

43 1820  
ТН ВЭД 9026 10 910 0



# Установка измерительная СПЕКТР

Руководство по эксплуатации  
МС8.00.000РЭ

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

Изучив разделы краткого содержания, Вы можете быстро и просто запустить в работу данную установку.

<b>Указание по безопасности</b>	Стр. 3
↓	
<b>Устройство и принцип работы</b>	Стр. 9
↓	
<b>Монтаж</b>	Стр. 10
↓	
<b>Эксплуатация</b>	Стр. 13

## Содержание

<b>Введение</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Назначение</b> .....	<b>3</b>
<b>2 Область применения</b> .....	<b>3</b>
<b>3 Указания по безопасности</b> .....	<b>3</b>
3.1 Обеспечение взрывозащищённости.....	3
3.2 Обеспечение взрывозащищённости при монтаже и эксплуатации .....	4
3.3 Меры безопасности при выполнении ремонта .....	5
<b>4 Маркировка</b> .....	<b>5</b>
4.1 Условное обозначение установки .....	5
4.2 Табличка установки .....	6
<b>5 Технические параметры</b> .....	<b>6</b>
5.1 Состав установки .....	6
5.2 Основные технические параметры .....	8
<b>6 Описание принципа работы</b> .....	<b>9</b>
<b>7 Монтаж</b> .....	<b>10</b>
7.1 Подготовка установки к монтажу .....	10
7.2 Монтаж .....	11
7.3 Монтаж внешних электрических цепей.....	12
7.4 Пуск (начало работы) .....	12
<b>8 Эксплуатация</b> .....	<b>13</b>
8.1 Общие указания .....	13
8.2 Замена мембраны в МПУ (мембранном предохранительном устройстве) .....	14
<b>9 Техническое обслуживание</b> .....	<b>14</b>
9.1 Общие указания .....	14
9.2 Порядок технического обслуживания .....	14
9.3 Поверка установки .....	15
<b>10 Текущий ремонт</b> .....	<b>15</b>
10.1 Общие указания .....	15
10.2 Типичные неисправности .....	15
<b>11 Упаковка</b> .....	<b>16</b>
<b>12 Хранение и транспортирование</b> .....	<b>16</b>
<b>13 Сертификаты и разрешения</b> .....	<b>16</b>
13.1 Метрология .....	16
13.2 Взрывозащита .....	16
13.3 Применение .....	17

## Введение

В данном руководстве по эксплуатации приведены технические данные, описание устройства и принципа действия, а также сведения, необходимые для монтажа и правильной эксплуатации установки измерительной СПЕКТР (в дальнейшем – установка).

Прочтите его, пожалуйста, внимательно и следите за тем, чтобы строго выполнялись изложенные инструкции. Следование инструкциям поможет Вам многие годы без проблем использовать данную установку.

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на установку СПЕКТР-120-4,0-5-У/2-ДЗ.

## 1 Назначение

Установка предназначена для измерения в потоке продукции нефтяной скважины: объёма смеси сырой нефти<sup>1</sup> и свободного нефтяного газа<sup>2</sup> (в дальнейшем – газожидкостная смесь); а также объёма сырой нефти; объёма свободного нефтяного газа (в дальнейшем – газ); давления, температуры сырой нефти (в дальнейшем – жидкость); индикации, регистрации и хранения измеренной и обработанной информации.

## 2 Область применения

Установка применяется во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно ГОСТ Р 51330.13-99 (МЭК 60079-14-96), Правил устройства электроустановок (ПУЭ) гл. 7.3 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

## 3 Указания по безопасности

### 3.1 Обеспечение взрывозащищённости

3.1.1 В установке применено следующее взрывозащищённое электрооборудование, обеспечивающее взрывозащищённость установки:

§ датчик импульсов (в составе преобразователя кольцевого РИНГ) имеет взрывозащищённое исполнение с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка d»

---

<sup>1</sup> **Сырая нефть** – жидкое минеральное сырьё, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое содержит растворённый газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

<sup>2</sup> **Свободный нефтяной газ** – смесь углеводородных газов, выделяющихся из сырой нефти в процессе её добычи, транспортировки, подготовки и находящихся в свободном состоянии.

и маркировкой по взрывозащите 1ExdIIВТ4 в соответствии с ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.1-99;

- § датчик избыточного давления МИДА-13П-Вн имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты, обеспечиваемый видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка d» с маркировкой по взрывозащите 1ExdIIВТ4 «Х», в соответствии требованиями ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.1-99;
- § термопреобразователь ТСМУ Метран-274 имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты, обеспечиваемый видом взрывозащиты по ГОСТ Р 51330.1-99 «взрывонепроницаемая оболочка d», с маркировкой по взрывозащите IExdIIСТ5 Х;
- § датчик срабатывания мембраны узла предохранительного мембранного обеспечен искробезопасной цепью питания, в которой применен барьер безопасности РИФ-П. Барьер имеет вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь ia» с маркировкой по взрывозащите [Exia] ПС/ПВ и выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к взрывозащищенному электрооборудованию подгрупп ПС, ПВ, ПА по ГОСТ Р 51330.0-99 и ГОСТ Р 51330.10-99;
- § блок БИОИ-2-02 с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка d» по ГОСТ Р 51330.1-99 и маркировкой взрывозащиты ExdIIВU.

В этой связи установка может применяться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно маркировке взрывозащиты, ГОСТ Р 51330.13-99 (МЭК 60079-14-96), «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) гл. 7.3 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

3.1.2 Обеспеченность взрывозащищённости применяемого электрооборудования описывается в соответствующих руководствах по эксплуатации.

