

**УСТАНОВКА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ**  
**ГРУППОВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ**  
**«ЭЛЕКТРОН-8-400»**  
**РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:**

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Киров +7 (8332) 20-58-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Курск +7 (4712) 23-80-45	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Казань +7 (843) 207-19-05	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Калуга +7 (4842) 33-35-03	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
			Ярославль +7 (4852) 67-02-35

**сайт: [electron.pro-solution.ru](http://electron.pro-solution.ru) | эл. почта: [ecn@pro-solution.ru](mailto:ecn@pro-solution.ru)**  
**телефон: 8 800 511 88 70**

Настоящее руководство по эксплуатации (далее - РЭ) предназначено для ознакомления с устройством, принципом действия, правилами подготовки, монтажа и эксплуатации «Установки измерительной групповой автоматизированной «Электрон-8-400» (далее - установка).

Установка имеет:

- Сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.29.006.A №24808;  
Государственный реестр средств измерений №24759-06;
- Разрешение Госгортехнадзора России на применение №РРС-62-01-062;
- Лицензия на изготовление и ремонт средств измерения №001195-ИР.

Установка состоит из помещения технологического (далее – ПТ) и блока автоматики (далее – БА).

Вид климатического исполнения установки по ГОСТ 15150 - УХЛ.1, но для эксплуатации в интервале температур окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С.

Помещения установки выдерживают:

снеговую нагрузку согласно СНиП 2.01.07-85\*, кПа (кгс/см<sup>2</sup>), не более.....3,2 (320)

ветровую нагрузку согласно СНиП 2.01.07-85\*, кПа (кгс/см<sup>2</sup>), не более.....0,48 (48)

Степень огнестойкости ПТ и БА согласно СНиП 21-01-97\*.....III

Класс взрывоопасной зоны внутри ПТ по «Правилам устройства

электроустановок» (ПУЭ).....В-Ia

Категория ПТ по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03....А

Класс конструктивной пожарной опасности ПТ согласно СНиП 21-01-7\*.....С0

Технологические трубопроводы ПТ по ПБ 03-585-03 - группы Б, II категории.

Категория БА по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03....Д

Класс конструктивной пожарной опасности БА согласно СНиП 21-01-7\*.....С1

Температурный класс электрооборудования – ТЗ, группа – ПА по классификации ГОСТ Р 51330.0.

Срок службы установки - 10 лет.

Квалификация обслуживающего установку персонала должна соответствовать требованиям, предъявляемым к слесарям КИП и А (операторам) 3 разряда.

Предприятие–изготовитель оставляет за собой право вносить изменения в технологическую схему и конструкцию установки для улучшения качества работы или внешнего вида изделия без специального уведомления заказчика.

### По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35

Астрахань +7 (8512) 99-46-80

Барнаул +7 (3852) 37-96-76

Белгород +7 (4722) 20-58-80

Брянск +7 (4832) 32-17-25

Владивосток +7 (4232) 49-26-85

Волгоград +7 (8442) 45-94-42

Екатеринбург +7 (343) 302-14-75

Ижевск +7 (3412) 20-90-75

Казань +7 (843) 207-19-05

Калуга +7 (4842) 33-35-03

Кемерово +7 (3842) 21-56-70

Киров +7 (8332) 20-58-70

Краснодар +7 (861) 238-86-59

Красноярск +7 (391) 989-82-67

Курск +7 (4712) 23-80-45

Липецк +7 (4742) 20-01-75

Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81

Москва +7 (499) 404-24-72

Мурманск +7 (8152) 65-52-70

Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32

Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65

Новосибирск +7 (383) 235-95-48

Омск +7 (381) 299-16-70

Орел +7 (4862) 22-23-86

Оренбург +7 (3532) 48-64-35

Пенза +7 (8412) 23-52-98

Пермь +7 (342) 233-81-65

Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65

Рязань +7 (4912) 77-61-95

Самара +7 (846) 219-28-25

Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09

Саратов +7 (845) 239-86-35

Сочи +7 (862) 279-22-65

Ставрополь +7 (8652) 57-76-63

Сургут +7 (3462) 77-96-35

Тверь +7 (4822) 39-50-56

Томск +7 (3822) 48-95-05

Тула +7 (4872) 44-05-30

Тюмень +7 (3452) 56-94-75

Ульяновск +7 (8422) 42-51-95

Уфа +7 (347) 258-82-65

Хабаровск +7 (421) 292-95-69

Челябинск +7 (351) 277-89-65

Ярославль +7 (4852) 67-02-35

сайт: [electron.pro-solution.ru](http://electron.pro-solution.ru) | эл. почта: [ecn@pro-solution.ru](mailto:ecn@pro-solution.ru) телефон:  
8 800 511 88 70

# 1. ОПИСАНИЕ И РАБОТА

## 1.1 Назначение изделия

Установка предназначена для автоматизированного измерения массы и массовых расходов жидкости, нефти, воды, обводненности нефтяных скважин, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и передачи данных о результатах измерений и индикации работы на диспетчерский пункт нефтяного промысла (далее – ДП) в системах герметизированного сбора нефти и попутного газа нефтяных промыслов в условиях умеренно холодного климата.

