЕВЕРНЫЙ КУЗБАСС»  
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Лист согласования**

**СОГЛАСОВАНО:**

| от ООО «ИПФ Вектор»                                                       | от ООО «НПЗ «Северный Кузбасс»                                                 |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| Главный инженер проектов<br><br>_____ Н. В. Иванцова<br>«___»_____ 2019 г | Начальник отдела ТТО<br><br>_____ А. А. Базанов<br>«___»_____ 2019 г           |
|                                                                           | Главный приборист<br><br>_____ Ю. В. Молчанов<br>«___»_____ 2019 г             |
|                                                                           | Начальник пункта<br><br>_____ Р. М. Гарипов<br>«___»_____ 2019 г               |
|                                                                           | Ведущий инженер по метрологии<br><br>_____ Л. В. Змейкина<br>«___»_____ 2019 г |



|              |          |                |                                                                                     |       |        |                                                                                     |                              |                                                                                                                                                                |        |      |        |
|--------------|----------|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------|--------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------|--------|
| Взам. инв. № |          | Подпись и дата |                                                                                     |       |        |                                                                                     |                              |                                                                                                                                                                |        |      |        |
|              |          |                |                                                                                     |       |        |                                                                                     |                              |                                                                                                                                                                |        |      |        |
| Инв. № подл. |          |                |                                                                                     |       |        |                                                                                     |                              | СИКН 23.00.00.000-ПЗ                                                                                                                                           |        |      |        |
|              |          |                |                                                                                     |       |        |                                                                                     |                              |                                                                                                                                                                |        |      |        |
|              |          | Изм.           | Кол.уч.                                                                             | Лист  | № док. | Подпись                                                                             | Дата                         |                                                                                                                                                                |        |      |        |
|              |          | Разработал     | Иванцова                                                                            |       |        |  | 11.19                        | «ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ<br>СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И<br>ПОКАЗАНИЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1007<br>ООО «НП «СЕВЕРНЫЙ КУЗБАСС»<br>Состав проектной документации | Стадия | Лист | Листов |
|              |          | Проверил       |                                                                                     |       |        |                                                                                     | П                            |                                                                                                                                                                | 4      | 59   |        |
|              |          | Нач.отдела     | Бронников                                                                           |       |        | 11.19                                                                               | ООО «ИПФ Вектор»<br>г.Тюмень |                                                                                                                                                                |        |      |        |
| ГИП          | Иванцова |                |  | 11.19 |        |                                                                                     |                              |                                                                                                                                                                |        |      |        |

## Содержание

|          |                                                                                                                                                    |    |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.       | ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....                                                                                                                                   | 7  |
| 2.       | ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....                                                                                                | 9  |
| 3.       | НАЗНАЧЕНИЕ И СОСТАВ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА .....                                                                                                   | 9  |
| 4.       | ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....                                                                                                                        | 11 |
| 4.1.     | Исходные данные для проектирования .....                                                                                                           | 12 |
| 4.2.     | Основные технические решения .....                                                                                                                 | 14 |
| 4.2.1.   | Технологическая схема, состав СИКН.....                                                                                                            | 16 |
| 4.2.2.   | Состав технологического оборудования СИКН .....                                                                                                    | 20 |
| 4.2.2.1. | Блок фильтров БФ .....                                                                                                                             | 20 |
| 4.2.2.2. | Состав блока измерительных линий БИЛ.....                                                                                                          | 21 |
| 4.2.2.3. | Состав блока измерения показателей качества нефти БИК .....                                                                                        | 23 |
| 4.2.2.4. | Состав блока ТПУ с узлом подключения передвижной ПУ.....                                                                                           | 24 |
| 4.2.3.   | Обеспечение единства измерений.....                                                                                                                | 25 |
| 4.3.     | Характеристика арматуры и трубопроводов СИКН, испытания .....                                                                                      | 28 |
| 4.3.1.   | Обязка технологических трубопроводов .....                                                                                                         | 28 |
| 4.4.     | Гидравлический расчет блоков СИКН .....                                                                                                            | 32 |
| 5.       | АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ.....                                                                                                             | 35 |
| 5.1.     | Основные конструктивные решения.....                                                                                                               | 35 |
| 5.2.     | Архитектурно-строительные решения здания. ....                                                                                                     | 35 |
| 5.3.     | Устройство и монтаж осветительной сети.....                                                                                                        | 35 |
| 5.4.     | Устройство и монтаж систем пожарной сигнализации и сигнализации загазованности .....                                                               | 36 |
| 5.5.     | Монтаж молниезащиты и заземления .....                                                                                                             | 37 |
| 6.       | ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ .....                                                                             | 37 |
| 6.1.     | Сведения о климатических и метеорологических условиях района<br>строительства, расчетных параметрах наружного воздуха.....                         | 37 |
| 6.2.     | Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей<br>систем теплоснабжения и вентиляции .....                                       | 38 |
| 6.3.     | Описание и обоснования способов прокладки и конструктивных решений,<br>включая решения в отношении диаметров и теплоизоляции труб теплотрассы..... | 38 |
| 6.4.     | Перечень мероприятий по защите трубопроводов от агрессивного<br>воздействия грунта и грунтовых вод .....                                           | 38 |
| 6.5.     | Обоснование принятых систем и принципиальных решений по<br>отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха помещений .....                       | 38 |
| 6.5.1.   | Отопление .....                                                                                                                                    | 38 |
| 6.5.2.   | Вентиляция.....                                                                                                                                    | 38 |
| 7.       | ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ .....                                                                                                                             | 40 |
| 7.1.     | Общие данные .....                                                                                                                                 | 40 |
| 7.2.     | Силовое оборудование. Вторичная аппаратура.....                                                                                                    | 40 |
| 7.3.     | Устройство и монтаж сетей электроснабжения .....                                                                                                   | 41 |
| 7.4.     | Монтаж заземления .....                                                                                                                            | 41 |
| 7.5.     | Техника безопасности .....                                                                                                                         | 41 |
| 8.       | АВТОМАТИЗАЦИЯ .....                                                                                                                                | 42 |
| 8.1.     | Общие данные .....                                                                                                                                 | 42 |
| 8.2.     | Структура системы автоматизации .....                                                                                                              | 51 |
| 8.3.     | Описание АРМ оператора .....                                                                                                                       | 52 |
| 8.4.     | Сетевое взаимодействие .....                                                                                                                       | 52 |
| 8.5.     | Обеспечение информационной безопасности.....                                                                                                       | 52 |
| 8.5.1.   | Доступ с СОИ СИКН.....                                                                                                                             | 54 |
| 8.5.2.   | Общие понятия разграничения прав доступа в АРМ оператора.....                                                                                      | 55 |

|                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------|----|
| 8.5.3. Общие понятия разграничения прав доступа в ИВК.....   | 57 |
| 8.5.4. Общие понятия разграничения прав доступа в ПЛК.....   | 58 |
| 8.6. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ .....                               | 58 |
| 9. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ .....          | 59 |
| 10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ..... | 63 |
| 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....             | 63 |

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Настоящая текстовая часть выполнена к проекту «Техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти №1007 ООО «НПЗ «Северный Кузбасс» и включает в себя описание принятых технических решений по основным разделам проекта.

1.2. Технические решения приняты в соответствии с действующими нормативными документами, правилами и стандартами и обеспечивают необходимые условия безопасной эксплуатации СИКН.

1.3. При разработке данного проекта учитывались положения следующих документов:

- Приказ Росстандарта [от 07.02.2018г №256](#) Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (с изменениями на 21.08.2018г);
- ГОСТ Р 8.000-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Основные положения;
- [ГОСТ Р 8.563-2009](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- [ГОСТ Р 8.587-2019](#) Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений (с Поправкой);
- [ГОСТ Р 8.596-2002](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- [ГОСТ 2517-2012](#) Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
- ГОСТ 23120-2016 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия;
- [ГОСТ Р 51858-2002](#) Нефть. Общие технические условия;
- ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов;
- [ГОСТ Р 30852.11-2002](#) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- [ГОСТ 30852.5-2002](#) (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;
- [МИ 3532-2015](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти;
- [РМГ 63-2003](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации;
- [МИ 2773-2002](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти;
- [МИ 2775-2002](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе;

- [МИ 2825-2003](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерения количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию;
- [МИ 2837-2003](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение;
- [МИ 3151-2008](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- [МИ 3342-2016](#) Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к испытательным лабораториям, осуществляющим контроль показателей качества нефти;
- [РД-35.240.60](#)-КТН-029-15 (с изм. №1). Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система диспетчерского контроля и управления. Требования к типовым экранным формам;
- РД-35.240.50-КТН-109-17 изм.2 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения;
- ОР-03.100.00-КТН-198-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок подключения объектов нефтедобычи, нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз к магистральным трубопроводам ОАО «АК «Транснефть»;
- [Р 50.2.040-2004](#) Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок;
- ПРИКАЗ от 27 декабря 2012 года № 784 Об утверждении Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

## 2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Основанием для проведения проектных работ по СИКН «Техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти №1007 ООО «НПЗ «Северный Кузбасс» №042-07/372/19П от 05.03.19г с ООО «НПЗ «Северный Кузбасс». Проектные решения приняты согласно Технического задания на проектирование, разработку и изготовление «Техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти №1007 ООО «НПЗ «Северный Кузбасс».

Характеристики рабочей среды, основные технические характеристики и технические требования к функциональным возможностям СИКН изложены в Техническом Задании на разработку проектной документации.

Наименование и расположение объекта: Система измерений количества и показателей качества нефти №1007 ООО «НПЗ «Северный Кузбасс».

**Наименование организации заказчика СИКН:**

ООО «НПЗ «Северный Кузбасс», 652480, Россия, Кемеровская область, г. Анжеро - Судженск, ул. К. Маркса, 7 - 31.

**Наименование организации проектировщика СИКН:**

ООО «ИПФ Вектор», 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

## 3. НАЗНАЧЕНИЕ И СОСТАВ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1007 предназначена для коммерческого учета нефти, поступающей от ПАО «Транснефть» на ООО «НПЗ «Северный Кузбасс».

В настоящее время на ЛПДС существует аттестованная СИКН №1007 поставки ООО «ИПФ Вектор».

Измерение количества нефти производится с применением массовых преобразователей расхода (массомеров, далее МПР) Micro Motion фирмы Emerson, США. Поверка рабочего МПР СИКН производится с применением ТПУ 2-го разряда.

Отбор проб нефти из трубопровода проводят в соответствии с ГОСТ 2517 при помощи автоматического пробоотборника. Содержание балласта в нефти определяют в испытательной лаборатории с использованием проб, отобранных автоматическим пробоотборником или вручную. Определения содержания балласта в нефти (массовая доля воды, массовая доля механических примесей и массовая концентрация хлористых солей) определяют в испытательной лаборатории по стандартизованным методикам. Допускается определять массовую долю воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти с помощью поточного влагомера и результатам измерений плотности нефти с помощью поточного плотномера и последующим расчетом в СОИ.

Масса нетто нефти определяется в соответствии с методикой выполнения измерений, разработанной и утвержденной в установленном порядке, согласно ГОСТ 8.563.

Целью настоящего проекта является замена следующего оборудования:

Блок измерительных линий:

- замена электроприводов запорной арматуры и регуляторов расхода;
- замена преобразователей температуры;
- замена преобразователей давления;
- замена манометров показывающих;
- замена шаровых кранов на ИЛ;
- замена регуляторов расхода;
- организация контроля протечек запорной арматуры ИЛ закрытого исполнения.

Блок измерений показателей качества нефти:

- замена автоматических пробоотборников (основной и резервный);
- замена расходомера;
- замена насосов центробежных (основной и резервный);
- замена преобразователей температуры;
- замена преобразователей давления;
- замена манометров показывающих;

Блок трубопоршневой поверочной установки:

- замена ТПУ;
- замена блок-бокса, включая все инженерные системы;

Блок фильтров:

- замена преобразователей давления;
- замена манометров показывающих;
- замена кранов на входе и выходе фильтров;
- замена дренажных кранов;

Блок теплообменных аппаратов:

- замена преобразователей температуры;
- замена регулятора расхода;

Дренажные емкости:

- замена сигнализатора уровня;
- замена уровнемера (данное оборудование должно совмещать измерение уровня и температуры);
- установка табло сигнализации уровня дренажных емкостей;
- установка датчиков загазованности;
- установка оповещателя загазованности;
- установка кнопки проверки и квитирования сигнализации;
- прокладка кабельных линий.

Наружные трубопроводы (запорная арматура):

- замена электроприводов секучих задвижек №67, №72, №73;
- замена крана шарового ручного Ду15 №С12, №С22, №С23, №С35;
- замена крана шарового ручного Ду 50 №№ 85, Д12, Д13, Д14, Д15, Д16, Д59, Д60;
- прокладка кабельных линий до электроприводов.

Входной коллектор:

- замена щелевого пробозаборного устройства;

Выходной коллектор:

- замена преобразователей температуры;
- замена преобразователей давления;
- замена манометров показывающих;

Помещение блок- бокса БИЛ, БИК:

- замена датчиков загазованности;
- замена кнопочных постов управления;
- установка аварийного освещения;
- замена извещателей пожарных пламени;
- замена оповещателей загазованности;
- замена пожарных оповещателей;
- замена внешних кабельных линий;
- установка сигнализатора затопления пола;
- замена кабелей для систем противопожарной защиты на кабель с индексом –нг(А)-FRLS (не распространяющим горения с низким дымо- и газовыделением);
- заменить существующие сигнализаторы загазованности СТМ-10 на сигнализаторы ОГС-ППП;
- замена кабелей для датчиков загазованности на семижильный кабель.

Площадка БФ:

- установка сигнализатора затопления пола;
- установка датчиков загазованности;
- установка оповещателя загазованности;
- установка кнопки проверки и квитирования сигнализации;
- прокладка кабельных линий.

СОИ:

- для обеспечения требований регламента ОТГ-35.240.00-КТН-193-13 установить ПЛК с «горячим» резервом типа Siemens S7-400H в стойке автоматики (СА);
- замена ИВК с «горячим» резервом. В качестве ИВК применить комплекс измерительно-вычислительные ИВК «Вектор-02»;
- замена шкафа вторичной аппаратуры (ШВА) с размещением всех вторичных блоков;
- установка шкафа аварийных защит и сигнализации (ШАЗС);
- установка шкафа ШИБП, с размещением источников бесперебойного питания, для обеспечения условий работы СОИ на 2 часа автономной работы;
- замена силовых шкафов НКУ, для обеспечения надежности системы.

Погрешность СИ, входящих в состав СИКН, должна соответствовать положениям [МИ 3532-2015](#) «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

#### 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Исходные данные для проектирования и основные технические решения приняты в соответствии с Техническим заданием на проектирование объекта «Техническое перевооружение системы измерений количества и показателей качества нефти №1007 ООО «НПЗ «Северный Кузбасс».