## 3.2 Обеспечение взрывозащищённости при монтаже и эксплуатации

3.2.1 При монтаже и эксплуатации установки необходимо руководствоваться следующими документами:

- правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) гл.3.4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- правилами устройства электроустановок (ПУЭ) гл. 7.3;
- ГОСТ Р 51330.0-99, ГОСТ Р 51330.1-99, ГОСТ Р 51330.13-99;
- инструкцией по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон, ВСН 332-74.

К монтажу и эксплуатации установки должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

3.2.2 Приборы установки должны быть проверены на отсутствие повреждений поверхностей и элементов, обеспечивающих взрывозащиту.

3.2.3 После подключения проверить электрическое сопротивление изоляции между электрическими цепями и корпусом установки, которое должно составлять не менее 20 МОм и электрическое сопротивление линии заземления – не более 4 Ом.

**ВНИМАНИЕ! Во взрывоопасной зоне не допускается:**

- ремонтировать электрооборудование, вскрывать оболочку взрывозащищённого электрооборудования, токоведущие части которой находятся под напряжением;
- эксплуатировать кабели с внешними повреждениями наружной оболочки электропроводки.

### 3.3 Меры безопасности при выполнении ремонта

3.3.1 Ремонт установки должен производиться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителем» (глава 3.4), РД 16.407-2000 «Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт».

3.3.2 По окончании ремонта установки должны быть проверены по п.п. 3.2.2 и 3.2.3 настоящего руководства по эксплуатации.

## 4 Маркировка

### 4.1 Условное обозначение установки

#### 4.1.1 Схема условного обозначения

<b>СПЕКТР - XXX</b>		<b>X - 4,0</b>	<b>- X</b>	<b>- X / X</b>	<b>- Д(X...X)</b>	<b>- X</b>
Условное наименование						
Верхний предел измерения расхода сырой нефти, т/сут (120, 210, 420, 840)						
Индекс исполнения: М - модернизированный; отсутствие М - обычное исполнение						
Рабочее давление, МПа						
Код измеряемых параметров (таблица 1)						
Индекс комплектации укрытием или электрообогревом: У – с укрытием; К - с электрообогревом КТО-2; 0 - без укрытия и без электрообогрева КТО-2						
Код комплектации укрытием или электрообогревом (таблица 2)						
Д - индекс комплектации дополнительным оборудованием (по таблице 3), отсутствие индекса – без дополнительного оборудования						
Индекс комплектации: Ш – мобильное исполнение; М – комплект монтажных частей (состав уточняется при заказе), отсутствие индекса – стационарное исполнение, без комплекта монтажных частей						

Таблица 1

Код измеряемых параметров	Измеряемые параметры
4	объем сырой нефти и свободного нефтяного газа, объем сырой нефти, объем свободного нефтяного газа

Таблица 2

Индекс комплектации	Код комплектации	Вариант комплектации	Примечание
0	0	отсутствует	Без укрытия, без электрообогрева
У	1	сэндвич панель	С укрытием
	2	термочехол	
	3	каркасно-металлическое	
К	-	КТО-2	С электрообогревом

Таблица 3

Индекс комплектации	Вариант комплектации
1	прибор УОСГ-100 СКП (определяет значение свободного нефтяного газа)
2	прибор УОСГ-1 РГ (определяет значение растворённого газа)
3	байпасная линия с мембранным предохранительным устройством
4	датчик давления (устанавливается вместо датчика перепада давления)
5	пробоотборник с ручным управлением
6	пробоотборник с автоматическим управлением
7	промышленный переносной компьютер

4.1.2 Пример условного обозначения при заказе и в другой документации установки измерительной СПЕКТР с верхним пределом измерения расхода сырой нефти 120 т/сут, рабочим давлением 4,0 МПа, с кодом измеряемых параметров 5, с укрытием – термочехол, с дополнительным оборудованием: байпасной линией, с мембранным предохранительным устройством:

**СПЕКТР-120-4,0-5-У/2-ДЗ**

## 4.2 Табличка установки

4.2.1 Табличка установки (рисунок 1) содержит следующие данные:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа средства измерения;
- знак соответствия;
- условное обозначение установки;
- заводской номер;
- условный проход;
- рабочее давление;
- наименование органа по сертификации и номер сертификата;
- температура окружающей среды;
- дата выпуска (год).