Установка обеспечивает выполнение следующих функций:

1) поочередное измерение массы и массовых расходов жидкости, нефти, воды, обводненности, а также приведенного к стандартным условиям объема и объемного расхода газа нефтяных скважин в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа»;

2) автоматизированное и ручное управление процессом измерения;

3) вычисление, отображение на дисплее КУ, архивирование в энергонезависимой памяти (далее - ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ):

- текущие показания датчиков,
- временные показатели каждого единичного измерения (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла измерения),
- расчеты массовых расходов жидкости, нефти, воды, обводненности и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по каждой подключаемой скважине (как по единичным измерениям, так и общего усредненного значения),
- исходные первичные данные (константы) для расчетов и измерений (параметры установки, параметры скважин).

4) автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передачу на ДП по запросу оператора следующей сигнальной информации (далее – СИ):

- а) аварийные сигналы:
- выход рабочего давления установки за предельные значения;
  - предельная загазованность в ПТ;
  - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ (только при наличии РУ);
  - отказ в исполнении команд на переключение КПЭ;
  - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
  - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
  - выход расхода жидкости за предельные значения;
  - выход температуры в ИК за предельные значения;
  - выход температуры в ПТ за предельные значения;
  - сбой в подаче электропитания установки;
- б) информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (ПТ или БА);
  - положение КПЭ (открыт, закрыт, в промежуточном положении);
  - положение ПСМ (только при наличии РУ);
  - номер подключенной на измерение скважины;
  - текущий режим работы установки (автоматизированное управление, ручное управление, единичное измерение).

5) автоматизированное управление:

- системой отопления ПТ и БА включением вентилятора при 10%-ном нижнем концентрационном пределе воспламенения (далее НКПВ);

- отключением всех токоприемников в ПТ и включением местной световой и звуковой сигнализацией при 50%-ном НКПВ;

- отключением всех токоприемников ПТ и БА с выдержкой времени для передачи аварийного сигнала на ДП при возникновении пожара.

б) ручное управление вентилятором у входа в ПТ (со световой сигнализацией о состоянии вентилятора). Аппаратура для сопряжения установки с ДП (средства телемеханики) в комплект поставки не входит и устанавливается по специальному заказу. Линия связи между ПТ и БА обеспечивается экранированным кабелем (кабелями) длиной до 200 м.

Обозначение установки при заказе и в документации другой продукции:

Установка измерительная групповая автоматизированная «Электрон-8-400»

ТУ 4213-014-00135964-2005.

## 1.2 Технические характеристики

1.2.1 Измеряемая среда – сырая нефть с параметрами:

а) температура сырой нефти от + 5 до + 90 °С;

б) диапазон измерения массового расхода жидкости по каждой подключаемой к установке скважине: от 2,0 до 400 т/сут (от 0,023 до 4,629 кг/с);

в) диапазон измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям от 40,0 до 80 000 ст.м<sup>3</sup>/сут (от 1,67 до 3333 ст.м<sup>3</sup>/ч);

г) плотность жидкости от 700 до 1050 кг/м<sup>3</sup>,

д) кинематическая вязкость жидкости от  $1 \cdot 10^{-6}$  до  $1,5 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с,

е) обводненность от 0 до 98 %.

1.2.2 На метрологические характеристики установки и ее работоспособность не оказывают влияния следующие факторы:

-изменение давления измеряемой среды от 0,1 до 4,0 МПа;

-изменение температуры окружающего воздуха от минус 60 до + 40 °С и относительной влажности воздуха до 100 %;

-изменение напряжения электрического питания в пределах  $\pm 20$  % от номинального значения;

-наличие внешнего магнитного поля частотой 50 Гц и напряженностью до 400 А/м;

-изменение длины линии связи между ПТ и БА до 200 м;

-изменение параметров измеряемой среды в установленных пределах;

-транспортирование на трейлере по дорогам с неусовершенствованным покрытием на расстояние не менее 100 км со скоростью до 30 км/ч.

1.2.3 Установка обеспечивает:

- измерение массы и массового расхода жидкости  $G_{ж}$  (нефть с водой) в диапазоне от 2,0 до 400 т/сут (от 0,023 до 4,629 кг/с) ;

- измерение объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в диапазоне от 40 до 80000 м<sup>3</sup>/сут;

- измерение обводненности  $W$  в диапазоне от 20 до 98 %.