#### 4.1. Исходные данные для проектирования

4.1.1. Физико-химические показатели нефти, поступающей на СИКН и основные технические характеристики для проектирования СИКН приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1

| № пп | Наименование параметра                                                                                                                                | Ед. изм.                                           | Параметр                                               |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 1    | Вид жидкости                                                                                                                                          |                                                    | нефть товарная по<br><a href="#">ГОСТ Р 51858-2002</a> |
| 2    | Вид учета                                                                                                                                             |                                                    | коммерческий                                           |
| 3    | Расход жидкости через СИКН, min/мах<br>- минимальный<br>- максимальный                                                                                | м <sup>3</sup> /ч (т/ч)<br>м <sup>3</sup> /ч (т/ч) | 30,0 (24,9)<br>237,5 (190)                             |
| 4    | Давление нефти:<br>- рабочее<br>- минимальное, не менее<br>- максимальное допустимое                                                                  | МПа<br>МПа<br>МПа                                  | от 0,3 до 1,6<br>0,3<br>1,6                            |
| 5    | Суммарные потери давления на СИКН при<br>максимальном расходе и максимальной вязкости<br>- в рабочем режиме, не более<br>- в режиме поверки, не более | МПа<br>МПа                                         | 0,2<br>0,4                                             |
| 6    | Температура сдаваемой нефти                                                                                                                           | °С                                                 | от минус 15 до плюс 20                                 |
| 7    | Плотность нефти:<br>- при рабочих условиях                                                                                                            | кг/м <sup>3</sup>                                  | от 800 до 900                                          |
| 8    | Кинематическая вязкость нефти:<br>- в рабочем диапазоне температуры                                                                                   | сСт                                                | от 1 до 42,0                                           |
| 9    | Массовая доля воды, не более                                                                                                                          | %                                                  | 1,0                                                    |
| 10   | Концентрация хлористых солей, не более                                                                                                                | мг/дм <sup>3</sup>                                 | 900                                                    |
| 11   | Массовая доля парафина, не более                                                                                                                      | %                                                  | 6                                                      |
| 12   | Содержание свободного газа                                                                                                                            | %                                                  | не допускается                                         |
| 13   | Давление насыщенных паров при максимальной<br>температуре нефти, не более                                                                             | кПа<br>(мм рт.ст)                                  | 66,7 (500)                                             |
| 14   | Массовая доля механических примесей, не более                                                                                                         | %                                                  | 0,05                                                   |
| 15   | Содержание серы                                                                                                                                       | %                                                  | от 0,61 до 1,8                                         |
| 16   | Предел допускаемой относительной погрешности<br>измерения массы жидкости по массе брутто                                                              | %                                                  | ±0,25                                                  |
| 17   | Предел допускаемой относительной погрешности<br>измерения массы жидкости по массе нетто                                                               | %                                                  | ±0,35                                                  |
| 18   | Предел допускаемой относительной погрешности<br>СОИ при определении коэффициентов<br>преобразования ПР, не более                                      | %                                                  | ±0,025                                                 |
| 19   | Температура воздуха внутри помещений:<br>- помещения БИК, БИЛ, ТПУ<br>- операторная                                                                   | °С                                                 | от плюс 5 до плюс 15 °С<br>от плюс 20 до плюс 30 °С    |
| 20   | Режим работы СИКН                                                                                                                                     |                                                    | непрерывный,<br>автоматизированный                     |

| № пп | Наименование параметра                                                                                     | Ед. изм. | Параметр                                                |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|---------------------------------------------------------|
| 21   | Режим работы передвижного ПУ                                                                               |          | периодический,<br>автоматизированный и<br>ручной        |
| 22   | Режим управления:<br>- запорной арматурой<br>- регуляторами расхода и давления                             |          | - автоматизированный и<br>ручной<br>- автоматический    |
| 23   | Способ поверки и контроля метрологических характеристик измерительных преобразователей расхода (далее ИПР) |          | по стационарной ПУ 2-го<br>разряда                      |
| 24   | Способ поверки и контроля метрологических характеристик ПУ 2-го разряда                                    |          | по передвижной ПУ 1-го<br>разряда                       |
| 25   | Электроснабжение                                                                                           |          | 380 В, 3-х фазное, 50 Гц<br>220±22 В, однофазное, 50 Гц |

#### 4.1.2. Характеристики окружающей среды

Площадка строительства относится к климатическому району со следующими характеристиками:

Площадка строительства относится к климатическому району со следующими характеристиками согласно [СП 131.13330.2018 \(СНиП 23-01-99\)](#)

- |                                                                                                                                  |                              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| - климатический район                                                                                                            | - I, подрайон – ID;          |
| - температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 по СП 131.13330.2018 (СНиП 23-01-99)                    | - минус 39 °С;               |
| - температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98 по СП 131.13330.2018 (СНиП 23-01-99)                    | - минус 40 °С;               |
| - температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92 по СП 131.13330.2018 (СНиП 23-01-99)                         | - минус 42 °С;               |
| - абсолютная минимальная температура воздуха                                                                                     | - минус 53 °С;               |
| - абсолютная максимальная температура воздуха                                                                                    | - плюс 36 °С;                |
| - вес снегового покрова на 1 м <sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли для IV района по СП 20.13330.2011 (СНиП 2.01.07-85) | - 2,4 кПа;                   |
| - нормативное значение ветрового давления для III района по СП 20.13330.2011 (СНиП 2.01.07-85)                                   | - 0,38 кПа;                  |
| - сейсмичность района                                                                                                            | - 6 баллов по шкале Рихтера; |

## 4.2. Основные технические решения

---

Технические решения приняты в соответствии с действующими нормативными документами, правилами и стандартами и обеспечивают необходимые условия безопасной эксплуатации СИКН.

При разработке учитывались характеристики рабочей среды, основные технические характеристики и технические требования к функциональным возможностям СИКН, изложенные в вышеуказанном Техническом задании на проектирование.

В составе СИКН технологическое оборудование, средства измерения и контрольно-измерительная аппаратура, трубопроводная обвязка, достаточные для производства и регистрации измерений количества нефти в массовых единицах и показателей качества нефти, приняты согласно нормативных документов.

В основу выбора оборудования и арматуры положен принцип учета требований Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов», номенклатуры изделий заводов-изготовителей, температурные характеристики района размещения СИКН по [ГОСТ 15150-69](#), требования Технического задания на разработку проекта.

При выборе оборудования учтена категория взрывопожарной и пожарной опасности производства. Исполнение электрооборудования взрывозащищенное, вид взрывозащиты средств измерений – взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасная электрическая цепь.

Размещение оборудования СИКН – блоков технологического оборудования БИК, БИЛ и ТПУ – выполнено в отапливаемом здании, оснащенных системами электроотопления, освещения, вентиляции, пожарной сигнализации, БФ располагается наружно. Измерительно-вычислительный комплекс СИКН (ИВК СИКН), стойки НКУ, приборная стойка, стойка автоматики, размещаются в помещении категории «Д» в соответствии [СП 12.13130.2009](#) – операторной СИКН.

Исполнение технологического оборудования СИКН обеспечивает его эксплуатацию в зонах класса В-Ia – зонах, расположенных в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий и неисправностей. Размещение фильтра тонкой очистки предусмотрено в зоне класса В-Iг. Зоны этих классов характеризуются тем, что пары легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) образуют с воздухом взрывоопасные смеси категории и группы ПА-ТЗ (согласно ПУЭ – смеси промышленных газов и паров с температурой самовоспламенения смеси от плюс 200 до плюс 300 °С). Категория помещения согласно [СП 12.13130.2009](#) – «А» (взрывопожароопасная, содержащая горючие газы и ЛВЖ с температурой вспышки не более плюс 28 °С).

Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика зданий и помещений системы измерения количества и показателей качества нефти указаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

| Наименование сооружений                          | План размещения     | Категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок <a href="#">СП 12.13130.2009</a> | Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электро-оборудования (ПУЭ) |                                                | Группа производственных процессов по санитарной характеристике ( <a href="#">СНиП 2.09.04-87</a> ) | Прим. |
|--------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
|                                                  |                     |                                                                                                                       | Класс взрыво-опасной или пожар-ной зоны                                                    | Категория и группа взрывопожаро-опасных смесей |                                                                                                    |       |
| 1. Блок измерительных линий БИЛ                  | здание              | А                                                                                                                     | В-1а                                                                                       | ПА-ТЗ                                          | 1в                                                                                                 |       |
| 2. Блок измерения показателей качества нефти БИК | здание              | А                                                                                                                     | В-1а                                                                                       | ПА-ТЗ                                          | 1в                                                                                                 |       |
| 3. Блок с трубопоршневой установкой ТПУ          | здание              | А                                                                                                                     | В-1а                                                                                       | ПА-ТЗ                                          | 1в                                                                                                 |       |
| 4. Блок фильтров БФ                              | наружная установка  | Ан                                                                                                                    | В-1г                                                                                       | ПА-ТЗ                                          | 1в                                                                                                 |       |
| 5. Узел подключения для передвижной ПУ           | здание/<br>наружно  | Ан                                                                                                                    | В-1а                                                                                       | ПА-ТЗ                                          | 1в                                                                                                 |       |
| 6. СОИ                                           | Здание оператор-ной | Д                                                                                                                     |                                                                                            |                                                | 1а                                                                                                 |       |

Все оборудование СИКН сконпоновано по блочному принципу и состоит из конструктивно законченных узлов, расположенных на рамных основаниях. Оборудование и арматура, устанавливаемые в отапливаемых помещениях, приняты в климатическом исполнении «УХЛ 4», для наружной установки «ХЛ 1», согласно [ГОСТ 15150-69\\*](#).

В состав СИКН входят следующие технологические узлы:

- фильтры тонкой очистки (БФ);
- измерительные линии (БИЛ);
- система измерения показателей качества нефти (БИК);
- стационарная трубопоршневая установка (ТПУ);
- щелевое пробозаборное устройство;
- закрытая дренажная система нефти;
- узел подключения передвижной ПУ;
- измерительно–вычислительный комплекс СИКН (ИВК СИКН);
- верхний уровень с лицензионным программным обеспечением;
- кабельная продукция в габаритах здания.

#### 4.2.1. Технологическая схема, состав СИКН

Функциональная технологическая схема представлена на чертеже СИКН 23.00.00.000-ТХ «Комплекта рабочих чертежей».

##### 1. Блок измерительных линий (БИЛ)

Применить существующее оборудование блока измерительных линий, с заменой:

- преобразователей давления,
- преобразователей температуры
- манометров показывающих;
- кранов шаровых на ИЛ;
- электроприводов запорной арматуры и регуляторов расхода;
- регуляторы расхода с электроприводами;
- организация контроля протечек запорной арматуры ИЛ закрытого типа.

Для очистки входного коллектора перед блоком БИЛ предусмотрен съемный участок трубопровода.

Для обеспечения максимальной производительности СИКН с заданным давлением выбран прямой динамический метод измерений массы нефти с использованием массовых кариолисовых расходомеров (массомер) фирмы Emerson в составе: сенсор модели ELIT и преобразователь сигнала (трансмиситтер) MVD 3500.

Состав БИЛ определен с учетом максимальной пропускной способности узла учета нефти (190 т/ч) и максимальной производительности массомеров по формуле:

$$n = \frac{Q_{\max}}{0,8 \cdot q_{\max}}, \text{ где} \quad (1)$$

n- число рабочих линий;

$Q_{\max}$ , м<sup>3</sup>/ч - максимальная пропускная способность узла учета нефти;

$q_{\max}$ , т/ч - максимальная производительность массомера.

Выбираем сенсор ELIT марки CMF-300 DN 100, PN40 производительностью  $Q_{\max} = 272$  т/час с преобразователем сигнала (трансмиситтер) MVD 3500.

Количество резервных линий в соответствии с [МИ 2825-2003](#) должно быть не менее 30% от числа рабочих линий, т.е. одна резервная линия.

По результатам расчета принята компоновка БИЛ с двумя рабочими измерительными линиями, одна резервно - контрольная. Итого три измерительных линий.

Технологическая обвязка БИЛ позволяет использовать контрольную линию в качестве резервной и обеспечивает контроль метрологических характеристик рабочей измерительной линии по контрольному массомеру во всем диапазоне измерений.

Запорную арматуру принимаем в составе:

- механический запорный орган с герметичностью затвора класса А – шаровые полнопроходные краны отечественного производства, под электропривод;
- устройство контроля герметичности затвора – визуальный контроль;
- электроприводное устройство во взрывозащищенном исполнении.

Избыточное давление в трубопроводе при всех режимах работы должно быть достаточным для компенсации потерь давления на СИКН и обеспечения давления на выходе СИКН и поверочной установки.

Значение минимального избыточного давления следует определять по формуле

$$P = 1,25 P_n + 2 \Delta P = 0,242 \text{ МПа} \quad (2)$$

где  $P$  - минимальное избыточное давление в выходном коллекторе СИКН, МПа;

$P_n$  - абсолютное давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти на СИКН, МПа ( $P_n = 0,067 \text{ МПа}$ );

$\Delta P$  - перепад давления в СМФ 300,  $\Delta P = 0,079 \text{ МПа}$ .

Минимально допустимое заявленное давление - 0,3 МПа, больше расчетного, что обеспечивает необходимый режим работ: при поверке, эксплуатации, КМХ.

Избыточное давление в трубопроводе при всех режимах работы является достаточным для компенсации потерь давления на СИКН и обеспечения давления на выходе СИКН и поверочной установки.

Расчет скорости движения при наибольшем расходе нефти в трубопроводной обвязке осуществляется по формуле:

$$v = Q_{\max} / F \leq 4,0 \text{ м/с} \quad (3)$$

где

$Q_{\max}$ , (м³/час)- максимальный расход нефти (190 т/ч = 237,5 м³/ч),

$F$ , (мм²) – площадь сечения трубопровода (0,037649 м²).

В трубопроводной обвязке: диаметр 219 мм,  $v = 1,75 \text{ м/с} \leq 4,0 \text{ м/с}$

## 2. Блок фильтров (БФ)

Применить существующее оборудование блока фильтров с заменой:

- преобразователей давления;
- манометров показывающих;
- кранов на входе и выходе;
- дренажных кранов.

Перед БИЛ установлен блок фильтров тонкой очистки, состоящий из четырех фильтров жидкостных дренажных сетчатых. Два фильтра грубой очистки, два тонкой. Исходя из максимальной пропускной способности СИКН, применены фильтры типа СДЖ 150 (один рабочий и один резервный), отечественного производства. Запорную арматуру БФ принимаем

Ду 150, Ру 6,3 МПа отечественного производства. Климатическое исполнение оборудования узла фильтра – «У» по ГОСТ 15150. На входе и выходе БФ применена запорная арматура с электроприводом Ду 200, Ру 6,3 МПа.

### 3. Блок измерения показателей качества нефти (БИК)

Применить существующее оборудование блока измерения показателей качества нефти с заменой:

- автоматических пробоотборников (основной и резервный),
- преобразователей давления,
- преобразователей температуры;
- манометров паказывающих;
- расходомера;
- насосов центробежных (основной и резервный).

Отбор нефти на линии БИК производится через щелевое пробозаборное устройство (ЩПУ) по ГОСТ 2517 на входном коллекторе БИЛ после блока фильтров до первой врезки на входе БИЛ.

Расчет требуемого значения расхода нефти через пробозаборное устройство выполняется в соответствии с [ГОСТ 2517-2012](#) (п.4.13.1.2.) о равенстве скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство и средней линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении (условие изокинетичности пробоотбора). Результаты расчета приведены в таблице 4.2.1. Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК определено по формуле:

$$Q_{пзу} = Q_{тр} \times \frac{S_{пзу}}{S_{тр}}, \text{ где} \quad (4)$$

$Q_{пзу}$  – расход на входе в пробозаборное устройство, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{тр}$  – расход в трубопроводе в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/ч;

$S_{пзу}$  – площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм<sup>2</sup>;

$S_{тр}$  – площадь поперечного сечения трубопровода, мм<sup>2</sup>.

Расчет проведен с учетом режимов работы СИКН с максимальной производительностью 190 т/ч.

#### Расчет изокинетичности потока

Таблица 4.2.1.

| Наименование параметра                                                         | ПЗУ           | Коллектор БИЛ в месте установки ПЗУ |
|--------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------------------|
| Диаметр трубопровода Ду, мм                                                    |               | 219                                 |
| Площадь поперечного сечения трубопровода в месте отбора пробы, мм <sup>2</sup> | 428*          | 37649                               |
| Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>                                          | 800,0...900,0 |                                     |
| Расход жидкости на входе в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч         |               |                                     |
| - min                                                                          | 0,339**       | 30,0                                |
| - max                                                                          | 2,74**        | 237,5                               |

| Наименование параметра | ПЗУ  | Коллектор БИЛ в<br>месте установки ПЗУ |
|------------------------|------|----------------------------------------|
| Скорость потока, м/с   |      |                                        |
| - min                  | 0,22 | 0,22                                   |
| - max                  | 1,77 | 1,75                                   |

\* - значение площади поперечного сечения щелевого пробозаборного устройства Ду200мм взято из номенклатурной таблицы типоразмеров ПЗУ завода-изготовителя. Фактически значение может меняться в зависимости от паспортных данных на конкретное ПЗУ с учетом свойств нефти и условий перекачки при поставке ПЗУ заводом-изготовителем.

\*\* - фактическое значение расхода жидкости на входе в ПЗУ согласно п. 2.13.1.3 [ГОСТ 2517-12](#) может отличаться от расчетного в два раза в большую или меньшую сторону.

В БИК реализована насосная система перекачки нефти. Циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемыми приводами, обеспечивающими автоматическое регулирование расхода нефти через БИК, основной и резервный преобразователи влагосодержания нефти, расходомер, основной и резервный автоматические пробоотборники, устройство для ручного отбора проб, плотномер, преобразователь давления и температуры, приборы визуального контроля давления и температуры. В линии плотномера предусмотрено место и технологическая обвязка для присоединения пикнометрической установки, рабочего эталона плотности, позволяющая подключать пикнометр для поверки плотномера.

#### 4. Блок ТПУ с узлом подключения передвижной поверочной установки ПУ

В ходе технического перевооружения предусмотрена замена трубопроводной обвязки и стационарной трубопоршневой поверочной установки. Применена «ТПУ Сапфир- Вектор-350». Подключение ТПУ предусмотрено после прохождения нефти через массомеры, т.е. проводится поверка на учтенной нефти. ТПУ обеспечивает возможность выполнения поверки показаний преобразователей массового расхода во всем диапазоне измерений.

- подключение ТПУ осуществлено после прохождения нефти через массомеры.

ПУ обеспечивает:

- поверку первичных ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти;
- при смене режимов ПУ гарантированное перекрытие потока;
- производительность, достаточную для проверки ПР во всем диапазоне эксплуатации преобразователей;

Максимальное рабочее давление ПУ: не менее максимального рабочего давления СИКН.

Основные технические характеристики ТПУ необходимо смотреть в технической документации на ТПУ и в свидетельстве поверки ТПУ.