Рисунок 1 – Табличка установки

## 5 Технические параметры

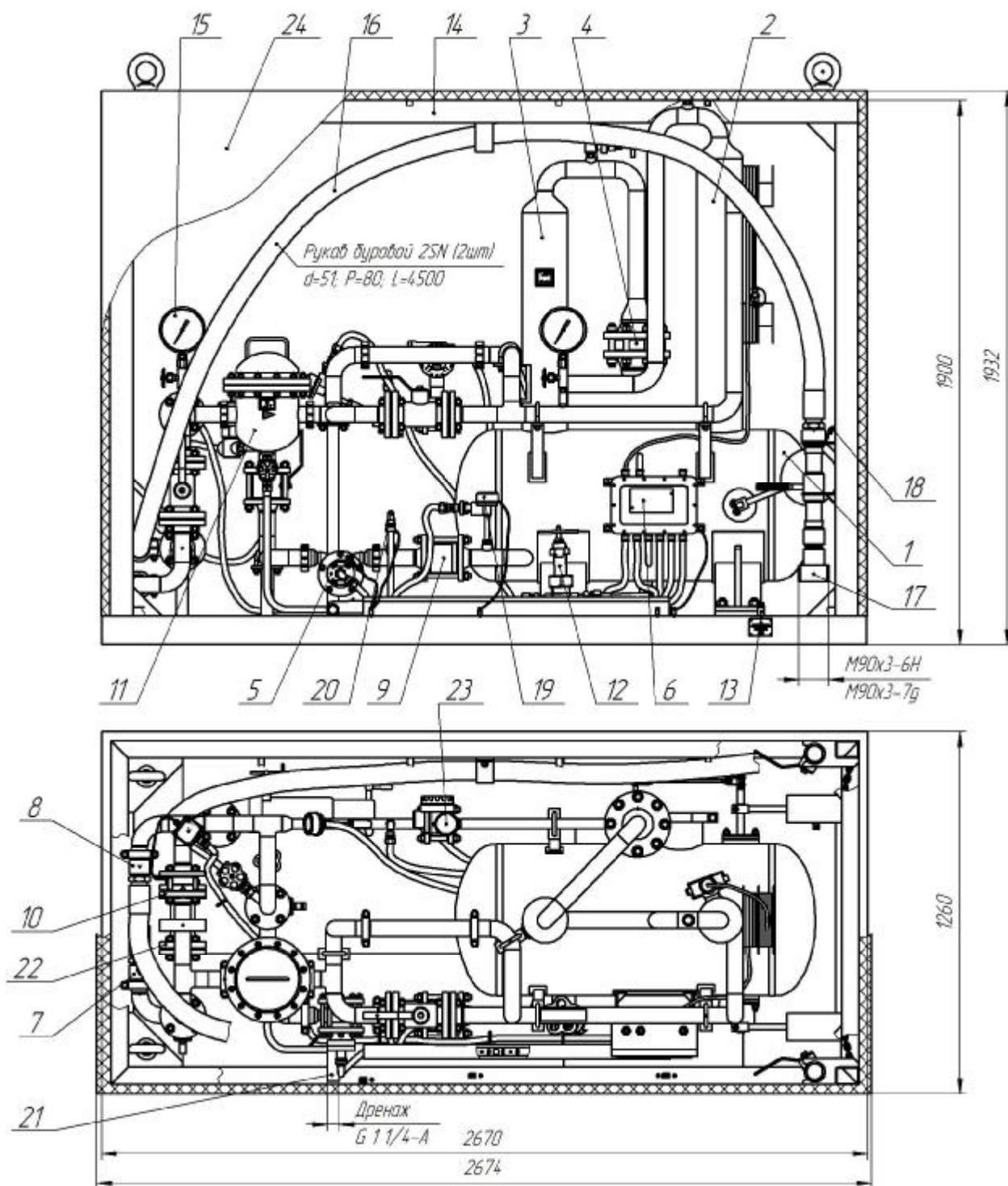
### 5.1 Состав установки

5.1.1 Установка СПЕКТР состоит из технологического блока и блока БИОИ-2-02.

5.1.2 Внешний вид и состав установки СПЕКТР-120-4,0-5-У/2-ДЗ представлен на рисунке 2.

5.1.3 Блок технологический состоит из:

- сепарационной ёмкости с регулятором уровня, циклоном и каплеотбойником;
- преобразователя кольцевого РИНГ (в дальнейшем – преобразователь РИНГ);
- фильтра РУБЕЖ (в дальнейшем – фильтр);
- трубопроводной обвязки с запорной арматурой, газовой заслонкой и клапаном обратным;
- двух датчиков избыточного давления;
- двух термопреобразователей (датчик температуры);
- мембранного предохранительного устройства.



- |   |   |   |
|---|---|---|
| 1 – сепарационная ёмкость с регулятором уровня; | 10 – мембранное предохранительное устройство;   | 18 – крепление противовеса;             |
| 2 – циклон;                                     | 11 – фильтр РУБЕЖ;                              | 19 – термопреобразователь;              |
| 3 – каплеотбойник;                              | 12 – дренажная задвижка;                        | 20 – датчик избыточного давления;       |
| 4 – газовая заслонка;                           | 13 – болт заземления;                           | 21 – дренажный патрубок;                |
| 5 – преобразователь кольцевой РИНГ;             | 14 – рама;                                      | 22 – кран шаровой с контролем протечек; |
| 6 – блок БИОИ-2-02;                             | 15 – манометр;                                  | 23 – расходомер Proline (счетчик газа); |
| 7 – входной патрубок;                           | 16 – рукав высокого давления;                   | 24 – термочехол.                        |
| 8 – выходной патрубок;                          | 17 – комплект БРС для присоединения к скважине; |   |
| 9 – обратный клапан;                            |   |   |

Рисунок 2 – Установка измерительная СПЕКТР-120-4,0-5-У/2-ДЗ

## 5.2 Основные технические параметры

5.2.1 Измеряемая среда – сырая нефть по ГОСТ Р 8.615-2005 со следующими параметрами:

- температура	от 0 до плюс 70 °С
- кинематическая вязкость <sup>1</sup>	от $1 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ м <sup>2</sup> /с
- плотность	от 800 до 1360 кг/м <sup>3</sup>
- объёмное содержание (доля) свободного нефтяного газа в составе сырой нефти при величине расхода и давления в момент измерения	от 0 до 95 %
- объёмное содержание (доля) воды в составе сырой нефти	от 0 до 98 %
- содержание сероводорода в свободном нефтяном газе по объёму, не более:	
- при давлении до 1,7 МПа	4 %
- при давлении до 4,0 МПа и парциальном давлении сероводорода до 345 Па	0,02 %

5.2.2 Окружающая среда – воздух со следующими параметрами:

- температура	от минус 40 до плюс 50 °С
- относительная влажность	100 % при 25 °С

5.2.3 Основные параметры и размеры установки приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметр		Значение
1. Диапазон расхода, м <sup>3</sup> /сут		от 2 до 120
2. Рабочее давление, МПа, не более		4,0
3. Электропитание	род тока	переменный
	напряжение, В	220 <sup>+45</sup> -135
	частота, Гц	50 ± 1
	потребляемая мощность, В·А, не более	1200
4. Условный проход, DN, мм		50
5. Резьба дренажного патрубка		G 1 1/4
6. Габаритные размеры, мм, не более	длина	2670
	ширина	1260
	высота	2000
7. Масса, кг, не более		1235

5.2.4 Предел допускаемой относительной погрешности установки в диапазоне расхода:

§ объёма сырой нефти	± 0,7 %
§ объёма сырой нефти приведенной к стандартным условиям	± 1,0 %
§ объёма свободного нефтяного газа	± 4,0 %
§ объёма свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям	± 5,0 %

<sup>1</sup> См. руководство по эксплуатации на счётчик кольцевой РИНГ СЛ1.00.00.000РЭ



5.2.5 Основные параметры блока БИОИ-2-02 приведены в руководстве по эксплуатации БИОИ 06.00.000РЭ.