1.2.4 Рабочее давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>), не более 4,0 (40).

1.2.5 Питание установки осуществляется от трехфазной сети переменного тока частотой (50 $\pm$ 2) Гц и напряжением 380/220 В с допускаемыми отклонениями  $\pm 20$  % от номинального значения.

1.2.6 Мощность, потребляемая установкой от сети, кВт\*А, не более 15.

1.2.7 Длина линии связи между ПТ и БА, м до 200.

1.2.8 Габаритные размеры составных частей установки, мм×мм×мм, не более:

ПТ 5000×3200×3400

БА 2400×1800×2700

1.2.9 Масса составных частей установки, кг, не более:

ПТ 7000

БА 1200

1.2.10 Сопротивление изоляции электрических цепей питания установки относительно корпуса и цепей между собой при температуре окружающего воздуха + (20 ± 5) °С и относительной влажности не более 80% должно быть не менее 20 МОм.

1.2.11 Изоляция силовых электрических цепей относительно корпуса и между собой должна выдерживать в течение 1 мин при температуре окружающего воздуха + (20 ± 5) °С и относительной влажности не более 80% испытательное напряжение практически синусоидального переменного тока частотой 50 Гц и напряжением, В:

для цепей с напряжением до 42 В	500;
для цепей с напряжением от 130 до 250 В	1500;
для цепей с напряжением от 250 до 380 В	2000;

1.2.12 Установка должна выдерживать испытание на прочность пробным давлением 6,0 МПа (60 кгс/см<sup>2</sup>) по ГОСТ 356.

1.2.13 Установка должна выдерживать испытание на плотность рабочим давлением 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>) по ГОСТ 356.

1.2.14 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %:

массового расхода жидкости ± 2,5;

массового расхода нефти при содержании воды в жидкости:

0 % ≤ W ≤ 70 % ± 6

70 % ≤ W ≤ 95 % ± 15

95 % ≤ W ≤ 98 % ± 30

массового расхода воды при содержании воды в жидкости:

0 % ≤ W ≤ 70 % ± 5

70 % ≤ W ≤ 95 % ± 4

95 % ≤ W ≤ 98 % ± 3

обводненности при содержании воды в жидкости:

0 % ≤ W ≤ 70 % ± 2,0

70 % ≤ W ≤ 95 % ± 0,7

95 % ≤ W ≤ 98 % ± 0,5

объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %, ± 5

1.2.15 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %:

массы жидкости ± 2,5

массы нефти при содержании воды в жидкости:

0 % ≤ W ≤ 70 % ± 6

70 % ≤ W ≤ 95 % ± 15

95 % ≤ W ≤ 98 % ± 30

массы воды при содержании воды в жидкости:

0 % ≤ W ≤ 70 % ± 5

70 % ≤ W ≤ 95 % ± 4

95 % ≤ W ≤ 98 % ± 3

объема расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %, ± 5

1.2.16 Фактический объем ИК (от датчика ДГ1 до ДГ2 по данным тарировки завода - изготовителя), л \_\_\_\_\_

1.2.17 Высота ИК (от датчика ДГ1 до ДГ2), мм \_\_\_\_\_

1.2.18 Фактический объем сепаратора (по данным тарировки завода-изготовителя), л \_\_\_\_\_

1.2.19 Количество входных трубопроводов, шт 8

### 1.3 Состав изделия

1.3.1 Комплект поставки установки соответствует таблице 1

Таблица 1

Наименование	Обозначение документа	Количество, шт.	Примечание
Помещение технологическое	781.00.00.000	1	
Помещение технологическое. Ведомость эксплуатационных документов	781.00.00.000ВЭ	1	
Комплект документов согласно ведомости эксплуатационных документов 781.00.00.000ВЭ		1	
Блок автоматики БА-3	789.00.00.000	1	
Блок автоматики. Ведомость эксплуатационных документов	789.00.00.000 ВЭ	1	
Комплект документов согласно ведомости эксплуатационных документов 789.00.00.000 ВЭ		1	
«Установки измерительные групповые автоматизированные «Электрон» Методика поверки	760.00.00.000 ПМ2	1	

### 1.4 Устройство и работа

1.4.1 Установка состоит из ПТ и БА, представляющих собой здания инвентарные контейнерного типа (далее – помещения). Конструктивно каждое помещение состоит из несущего каркаса и стен. Каркас состоит из основания и крыши, представляющих собой стальные рамы коробчатого сечения, и угловых стоек. Внутренняя полость крыши утеплена негорючими материалами. Стены помещений выполнены из набора утепленных панелей типа «сэндвич».