Предусмотрены следующие способы контроля характеристик и поверки массомеров и ТПУ:

- КМХ массомера рабочей измерительной линии по ТПУ или массомеру контрольной линии;
- Поверка и КМХ массомера контрольной измерительной линий по трубопоршневой установке;

–Проверка стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке.

Фланцевые соединения трубопроводов и арматуры размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

Технологические трубопроводы и арматура блоков СИКН должны быть окрашены опознавательной краской и обеспечены предупреждающими знаками и надписями, на трубопроводы нанесены стрелки, указывающие направление движения транспортируемой нефти, согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Сварные соединения оборудования и трубопроводов, сварка которых осуществляется по месту работ, должны быть подвергнуты специальной термической или иной обработке для снятия остаточных напряжений в соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Оборудование и арматура, устанавливаемые в отапливаемых помещениях, приняты в климатическом исполнении «У», для наружной установки «УХЛ1» согласно ГОСТ 15150.

#### **4.2.2. Состав технологического оборудования СИКН**

---

Технологическое оборудование СИКН включает:

- Блок фильтров (БФ);
- Блок измерения показателей качества нефти (БИК);
- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Стационарная трубопоршневая поверочная установка II разряда;
- Щелевое пробозаборное устройство по ГОСТ 2517;
- Узел подключения передвижного ПУ I разряда;
- Раздельная система дренажа для учтенной и неучтенной нефти;
- Кабельная продукция.

##### **4.2.2.1. Блок фильтров БФ**

---

Блок фильтров предназначен для работы в составе узла учета нефти для тонкой очистки жидкости от механических примесей.

Блок фильтров включает в себя входной и выходной коллекторы Ду 200, между которыми расположены четыре линии Ду 150 с фильтрами типа СДЖ 150-2,5 с запорной арматурой и дренажной линией. В качестве запорной арматуры использованы краны шаровые с ручным приводом Ду 150, Ру 6,3 МПа отечественного производства, класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015.

Блок фильтров предусмотрен для установки на входе БИЛ. Соединение с трубопроводами СИКН при помощи фланцевой пары Ду 200, Ру 2,5 МПа по ГОСТ 33259-2015.

Для контроля перепада давления блок фильтров оснащен преобразователем дифференциального давления.

В состав БФ входят:

- фильтры СДЖ 200-2,5;
- кран шаровой, Ду 150; Ру 6,3 МПа;
- закрытая дренажная система Ду 50;
- контрольно-измерительные приборы .

При привязке СИКН к площадке строительства необходимо предусмотреть дренажный трубопровод от блока фильтров с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости.

Перечень оборудования, входящего в состав блока фильтра, представлен в таблице 4.2.2.1.

#### Перечень оборудования БФ

Таблица 4.2.2.1.

| № пп | Наименование оборудования                                                            | Кол-во | Прим. |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|
| 1    | Фильтры СДЖ 150-2,5 с быстросъемной крышкой                                          | 4      |       |
| 2    | Кран шаровой 150-6,3 Ду 150, Ру 6,3 МПа                                              | 8      | *     |
| 3    | Преобразователь дифференциального давления, 0...0,25 МПа 4-20мА, класс точности 0,25 | 2      | *     |
| 4    | Манометр МПТИ У2 класс точности 0,6 предел измерений 0...2,5 МПа ТУ25.05.1481-77     | 3      | *     |
| 5    | Кран шаровой ручной Ду 50, Ру 6,3 МПа                                                | 7      | *     |

\*- оборудование заменяемое в ходе технического перевооружения.

#### 4.2.2.2. Состав блока измерительных линий БИЛ

Блок измерительных линий размещен в отапливаемом помещении с температурой от + 5 до + 15 °С .

В состав БИЛ входят:

- входной коллектор Ду 200;
- две рабочих линии Ду 100;
- одна контрольная линия Ду 100 (с функцией резервной измерительной линии);
- выходной коллектор Ду 200;
- закрытая дренажная система Ду 50 учтенной и неучтенной нефти;
- коллектор к ПУ;
- кабельные трассы и кабельная продукция;
- контрольно- измерительные приборы.

В качестве преобразователей расхода в БИЛ приняты массовые расходомеры с сенсорами типа CMF-300 с трансмиттерами MVD 3500.

В составе измерительных линий принято следующее оборудование и комплектующие:

- запорная арматура – краны шаровые фланцевые под электропривод Ду 100; Ру 6,3 МПа, класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015;
- регулятор расхода – электромеханизм во взрывозащищенном исполнении;
- контроль протечки крана – система визуального контроля протечки;
- сенсор массомера CMF300 DN 100, PN 100;
- приборы контроля давления и температуры на выходе каждой измерительной линии;
- дренажный трубопровод;
- краны для выпуска воздуха с верхних точек трубопроводов.

Поток нефти через входной коллектор (диаметр условного прохода 200 мм) и через БФ поступает в рабочую измерительную линию (Ду 100), оснащенную сенсорами CMF Micro Motion и средствами контроля температуры и давления нефти, затем в выходной коллектор БИЛ. В процессе измерения массы нефти контролируется давление на выходе каждой измерительной линии. ИЛ оснащены шаровыми кранами Ду 100, Ру 6,3 МПа с электроприводом, с организацией визуального контроля герметичности запорного органа.

Данные о расходе через массомер, давлении на выходе каждой линии поступают в ИВК для дальнейшей обработки.

БИЛ имеют систему дренажа нефти условным диаметром Ду 50.

Все элементы измерительных линий имеют одинаковый внутренний диаметр.

На технологической обвязке каждой ИЛ установлены:

- для контроля давления: преобразователь избыточного давления с выходным сигналом 4-20 мА; класс точности 0,25; манометр контрольный МТИ, класс точности 0,6;

При проектировании и изготовлении системы в целом (СИКН) и блоков, входящих в состав СИКН, применены средства измерений, прошедшие испытания с целью утверждения типа и разрешенные к применению Госстандартом РФ в установленном порядке.

Перечень оборудования, входящего в состав проектируемого блока измерительных линий БИЛ, представлен в таблице 4.2.2.2.

#### Перечень оборудования БИЛ

Таблица 4.2.2.2.

| № пп | Наименование оборудования                                                                           | Кол-во | Примеч. |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|---------|
| 1.   | Сенсор массомера CMF-300 DN 100 PN 100, $Q_{\max}=272$ т/ч, в комплекте с преобразователем MVD 3500 | 3      |         |
| 2.   | Кран шаровой КСЭ-100-63 Ду 100, Ру 6,3 МПа с электроприводом                                        | 11     | 11*     |
| 3.   | Электропривод взрывозащищенного исполнения МЗОВ-250/15-0,25                                         | 11     | 111*    |
| 4.   | Регулятор расхода Ду 100, Ру 6,3 МПа с электроприводом                                              | 3      | 3*      |
| 5.   | Электропривод взрывозащищенного исполнения МЭП-6300/160-160У-II BT4                                 | 3      | 3*      |

|     |                                                                                                                                   |   |    |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|----|
| 6.  | Кран шаровой КСЭ-100-63 Ду 100, Ру 6,3 МПа с ручным привыводом                                                                    | 9 |    |
| 7.  | Преобразователь избыточного давления Метран-150TG; 4-20мА; предел измерений 0...4,0 МПа, погрешность измерения $\pm 0,2 \%$       | 4 | 4* |
| 8.  | Преобразователь температуры типа JUMO, 4-20мА, предел измерений 0 <sup>0</sup> С...+50 <sup>0</sup> С длина погружной части 315мм | 4 | 4* |
| 9.  | Манометр МТИ1246-4,0 МПа класс точности 0,6 предел измерений 0...2,5 МПа ТУ25.05.1481-77                                          | 7 | 7* |
| 10. | Термометр ТЛ-4 №2 <a href="#">ТУ25-2021-003-88</a> 0... + 55 °С, цена дел. 0,1 гр.                                                | 4 |    |

\* - оборудование заменяемое в ходе технического перевооружения.

#### 4.2.2.3. Состав блока измерения показателей качества нефти БИК

БИК предназначен для работы в составе системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

В составе БИК блок контроля качества нефти Ду 50 и закрытая система дренажа Ду 50.

Блок контроля качества нефти представляет собой совокупность средств измерений показателей качества нефти и механических устройств, обеспечивающих забор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 (см. «Схема технологическая функциональная» прилагаемого комплекта чертежей).

Технологическая обвязка линии контроля качества нефти предусматривает регулирование расхода БИК по насосной (с применением циркуляционных насосов с частотным регулированием расхода) схеме.

Из входного коллектора БИЛ Ду 200 мм через щелевое пробозаборное устройство ЩПУ 200 происходит отбор представительной части потока. Далее нефть поступает к последовательно установленным влагомерам, автоматическим пробоотборникам, устройству для ручного отбора проб – диспергатору, поточному преобразователю плотности и индикаторам расхода нефти.

После прохождения узла контроля качества, нефть возвращается в приемный коллектор БИЛ. При работе БИК контролируются давление и температура жидкости. В линии плотномера предусмотрено место и технологическая обвязка для подсоединения пикнометрической установки, рабочего эталона плотности, позволяющая подключать пикнометр для поверки плотномера.

Информация с измерительных устройств по кабельным каналам связи передаётся в СОИ (систему обработки информации), расположенную в операторной (СА, ШВА, ИВК).

Все элементы трубопроводов БИК имеют одинаковый внутренний диаметр.

Перечень оборудования, входящего в состав блока измерений показателей качества нефти представлен в таблице 4.2.2.3.

#### Перечень оборудования БИК

Таблица 4.2.2.3.

| № пп | Наименование оборудования                                                                                                                   | Кол-во | Прим. |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|
| 1    | Щелевое пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012 Ду 200, Ру 2,5 МПа                                                                       | 1      |       |
| 2    | Преобразователь плотности 7835 "Solartron"                                                                                                  | 1      |       |
| 3    | Кран шаровой ручной Ду 50, Ру 4,0 МПа                                                                                                       | 25     |       |
| 4    | Кран шаровой КШМ 015.040-02 00 ТУ3742-001-47392912-98, Ду 15, Ру 4,0 МПа                                                                    | 21     |       |
| 5    | Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-110 «Взлет МР» Ру 4,0 МПа, диаметр измерительного участка Ду 50, диапазон расходов 0,1 - 15,5 м³/час | 1      | 1*    |
| 6    | Пробоотборник автоматический Пульсар-АП1-У; Ду 50; Ру 4,0 МПа в комплекте с емкостью для отбора пробы объемом 3.0 дм³                       | 2      | 2*    |
| 7    | Преобразователь избыточного давления Метран-150TG; 4-20мА; предел измерений 0...2,5 МПа, погрешность измерения $\pm 0,2$ %                  | 1      | 1*    |
| 8    | Преобразователь температуры типа JUMO, 4-20мА, предел измерений 0°C...+50°C длина погружной части 75мм                                      | 1      | 1*    |
| 9    | Манометр МТИ1246-4,0МПа класс точности 0,6 ТУ25.05.1481-77 предел измерений 0...2,5 МПа                                                     | 1      | 1*    |
| 10   | Термометр ТЛ-4 №2 цена дел. 0,1 гр. <a href="#">ТУ25-2021-003-88</a> , предел измерений 0...55°C                                            | 1      |       |
| 11   | Ручной пробоотборник (диспергатор) ГОСТ 2517-82012                                                                                          | 1      |       |
| 12   | Первичный преобразователь из комплекта влагомера УДВН-1 Пм диапазон измерений от 0,1 до 2,0%                                                | 2      |       |
| 13   | Регулятор расхода КСЭ Ду 50; Ру 4,0 МПа с электроприводом                                                                                   | 1      |       |
| 14   | Электропривод с позиционером взрывозащищенного исполнения МЗОВ-160 Р                                                                        | 1      |       |
| 15   | Клапан обратный Ду 50; Ру 4,0 МПа                                                                                                           | 2      |       |
| 16   | Насос центробежный герметичный ЦГ 6,3/32К-2,2-5-У2                                                                                          | 2      | 2*    |

\*- оборудование заменяемое в ходе технического перевооружения.

#### 4.2.2.4 Состав блока ТПУ с узлом подключения передвижной ПУ

В ходе проведения технического перевооружения проводится замена поверочной стационарной установки. В качестве поверочной установки применить «ТПУ Сапфир-Вектор-350. ТПУ размещается в отапливаемом здании, оснащенном системами сигнализации загазованности, пожарной сигнализации, вентиляции, освещения. Установки трубопоршневые действуют по принципу вытеснения шарового поршня под действием потока определенного объема жидкости, проходящей через калиброванные участки ТПУ. В качестве электропривода для крана-манипулятора выбран электропривод взрывозащищенного исполнения.

На входе и выходе ТПУ устанавливаются:

- 1) измерительные преобразователи температуры в комплекте с термокарманами из нержавеющей стали;

- 2) термометры показывающие с термокарманами из нержавеющей стали;
- 3) манометры показывающие;
- 4) измерительные преобразователи избыточного давления.

В состав ЗИП ТПУ входят:

- шаровой поршень – 1 шт.
- комплект уплотнений и прокладок
- устройство извлечения шара (при условии поставки заводом-изготовителем)
- устройство раскочки шарового поршня и контроля его размеров
- сервисные приборы для наладки привода
- детектор прохождения шара -2 шт.

Трубопроводы подключения ТПУ к БИЛ выполнены из трубы 108х6 с применением трубного сортамента Ду 100 с переходом в месте подключения ТПУ к фланцевым соединениям Ду 200. В качестве запорной арматуры использованы ручные шаровые краны КС-100-40. Блок ТПУ имеет дренажную систему Ду 50, входящую в систему дренажа узла учета нефти.

Перечень оборудования, входящего в состав блока ТПУ и узла подключения передвижной ПУ, представлен в таблице 4.2.2.4.

#### Перечень оборудования ТПУ

Таблица 4.2.2.4.

| № пп | Наименование оборудования                                                                                                                                                                                                                                      | Кол-во | Прим |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------|
| 1.   | Трубопоршневая установка ТПУ «Сапфир-М-350-6,3-0,5»,<br>Q <sub>max</sub> 350 м³/ч; Ру 6,3 МПа; пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.<br>В комплекте: шаровой поршень, детектор 3 шт., насос и инструмент для закачки шара, электропривод AUMA | 1      | 1*   |
| 2.   | Кран шаровой с ручным приводом КС-100-63 Ду 100, Ру 6,3 МПа                                                                                                                                                                                                    | 6      |      |
| 3.   | Преобразователь избыточного давления Метран-150TG; 4-20мА; предел измерений 0...2,5 МПа, погрешность измерения ± 0,2 %                                                                                                                                         | 2      | 2*   |
| 4.   | Преобразователь температуры типа JUMO, 4-20мА, предел измерений 0°C...+50°C длина погружной части 185мм                                                                                                                                                        | 2      | 2*   |
| 5.   | Манометр МТИ1246-4,0 МПа ТУ25.05.1481-77, класс точности 0,6 предел измерений 0...2,5 МПа                                                                                                                                                                      | 2      | 2*   |
| 6.   | Термометр ТЛ-4 №2 <a href="#">ТУ25-2021-003-88</a> 0 ...+ 55 °С цена дел. 0,1 гр.                                                                                                                                                                              | 2      | 2*   |
| 7.   | Кран шаровой КШМ 015.040-02 00 ТУ3742-001-47392912-98, Ду 15, Ру 4,0 МПа                                                                                                                                                                                       | 7      | 7*   |

\*- оборудование заменяемое в ходе технического перевооружения.

#### 4.2.3. Обеспечение единства измерений

- На СИКН для измерений массы нефти применен прямой метод динамических измерений с использованием массовых преобразователей расхода.

- Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы товарной нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.587-2019 не должны превышать:
- по массе брутто нефти -  $\pm 0,25 \%$ ;
- по массе нетто нефти -  $\pm 0,35 \%$ .

В составе СИКН применить средства измерений (далее СИ), имеющие сертификат об утверждении типа, внесенные в Государственный реестр средств измерений и допущенные к применению в установленном порядке.

- Средства измерений, установленные во взрывоопасной зоне должны иметь разрешения на применение, выданные Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором) и соответствующую маркировку взрывозащиты.
- Погрешность СИ, входящих в состав СИКН, должна соответствовать требованиям «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».
- Вводимые, измеряемые и расчетные параметры в СИКН должны быть представлены в следующих единицах измерений и отображаться, выводиться на печать с числом значащих цифр после запятой, указанными в таблице 4.2.3.1

Таблица 4.2.3.1

| Параметр (характеристика)             | Единица величины   | Число цифр после запятой |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------------|
| Масса                                 | тонна              | 0                        |
| Объем                                 | м <sup>3</sup>     | 0                        |
| Расход массовый                       | т/ч                | 0                        |
| Расход объемный                       | м <sup>3</sup> /ч  | 0                        |
| Плотность нефти                       | кг/м <sup>3</sup>  | 1                        |
| Давление                              | МПа                | 2                        |
| Температура                           | °С                 | 1                        |
| Массовая доля балласта                | %                  | 4                        |
| Массовая доля хлористых солей         | %                  | 4                        |
| Массовая концентрация хлористых солей | мг/дм <sup>3</sup> | 1                        |
| Массовая доля мех. примесей           | %                  | 4                        |
| Массовая доля воды                    | %                  | 2                        |
| Массовая доля серы                    | %                  | 2                        |
| Массовая доля парафина                | %                  | 1                        |
| Давление насыщенных паров             | кПа                | 1                        |
| Давление насыщенных паров             | мм рт. ст.         | 0                        |
| Положение арматуры                    | %                  | 0                        |
| Фракционный состав                    | %                  | 1                        |
| Перепад давления                      | МПа                | 3                        |
| Расход в БИК                          | м <sup>3</sup> /ч  | 1                        |

- Значения пределов допускаемых погрешностей СИ, входящих в состав СИКН приведены в таблице 4.2.3.2.