5.2.6 Степень защиты от попадания твёрдых посторонних тел и проникновения воды по ГОСТ 14254:

- датчика импульсов - IP67;
- датчиков давления - IP65;
- термопреобразователей - IP65;
- блока БИОИ-2-02 – IP65.

5.2.7 Средняя наработка на отказ не менее 10000 ч.

5.2.8 Срок службы 6 лет.

## 6 Описание принципа работы

6.1 Гидравлическая структурная схема установки представлена на рисунке 4.

6.2 Установка работает следующим образом. Газожидкостная смесь (далее – ГЖС) с объёмным расходом  $Q_{см}^V$  [м<sup>3</sup>/сут] поступает на вход установки, проходит через фильтр  $\Phi$  (см. рисунок 4) для очистки от механических примесей с размером крупнее 1 мм.

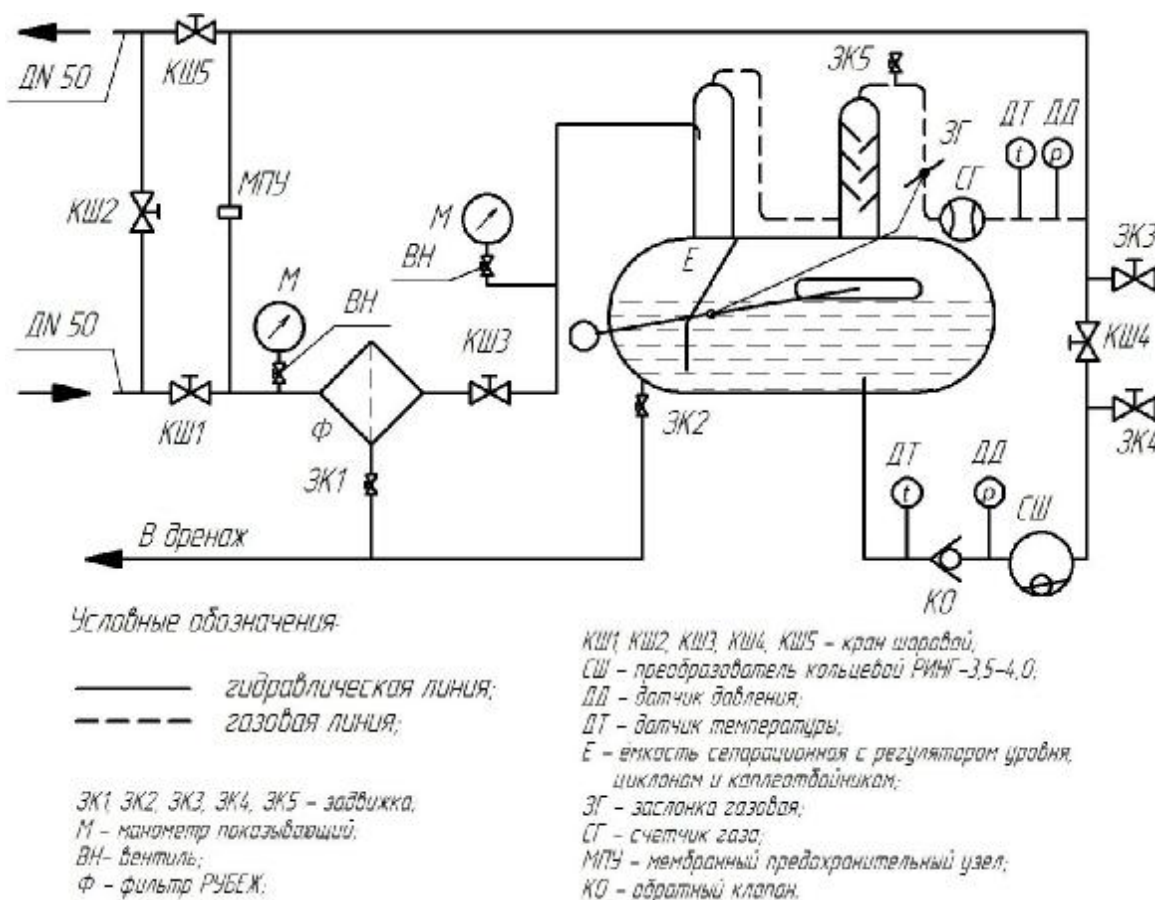


Рисунок 4 – Схема гидравлическая структурная

Далее ГЖС поступает в сепарационную ёмкость Е.

В сепарационной ёмкости Е происходит отделение свободного нефтяного газа от сырой нефти. На выходе сепарационной ёмкости имеем два потока среды:

1) поток свободного нефтяного газа, отделённого от нефти, с объёмным расходом  $Q_{г}^V$  [м<sup>3</sup>/сут];

2) поток сырой нефти (дегазированной), с остаточным свободным нефтяным газом, с массовым расходом  $Q_{ж}^m$  [т/сут], объёмным расходом  $Q_{г}^v$  [м<sup>3</sup>/сут], долей свободного остаточного газа  $\alpha$ .

Жидкость по гидравлической линии через обратный клапан **КО** поступает в преобразователь **СШ2**, где происходит измерение её объёма.