Схему гидравлическую принципиальную установки см. 780.00.00.000 ГЗ, 780.00.00.000 ПГЗ.

1.4.2 ПТ предназначено для:

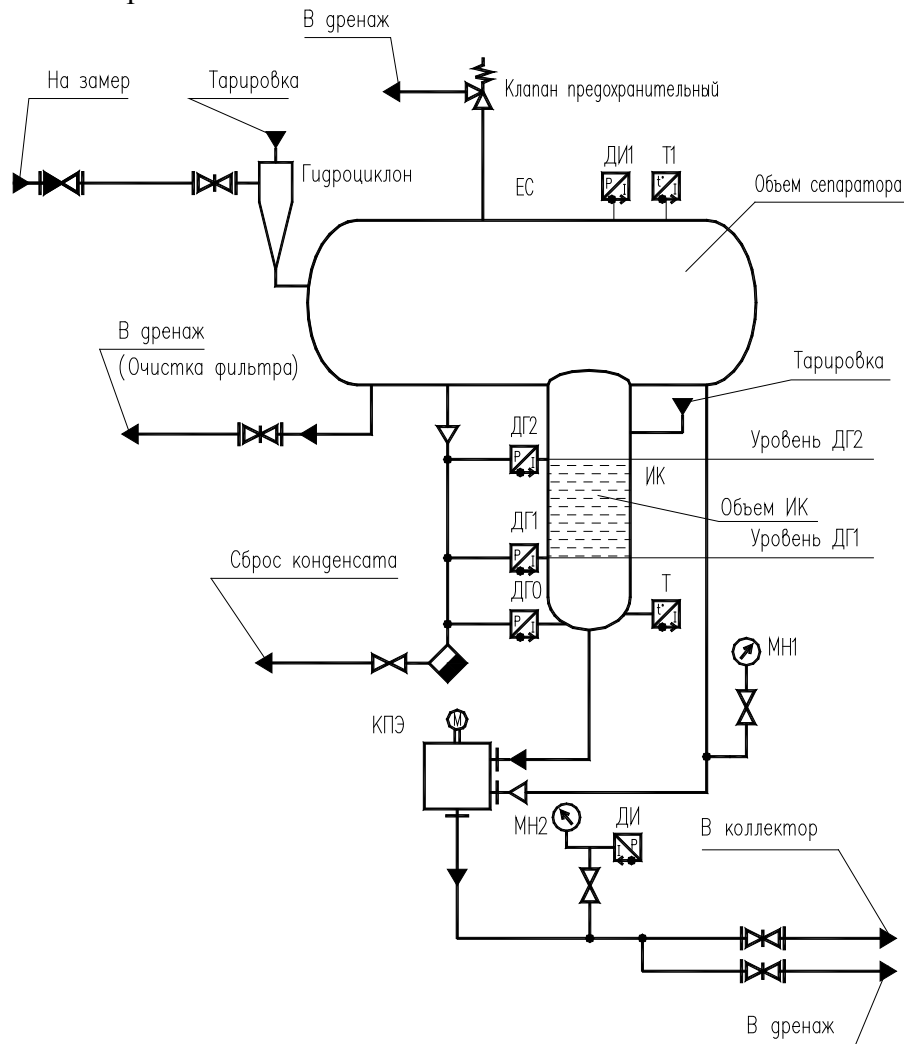
-размещения, укрытия и обеспечения условий нормального режима работы сепаратора, служащего для отделения попутного газа от жидкости (водонефтяной смеси) в емкости сепарационной (далее - ЕС) и осуществления измерений согласно п.1.2.3;

-размещения, укрытия и обеспечения условий нормального режима работы распределительного устройства (далее – РУ), служащего для обеспечения очередности измерения продукции подключаемых к установке нефтяных скважин и объединения их в один коллектор.

В ПТ также расположены системы освещения, отопления, вентиляции, безопасности, взрывозащиты. В основании ПТ предусмотрен дренаж для удаления разлившихся нефтепродуктов.

#### 1.4.2.1 Сепаратор состоит из следующих узлов (см. рисунок 1):

- ЕС с ИК,
- датчики давления, температуры и уровня,
- клапан переключающий с электроприводом,
- клапан предохранительный,
- линия дренажа,
- линия коллектора,
- манометры.



ДГ0, ДГ1, ДГ2 – датчики гидростатического давления;  
 ДИ, ДИ1 – датчики избыточного давления;  
 Т, Т1 – термопреобразователи (термометры);  
 МН1, МН2 – манометры  
 КПЭ – клапан переключающий с электроприводом.