Таблица 4.2.3.2

| Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН                                 | Пределы допускаемой погрешности СИ      | Примечание                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Преобразователь массового расхода (рабочий)                                         | $\pm 0,25 \text{ \%}^*$                 |                                   |
| 2. Преобразователь массового расхода (контрольный)                                     | $\pm 0,2 \text{ \%}^{**}$               |                                   |
| 3. Преобразователи давления                                                            | $\pm 0,5 \text{ \%}^{***}$              |                                   |
| 4. Преобразователи перепада давления                                                   | $\pm 2,5 \text{ \%}^{***}$              |                                   |
| 5. Манометры                                                                           | $\pm 0,6 \text{ \%}^{***}$              |                                   |
| 6. Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А | $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}^{****}$ |                                   |
| 7. Термометры стеклянные                                                               | $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}^{****}$ | Цена деления 0,1 $^\circ\text{C}$ |
| 8. Преобразователь плотности поточный                                                  | $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3^{****}$        |                                   |
| 9. Расходомер                                                                          | $\pm 5,0 \text{ \%}^*$                  |                                   |
| 10. Преобразователь влагосодержания поточный                                           | $\pm 0,05 \text{ \% об. доли}^{****}$   |                                   |
| 11. СОИ, не более                                                                      | $\pm 0,025 \text{ \%}^*$                |                                   |

Примечания к таблице 4.2.3.2.

1 \* - пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.

2 \*\* - пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода.

3 \*\*\* - пределы допускаемой приведенной погрешности.

4 \*\*\*\* - пределы допускаемой абсолютной погрешности.

- Поставщик СИКН проводит разработку и аттестацию МВИ нефти по СИКН, МВИ плотности, а также проводит аттестацию программного комплекса применяемого в АРМ-оператора.
- Поставщик СИКН осуществляет организацию и проведение поверки СИ и СОИ СИКН.
- Поставщик СИКН осуществляет сдачу СИКН Заказчику в соответствии с [МИ 2773](#).
- Поставщик СИКН определяет межконтрольный интервал проведения КМХ МПР до ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
- Поставщик СИКН проводит следующие виды испытаний: приемо-сдаточные на заводе – изготовителе, индивидуальные, комплексное опробование.
- Поставщик СИКН проводит разработку и согласование программы комплексного опробования СИКН.

- Заказчик СИКН проводит подготовку и организацию испытаний в целях утверждения типа СИКН.
- Заказчик СИКН организует разработку и аттестацию методики измерений массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в БИК с внесением в Федеральный информационный фонд.
- Заказчик СИКН организует разработку ТЗ на разработку программного обеспечения АРМ-оператора СИКН согласованного с Заказчиком и сдающей стороной.
- Заказчику СИКН предусмотреть работы по аттестации стационарной ПУ в соответствии с Постановлением Правительства [№734 от 23.09.2010г.](#)
- Заказчику СИКН предусмотреть пломбирование по МИ 3002-2006.

#### 4.3. Характеристика арматуры и трубопроводов СИКН, испытания

Классификация трубопроводов представлена в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1

| Назначение трубопровода | Рабочие параметры |       | Категория трубопровода | Р исп., МПа |               | Контроль стыков, %                      |
|-------------------------|-------------------|-------|------------------------|-------------|---------------|-----------------------------------------|
|                         | Р, МПа            | Т, °С |                        | Прочность   | Герметичность | 100% по <a href="#">СНиП 3.05.05-84</a> |
|                         |                   |       |                        |             |               | Радиационный, %                         |
| Нефтепроводы СИКН       | 4,0               | 40    | III                    | 5,0         | 4,0           | 5                                       |
| Дренажные трубопроводы  | 1,6               | 40    | III                    | 2,0         | 1,6           | 5                                       |

##### 4.3.1. Обвязка технологических трубопроводов

Существующая обвязка технологических трубопроводов БФ, БИК и БИЛ остается без изменений и представляет собой комплект деталей трубопроводов (катушки, отводы, тройники, переходы и пр.), присоединительных фланцев, что обеспечивает сборку всех составляющих СИКН в единую конструкцию.

Трубопроводная обвязка стационарной ПУ выполняется по месту. В проекте предусмотрено использование труб для технологических трубопроводов по Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и ГОСТ 8731-74 сталь В20, 09Г2С для блока фильтра и обвязки теплообменного аппарата.

Соединительные детали трубопроводов применить по [ГОСТ 17375-2001](#).

Технологические трубопроводы относятся к категории III, группа Бб, дренажные трубопроводы - к категории III. Строительно-монтажные работы производить в соответствии со

[СНиП 3.05.05-84](#), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Трубопроводы должны быть сварены встык с установкой на них запорной и регулирующей арматуры, соединительных деталей.

Кромки свариваемых труб, соединительных деталей должны иметь фаски согласно [ГОСТ 16037-80](#).

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов должен производиться:

- систематическим операционным контролем в процессе сборки и сварки трубопровода;
- визуальным осмотром, обмером сварных соединений;
- проверкой сплошности стыков с выявлением внутренних дефектов одним из неразрушающих методом контроля (по [ГОСТ 3242-79](#)).

При пооперационном контроле качества сварки трубопроводов необходимо проверить (визуально и обмерами):

- качество подготовки кромок под сварку и качество сварки;
- качество сварных соединений.

Контроль сварных стыков трубопроводов нефти принят в объеме 2 % радиографическим методом согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Контроль сварных стыков дренажных трубопроводов принят в объеме 5 %.

Для защиты проектируемых трубопроводов от внешней коррозии надземные трубопроводы покрываются краской ПФ-115 по [ГОСТ 5631-79](#) в два слоя по одному слою грунтовки ГФ-021 по [ГОСТ 25129-82](#).

После сборки проектируемые трубопроводы должны быть подвергнуты очистке полости и испытанию на прочность и герметичность.

Испытание на прочность и герметичность выполняется гидравлическим способом в соответствии с РД 23.040.00-КТН-021-14.

Величина испытательного давления на прочность:

для нефтепроводов –  $P_{исп.} = 1,25 \times P_{раб.} = 1,25 \times 1,6 \text{ МПа} = 2,0 \text{ МПа}$ .

Время испытания для трубопроводов узлов учета:

1 этап – на прочность 10 мин., на плотность – время осмотра;

2 этап – на прочность 5 мин., на плотность – время осмотра.

Трубопроводы СИКН подвергнуть дополнительному испытанию на герметичность согласно с определением падения давления во время испытания. После окончания

гидравлических испытаний жидкость должна быть удалена из трубопровода, а трубопроводы необходимо продуть воздухом с давлением 0,6 МПа.

Расчет трубопроводов на прочность выполнен в соответствии СА 03-003-07, [СП 36.13330.2012](#) и приведен в таблице 4.3.5.

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен в соответствии с [РТМ 38.001-94](#), СА 03-003-07 и [СП 36.13330.2012](#) (СНиП 2.05.06-85\*) с учетом напряжений, возникающих от нормативных нагрузок, внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба.

При расчете толщин стенок трубопроводов прибавка на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки выбрана из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопроводов и скорости коррозии.

Для повышения надежности системы расчет толщины стенки принят на расчетное давление 4,0 МПа.

Для трубопроводов должен быть указан расчетный срок эксплуатации согласно Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» п.7 и Приказу Ростехнадзора от 11.03.2013 г. № 96 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» п.5.1.2.

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов определен исходя из расчетной отбраковочной толщины стенки и скорости коррозии равной 0,1 мм/год.

Указанный срок эксплуатации может быть изменен, что зависит от вероятной скорости коррозии.

Сортамент и механические свойства применяемых труб представлены в таблицах 4.3.1.1 и 4.3.1.2.

Исходные данные для расчета толщины стенки технологических трубопроводов и результаты расчетов толщины стенки технологических трубопроводов представлены в таблицах 4.3.1.3 и 4.3.1.4.

Таблица 4.3.1.1 - Сортамент труб

| Сечение | ГОСТ                          | Класс прочности | Марка стали | Тип трубы                       | Вес кг/м | Способ прокладки |
|---------|-------------------------------|-----------------|-------------|---------------------------------|----------|------------------|
| 108х6   | <a href="#">ГОСТ 8732-78*</a> | 42              | Сталь 20    | бесшовная горячедеформированная | 29,79    | надземная        |
| 57х5    | <a href="#">ГОСТ 8732-78*</a> | 42              | Сталь 20    | бесшовная горячедеформированная | 6,41     | надземная        |

Таблица 4.3.1.2 – Механические свойства труб

| Сечение | ГОСТ                          | Временное сопротивление, МПа | Предел текучести, МПа | Относительное удлинение % | Коэффициент безопасности по материалу | Ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> (кгс/см <sup>2</sup> ) |     |
|---------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-----|
|         |                               |                              |                       |                           |                                       | KCV                                                         | KCU |
| 108х6   | <a href="#">ГОСТ 8732-78*</a> | 412                          | 245                   | 21                        | 1,4                                   | -                                                           | -   |
| 57х5    | <a href="#">ГОСТ 8732-78*</a> | 412                          | 245                   | 21                        | 1,4                                   | -                                                           | -   |

Таблица 4.3.1.3 - Исходные данные для расчета толщины стенки технологических трубопроводов

| Диаметр мм | Марка стали | Временное сопротивление МПа (σв) | Предел текучести, МПа (σт) | Относительное удлинение при разрыве, % | Рабочее давление, МПа (р) | Коэффициент прочности (n) | Коэффициент несущей способности (α) |
|------------|-------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------------|
| 108х6      | Сталь 20    | 412                              | 245                        | 21                                     | 2,5                       | 1                         | 1                                   |
| 57х4       | Сталь 20    | 412                              | 245                        | 21                                     | 2,5                       | 1                         | 1                                   |

Таблица 4.3.1.4 - Результаты расчетов толщины стенки технологических трубопроводов

| Марка стали | Диаметр, мм | Давление, МПа | Скорость коррозии, мм/год | Расчетная (отбраковочная) толщина стенки, мм<br>$\delta_{р.} = \frac{pD}{2\psi[\sigma] + p}$ | Проверка на прочность<br>$[\sigma] \leq R_2$<br>$\sigma = npD/2\delta$ |             | Толщина стенки (принятая, мм) | Срок службы трубопровода, лет<br>$t=0,1x\delta$ |
|-------------|-------------|---------------|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------------------------|
|             |             |               |                           |                                                                                              | $[\sigma]$ , МПа                                                       | $R_2$ , МПа |                               |                                                 |
| 2           | 3           | 4             | 5                         | 6                                                                                            | 7                                                                      | 8           | 9                             | 10                                              |
| Сталь 20    | 108         | 2,5           | 0,1                       | 0,9 (2,5)                                                                                    | 14,3                                                                   | 220,5       | 8                             | 20                                              |
| Сталь 20    | 57          | 2,5           | 0,1                       | 1,8 (1,5)                                                                                    | 7,52                                                                   | 220,5       | 5                             | 20                                              |
| Сталь 20    | 57          | 1,6           | 0,1                       | 1,8 (1,5)                                                                                    | 7,52                                                                   | 220,5       | 5                             | 20                                              |

В скобках таблицы 3.3.5 в графе 6 указана минимальная величина расчетной отбраковочной толщины стенки согласно СА 03-003-07 таблица 1.3 и [PTM 38.001-94](#) таблица 4.1.

Скорость коррозии для малоагрессивной среды – 0,1 мм/год.

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется согласно [п.1.6.2](#) СА 03-003-07:

$$S \geq S_R + c, \quad (5)$$

где  $S_R$  – расчетная толщина стенки трубы, определяется согласно п. 3.1.1 СА 03-003-07:

$$S_R = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + P} \quad (6)$$

$\varphi_y=1$  п.1.51 СА 03-003-07 – для бесшовных труб;

Суммарная прибавка к толщине стенки определяется согласно п.1.6.3 СА 03-003-07:

$$c \geq c_1 + c_2 \quad (7)$$

$c_1$  – технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки;

$c_2$  – прибавка на коррозию и эрозию.

#### 4.4. Гидравлический расчет блоков СИКН

Расчет выполнен на основании «Справочника по гидравлическим сопротивлениям» под ред. И.Е. Идельчика.

Потери давления в БИЛ рассчитаны исходя из работы СИКН в двух режимах: измерений и поверки. При расчете потерь давления в режиме измерений учтены потери давления в блоке фильтров, рабочей измерительной линии. При расчете потерь давления в режиме поверки учтены потери давления в блоке фильтров, контрольно-резервной измерительной линии, блоке ТПУ. Все расчеты проведены при наиболее неблагоприятном сочетании параметров для гидравлического сопротивления.

Расчет потерь давления определен по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{пу}} + \Delta P_{\text{мс}},$$

где  $\Delta P$  – потери давления на трение, МПа;

$\Delta P_{\text{пу}}$  – потери давления на трение по длине трубопровода, МПа;

$\Delta P_{\text{мс}}$  – потери давления в местных сопротивлениях, МПа.

Потери давления на трение по длине трубопровода  $\Delta P_{\text{пу}}$  и потери давления в местных сопротивлениях  $\Delta P_{\text{мс}}$  определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{пу}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \rho \cdot \frac{V^2}{2} \cdot 10^{-6},$$

$$\Delta P_{\text{мс}} = \xi \cdot \rho \cdot \frac{V^2}{2} \cdot 10^{-6},$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения;

$L$  – длина трубопровода, м;

$D$  – диаметр трубопровода, м;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с;

$\xi$  – коэффициент местного сопротивления.

Скорость движения жидкости в трубопроводе определяется по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_v}{\pi \cdot D^2 \cdot 3600},$$

где  $Q_v$  – объемный расход нефти, м<sup>3</sup>/ч.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется, в зависимости от режима течения жидкости в трубопроводе, по одной из формул (3.4д), (3.4е), (3.4ж), (3.4з), представленных в таблице 4.4.1 Режим течения жидкости в трубопроводе определяется по справочным данным в зависимости от значения числа Рейнольдса  $Re$ . Определение коэффициента гидравлического трения в таблице 1.

Таблица 4.4.1

| Режим течения жидкости в трубопроводе         | Формула для определения коэффициента гидравлического трения $\lambda$             |
|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Ламинарный режим                              | $\lambda = \frac{64}{Re}$                                                         |
| Турбулентный режим – гладкие трубы            | $\lambda = \frac{0.316}{Re^{0.25}}$                                               |
| Турбулентный режим – шероховатые трубы        | $\lambda = 0.11 \cdot \left( \frac{k_{\Sigma}}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$ |
| Турбулентный режим – вполне шероховатые трубы | $\lambda = 0.11 \cdot \left( \frac{k_{\Sigma}}{D} \right)^{0.25}$                 |

где  $Re$  – число Рейнольдса;

$k_{\Sigma}$  – эквивалентная равномернозернистая абсолютная шероховатость;

$\frac{k_{\Sigma}}{D}$

– относительная шероховатость труб.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu}$$

где  $V$  – скорость движения жидкости в трубопроводе, см/с;

$D$  – диаметр трубопровода, см;

$\nu$  – кинематическая вязкость см<sup>2</sup>/с.

Эквивалентную равномернозернистую абсолютную шероховатость  $k_{\Sigma}$  для бесшовных стальных труб, находящихся в эксплуатации, принимаем равной 0,2 мм.

Коэффициенты местного сопротивления  $\xi$  принимаем согласно «Справочника по гидравлическим сопротивлениям» под ред. И.Е. Идельчика.

Потери давления на фильтре определены по данным завода-изготовителя фильтров, запорной арматуры, потери давления на массовом расходомере СМФ 400М определены исходя из технических характеристик массомера согласно документации, предоставленной заводом-изготовителем расходомера.