Задвижки **ЗК3**, **ЗК4** позволяют подключить устройство **А1**: прибор УОСГ-100 СКП (определяет значение свободного нефтяного газа).

6.3 На газовой линии, предназначенной для отвода свободного нефтяного газа из сепарационной ёмкости **Е**, установлена газовая заслонка **ЗГ**, автоматически регулирующая сопротивление газовой линии в зависимости от уровня заполнения ёмкости жидкостью. Таким образом, уровень жидкости в сепарационной ёмкости **Е** поддерживается примерно постоянным.

Также на газовой линии расположен счетчик газа **СГ**.

После преобразователя **СШ2** гидравлическая и газовая линии объединяются.

Газожидкостная смесь через шаровой кран **КШ4** поступает на выход установки.

6.4 В установке предусмотрена байпасная линия, на которой расположен шаровой кран **КШ2**, параллельно которому установлено мембранное предохранительное устройство **МПУ**, которое срабатывает при перепаде давления между входом и выходом установки 1,8÷2,2 МПа.

6.5 Сигналы от датчиков поступают в блок БИОИ-2-02, где производится обработка результатов измерений и вычисления. Подробное описание и указания по использованию приведены в руководстве по эксплуатации блока БИОИ 06.00.000РЭ.

6.6 Укрытие установки представляет собой чехол, закрепленный на раме, у которого две смежные боковые стороны расстегиваются и сворачиваются снизу вверх. Креплением служат застёжки-липучки. Укрытие обладает хорошими теплоизоляционными свойствами и устойчивостью к атмосферным воздействиям, химическому воздействию нефтепродуктов. Укрытие выполнено из негорючих материалов.

6.7 Описание и принципы действия составных частей установки приведены в соответствующей эксплуатационной документации, поставляемой вместе с установкой.

## 7 Монтаж

### 7.1 Подготовка установки к монтажу

7.1.1 К монтажу и эксплуатации установки должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

7.1.2 При вскрытии упаковки следует соблюдать осторожность во избежание нанесения повреждения изделию.

После вскрытия упаковки необходимо проверить комплектность согласно упаковочному листу.

7.1.3 Установку монтируют на устье нефтяной скважины. Схема монтажа приведена на рисунке 5. Расстояние от устья нефтяной скважины до установки должно быть не менее 3 м и не более 5 м.

7.1.4 Перед началом монтажа необходимо определить площадку, на которой будет установлена установка. Рекомендуемый угол уклона площадки относительно горизонтали не должен превышать 10 градусов.

#### **ВНИМАНИЕ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ перемещение установки волоком.**

7.1.5 Проектом обустройства устья скважины должно быть предусмотрено размещение рядом с площадкой дренажной ёмкости или колодца для обеспечения стока из дренажного коллектора технологического блока.

## 7.2 Монтаж

7.2.1 Остановить станок-качалку, затормозить движущиеся её части, руководствуясь инструкциями на станок-качалку.

7.2.2 Плавно закрыть устьевые задвижки 5, 6 и выкидную задвижку 7 (см. рисунок 5), снизить давление до атмосферного, снять катушку 9, которая находится между быстроразъёмными соединениями 8 (БРС).