Рисунок 1 Технологическая схема сепаратора

1.4.2.1.1 ЕС обеспечивает соединение всех узлов сепаратора и отделение (сепарацию) попутного газа от жидкости (водонефтяной смеси). Сепарация происходит путем поэтапного прохождения водогазонефтяной смеси через гидроциклон, лотки, решетки - влагоотделители, фильтр, установленные в ЕС. Далее отделенная от газа жидкость самотеком поступает в ИК, расположенную в нижней части ЕС.

ИК представляет собой сосуд с калиброванным (тарированным) объемом  $V_k$ . Сброс жидкости и газа в линию коллектора происходит поочередно через жидкостную и газовую магистрали ЕС с помощью КПЭ.

1.4.2.1.2 На сепараторе установлены датчики (см. рисунок 1):

-гидростатического давления (далее – ДГ), условно обозначенные ДГ0, ДГ1, ДГ2, служащие для обеспечения измерения плотности и массового расхода рабочей среды, контроля уровня жидкости и цикличности налива – опорожнения ИК;

-термопреобразователи или датчики температуры (далее – Т), предназначенный для измерения температуры в ИК и ЕС;

-датчик избыточного давления (далее – ДИ), служащий для измерения давления в коллекторе;

- датчик избыточного давления (далее – ДИ1), служащий для измерения давления в сепараторе.

Показания датчиков входят в первичную информацию (далее – ПИ), служащую исходными данными для вычисления значений расходов компонент продукции по каждой подключаемой скважине (получение ИИ).

1.4.2.1.3 КПЭ предназначен для обеспечения циклического режима замера путем поочередного перекрытия газовой и жидкостной магистралей ЕС запирающим элементом. Работа клапана осуществляется автоматически или оператором установки в режиме ручного управления с КУ.

1.4.2.1.4 В верхней части ЕС установлен предохранительный клапан с ручным подрывом (КП), предотвращающий превышение давления в сепараторе сверх заданного рабочего. Сброс давления через предохранительный клапан осуществляется автоматически или вручную в линию дренажа.

1.4.2.1.5 Линия входная служит для подвода продукции скважины через обратный клапан к гидроциклону ЕС, и далее на измерение.

1.4.2.1.6 Линия дренажа служит для обеспечения очистки фильтра ЕС, опорожнения ЕС при проведении работ по обслуживанию (снятие датчиков на поверку и т. д.), сброса конденсата из газовых магистралей ЕС.

1.4.2.1.7 Линия коллектора ЕС служит для соединения жидкостной и газовой магистралей ЕС с общим коллектором подключаемых скважин.

1.4.2.1.8 Манометры служат для визуального наблюдения и контроля давления в сепараторе и линии коллектора.

1.4.2.2 РУ состоит из следующих узлов:

-ПСМ,

-байпасная линия,

-коллектор,

-линия дренажа.

1.4.2.2.1 ПСМ служит для поочередного направления продукции подключаемых скважин на измерение (в сепаратор), а также объединения и сброса продукции ожидающих измерения скважин в общий коллектор. Переключение осуществляется в автоматизированном (гидроприводом при управлении с КУ) или ручном (ключом специальным) режиме. ПСМ обеспечивает подключение восьми нефтяных скважин, присоединяемых к входным патрубкам переключателя через обратные клапаны, входящие в комплект монтажных частей установки.

1.4.2.2.2 Байпасная (обходная) линия служит для обеспечения непрерывной подачи продукции подключаемых нефтяных скважин в общий коллектор, отключения при необходимости сепаратора или РУ для проведения работ по ремонту и обслуживанию. Переход продукции скважин на байпас осуществляется вручную оператором с помощью запорной арматуры.

1.4.2.2.3 Коллектор служит для объединения и сброса продукции нефтяной скважины, стоящей на измерении (через сепаратор), и ожидаемых измерения скважин (через ПСМ) в общий трубопровод.



1.4.2.2.4 Линия дренажа служит для сброса давления и слива водонефтяной смеси из ПСМ и (или) байпаса при их обслуживании или ремонте.

1.4.3 БА предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию и управление работой установки, а также сопряжение с ДП (при наличии средств телемеханики).

В БА расположены:

- силовой шкаф, осуществляющий питание электрических цепей установки;
- аппаратурный шкаф, служащий для размещения КУ;
- системы отопления, освещения, сигнализации.

#### **1.4.4 Принцип действия установки**

1.4.4.1 Установка реализует косвенный метод измерения массы нефти и нефтепродуктов, основанный на гидростатическом принципе, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» и ГОСТ Р 8.615 «Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа». Для измерения объемного расхода газа используется метод замещения – «метод РVT» (давление × объем × температура).