Гидравлический расчет произведен на основании следующих исходных данных:

– максимальный объемный расход нефти  $Q_{vMAX}$  по СИКН – 190,0 т/ч;

– Плотность нефти  $\rho$  – 900,0 кг/м<sup>3</sup>;

– Кинематическая вязкость нефти  $\nu$  – 40,0 сСт (0,2 см<sup>2</sup>/с)

Результаты расчета скорости движения жидкости в трубопроводе, значения числа Рейнольдса, режима течения жидкости в трубопроводе и коэффициента гидравлического трения приведены в таблице 4.4.2

Таблица 4.4.2 – Результаты промежуточных расчетов

| Условный диаметр трубопровода (Ду), мм | Скорость движения жидкости в трубопроводе (V), м/с | Значение числа Рейнольдса (Re) | Режим течения жидкости в трубопроводе | Коэффициент гидравлического трения ( $\lambda$ ) |
|----------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 200                                    | 2,0                                                | 214800                         | Турбулентный режим – гладкие трубы    | 0,0147                                           |

Результаты расчета потерь давления в режиме измерений представлены в таблице 4.4.3, в режиме поверки – в таблице 4.4.4

Как показали расчеты, потери давления в режиме измерений составят не более **0,17 МПа**, в режиме поверки – не более **0,26782 МПа**

Таблица 4.4.3 – Результаты расчета потерь давления в СИКН в режиме измерений

| Элементы гидравлической системы      | Кол.  | Ед. изм. | ΔР на 1 ед, МПа | ΔР всего, МПа  |
|--------------------------------------|-------|----------|-----------------|----------------|
| <b>Блок фильтров</b>                 |       |          |                 |                |
| Тройник Ду 200х150 мм приточный      | 1     | шт       | 0,0052          | 0,0052         |
| Задвижка Ду 150 мм                   | 2     | шт       | 0,0015          | 0,003          |
| Фильтр Ду 150 мм                     | 1     | шт       | 0,03            | 0,03           |
| Отвод Ду 150 мм                      | 2     | шт       | 0,00086         | 0,00172        |
| Тройник Ду 200х150 мм вытяжной       | 1     | шт       | 0,005           | 0,005          |
| Труба Ду 200 мм                      | 5,0   | м        |                 | 0,0018         |
| Труба Ду 150 мм                      | 1,2   | м        |                 | 0,00125        |
| <b>Итого по БФ</b>                   |       |          |                 | <b>0,04797</b> |
| <b>Измерительная линия (рабочая)</b> |       |          |                 |                |
| Труба Ду 100 мм                      | 3,187 | м        |                 | 0,0097         |
| Кран шаровой Ду 100 мм               | 3     | шт       | 0,00032         | 0,00096        |
| Регулятор расхода Ду 100 мм          | 1     | шт       | 0,0068          | 0,0068         |
| Отвод Ду 100 мм                      | 6     | шт       | 0,00165         | 0,0099         |
| Труба Ду 400 мм                      | 2,3   | м        |                 | 0,0017         |
| Сенсор СМФ300                        | 1     | шт       | 0,08400         | 0,09           |
| Тройник Ду 100 мм                    | 1     | шт       | 0,003           | 0,003          |
| <b>Итого по ИЛ</b>                   |       |          |                 | <b>0,1122</b>  |
| <b>Всего по СИКН</b>                 |       |          |                 | <b>0,17</b>    |

Таблица 4.4.4 – Результаты расчета потерь давления в СИКН в режиме поверки

| Элементы гидравлической системы            | Кол. | Ед. изм. | ΔР на 1 ед, МПа | ΔР всего, МПа |
|--------------------------------------------|------|----------|-----------------|---------------|
| <b>Контрольно-резервная линия</b>          |      |          |                 |               |
| Труба Ду 100 мм                            | 3,2  | м        |                 | 0,0097        |
| Кран шаровой Ду 100 мм                     | 3    | шт       | 0,00032         | 0,00096       |
| Отвод Ду 100 мм                            | 7    | шт       | 0,00165         | 0,01155       |
| Труба Ду 400 мм                            | 1,13 | м        |                 | 0,000878      |
| Регулятор расхода Ду 100 мм                | 1    | шт       | 0,0068          | 0,0068        |
| Сенсор СМФ300                              | 1    | шт       | 0,09            | 0,09          |
| Тройник Ду 100 мм                          | 1    | шт       | 0,003           | 0,003         |
| <b>Итого по контрольно-резервной линии</b> |      |          |                 | <b>0,1228</b> |
| <b>Блок ТПУ</b>                            |      |          |                 |               |
| Регулятор расхода Ду 100 мм                | 1    | шт       | 0,0068          | 0,0068        |
| Труба Ду 100 мм                            | 9,8  | м        |                 | 0,00762       |
| Тройник Ду 200х100 мм приточный            | 1    | шт       | 0,0052          | 0,0052        |
| Отвод Ду 100 мм                            | 6    | шт       | 0,002           | 0,012         |
| Переходник 200х100                         | 2    | шт       | 0,001           | 0,002         |
| Кран шаровой Ду 100 мм                     | 2    | шт       | 0,00054         | 0,0162        |

|                           |   |    |         |                |
|---------------------------|---|----|---------|----------------|
| ТПУ Сапфир М              | 1 | шт | 0,09600 | 0,09600        |
| <b>Итого по блоку ТПУ</b> |   |    |         | <b>0,14502</b> |
| <b>Всего по СИКН</b>      |   |    |         | <b>0,26782</b> |

## 5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

### 5.1. Основные конструктивные решения

5.1.1. СИКН является стационарным объектом и выполнен из унифицированных элементов строительных конструкций, изготавливаемых в заводских условиях.

5.1.2. Блоки СИКН оснащены системами отопления, освещения, вентиляции, сигнализации загазованности и пожарной сигнализации.

5.1.3. Основные технические данные помещения для размещения оборудования СИКН представлены в таблице 5.1.3.

Технические данные помещения

Таблица 5.1.3

|                                                          |      |
|----------------------------------------------------------|------|
| Класс помещения по ПУЭ                                   | В-Ia |
| Категория помещений по <a href="#">НПБ 105-2003</a>      | A    |
| Степень огнестойкости по <a href="#">СП 2.13130.2020</a> | IV   |

### 5.2. Архитектурно-строительные решения здания.

5.2.1. Блоки представляют собой изделие, выполненное из унифицированных элементов строительных конструкций, изготавливаемых в заводских условиях.

5.2.2. В качестве ограждающих конструкций применен лист стальной профильный. Нащельники с наружной стороны блоков выполнены листом металлическим.

5.2.3. Конструкция и размещение окон соответствует нормативным требованиям и обеспечивает согласно СНиП 31.03.01 сохранность конструкции блока СИКН в целостном виде при возникновении взрывной волны.

5.2.4. Двери здания металлические, искронедоющие, высотой не менее 1,9 м.

### 5.3. Устройство и монтаж осветительной сети

5.3.1. Внутри здания для освещения приборов и оборудования установлены светильники, во взрывозащищенном исполнении. Для включения и выключения освещения снаружи СИКН установлен кнопочный пост КП.

5.3.2. Электрические соединения выполнены кабелем силовым с медными жилами в ПВХ изоляции, в ПВХ оболочке, негорючим, на номинальное рабочее напряжение до 660 В, марки ВВГзнг.

#### **5.4. Устройство и монтаж систем пожарной сигнализации и сигнализации загазованности**

5.4.1. Под потолком здания установлены пожарные извещатели пламени Пульсар 2-012Н в количестве 2 штук, в каждом блоке. Снаружи здания у двери установлен ручной пожарный извещатель ИПР-535-Горизонт МК;

5.4.2. Снаружи и внутри здания над входной дверью размещены световые и звуковые оповещатели Сфера МК («Пожар»).

5.4.3. Контроль концентрации горючих газов внутри здания осуществляется датчиками загазованности типа ОГС-ПГП, пороги срабатывания предельного и аварийного уровней загазованности 10 % и 30 % от НКПРП.

5.4.4. Соединения выполнены кабелем контрольным экранированным с медными жилами, в ПВХ изоляции, в ПВХ оболочке, негорючим, на номинальное рабочее напряжение до 660 В, марки КВВГЭнг.

5.4.5. Световая сигнализация загазованности “10 % НКПРП” обеспечивается двумя световыми взрывозащищенными табло Сфера МК желтого цвета с надписью “Газ”. Световая сигнализация загазованности “Длительная 10 % НКПРП” и “30 % НКПРП” обеспечивается двумя световыми взрывозащищенными табло Сфера МК красного цвета с надписью “Газ”.

Для звуковой сигнализации загазованности “30 % НКПРП” и “Длительная 10% НКПРП” используется взрывозащищенный тональный ревун ОРБИТА МК.

Два световых табло красного и желтого цветов с надписью “Газ”, а так же тональный ревун загазованности размещаются над входной дверью снаружи здания. Другие два световых табло красного и желтого цветов с надписью “Газ” размещаются над дверью внутри здания.

Световые и звуковой сигналы загазованности выведены на панель индикации ШАЗС и на АРМ оператора. При этом световая сигнализация загазованности “10 % НКПРП”, “Длительная 10 % НКПРП” и “30 % НКПРП ” обеспечивается соответствующими сигнальными лампами, а на экране АРМ оператора выводится соответствующее сообщение.

Световая сигнализация загазованности на наружных установках (Блок фильтров и площадка дренажных емкостей) “10 % НКПРП” обеспечивается одним световым взрывозащищенными табло Сфера МК желтого цвета с надписью “Газ”. Световая сигнализация загазованности “Длительная 10 % НКПРП” и “30 % НКПРП” обеспечивается одним световыми взрывозащищенными табло Сфера МК красного цвета с надписью “Газ”.

Для проверки по месту работоспособности световой и звуковой сигнализации загазованности, а также снятие (квитирование) звукового сигнала предусмотрены соответствующие кнопки на едином КП (проверка работоспособности световых сигналов загазованности и световых сигналов «Пожар» реализуется одновременно, одной кнопкой; квитирование по загазованности и пожару (также осуществляется одной кнопкой).

Работоспособность световых табло, установленных над входной дверью внутри здания, определяется по месту при открытой двери и выключенном освещении внутри здания.

Проверка работоспособности световой и звуковой сигнализации, а также “квитирования” звуковой сигнализации так же реализуется аппаратурой, размещенной в ШАЗС.

## **5.5. Монтаж молниезащиты и заземления**

---

5.5.1. Молниезащита здания разрабатывается Генеральным Проектировщиком в соответствии с проектом привязок.

5.5.2. Заземление электроприемников расположенных внутри здания осуществляется на внутренний контур заземления, соединённый с каркасом здания. Присоединение каркаса здания к внешнему контуру заземления осуществляется через болтовое соединение (в двух диагональных точках).

5.5.3. Электрическое подключение электроприводов, преобразователей, извещателей, системы освещения, системы электроотопления и кнопок управления выполняется силовыми и контрольными кабелями до взрывозащищённых клеммных коробок типа КП; прокладываемые внутри здания кабеля защищаются металлическими оцинкованными коробами с крышками типа СП-100, СП-50.

Выход кабелей через стену здания осуществляется через уплотнённый огнестойкий кабельный проход групповых электрических проводок в стальных трубах.

Внешние кабельные связи от соединительных клеммных коробок до операторной в данном проекте не рассматривается.

При прокладке кабелей систем автоматики необходимо обеспечить выполнение требований РД-06.02-72.60.00-КТН-059-1-05.

## **6. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ**

### **6.1 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКИХ И МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРАХ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА**

---

Район строительства СИКН характеризуется следующими климатическими параметрами, принятыми для расчета систем отопления, вентиляции и кондиционирования в соответствии с [СП 131.13330.2018](#)

|                                                                        |          |
|------------------------------------------------------------------------|----------|
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 | минус 39 |
| Абсолютная минимальная температура воздуха                             | минус 53 |
| Абсолютная максимальная температура воздуха                            | плюс 36  |

При проектировании приняты следующие исходные данные:

Температура наружного воздуха:

- по параметрам «Б» - минус 39 °С - при расчете систем отопления и вентиляции для холодного периода года, систем кондиционирования для теплого и холодного периода;
- по параметрам «А» - плюс 22 °С - при расчете систем вентиляции для теплого периода года.

## **6.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПАРАМЕТРАХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ**

---

Источники теплоснабжения на проектируемом объекте отсутствуют.

## **6.3 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЯ СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ И КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ, ВКЛЮЧАЯ РЕШЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ДИАМЕТРОВ И ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТРУБ ТЕПЛОТРАССЫ**

---

Тепловые сети на проектируемом объекте отсутствуют.

## **6.4 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АГРЕССИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ГРУНТА И ГРУНТОВЫХ ВОД**

---

Необходимость мероприятий и их перечень по защите трубопроводов тепловых сетей от агрессивного воздействия грунта и грунтовых вод в проектной документации не предусматривается, т. к. трубопроводы тепловых сетей на проектируемом объекте отсутствуют.

## **6.5 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ СИСТЕМ И ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ОТОПЛЕНИЮ, ВЕНТИЛЯЦИИ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЮ ВОЗДУХА ПОМЕЩЕНИЙ**

---

На проектируемой площадке приняты блочные здания полной заводской готовности, которые оснащены системами отопления, вентиляции и кондиционирования в заводских условиях.

Системами отопления, вентиляции и кондиционирования оборудуются следующие блочные здания и сооружения:

- Блоки БИК, БИЛ, ТПУ.

### **6.5.1 Отопление**

---

Здание оснащаются системой отопления заводом-изготовителем. Система отопления зданий –электрическая.

Отопление здания в соответствии с требованиями технологического процесса рассчитано на поддержание внутри помещений расчетной температуры внутреннего воздуха не ниже плюс 5 °С. В системах отопления зданий предусмотрено автоматическое регулирование температуры в помещении в заданных пределах.

### **6.5.2 Вентиляция**

---

Все здания оснащены системой вентиляции.

Для создания нормативных санитарно-гигиенических параметров воздуха в рабочей зоне производственных помещений предусматривается общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением.

В помещении предусмотреть естественную вытяжную вентиляцию через дефлектор из верхней зоны в размере однократного воздухообмена в час. Узлы прохода вентиляционных вытяжных шахт через покрытия с клапаном в искрозащищенном исполнении выполнены по серии 5.904-11.

Механическое вентилирование в объеме восьмикратного обмена в час по полному объему помещения, из нижней зоны, обеспечивается при помощи вентилятора радиального низкого давления с электродвигателем взрывозащищенного исполнения. Механическая вентиляция совмещена с аварийной периодического действия из нижней зоны, включающейся от датчика загазованности. Включение систем аварийной вентиляции предусмотрено автоматическое, по срабатыванию установленных в помещении сигнализаторов взрывоопасной концентрации паров углеводородов и ручное (дистанционное и местное).

Включение вытяжной вентиляции вручную от единого кнопочного поста управления КПУ производится за 10 минут до входа обслуживающего персонала в помещение СИКН. Кнопочный пост КПУ расположен у входной двери снаружи.

Конструкция воздуховодов вентиляторов обеспечивает предотвращение попадания осадков в помещение блока. Естественный приток воздуха осуществляется через отверстия 450x150, защищенные щелевыми решетками Р200, расположенными в нижней части сэндвич-панелей.

С целью предотвращения распространения шума от вентиляционных систем проектом предусматриваются следующие мероприятия:

установка вентиляторов с электродвигателями на виброизолирующих основаниях и отделение их от воздуховодов гибкими вставками.

В соответствии с требованиями раздела 7.9 [СП 60.13330.2016](#) «[СНИП 41-01-2003](#) Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» приняты следующие решения по размещению вентиляционного оборудования:

- СИКН - оборудование аварийной вытяжной системы с механическим побуждением размещается в верхней части помещения.

В проектной документации применяются следующие типы вентиляционного оборудования: вентиляторы радиальные во взрывозащищенном исполнении.

После монтажа вентиляционных систем, металлические воздуховоды и оборудование вентсистем присоединяются к магистрали защитного заземления здания.

При пожаре предусматривается автоматическое отключение систем вентиляции с механическим побуждением.

## 7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 7.1. Общие данные

---

Настоящий раздел рабочего проекта разработан в соответствии с утвержденным техническим заданием на проектирование СИКН и с нормативными документами:

- [СНиП 3.05.06-85](#) Электротехнические устройства;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок (ПУЭ шестое издание, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания);
- [ГОСТ 12.1.030-81](#)\* «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление» и др..

### 7.2. Силовое оборудование. Вторичная аппаратура

---

7.2.1. Электроприемники узла учета нефти относятся к электроприемникам I категории. Надежность электроприемников I категории обеспечивается питанием от двух независимых, взаимно-резервирующих источников питания, наличием АВР. Для обеспечения бесперебойной работы оборудования СОИ при кратковременном отключении электропитания от основных источников предусмотрены блоки бесперебойного питания, рассчитанные на 2 часа автономной работы системы.

7.2.2. Вторичная аппаратура разработана для установки в помещении операторной и представлена комплектом из шкафов, в том числе:

- НКУ1 панель АВР (общее энергоснабжение СИКН)
- ШВА (шкаф вторичных приборов)
- СА (стойка автоматики)
- ШАЗС (шкаф аварийной защиты и сигнализации)
- ШИБП (шкаф источником бесперебойного питания)
- ИВК (измерительно-вычислительный комплекс).

Предусмотреть шкафы в отдельном помещении или в гермозонах.