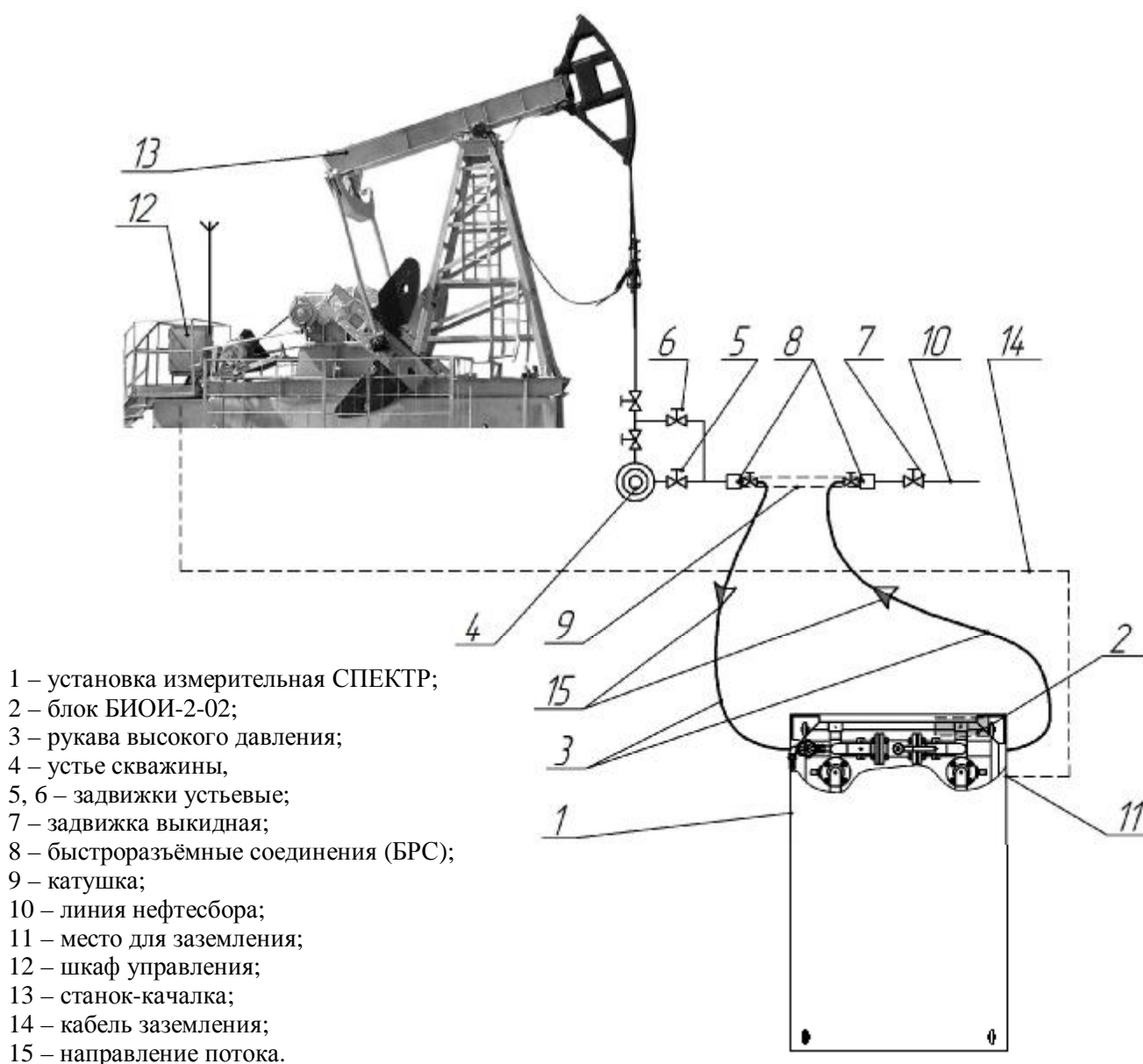


Рисунок 5 – Схема монтажа установки на устье нефтяной скважины

7.2.3 На время монтажа установки закрыть шаровые краны КШ1, КШ4 (см. рисунок 4), а шаровой кран КШ2 открыть, для того, чтобы сначала поток рабочей среды был направлен по байпасной линии установки.

7.2.4 Манометры 15 (см. рисунок 2), упакованные на время транспортирования в ящик ЗИП, установить на место.

7.2.5 Снять крепления 18 противовесов (см. рисунок 2), установленные на время транспортирования.

7.2.6 Подключить установку 1 (см. рисунок 5) к линии нефтесбора 10, используя рукава высокого давления 3.

### 7.3 Монтаж внешних электрических цепей

7.3.1 Установку заземлить: болт 13 (см. рисунок 2) с помощью кабеля заземления соединить с внешним контуром заземления. Замерить электрическое сопротивление линии заземления: оно должно быть не более 4 Ом.

7.3.2 Схема электрическая соединений установки приведена в Приложении А.

7.3.3 Электромонтаж установки выполнить в соответствии со схемой, приведенной в Приложении Б.

**Внимание!** *Питающие линии 220В должны быть предварительно отключены, заблокированы от включения и проверены на отсутствие напряжения. Проверить надёжность заземления.*

7.3.4 При выполнении электромонтажных работ необходимо руководствоваться требованиями на комплектующие изделия, изложенными в инструкциях по эксплуатации в разделах "Порядок установки" и "Обеспечение взрывозащищённости".

7.3.5 Прокладку и присоединение кабелей производить согласно ПУЭ "Электроустановки во взрывоопасных зонах" разделы 7.3.92....7.3.131.

7.3.6 **ЗАПРЕЩАЕТСЯ** располагать кабель связи непосредственно на поверхности земли.

7.3.7 Прокладку контрольных и силовых кабелей выполнить отдельно.

7.3.8 Кабели в открытых местах защитить от механических повреждений.

### 7.4 Пуск (начало работы)

7.4.1 Плавно открыть задвижки 5, 6 и 7 (см. рисунок 5).

7.4.2 Запустить станок-качалку.

7.4.3 Убедиться в герметичности всех соединений.

7.4.4 Направить поток рабочей среды через технологический блок установки. Для этого открыть шаровые краны КШ1, КШ4 (см. рисунок 4), а шаровой кран КШ2 закрыть.

При открытом кране рукоятка шарового крана расположена вдоль трубопровода; при закрытом кране – поперек трубопровода. Контрольная риска, нанесённая на торце шпинделя шарового крана, соответствует состоянию (открыто/закрыто) шарового крана. Направление рукоятки и риски должны совпадать, что при необходимости можно проверить, сняв рукоятку крана.

**ВНИМАНИЕ!** Во избежание гидроудара шаровые краны следует открывать плавно.

При этом необходимо наблюдать за показаниями манометров в технологическом блоке и на устье скважины.

7.4.5 **ВНИМАНИЕ!** Установку отключить если давление в технологическом блоке превысит рабочее давление скважины более чем на 0,3 МПа.

В этом случае шаровой кран КШ2 открыть, шаровые краны КШ1, КШ4 закрыть. Поток рабочей среды будет направлен через байпасную линию установки. Устранить возможные причины роста давления, повторить п. 7.4.4.

7.4.6 Настроить поплавок 1 (рисунок 6) на действительную плотность измеряемой среды.

На рычагах 5 (см. рисунок 6) красной краской нанесены метки 7, служащие ориентиром для края грузов 3 (заводская настройка). Данное положение грузов на рычагах соответствует настройке на плотность жидкости 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Настройка поплавка на плотность измеряемой среды менее 1000 кг/м<sup>3</sup> заключается в увеличении плеча противовесов. Для этого необходимо ослабить фиксирующие болты 2 (см. рисунок 6) и сместить грузы 3 дальше от оси 6. Регулировка поплавка считается нормальной, если при работе установки рычаги поплавка 4 и рычаги противовеса 5 расположе-

ны горизонтально, а также, если сместить вверх или вниз грузы 3, они возвратятся в исходное положение. После регулировки затянуть фиксирующие болты 2.