Измерение производится в динамическом режиме путем контроля:

- времени циклического попеременного заполнения тарированного объема сосуда водонефтяной смесью и газом (определяется расход компонент продукции скважины),
- показаний датчиков гидростатического давления и температуры (вычисляются масса и массовый расход жидкости, нефти, воды, обводненность и приведенный к стандартным условиям объем и объемный расход газа и осуществляется управление процессом измерения).

1.4.4.2 Порядок работы установки.

1.4.4.2.1 Последовательность процесса измерения.

Водогазонефтяная смесь поступает по трубопроводам подключаемых скважин через обратные клапаны КО в ПСМ (см. 780.00.00.000 ГЗ, 780.00.00.000 ПГЗ). В ПСМ продукция скважин, ожидающих измерения, смешивается и общим потоком направляется в коллектор, а продукция одной отдельной скважины, подлежащая измерению, направляется по трубопроводу в гидроциклон ГЦ сепаратора. В ГЦ происходит первичное отделение попутного газа от водонефтяной смеси. Далее частично разделенные жидкость и газ попадают в ЕС, где водонефтяная смесь тонкой пленкой растекается по горизонтальным лоткам (что обеспечивает дальнейший процесс сепарации) и через сетку–фильтр самотеком поступает в измерительную камеру ИК.

Наполнение и опорожнение ИК водонефтяной смесью происходит в циклическом режиме. При наполнении ИК попутный газ свободным потоком направляется через решетку влагоотделителя в газовую магистраль, расположенную в верхней части ЕС, по которой через клапан переключающий КПЭ сбрасывается в коллектор. Опорожнение ИК осуществляется через КПЭ по жидкостной магистрали, расположенной в нижней части ИК. Жидкость также сбрасывается в коллектор, ее уровень в ИК контролируется датчиками ДГ. Таким образом, КПЭ обеспечивает поочередный порционный сброс газа и жидкости из ЕС. Рабочий цикл КПЭ состоит из двух фаз (тактов), условно названных ЗАКРЫТО и ОТКРЫТО.

В момент времени  $t_0$  (см. рисунок 2) КУ фиксирует показания датчика ДГ0 (значение гидростатического давления  $P_{00}$ , коэффициент 00 означает показания датчика ДГ0 в момент времени  $t_0$ ) и выдает команду «Закрывать клапан» (ЗК). В момент времени  $t_1$  КПЭ приводится в положение ЗАКРЫТО, КУ получает сигнал индикации И(ЗК) об успешном выполнении команды.

При положении ЗАКРЫТО запирающий элемент КПЭ перекрывает жидкостную магистраль ИК, газ свободно проходит по газовой магистрали через полость запирающего элемента и сбрасывается в коллектор, что позволяет водонефтяной смеси вытеснять газ из ЕС и заполнять ИК. Жидкость в ИК поднимается до уровня  $H_0$ . При срабатывании ДГ1 в момент времени  $t_2$  КУ получает сигнал о начале измерения (значение гидростатического давления  $P_{12}$ ). При этом фиксируются показания датчика ДГ0 (значение гидростатического давления  $P_{02}$ ). Далее жидкость в ИК поднимается до уровня  $H$ , контролируемого датчиком ДГ2 (значение гидростатического давления  $P_{23}$ ). При этом фиксируются показания датчика ДГ0 (значение гидростатического

давления  $P_{03}$ ). Таким образом, в промежуток времени  $t_2 - t_3$  (за период времени измерения  $t_{И1}$ ) происходит заполнение тарированного объема  $V_K$  ИК водонефтяной смесью.

Для осуществления гарантированного срабатывания датчика ДГ2 налив ИК продолжается до момента времени  $t_4$  (перелив ДГ2, период времени перелива  $t_{И1}$ ). На этой фазе измерения заканчивается первый такт работы КПЭ и вычисляется массовый расход жидкости  $G_{ж}$  по формуле (1).

$$G_{ж} = \frac{m}{t_{И1}}, \quad (1)$$

где  $m$  - масса жидкости в объеме  $V_K$ , вычисляемая по формуле (2):

$$m = V_k \cdot \rho, \quad (2)$$

где  $V_K$  - тарированный объем ИК (от ДГ1 до ДГ2),

$\rho$  - плотность жидкости, вычисляемая по формуле (3).

$$\rho = \frac{\Delta P}{g \cdot h}, \quad (3)$$

где  $\Delta P$  - разность давлений  $P_{03}$  и  $P_{02}$ ,

$h$  - высота столба жидкости в ИК (уровень от  $H_0$  до  $H$ ),

$g$  - ускорение свободного падения.