#### 7.2.3. Размещение силового оборудования СИКН

Вторичная аппаратура размещается в помещении операторной:

- НКУ1 (АВР) размещено в универсальном шкафу ШУ-2
- Шкаф ШАЗС предназначен для мониторинга и управления электроприводами, вытяжным вентилятором и электрообогревателями БИЛ, БИК, ТПУ в местном, дистанционном и автоматическом режимах; контроля загазованности в БИЛ, БИК, ТПУ; включения оповещателей световой и звуковой сигнализации о загазованности и пожаре. Шкаф двухстороннего обслуживания с металлической дверью.

- В стойке СА размещён программируемый логический контроллер вспомогательной системы (ПЛК).
- Шкаф ШВА предназначен для установки, расключения и энергоснабжения вторичных приборов СИКН, осуществляющих мониторинг технологических и аварийных параметров, размещен в универсальном шкафу ШУ-2М. Шкаф двухстороннего обслуживания с металлической и стеклянной дверью.
- Стойка ИВК размещена в универсальном шкафу одностороннего обслуживания

Система сбора информации 1 уровня с горячим резервированием представлена стойкой ИВК с функциональными возможностями сбора и обработки информации измерительных линий.

### **7.3. Устройство и монтаж сетей электроснабжения**

---

7.3.1. Электрические соединения выполнить согласно схем марки ЭС комплекта рабочих чертежей проекта (часть 2) кабелем силовым с медными жилами в ПВХ изоляции, в ПВХ оболочке, негорючим, на номинальное рабочее напряжение до 660 В.

7.3.2. Прокладка и разделка кабелей должна отвечать требованиям действующих правил и устройств в электроустановках до 1000 В.

### **7.4. Монтаж заземления**

---

7.4.1. Заземление всех электроприемников к внешнему контуру заземления осуществляется через болтовое соединение. Внешнее заземление в данной работе не рассматривается.

7.4.2. Проектом предусматривается основная система уравнивания потенциалов и главная заземляющая шина «РЕ».

7.4.3. Принят тип заземления TN-C-S.

7.4.4. Основная система уравнивания потенциалов соединяет между собой следующие проводящие части:

- кабельные конструкции;
- рамные основания для установки технологического оборудования и стоек ВА;
- заземляющие проводники, присоединяемые к наружному контуру заземления;
- заземляющие проводники, присоединяемые к заземляемым частям электрооборудования.

7.4.5. К главной заземляющей шине присоединить защитные проводники «РЕ», проводники основной системы уравнивания потенциалов, металлоконструкции шкафов.

7.4.6. В качестве проводников основной системы уравнивания потенциалов использовать стальную полосу 4х40 мм.

### **7.5. Техника безопасности**

---

Для обеспечения техники безопасности при эксплуатации электроприемников узла учета нефти, проектом предусмотрен выбор исполнения электрооборудования, марок и способов прокладки кабеля, соответствующий категории данного производства.

## 8. АВТОМАТИЗАЦИЯ

### 8.1. Общие данные

---

Настоящий раздел рабочего проекта разработан в соответствии с утвержденным техническим заданием на проектирование СИКН и нормативными документами:

- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации;
- РД-35.240.50-КТН-109-17 изм.2 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения;
- РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов;
- МИ 2825-2003 Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию.

8.1.1. Рабочим проектом предусмотрено выполнение следующих функций СИКН:

- 1) автоматизированное измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- 2) автоматизированное измерение технологических параметров;
- 3) автоматизированное измерение качественных показателей нефти;
- 4) отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- 5) отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- 6) контроль МХ СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- 7) передачу данных на верхний уровень;

Технологическая схема СИКН должна обеспечивать в автоматическом режиме:

- 1) измерение массового расхода нефти по каждой измерительной линии и вычисление его в целом по БИЛ;
- 2) измерение объемного расхода в БИК;
- 3) измерение плотности нефти при рабочих давлении и температуре в БИК. Приведение измеренной плотности к условиям измерения в БИЛ;
- 4) измерение объемной и вычисление массовой доли воды в нефти в БИК;
- 5) измерение давления в измерительных линиях, на выходном коллекторе БИЛ, в линии измерений показателей качества нефти, на входе и выходе ТПУ;

- 6) измерение температуры нефти в измерительных линиях, на выходном коллекторе БИЛ, в линии измерений показателей качества нефти, на входе и выходе ТПУ;
- 7) измерение перепада давления на фильтрах блока фильтров;»
- 8) Автоматизированное и ручное (по месту и с АРМ оператора) управление:
- измерительными линиями БИЛ (включение, выключение);
  - расходом нефти через ИЛ в режиме измерений и режиме поверки – перераспределение расхода по ИЛ;
  - расходом потока нефти через ТПУ;
  - расходом потока нефти через БИК;
  - насосами на линии измерения показателей качества нефти БИК (включение и выключение).
- 10) Автоматический запуск резервного насоса БИК при отказе основного насоса.
- 11) Регулирование подогрева нефти в линии БИК;
- 12) Автоматический отбор объединенной пробы нефти в соответствии с ГОСТ 2517-2012.
- 13) Ручной отбор точечной пробы из линии измерений показателей качества нефти БИК.
- 14) Автоматизированное выполнение поверки МПР на месте эксплуатации с помощью стационарной ПУ и плотномера.
- 15) Автоматизированное выполнение контроля метрологических характеристик МПР с помощью стационарной ПУ без нарушения учета нефти и режима работы трубопровода.
- 16) Проведение контроля МХ преобразователей плотности и влагосодержания без нарушения учета нефти и режима трубопровода.
- 17) Визуальный контроль герметичности запорной арматуры, используемой при поверке и контроле МХ МПР, а также другой запорной арматуры технологических трубопроводов, протечки через которую могут оказывать влияние на достоверность учета.
- 18) Местная индикация:
- давления в измерительных линиях, в выходном коллекторе БИЛ, в БИК, на входе выходе ТПУ, до и после фильтров в БФ;
  - температуры нефти в БИК, в выходном коллекторе БИЛ, на входе и выходе ТПУ;
  - перепада давления на фильтрах блока фильтров.
- 19) Тонкая фильтрация нефти от механических примесей в блоке фильтров.
- 20) Дренаж нефти, выпуск воздуха из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение с вытеснением воздуха.

21) Визуальный контроль протечек нефти из технологических трубопроводов БИЛ.

22) Демонтаж первичных СИ, технологического оборудования, автоматических пробоотборников и расходомера без нарушения процесса измерений.

#### 8.1.2. В состав СОИ СИКН входят:

- измерительно- вычислительный комплекс (ИВК) со 100 % «горячим» резервированием программируемого логического контроллера (ПЛК); ИВК обеспечивает системный сбор метрологической информации БИК, БИЛ, ТПУ и выдачу обработанной информации на верхний уровень, АРМ- оператора.
- система автоматики и управления вспомогательных систем, со 100 % «горячим» резервированием программируемого логического контроллера (ПЛК), обеспечивающий контроль и управление запорной арматуры БИЛ, БИК, вытяжной вентиляции, контроль загазованности помещений, контроль пожара. Включает в себя стойку автоматики (СА) и Шкаф аварийных защит и сигнализации (ШАЗС);
- автоматизированное рабочее место (далее АРМ) оператора СИКН (основное), в ходе технического перевооружения замена АРМ не предусматривается;
- АРМ оператора СИКН (резервное), в ходе технического перевооружения замена АРМ не предусматривается.
- АРМ оператора сдающей стороны (основной), в ходе технического перевооружения замена АРМ не предусматривается. Предусмотрена доработка АРМ сдающей стороны согласно Технического задания на разработку ПО АРМ оператора СИКН;
- АРМ оператора сдающей стороны (резервный), в ходе технического перевооружения замена АРМ не предусматривается. Предусмотрена доработка АРМ сдающей стороны согласно Технического задания на разработку ПО АРМ оператора СИКН;
- ШВА - шкаф вторичной аппаратуры, предназначен для установки, расключения и энергоснабжения вторичных приборов СИКН, осуществляющих мониторинг технологических и аварийных параметров.

Все аппаратные средства размещаются в операторной СИКН.

Каждый АРМ-оператора укомплектован принтером.

Заказчик выполняет разработку "Временного Регламента ведения учетных операций на СИКН на период проведения КО и поверки поточных преобразователей"

**На уровне измерительно-вычислительного комплекса ИВК СИКН решаются следующие задачи:**

- 1) прием и обработка сигналов первичных преобразователей и вторичной аппаратуры (далее ВА):
  - с БИК (объемного расхода, плотности, объемной доли воды, температуры, давления);
  - с БИЛ (температуры, давления, массового расхода);
  - со стационарной ТПУ (температуры, давления, сигналов о прохождении шара, сигнала от компаратора ПУ);
  - с передвижной ПУ (температуры, давления, сигналов о прохождении шара, сигнала от компаратора ПУ);
- 2) преобразование значений параметров входных сигналов (импульсных, токовых) в значения измеряемых величин;
- 3) вычисление и отображение текущих значений параметров:
  - массового расхода по каждой ИЛ отдельно и по СИКН в целом;
  - объемного расхода в БИК;
  - плотности (при рабочих температуре и давлении);
  - объемной и массовой доли воды;
  - температуры в БИК, выходном коллекторе БИЛ, ТПУ;
  - давления в каждой ИЛ БИЛ, входном и выходном коллекторах БИЛ и в БИК, ТПУ;
  - перепада давления в блоке фильтров;
- 4) контроль значений величин, звуковая сигнализация и печать сообщений о выходе значений за установленные пределы;
- 5) приведение плотности к стандартным условиям ( $T=20^{\circ}\text{C}$  и  $R_{изб}=0$  и  $T=15^{\circ}\text{C}$  и  $R_{изб}=0$ ) и к условиям измерения массы на СИКН;
- 6) вычисление параметров: средневзвешенных значений плотности, температуры, давления, объемного и массового содержания воды;
- 7) вычисление массы брутто нефти по каждой измерительной линии отдельно и суммарного значения массы брутто нефти СИКН (с начала цикла, смены, суток, за период, заданный оператором);
- 8) вычисление объема нефти по каждой измерительной линии отдельно и по СИКН в целом (с начала цикла, смены, суток, за период, заданный оператором);
- 9) вычисление массы нетто нефти согласно ГОСТ 8.587-2019 (смену, партию, сутки, любой период времени заданный оператором);
- 10) возможность настройки системы в любое время обслуживающим персоналом с соответствующими правами доступа;

- 11) формирование и автоматическая печать основных отчетных документов:
  - отчетов (за 2 часа, сменного, суточного, месячного, за период, заданный оператором);
  - паспорта качества нефти в соответствии с Р 50.2.040-2004;
  - актов приема-сдачи нефти, на партию нефти по Р 50.2.040-2004 и актов (валовых) на партию нефти с учетом количества грузоотправителей через СИКН.
  - журнала регистрации показаний СИ СИКН.
- 12) создание и ведение архивов отчетных документов с возможностью просмотра и печати;
- 13) создание и ведение отдельных журналов аварийных и оперативных событий (аварийные события, изменения режимов работы, изменения уровня доступа и т.д.) с возможностью просмотра и печати;
- 14) автоматизированное проведение поверки и КМХ поточных плотномеров, а также рабочего ПР по контрольному ПР, рабочего и контрольного ПР по стационарной и/или передвижной ПУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений, формирование и регистрация результатов поверки и КМХ (протоколов);
- 15) управление автоматическими пробоотборниками;
- 16) автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);
- 17) передача данных на АРМы оператора СИКН (основное и резервное) по протоколу Modbus;
- 18) синхронизация времени АРМ по серверу точного времени ГЛОНАСС и последующей синхронизацией времени ИВК по АРМ;
- 19) привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой согласно МИ 3002-2006;
- 20) управление приводом крана ТПУ;
- 21) прием и отображение в реальном времени данных СИ, не входящих в состав СИКН (уровень в дренажных емкостях);
- 22) просмотр констант и коэффициентов СИ;
- 23) формирование и отображение контрольной суммы метрологически значимой части ПО.

**На уровне контроллера автоматики и вспомогательных систем решаются следующие задачи:**

- управление запорной арматурой для подключения или отключения измерительных линий;
- подача команд и контроль состояния вентиляторов помещения СИКН, согласно уровню загазованности в помещениях;
- прием и обработка сигналов от системы пожарной сигнализации в помещения СИКН;

- формирование сигнала «Пожар» в помещении СИКН (согласно РД-35.240.50-КТН-109-17 изм.2 [п.6.4.8](#)) для передачи в МПСА НПС, для отсчета входа/выхода СИКН.
- автоматический контроль уровня загазованности в помещении СИКН (порог 1, порог 2);
- подача команд и контроль циркуляционных насосов БИК;
- подача команд и контроль насосов дренажных емкостей;
- управление запорной арматурой узла подогрева нефти.

**На уровне АРМ оператора СИКН по [Р 50.2.040-2004](#) обеспечивается:**

- индикация и автоматическое обновление на экране дисплея в виде мнемосхемы состояния и параметров работы СИКН;
- регистрация, световая и звуковая сигнализация аварийных событий СИКН;
- прием и накопление информации измерительно-вычислительного комплекса;
- прием и обработка информации с ПЛК автоматики вспомсистем;
- формирование журнала событий и его распечатка по требованию оператора;
- формирование, сохранение и вывод на печать актов приема-сдачи партии нефти, паспортов качества нефти, отчетов, актов приема-сдачи нефти валовых и по маршрутным поручениям (оперативного, сменного, суточного);
- обеспечение информационного взаимодействия с СДКУ ЛПДС;
- хранение архивов информации:
  - 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 - 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.

После истечения этих сроков данные сохраняются в архиве.

- формирование журнала регистрации показаний СИ СИКН согласно Р 50.2.040-2004;
  - вычисление массы нетто нефти на основе данных проведенного анализа проб нефти для вычисления суммарного балласта, полученных в испытательной лаборатории и введенных вручную.

## Передача данных

Предусмотрена передача текущей информации по параметрам, замеряемым СИКН, а также передача отчетных документов с уровня АРМ оператора по локальной сети на сервер Infinity сбора данных ПСП ООО «НПЗ «Северный Кузбасс», реализованный фирмой «Элиси» в проекте автоматизации ПСП, которая осуществляет передачу данных в ПАО «Транснефть». Объем передаваемых данных указан в таблице 8.1, выполнен в соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-17 прил. В. Передача данных осуществляется по протоколу ГОСТ Р МЭК-104. Точка подключения – порт сетевого коммутатор Ethernet в серверном шкафу фирмы «Элиси».

Таблица 8.1. Перечень основных параметров, передаваемых в систему телемеханики

| №<br>п/п | Наименование параметров                                  | Единица<br>Измерения |
|----------|----------------------------------------------------------|----------------------|
| 1        | Расход через СИКН (мгновенный)                           | т/ч                  |
| 2        | Расход за 2 часа интегральный с начала смены / суток     | т                    |
| 3        | Расход мгновенный по каждой ИЛ (мгновенный)              | т/ч                  |
| 4        | Температура нефти на СИКН                                | °С                   |
| 5        | Температура нефти в БИК                                  | °С                   |
| 6        | Плотность нефти, приведенная к условиям измерения объёма | кг/м <sup>3</sup>    |
| 7        | Плотность нефти, приведенная к нормальным условиям       | кг/м <sup>3</sup>    |
| 8        | Работа плотномера (вкл/выкл)                             | сигнал               |
| 9        | Давление в выкидном коллекторе СИКН                      | МПа                  |
| 10       | Давление на узле подключения «до» обратного клапана      | МПа                  |
| 11       | Давление на узле подключения «после» обратного клапана   | МПа                  |
| 12       | Давление ИЛ1                                             | МПа                  |
| 13       | Давление ИЛ2                                             | МПа                  |
| 14       | Давление ИЛ3                                             | МПа                  |
| 15       | Температура ИЛ1                                          | °С                   |
| 16       | Температура ИЛ2                                          | °С                   |
| 17       | Температура ИЛ3                                          | °С                   |
| 18       | Давление в БИК                                           | МПа                  |
| 19       | Давление в ИЛ                                            | МПа                  |
| 20       | Расход по БИК (мгновенный)                               | м <sup>3</sup> / ч   |
| 21       | Состояние циркуляционных насосов БИК (вкл/выкл)          | сигнал               |
| 22       | Перепад давления на фильтре Ф1                           | МПа                  |
| 23       | Перепад давления на фильтре Ф2                           | МПа                  |
| 24       | Перепад давления на фильтре Ф3                           | МПа                  |
| 25       | Перепад давления на фильтре Ф4                           | МПа                  |
| 26       | Расход в БИК                                             | т/ч                  |