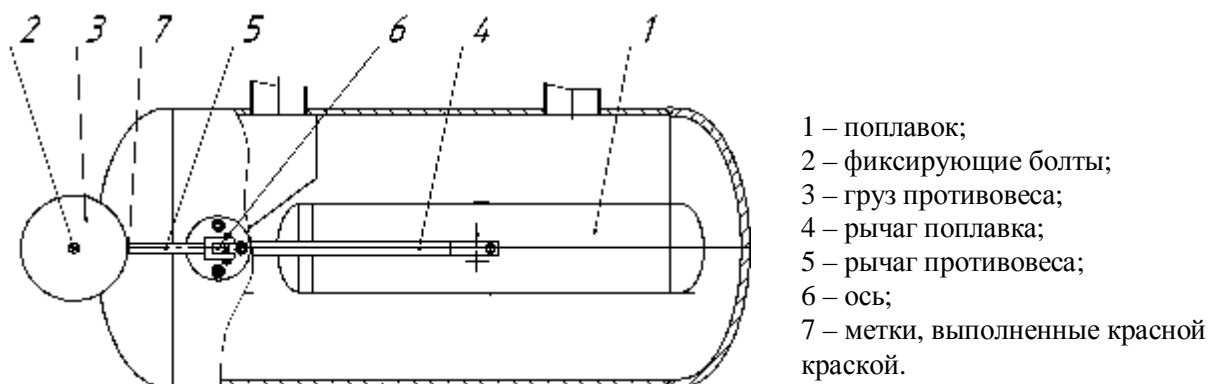


Рисунок 6 – Поплавковая камера

7.4.7 Приступить к измерениям (см. БИОИ06.01.000РЭ Установка измерительная СПЕКТР. Руководство пользователя).

## 8 Эксплуатация

### 8.1 Общие указания

8.1.1 Эксплуатация установки должна осуществляться таким образом, чтобы соблюдались все требования и параметры, указанные в настоящем руководстве по эксплуатации, а также руководств по эксплуатации на составные части.

8.1.2 При эксплуатации установки необходимо следить за состоянием средств, обеспечивающих взрывозащищённость датчиков, термопреобразователя. Датчики должны подвергаться ежемесячному внешнему осмотру.

**ВНИМАНИЕ!** Эксплуатация оборудования с повреждёнными элементами, обеспечивающими взрывозащиту, категорически **ЗАПРЕЩАЕТСЯ!**

8.1.3 **ВНИМАНИЕ!** При разнице в показаниях манометров 15 (см. рисунок 2) более 0,1 МПа необходимо прочистить фильтр 11 согласно руководству по эксплуатации на фильтр. Для этого плавно открыть шаровой кран КШ2 (см. рисунок 4), закрыть шаровые краны КШ1, КШ4. Снизить давление в установке до атмосферного: открыть задвижку ЗК4 для сброса газа, затем открыть задвижки ЗК1 для слива жидкости.

Для удобства слива жидкости можно использовать резиновый шланг, который закрепляется на дренажный патрубок 27 (см. рисунок 2).

#### 8.1.4 **ВНИМАНИЕ!**

Если для последующей работы установка будет перемещаться на достаточно большие расстояния с выездом на автомобильные дороги общего назначения, необходимо слить продукцию скважины, оставшуюся в установке, в дренажную ёмкость. После отключения установки от линии нефтесбора открыть задвижки ЗК1, ЗК2 (см. рисунок 4) для слива жидкости, затем открыть задвижку ЗК5 для сброса газа.

8.1.5 **ВНИМАНИЕ!** Во избежание выхода из строя оборудования технологического блока в зимний период эксплуатации при отключении установки необходимо оставшуюся продукцию скважины слить в дренажную ёмкость. Для этого открыть задвижки ЗК1, ЗК2 (см. рисунок 4) для слива жидкости, затем открыть задвижку ЗК5 для сброса газа.

8.1.6 Во время эксплуатации установки на внутренних поверхностях ёмкости сепарационной, фильтра и трубопроводной обвязки возможны отложения парафина или механических примесей, которые увеличивают гидравлическое сопротивление, снижают каче-

ство сепарации и надёжность установки. Самый простой способ удаления отложений парафина - обработка паром. Пар необходимо подавать на вход установки отдельно или совместно с измеряемым продуктом. Общее время обработки 20-40 мин.

Обработка паром производится в следующем порядке:

а) подключить парогенератор перед входом на установку. Подать пар. Температура пара до 135 °С;

б) открыть полностью газовую заслонку 4 (см. рисунок 2). Время обработки 5-10 мин - до полного прогрева всех трубопроводов.

**ВНИМАНИЕ!** Для того, чтобы открыть газовую заслонку, необходимо демонтировать систему рычагов или принудительно перевести груз противовеса в крайнее верхнее положение.

в) закрыть газовую заслонку. Весь поток пара направляется по гидравлической (жидкостной) линии. Время обработки 5-10 мин;

Повторить пункты б) и в).

После обработки установки паром вернуть заслонку в рабочее положение.

**ВНИМАНИЕ!** Во время обработки паром следить за давлением. Превышение давления выше рабочего не допускается!

## 8.2 Замена мембраны в МПУ (мембранном предохранительном устройстве)

8.2.1 При срабатывании МПУ поз.10 (см. рисунок 2) происходит значительное снижение (возможно до 0) показаний блока БИОИ-2 по расходу установки.

8.2.2 Плавно открыть шаровой кран КШ2 (см. рисунок 4), закрыть шаровые краны КШ1, КШ4. Снизить давление в установке до атмосферного. Для этого открыть задвижку ЗК5 для сброса газа (см. рисунок 4), затем открыть задвижку ЗК1 для слива жидкости.

Демонтировать МПУ и заменить мембрану.

8.2.3 Порядок замены мембраны приведен в Руководстве по эксплуатации МП 01.000РЭ Узел предохранительный мембранный.

## 9 Техническое обслуживание

### 9.1 Общие указания

9.1.1 Техническое обслуживание установки заключается в проверке технического состояния установки и периодической поверке средств измерений.

9.1.2 К техническому обслуживанию установки должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

9.1.3 Техническое обслуживание устройств, входящих в состав установки, приведено в эксплуатационной документации на них.