Массовые расходы нефти  $G_n$  и воды  $G_v$  вычисляются по формулам:

$$G_n = G_{ж} \frac{(100 - W)}{100}, \quad (4)$$

$$G_v = G_{ж} \frac{W}{100}, \quad (5)$$

где  $W$  - обводненность, вычисляемая по формуле:

$$W = \frac{\rho - \rho_n}{\rho_v - \rho_n} \cdot \frac{\rho_v}{\rho} \cdot 100, \quad (6)$$

где  $\rho_n$  и  $\rho_v$  - плотность нефти и воды, полученные путем взятия проб из конкретной скважины и введенные в КУ.

В момент времени  $t_4$  КУ выдает команду «Открыть клапан» (ОК). КПЭ приводится в положение ОТКРЫТО, КУ получает сигнал индикации И (ОК) о выполнении команды. При этом в момент времени  $t_6$  фиксируются показания датчика ДГ2 (значение гидростатического давления  $P_{26}$ ). При положении ОТКРЫТО полость запирающего элемента КПЭ, по которой газ свободно уходил в коллектор, перекрывается. Жидкостная магистраль при этом открывается. С момента времени  $t_5$  начинается вытеснение водонефтяной смеси увеличивающимся объемом газа (опорожнение ИК). Окончание измерения фиксируется по датчику ДГ1 (значение гидростатического давления  $P_{17}$ ). В промежуток времени  $t_7 - t_6$  (за период времени измерения  $t_{И2}$ ) происходит заполнение  $V_K$  ИК газом. По времени  $t_{И2}$  заполнения ИК с учетом тарированного объема  $V_c$  ЕС вычисляется объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям,  $Q_r$  по формуле:

$$Q_r = \frac{V_c}{t_{И2}} \cdot \frac{T_0 + 20}{P_0} \cdot \left[ \frac{P_{c7}}{T_0 + T_7} \cdot \left( 1 + \frac{V_k}{V_c} \right) - \frac{P_{c6}}{T_0 + T_6} \right], \quad (7)$$

где  $T_0$  и  $P_0$  - температура и давление при стандартных условиях;

$P_{07}$ ,  $P_{06}$  - значения гидростатического давления в моменты достижения уровнем отметок  $H_1$  и  $H_2$ , определяемые по сигналу с датчика ДГ0;

$T_7$ ,  $T_6$  - значения температуры в моменты  $t_7$ ,  $t_6$  соответственно, измеренные по сигналу с датчика Т1 при понижении уровня жидкости в ИК.

Далее происходит полное вытеснение жидкости из ИК (до момента времени  $t_8$ ). На этой фазе измерения заканчивается второй такт работы КПЭ. Далее по истечении заданного интервала времени  $t_c$  (время стабилизации гидродинамического режима) в момент  $t_{10}$  КУ выдает команду «Закрыть клапан» (ЗК). Происходит следующий цикл измерения.

Переход на другую измеряемую скважину осуществляется ПСМ в момент времени  $t_9$  (во время периода времени  $t_c$ ) по команде с КУ «Переключить скважину» (ПС). При успешном выполнении команды в момент времени  $t_9'$  КУ получает сигнал индикации И(ПС) и выдерживает время  $t_{сл}$  для данной скважины до начала следующего измерения.