|    |                                                            |                                                             |
|----|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 27 | Состояние насосов внешней перекачки (вкл/выкл)             | сигнал                                                      |
| 28 | Показание ИФС1                                             | наличие сигнала                                             |
| 29 | Показание ИФС2                                             | наличие сигнала                                             |
| 30 | Влагосодержание по поточному влагомеру 1 (мгновенное)      | % масс.                                                     |
| 31 | Влагосодержание по поточному влагомеру 2 (мгновенное)      | % масс.                                                     |
| 32 | Состояние работы влагомеров (вкл/выкл)                     | сигнал                                                      |
| 33 | Процент открытия регулятора давления                       | % открытия                                                  |
| 34 | Перепад давления на регуляторе давления                    | МПа                                                         |
| 35 | Управление регулятором расхода ИЛ1                         | сигнал: уставку<br>увеличить/уменьшить                      |
| 36 | Управление регулятором расхода ИЛ2                         | сигнал: уставку<br>увеличить/уменьшить                      |
| 37 | Управление регулятором расхода ИЛ3                         | сигнал: уставку<br>увеличить/уменьшить                      |
| 38 | Температура ТПУ                                            |                                                             |
| 39 | Давление ТПУ                                               |                                                             |
| 40 | Управление регулятором расхода ТПУ                         | сигнал: уставку<br>увеличить/уменьшить                      |
| 41 | Уровень в ёмкости Е-1                                      | сигнал                                                      |
| 42 | Уровень в ёмкости Е-2                                      | сигнал                                                      |
| 43 | Сигнализация положения задвижек в узле подключения         | открыто, закрыто,<br>промежуточное<br>положение, обесточена |
| 44 | Управление задвижкой                                       | открыто/закрыто                                             |
| 45 | Сигнализация положения задвижек БИЛ                        | открыто/закрыто,<br>промежуточное<br>положение              |
| 46 | Сигнализация положения приемной и выкидной задвижек на ТПУ | открыто/закрыто,<br>промежуточное<br>положение              |
| 47 | Режим работы ИЛ (рабочий, резерв, поверка, ремонт)         | сигнал                                                      |
| 48 | Утечка в линии дренажа                                     | сигнал                                                      |
| 49 | Загазованность в блоке                                     | сигнал                                                      |
| 50 | Паспорт качества: номер паспорта качества                  |                                                             |
| 51 | Паспорт: пункт приёма-сдачи нефти                          |                                                             |
| 52 | Паспорт: лаборатория предприятия                           |                                                             |
| 53 | Паспорт: номер аттестата аккредитации                      |                                                             |
| 54 | Паспорт: номер СИКН                                        |                                                             |
| 55 | Паспорт: резервуар                                         |                                                             |

|    |                                                           |  |
|----|-----------------------------------------------------------|--|
| 56 | Паспорт: дата                                             |  |
| 57 | Паспорт: температура нефти                                |  |
| 58 | Паспорт: давление нефти                                   |  |
| 59 | Паспорт: плотность нефти в условиях измерения объёма      |  |
| 60 | Паспорт: плотность нефти при 20                           |  |
| 61 | Паспорт: плотность нефти при 15                           |  |
| 62 | Паспорт: массовая доля воды                               |  |
| 63 | Паспорт: концентрация хлористых солей в мг/д <sup>3</sup> |  |
| 64 | Паспорт: концентрация хлористых солей в %                 |  |
| 65 | Паспорт: доля механических примесей                       |  |
| 66 | Паспорт: доля серы                                        |  |
| 67 | Паспорт: давление насыщенных паров                        |  |
| 68 | Паспорт: фракционный состав до 200                        |  |
| 69 | Паспорт: фракционный состав до 300                        |  |
| 70 | Паспорт: доля парафина                                    |  |
| 71 | Паспорт: доля сероводорода                                |  |
| 72 | Паспорт: доля метил- и этилмеркаптанов в сумме            |  |
| 73 | Паспорт: содержание органических хлоридов                 |  |
| 74 | Акт приема-сдачи нефти: номер акта                        |  |
| 75 | Акт приема-сдачи нефти: пункт приёма-сдачи нефти          |  |
| 76 | Акт приема-сдачи нефти: владелец ПСП                      |  |
| 77 | Акт приема-сдачи нефти: номер СИКН                        |  |
| 78 | Акт приема-сдачи нефти: номер договора                    |  |
| 79 | Акт приема-сдачи нефти: производитель                     |  |
| 80 | Акт приема-сдачи нефти: грузоотправитель                  |  |
| 81 | Акт приема-сдачи нефти: недропользователь                 |  |
| 82 | Акт приема-сдачи нефти: первый владелец нефти             |  |
| 83 | Акт приема-сдачи нефти: последний владелец нефти          |  |
| 84 | Акт приема-сдачи нефти: грузополучатель                   |  |
| 85 | Акт приема-сдачи нефти: пункт назначения                  |  |
| 86 | Акт приема-сдачи нефти: экспортёр                         |  |
| 87 | Акт приема-сдачи нефти: декларация                        |  |
| 88 | Акт приема-сдачи нефти: ФИО представителя сдающей стороны |  |

|     |                                                               |  |
|-----|---------------------------------------------------------------|--|
| 89  | Акт приема-сдачи нефти: ФИО представителя принимающей стороны |  |
| 90  | Акт приема-сдачи нефти: объем после предыдущей сдачи          |  |
| 91  | Акт приема-сдачи нефти: масса после предыдущей сдачи          |  |
| 92  | Акт приема-сдачи нефти: объем по завершении текущей сдачи     |  |
| 93  | Акт приема-сдачи нефти: масса по завершении текущей сдачи     |  |
| 94  | Акт приема-сдачи нефти: объем нефти брутто                    |  |
| 95  | Акт приема-сдачи нефти: масса нефти брутто                    |  |
| 96  | Акт приема-сдачи нефти: температура нефти                     |  |
| 97  | Акт приема-сдачи нефти: давление нефти                        |  |
| 98  | Акт приема-сдачи нефти: плотность нефти                       |  |
| 99  | Акт приема-сдачи нефти: поправка на плотность                 |  |
| 100 | Акт приема-сдачи нефти: номер паспорта качества               |  |
| 101 | Акт приема-сдачи нефти: массовая доля балласта                |  |
| 102 | Акт приема-сдачи нефти: доля воды                             |  |
| 103 | Акт приема-сдачи нефти: доля хлористых солей                  |  |
| 104 | Акт приема-сдачи нефти: доля мех. примесей                    |  |
| 105 | Акт приема-сдачи нефти: доля серы                             |  |
| 106 | Акт приема-сдачи нефти: концентрация хлор. солей              |  |
| 107 | Акт приема-сдачи нефти: масса балласта                        |  |
| 108 | Акт приема-сдачи нефти: масса нефти нетто                     |  |
| 109 | Акт приема-сдачи нефти                                        |  |
| 110 | Акт приема-сдачи нефти: обозначение нефти по ГОСТ             |  |
| 111 | Акт приема-сдачи нефти: ФИО сдающего                          |  |
| 112 | Акт приема-сдачи нефти: ФИО принявшего                        |  |

## 8.2. Структура системы автоматизации

8.2.1. Структура системы автоматизации строится по иерархическому принципу и состоит из трёх уровней:

- верхний уровень – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора узла учета нефти;
- средний уровень – система приема, обработки и передачи информации от контрольно-измерительных приборов и автоматики СИКН;
- нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура и средства управления запорно-регулирующей аппаратурой СИКН.

### **8.3. Описание АРМ оператора**

---

8.3.1. АРМ-оператора состоит из персонального компьютера и программного обеспечения.

8.3.2. АРМ оператора обеспечивает:

Автоматическое считывание данных с контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;

- Отображение основных параметров на экране компьютера;
- Архивирование и отображение в виде графиков указанных параметров;
- Формирование журнала аварий;
- Формирование отчетных документов (оперативные, сменные суточные отчеты);
- Настройка параметров СИКН, отчетов, графиков и аварий;
- Ограничение прав доступа к различным функциям при помощи паролей;
- Привилегированный и персонифицированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой;
- Передача информации (для удаленного просмотра) в соответствии с регламентирующими документами.

8.3.3. Все считанные параметры отображаются в АРМ оператора в виде таблиц.

Параметры, указанные как архивируемые, сохраняются в базе данных для просмотра в виде графиков.

В окне просмотра графиков можно выбрать параметры СИКН, период просмотра для построения трендов и вывести их на печать. При настройке графиков выбирается параметр, который необходимо архивировать и диапазон построения графика.

Программа автоматически отслеживает выход параметров за нижний или верхний пределы. При возникновении аварии выдается звуковой сигнал; сведения об аварии заносятся в журнал аварий и окрашиваются в красный цвет до подтверждения оператором.

Каждые два часа происходит вычисление массы нефти, средних характеристических параметров нефти и заполнение отчетных документов в соответствии с настройками формирования отчетов.

Измеренные и рассчитанные параметры могут быть переданы на «верхний уровень».

### **8.4. Сетевое взаимодействие**

---

Система СОИ СИКН обеспечивает обмен данными только на прикладном уровне, проектирование транспортного уровня не рассматривается.

### **8.5. Обеспечение информационной безопасности**

---

СИКН является автоматизированной системой измерения количества и показателей качества нефти и эксплуатируется на опасном производственном объекте.

Безопасность информации СИКН должна обеспечиваться системой защиты информации.

Система защиты информации должна обеспечивать защиту информации от несанкционированного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, разглашения, а также иных неправомерных действий, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак), следствием которых может стать нарушение функционирования СИКН.

Средства системы защиты информации обеспечивают конфиденциальность, целостность и доступность обрабатываемой информации.

Система защиты информации обеспечивает следующие функции:

- привилегированный доступ по уровням управления и работы с программой;
- защита информации системой доступов и паролей (возможность изменения констант, влияющих на учет, только на уровне ИВК после ввода пароля поверителя, в остальных случаях все данные доступны только для просмотра);
- контроль целостности и неизменности метрологически значимой части ПО путем вычисления, отображения и контроля (сравнение с указанной в приложении к свидетельству об утверждении типа СИКН) контрольной суммы метрологически значимой части ПО;
- передача контрольной суммы метрологически значимой части ПО в ПЛК для последующей передачи на ВУ;
- контроль подключаемых внешних (съемных) носителей информации к АРМ СИКН, разрешение доверенных для подключения носителей, ограничение несанкционированного подключения носителей;
- ведение оперативного журнала событий информационной безопасности, изменения уровня доступа, смены пользователей, подключение внешних (съемных) носителей информации, других значимых событий, с возможностью просмотра и печати;
- антивирусная защита ПО АРМ;
- обеспечение сетевой безопасности при взаимодействии с другими информационными системами;
- прием и регистрация сигнала об открытии дверей блок-боксов и контроль целостности цепи.

Для защиты от потери информации и своевременного восстановления работоспособности в случае отказов аппаратных средств или программного обеспечения (ПО) Автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов СИКН, обеспечена функция резервного копирования ПО на съемный носитель информации, предусмотрено ПО для создания и восстановления образа жесткого диска.

Автоматизированные рабочие места (далее АРМ) операторов СИКН установлены в запираемых металлических шкафах с возможностью опломбирования, исключающих перегрев АРМ.

### 8.5.1. Доступ с СОИ СИКН

Доступ к закрытым разделам СОИ может получить только пользователь СОИ с необходимыми правами для данной операции.

Доступ к закрытым разделам СОИ осуществляется после аутентификации пользователя в системе.

Привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работы с программой, согласно ТПР-75.180.30-КТН-056-15 следующие уровни доступа:

- «прочие» -доступ только просмотр и навигация по видеокадрам;
- «диспетчер»(«оператор») – права группы «прочие», управление технологическим оборудованием, просмотр значений технологических уставок, шкал и настроек, изменение уставок регулирования САР, просмотр и печать всех видов отчетных документов, первичное заполнение паспортов качества нефти и актов приема-сдачи нефти;
- «поверитель» - права группы «прочие» и ввод коэффициентов и констант, влияющих на вычисление массы нефти, при этом пароль уровня доступа «поверитель» должен устанавливаться и изменяться соответствующим уполномоченным лицом;
- «инженер» - права группы «диспетчер» («оператор») и права на изменение уставок и шкал, маскирование параметров готовности и защит, включение и отключение режимов имитации;
- «администратор» - права группы «инженер» и администрирование и конфигурирование системы (кроме доступа к метрологически значимым коэффициентам доступ к которым предоставляется по уровню «поверитель»).

Перечень доступных функций СОИ для каждого из перечисленных уровней доступа соответствует таблице 8.5.1.

Т а б л и ц а 8.5.1 – Функции, доступные пользователям.

| Функция                                                                                                 | Уровень доступа |          |         |            |               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|----------|---------|------------|---------------|
|                                                                                                         | Прочие          | Оператор | Инженер | Поверитель | Администратор |
| Просмотр мнемосхем                                                                                      | ✓               | ✓        | ✓       | ✓          | ✓             |
| Настройка пользователей                                                                                 | –               | –        | –       | –          | ✓             |
| Уставки аналоговых сигналов (аварийная и предупредительная сигнализация)                                | –               | R        | R/W     | –          | R/W           |
| Уставки аналоговых сигналов (инженерные диапазоны датчиков)                                             | –               | R        | R/W     | –          | R/W           |
| Уставки аналоговых сигналов влияющих на вычисление массы нефтепродуктов (инженерные диапазоны датчиков) | –               | R        | R       | R          | R             |

| Функция                                                                                                                                       | Уровень доступа |          |         |            |               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|----------|---------|------------|---------------|
|                                                                                                                                               | Прочие          | Оператор | Инженер | Поверитель | Администратор |
| Перезагрузка АРМ                                                                                                                              | –               | –        | –       | –          | ✓             |
| Текущие отчеты                                                                                                                                | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| Архив документов, тренды                                                                                                                      | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| Оформление документации                                                                                                                       | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| Печать документации                                                                                                                           | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| КМХ, поверки                                                                                                                                  | –               | –        | ✓       | ✓          | ✓             |
| Изменение констант и коэффициентов (ПУ, плотномеров)                                                                                          | –               | R        | R       | R/W        | R             |
| Управление запорной арматурой                                                                                                                 | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| Управление пробоотборником                                                                                                                    | –               | ✓        | ✓       | –          | ✓             |
| Изменение настроек пробоотборника                                                                                                             | –               | R        | R/W     | –          | R/W           |
| Изменение уставок регулирования САР                                                                                                           | –               | R/W      | R/W     | –          | R/W           |
| Включение и отключение режимов имитации                                                                                                       | –               | –        | ✓       | –          | ✓             |
| ✓ - функция доступна;<br>– - функция не доступна;<br>R - операция доступна только для чтения;<br>R/W - операция доступна для чтения и записи. |                 |          |         |            |               |

Доступ к СОИ может получить специалист Общества или подрядной организации, если это не противоречит локальным нормативным документам Общества. Пользователь СОИ должен ознакомиться с руководством пользователя к СОИ.

Сотруднику Общества или Сотруднику подрядной организации для работы с СОИ необходимы:

- рабочая станция (АРМ оператора, ИВК);
- необходимые права доступа к СОИ.

Сотруднику Общества или Сотруднику подрядной организации для внесения изменений в работу СОИ (изменения шаблонов документов, корректировок формирования данных и прочего) необходимы:

- рабочая станция (АРМ оператора; ноутбуки со средами разработки для АРМ оператора, ПЛК, ИВК; актуальные версии ПО АРМ оператора, ИВК);
- необходимые права доступа к СОИ.

#### 8.5.2. Общие понятия разграничения прав доступа в АРМ оператора

В основу разграничения прав доступа в АРМ положены:

- **Механизм назначения учетных записей**

- **Механизм задания ограничений доступа к данным**
- **Механизм назначения учетных записей**

Учетные записи пользователей определяют сотрудников Общества или сотрудников подрядных организаций, имеющих право работать за АРМ оператора.

Для каждой учетной записи определяется перечень прав на выполнение конкретных функций в АРМ оператора на основании принадлежности к определенной группе пользователей. Перечень групп учетных записей и их права определяются в руководстве оператора АРМ. Изменения в перечне групп учетных записей и их прав оформляются в виде новых версий указанного документа и согласуются в том же порядке, что и сам документ.

Учетная запись реально существует в ПО АРМ оператора в виде учетной записи с правами на использование функций.

#### **Механизм задания ограничений доступа к данным**

Для организации доступа группы пользователей только к конкретным объектам (сущностям) АРМ оператора, предусмотрен механизм задания ограничений на доступ к данным.

Механизм предусматривает определение списка объектов, которые будут доступны для работы в АРМ оператора группе пользователей.

Группа пользователей, при разграничении прав доступа, выступает в качестве логической единицы и реально существует в АРМ оператора в виде перечня пользователей АРМ оператора.

#### **Совместное функционирование механизмов обеспечения прав доступа**

Совместное функционирование двух вышеописанных механизмов обеспечивает полный контроль над ограничением прав пользователя в АРМ оператора. Перечень доступных данных определяет набор объектов, с которыми разрешается работа пользователя, ограничения доступа определяют набор функций, которые пользователь может совершать с объектом (просмотр, изменение, действия со связанными объектами и т.д.).

Для создания/удаления пользователей, настройки групп, изменения принадлежности пользователей к группам используется программа «Настройка прав пользователей».

Для запуска указанной программы пользователь должен иметь пароль администратора АРМ оператора.