### 9.2 Порядок технического обслуживания

9.2.1 Составные части установки при эксплуатации должны подвергаться обязательному ежемесячному внешнему и периодическому профилактическому осмотру.

9.2.2 При внешнем осмотре необходимо проверить:

§ состояние заземления (заземляющие болты должны быть затянуты, на них не должно быть ржавчины. В случае необходимости они должны быть очищены и смазаны антикоррозионной смазкой);

§ отсутствие обрывов или повреждений изоляции кабеля;

§ прочность крепления крышек датчиков;

§ наличие маркировки и предупредительных надписей на крышках датчиков (окраска знаков взрывозащиты и предупредительной надписи должна быть контрастной фону и сохраняться в течение всего срока службы);

§ отсутствие вмятин и видимых повреждений оболочек датчиков;

§ отсутствие подтекания рабочей жидкости.

9.2.3 Техническое обслуживание фильтра заключается в периодической (ежемесячной) очистке внутренней поверхности корпуса фильтра и фильтрующего элемента. Порядок очистки фильтра приведен в руководстве по эксплуатации на фильтр ФМ104.00.000РЭ.

9.2.4 Периодичность профилактических осмотров устанавливается в зависимости от производственных условий, но не реже двух раз в год.

В процессе профилактического осмотра дополнительно проверить:

§ электрическое сопротивление проводов заземления (должно быть не более 4 Ом);

§ целостность пайки, крепления и изоляции проводов монтажа;

§ отсутствие повреждений взрывозащитных поверхностей оболочек датчиков;

§ наличие маркировки и предупредительных надписей на электрооборудовании, входящем в состав установки.

## 9.3 Поверка установки

9.3.1 Первичной проверке подлежат установки при выпуске из производства и ремонта.

9.3.2 Периодической проверке подлежат установки, находящиеся в эксплуатации или на хранении.

9.3.3 *Периодичность проверки устанавливается Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и составляет один раз в три года.*

Периодичность проверки приборов, входящих в состав установки, приведена в соответствующих руководствах по эксплуатации.

9.3.4 Поверку установки проводить согласно «ГСИ. Инструкция. Установка измерительная СПЕКТР. Методика поверки ПУС02.00.00.000 МИ».

## 10 Текущий ремонт

### 10.1 Общие указания

10.1.1 Текущий ремонт составных частей установки заключается в устранении неисправностей обслуживающим персоналом на месте эксплуатации.

10.1.2 К текущему ремонту составных частей установки должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

10.1.3 **ВНИМАНИЕ! Осмотр и ремонт, связанный со вскрытием деталей, обеспечивающих взрывозащиту, производить только при ВЫКЛЮЧЕННОМ ЭЛЕКТРОПИТАНИИ.**

### 10.2 Типичные неисправности

10.2.1 Возможные причины отказов и повреждений составных частей установки и указания по устранению последствий приведены в руководствах по эксплуатации на составные части.

## 11 Упаковка

11.1 Установка упакована в двух транспортных местах.

11.2 Место 1 – установка СПЕКТР-120-4,0-4-У/2-ДЗ закрепленная на деревянном поддоне. На поддоне закреплен ящик (место 2), в который вложены также монтажные и запасные части к установке, эксплуатационная документация, упакованная в полиэтиленовый пакет.

## 12 Хранение и транспортирование

12.1 Установка в упаковке может транспортироваться любым видом транспорта в соответствии с правилами, действующими на этих видах транспорта, при температуре окружающего воздуха от минус 50 до плюс 50 °С и верхнем значении относительной влажности 100% при 25 °С.

При транспортировании установки воздушным транспортом ее следует помещать в отапливаемых герметизированных отсеках самолетов.

Железнодорожные вагоны, контейнеры, кузова автомобилей, используемые для перевозки, не должны иметь следов перевозки цемента, угля, химикатов и т.п.

12.2 Упакованная установка должна быть закреплена в транспортных средствах.

12.3 Установку следует хранить в упаковке предприятия-изготовителя по условиям хранения в части воздействия климатических факторов по ГОСТ 15150-69 – 4 (навесы и помещения в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в условно-чистой атмосфере, при температуре от минус 50 до плюс 50 °С и верхнем значении относительной влажности 98% при 25 °С).

12.4 Условия хранения и транспортирования компьютера приведены в соответствующем руководстве по эксплуатации.

## 13 Сертификаты и разрешения

### 13.1 Метрология

13.1.1 На основании положительных результатов испытаний утвержден тип установки измерительной СПЕКТР, который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 42884-09 и допущен к применению в Российской Федерации.

13.1.2 Тип средства измерения подтвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, выданным **СВИДЕТЕЛЬСТВОМ об утверждении типа средств измерений RU.C.29.065.A № 38134.**

13.1.3 Тип средства измерения подтвержден Комитетом по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, выданным **СЕРТИФИКАТОМ № 6213 о признании утверждения типа средств измерений KZ.02.03.03390-2010/40401-09.**

### 13.2 Взрывозащита

13.2.1 Взрывозащищенность установки измерительной СПЕКТР подтверждена органом по сертификации РОСС RU.0001.11ГБ05 НАНИО «ЦЕНТР ПО СЕРТИФИКАЦИИ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО И РУДНИЧНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ» выданным **СЕРТИФИКАТОМ СООТВЕТСТВИЯ** на установку измерительную СПЕКТР с комплектующим электрооборудованием № РОСС RU. ГБ05.В02576.



### 13.3 Применение

13.3.1 Применение установки измерительной СПЕКТР на поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору предприятиях и объектах во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок подтверждено

**РАЗРЕШЕНИЕМ** на применение № РРС 00-33899.

13.3.2 Применение установки измерительной СПЕКТР на опасных производственных объектах Республики Казахстан подтверждено разрешением, выданным Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.