На АРМ оператора для организации защиты информации в составе программных средств функционирует антивирусное ПО. Антивирусное ПО и базы сигнатур вирусов актуальны. Обновление антивирусного ПО и баз сигнатур вирусов осуществляется в ручном режиме администратором. ПО АРМ оператора не конфликтует с применяемым антивирусным ПО.

ПО АРМ оператора, не требует для установки, активации, работы, обновления или деинсталляции связи с ресурсами разработчика или ресурсами, размещенными в публичной (общедоступной) сети Интернет.

ПО АРМ оператора использует в своей работе протоколы, передающие аутентификационные данные в открытом виде.

Интерфейс АРМ оператора имеет многопользовательский доступ к функциям СОИ. Идентификация (проверка подлинности) пользователя при доступе к СОИ осуществляется на основе имени пользователя и пароля.

Прикладное ПО обеспечивает выполнение следующих функций:

- назначение каждому пользователю уникального идентификатора;
- поименная регистрация пользователей с назначением пользователю соответствующего уровня доступа.

Системное ПО осуществляет идентификацию и аутентификацию субъектов при входе в систему.

Отображение аутентификатора при вводе его пользователем обеспечивает защиту от несанкционированного использования.

ПО обеспечивает защиту хранимых и передаваемых по сети в рамках процедур идентификации и аутентификации аутентификационных данных.

ПО АРМ оператора не требует использования в штатном режиме работы съемных носителей информации.

ПО АРМ оператора обеспечивает возможность разграничения доступа на основе ролевой модели. Любое назначение прав выполняется явным образом. Административные функции отделены от пользовательских функций. Доступ к наиболее критичным функциям, влияющим на безопасность системы, в том числе прав управления учетными записями и изменения настроек протоколирования работы системы предоставляется в явном виде.

В разрабатываемом ПО осуществляется регистрация событий. ПО должно обеспечивать регистрацию следующих видов событий:

- вход (выход) субъектов доступа в систему (из системы);
- неуспешные попытки входа;
- использование административных привилегий, в том числе создание, модификация, удаление учетных записей, изменение параметров защищаемых объектов доступа и других настроек системы.

В параметрах регистрации указаны:

- дата и время события;
- вид события;
- идентификатор пользователя/администратора (в случае, если применимо);
- описание деталей зарегистрированного события;
- результат выполнения (успех, отказ).

ПО АРМ оператора не требует для работы пользователей предоставления им привилегий в операционной системе (ОС) и системе управления базами данных (СУБД).

Для защиты от несанкционированных изменений в ПО осуществляется контроль целостности неизменяемой части ПО, влияющей на корректное функционирование разрабатываемого ПО. Для контроля целостности ПО выполняется подсчет и проверка соответствия контрольных сумм файлов эталонному значению. Контроль целостности выполняется автоматически при запуске ПО, а также вручную по запросу администратора или куратора ИБ. Разработчиком ПО определяется часть ПО, подлежащая контролю целостности, в том числе исполняемые модули, библиотеки и конфигурационные файлы.

В интерфейсе ПО, предусмотрена возможность просмотра результатов контроля целостности с указанием эталонных и фактических значений контрольных сумм ПО.

Проведение действий по корректировке или ручному вводу данных возможно только при одновременном совместном доступе принимающей и сдающей сторон в ПО СОИ СИКН.

### **8.5.3. Общие понятия разграничения прав доступа в ИВК**

В основу разграничения прав доступа в ИВК СОИ «Вектор» положены:

- **Механизм назначения учетных записей**
- **Механизм задания ограничений доступа к данным**

#### **Механизм назначения учетных записей**

Учетные записи пользователей являются не персонифицированными и определяют группы сотрудников Общества или группы сотрудников подрядных организаций, имеющих право работать с ИВК.

Для групп определяется перечень прав на выполнение конкретных функций в ИВК. Перечень учетных записей и их права определяются в руководстве оператора ИВК. Изменения в перечне учетных записей и их прав оформляются в виде новых версий указанного документа и согласуются в том же порядке, что и сам документ.

Учетная запись реально существует в ПО ИВК в виде учетной записи с правами на использование функций.

#### **Механизм задания ограничений доступа к данным**

Для организации доступа пользователей только к конкретным объектам ИВК, предусмотрен механизм задания ограничений на доступ к данным.

Механизм предусматривает определение списка объектов, которые будут доступны для работы в ИВК пользователям.

#### **Совместное функционирование механизмов обеспечения прав доступа**

Совместное функционирование двух вышеописанных механизмов обеспечивает полный контроль над ограничением прав пользователя в ИВК. Перечень доступных данных определяет набор объектов, с которыми разрешается работа пользователя, ограничения доступа определяют набор функций, которые пользователь может совершать с объектом (просмотр, изменение, действия со связанными объектами и т.д.).

Для создания/удаления пользователей, изменения ограничений доступа используется среда разработки ПО ИВК и текущая версия ПО ИВК.

Шкафы СОИ СИКН оборудованы замками, запираемыми на ключ и имеют устройства для пломбирования.

Идентификация и аутентификация (проверка подлинности) пользователя при доступе к ИВК осуществляется на основе имени пользователя и пароля. Пароль соответствует требованиям сложности (минимальная длина 10 символов).

### **8.5.4. Общие понятия разграничения прав доступа в ПЛК**

---

В ПЛК разграничение прав доступа не производится.

В ПЛК обеспечена смена заводских паролей по умолчанию, отключены неиспользуемые сервисы. На ПЛК установлено последнее системное ПО последней версии, рекомендованной производителем.

### **8.6. Монтаж оборудования**

---

Монтаж средств автоматики и соединительные проводки следует предусматривать в соответствии со [СНиП 3.05.07-85](#) «Системы автоматизации. Правила производства и приемки работ».

Монтаж оборудования, кабельные проводки и подключения необходимо выполнять с учетом ПУЭ, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, [РД-153-34.0-03.150-00](#) и в соответствии с требованиями [СНиП 3.05.07-85](#) «Системы автоматизации».

Зануление аппаратуры приборов и кабелей выполнить в соответствии с требованиями [СНиП 3.05.06-85](#) «Электротехнические устройства» и ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Разделку и подключение кабелей необходимо выполнить в соответствии с требованиями ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».

Предусмотреть мероприятия по монтажу, наладке и подключению нового оборудования в условиях действующего производства без прекращения ведения ТКО, с обеспечением достоверного учета.

## 9. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Противопожарные мероприятия предусмотрены в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Постановление Правительства Российской Федерации № 390 от 25 апреля 2012 года «Правила пожарной безопасности»;
- [СНиП 21-01-97](#) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- [СНиП 2.01.02-85\\*](#) «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- [СП 56.13330.2011](#) «[СНиП 31-03-2001](#) Производственные здания»;
- [СНиП 41-01-2003](#) «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- [ГОСТ 12.1.004-91](#) «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- [НПБ 88-2001](#) «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
- [НПБ 110-03](#) «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» - Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Пособие по определению пределов огнестойкости конструкций, пределов распространения огня по строительным конструкциям и групп возгораемости материалов (ЦИИСК им. Кучеренко);
- [НПБ 105-03](#) «Определение категории зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной безопасности».
- [СП 12.13130.2009](#) «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

9.1. Для обеспечения надежной и безаварийной работы оборудования Системы измерения количества и показателей качества нефти узла учета нефти на объекте проектом предусмотрено:

1. Оборудование принято с учетом максимальных значений рабочего давления;
2. Применено технологическое оборудование и электроприводные устройства во взрывозащищенном исполнении;

3. Запорная арматура обеспечивает герметичность затвора не ниже класса А по

[ГОСТ 9544-2015](#);

4. Применена система визуального контроля герметичности запорного органа установленных шаровых кранов;

5. При соединении труб с деталями оборудования и запорной арматурой используется сварка, что обеспечивает герметичность и высокую надежность узлов;

6. Использована закрытая система дренажа нефти с установкой электронных сигнализирующих устройств;

7. Дренажная система выполнена с уклоном в сторону дренажных емкостей;

8. При контроле сварных соединений трубопроводов используются неразрушающие методы контроля;

9. Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов и узлов;

10. Комплекс автоматических защит, обеспечивающих оптимальную и безопасную работу оборудования и узлов в целом;

11. Применение изоляционных покрытий и красочного слоя для предотвращения наружной коррозии трубопроводов и оборудования.

12. Для защиты от коррозии элементы металлического каркаса здания покрываются грунтовкой после предварительной обработки средствами преобразования ржавчины.

#### 9.2 Обеспечение пожарной безопасности

В соответствии с требованиями [ГОСТ 12.1.004-91](#) «Пожарная безопасность. Общие требования» пожарная безопасность обеспечивается:

- системой предотвращения пожара;
- системой автоматической пожарной сигнализации;
- системой автоматического оповещения при пожаре;
- архитектурными решениями и применением материалов с соответствующими пределами огнестойкости и распространением пламени;
- организационно – техническими мероприятиями.

Система предотвращения пожара в помещении СИКН обеспечивается применением пожаробезопасных строительных материалов, различного инженерно – технического оборудования, прошедшего соответствующие испытания и имеющие сертификаты соответствия и пожарной безопасности, а также привлечение организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления монтажа, наладки, эксплуатации и технического обслуживания данного оборудования.

Система противопожарной защиты обеспечивается комплексом конструктивно-планировочных решений помещений СИКН, а также применением средств противопожарной защиты. В систему противопожарной защиты помещений входят:

- а) объемно-планировочные и технические решения, обеспечивающие своевременную эвакуацию людей и их защиту от опасных факторов пожара;
- б) регламентация огнестойкости и пожарной опасности конструкций и отделочных материалов;
- в) устройства, ограничивающие распространения огня и дыма (противопожарные покрытия стен и каркасов);
- г) автоматическая пожарная сигнализация;
- д) система оповещения людей о пожаре.

К организационно – техническим мероприятиям относится создание на объекте спецслужбы, осуществляющей контроль за эксплуатацией и техническим обслуживанием систем противопожарной защиты.

### 9.3 Предотвращение распространения пожара

9.3.1. Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничение пожарной опасности строительных материалов, используемых в поверхностных слоях конструкций зданий, отделок и облицовок;
- наличие средств пожарной сигнализации и оповещения о пожаре;
- перекрытия, щели и места прохода инженерных коммуникаций выполняются с уплотнением, обеспечивающим дымо- и газопроницаемость и соответствующие пределы теплоизолирующей способности при сохранении целостности конструкций;
- входные двери в помещение здания установлены с пределом огнестойкости 0,6 часа.

### 9.3.2. Обеспечение безопасной эвакуации людей из помещения блока при пожаре

Здание СИКН не является местом постоянного нахождения обслуживающего персонала. В случае возникновения угрозы пожарной опасности эвакуация персонала осуществляется через входную дверь с открыванием наружу. Высота дверей предусматривается не менее 1,9 метра.

Расположение технологического оборудования СИКН в здании не создает помех на пути эвакуации. Запрещается установка в зданиях СИКН какого-либо дополнительного технологического оборудования без дополнительного согласования разработчиком СИКН технологических и планировочных решений.

### 9.3.3. Система автоматической противопожарной сигнализации

Используемое в системах противопожарной сигнализации здания оборудование имеет сертификаты соответствия и пожарной безопасности РФ.

Для управления системами противопожарной сигнализации блоков СИКН предусматривается сбор всей необходимой информации о срабатывании систем автоматической противопожарной сигнализации в рамках функционирования системы автоматического сбора и обработки информации СИКН. Вторичная аппаратура устанавливается в помещении операторной объекта, организуется круглосуточное дежурство обслуживающего персонала СИКН. Включение систем противопожарной сигнализации выполняется:

- а) автоматически – от пожарной автоматики (двух пожарных извещателей);
- б) ручным пуском – от ручного пожарного извещателя, установленного снаружи здания.

#### 9.3.4. Электроснабжение систем пожарной защиты

Электроснабжение инженерных систем, связанных с противопожарной защитой помещения блока (сигнализации, эвакуационного освещения, оповещения), относится к I категории надежности, то есть осуществляется от двух независимых источников электроснабжения.

#### 9.3.5. Противопожарная защита силовых и слаботочных электрических сетей

В местах прохода проводов и кабелей через стены и их выхода наружу заделка зазоров между проводами, кабелями и трубой (коробом, проемом) выполняется легко удаляемой массы из негорючего материала, а в местах пересечения противопожарных преград группами кабелей предусматриваются огнестойкие кабельные проходы.

Электрокабели, питающие противопожарные устройства, присоединяются непосредственно к вводным щитам, обеспечивающим электропитание и не используются для подводки к другим токоприемникам, а все взаиморезервируемые цепи, включая цепи рабочего и аварийного освещения, кабели питания прокладываются в разных трубах, лотках или металлорукавах.

#### 9.4. Режимные мероприятия

Для эксплуатации СИКН должны быть предусмотрены режимные мероприятия, разработка которых выполняется представителями эксплуатирующей стороны.

Должны быть регламентированы:

- порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;
- действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

При эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте запроектированных сооружений необходимо соблюдать требования:

Правил эксплуатации электроустановок и электрических сетей;

Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок и электрических сетей;  
Правил эксплуатации магистральных нефтепроводов;  
Правил техники безопасности при эксплуатации объектов нефтяной промышленности;  
Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

## **10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ**

Действия по предупреждению чрезвычайных ситуаций соотнобразуются с плановыми действиями обслуживающего персонала СИКН при чрезвычайных ситуациях и согласно плана ликвидации возможных аварий и в данном проекте не рассматриваются.

## **11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

СИКН, как составная часть магистрального нефтепровода, является потенциально опасным объектом, эксплуатация которого всегда сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций.

В оборудовании и трубопроводах СИКН обращается нефть товарная (горючая жидкость), являющаяся опасным веществом (вещество III класса опасности, [ГОСТ 12.1.005-88](#)).

Основными источниками опасности для населения и природной среды являются аварийные ситуации, сопровождающиеся поступлением нефти в окружающую среду.

С целью предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов нефти проектом предусмотрено:

- оборудование принято с учетом максимальных рабочих параметров технологических процессов;
- применение оборудования с электроприводом во взрывозащищенном исполнении;
- применение запорной арматуры, обеспечивающей герметичность не ниже класса А, [ГОСТ Р 54808-2011](#);
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов неразрушающими методами;
- гидравлические испытания технологических трубопроводов и узлов;
- комплекс автоматических защит, обеспечивающих оптимальную и безопасную работу оборудования и трубопроводов;
- комплексная защита технологических нефтепроводов от коррозии изоляционными покрытиями, обеспечивающая безаварийную (по причине коррозии) работу технологических трубопроводов в течение эксплуатационного периода;
- для предотвращения разлива нефти в помещении здания предусмотрена система сигнализации утечки (СПК) разлитой нефти с пола в дренажную систему;
- толщина стенок труб и деталей определена расчетом в зависимости от расчетных параметров технологических процессов;

- соединения труб с деталями и запорной арматурой приняты на сварке, что обеспечивает герметичность и высокую надежность трубопроводов;
- размещение запорной и регулирующей арматуры в местах удобных и легкодоступных для управления и обслуживания;
- для обеспечения полного опорожнения участков трубопроводов при ремонтных работах в проекте принята закрытая система дренажа;
- трубопроводы дренажа проложены с уклоном к подземным емкостям;
- запроектированное оборудование системы автоматизации позволяет повысить уровень безопасности при эксплуатации проектируемых зданий и сооружений. Это достигается за счет:
  - а) обеспечения оперативного оповещения персонала о возникновении аварийной ситуации на объекте.
  - б) обеспечения оперативного оповещения персонала о возникновении аварийной ситуации на объекте.

## **ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

|        |                                                                               |
|--------|-------------------------------------------------------------------------------|
| АВР    | – автоматическое включение резерва                                            |
| АРМ    | – автоматизированное рабочее место                                            |
| АСУ ТП | – автоматизированная система управления технологическим процессом             |
| БИЛ    | – блок измерительных линий                                                    |
| БИК    | – блок измерения показателей качества нефти                                   |
| БФ     | – блок фильтров                                                               |
| ДП     | – диспетчерский пункт                                                         |
| ДКП    | – дистанционный контроль протечки затвора крана                               |
| ПЛК    | – программируемый логический контроллер                                       |
| ПСП    | – приемо-сдаточный пункт                                                      |
| ПТБ    | – правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей |
| ПУ     | – поверочная установка                                                        |
| КМХ    | – контроль метрологических характеристик                                      |
| ЛПДС   | – линейная производственно-диспетчерская станция                              |
| ИЛ     | – измерительная линия                                                         |
| ИФС    | – индикатор фазового состояния                                                |
| МПР    | – массовый преобразователь расхода                                            |
| МХ     | – метрологические характеристики                                              |
| НКУ    | – низковольтное комплектное устройство                                        |
| РДП    | – районный диспетчерский пункт                                                |
| СА     | – стойка автоматики                                                           |
| СИ     | - средство измерения                                                          |
| СИКН   | – система измерения количества и показателей качества нефти                   |
| СП     | – стойка приборная                                                            |
| УМН    | – управление магистральных нефтепроводов                                      |
| ЦИТС   | – центринженерно-технической службы                                           |