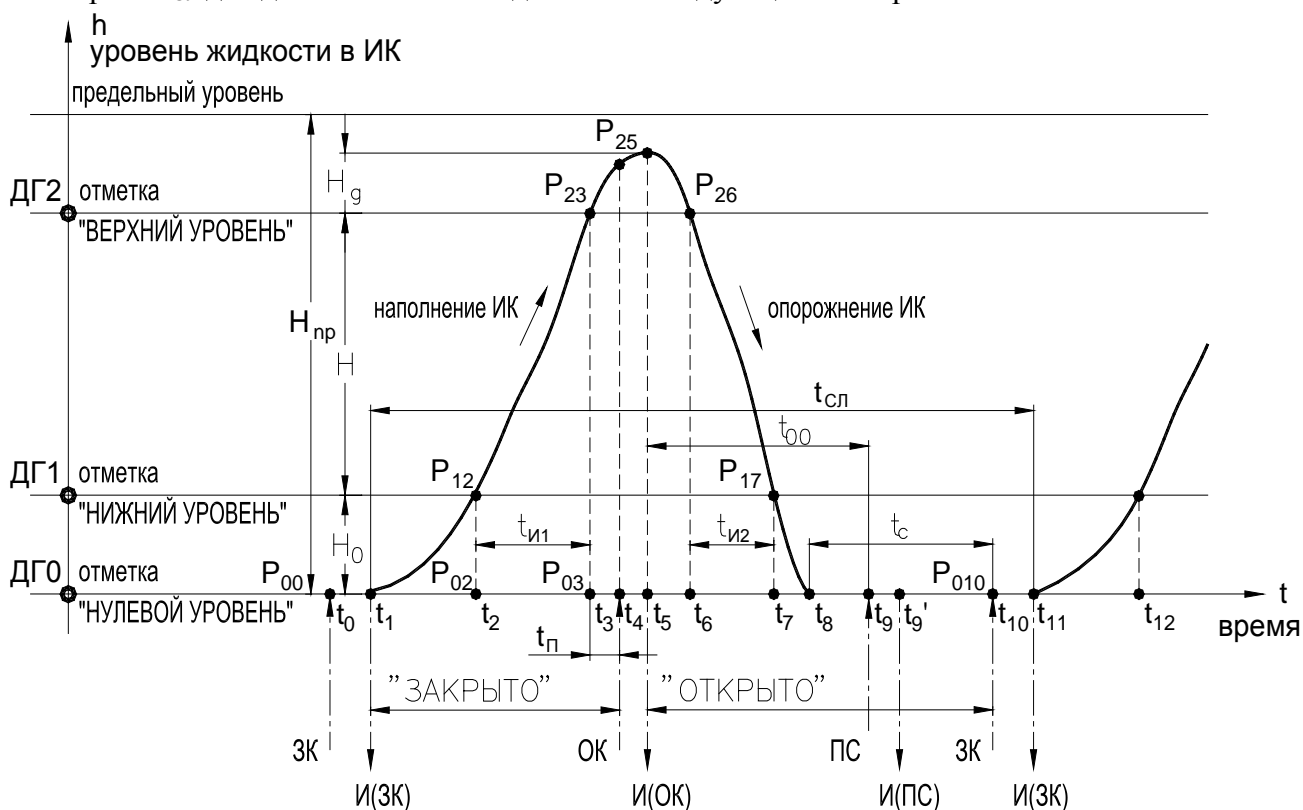


Рисунок 2 Диаграмма процесса измерения

#### 1.4.4.2.2 Назначение запорной арматуры установки.

Для осуществления включения или выключения в режим работы отдельных узлов установки (при проведении работ по их обслуживанию, ремонту, поверки, ревизии и т.д.) без прерывания работы неотключенных узлов, а также для перенаправления потоков продукции скважин или полного отключения установки служит запорная арматура (см. 780.00.00.000 ГЗ, 780.00.00.000 ПГЗ).

Назначение задвижек и вентиляей:

- клапан предохранительный КП служит для предотвращения превышения давления в сепараторе сверх заданного рабочего (4 МПа),

- вентили ВН1, ВН3, ВН5, ВН7 служат для замены или снятия на поверку манометров и датчика ДИ,

- вентиль ВН4 служит для сброса конденсата в дренаж из импульсной газовой линии (трубопроводов компенсации давления датчиков ДГ) ЕС,

- задвижки ЗД1 и ЗД19 обеспечивают полное выключение сепаратора из работы. Продукция скважины, ожидающей измерения, должна быть перенаправлена в коллектор по байпасной линии для предотвращения полного перекрытия потока,

- задвижки ЗД3, ЗД5, ЗД7, ЗД9, ЗД11, ЗД13, ЗД15, ЗД17 служат для перекрытия входных трубопроводов скважин или выключения из работы ПСМ. Продукция скважин должна быть перенаправлена в коллектор по байпасной линии для предотвращения полного перекрытия потока (см. ниже),

- задвижки, ЗД4, ЗД6, ЗД8, ЗД10, ЗД12, ЗД14, ЗД16, ЗД18 служат для направления продукции измеряемых скважин в байпасную линию,

- задвижка ЗД22 служит для отключения байпасной линии от коллектора,

-задвижка ЗД23 служит для сброса давления из байпасной линии и ее опорожнения в дренаж,

-задвижка ЗД20 служит для отключения ПСМ от коллектора,

-задвижка ЗД2 служит для сброса грязевых отложений из ЕС в дренаж (очистка фильтра),

-задвижка ЗД24 служит для опорожнения ИК в дренаж,

-задвижка ЗД25 служит для проверки КПЭ на герметичность закрытия полостей,

-вентиль ВН2 служит для сброса давления из ПСМ и его опорожнения в линию дренажа,

-вентиль ВН6 служит для опорожнения линии сброса в дренаж.

При работе с запорной арматурой необходимо учесть требования п.2.1.7, п.2.1.8 настоящих РЭ.

1.4.4.2.3 Исходные данные для расчетов.

В расчетах используются исходные данные о плотности (в нормальных условиях) нефти  $\rho_n$ , воды  $\rho_v$  и газа  $\rho_g$ , полученные путем взятия проб из измеряемых скважин, а также значения тарированных объемов  $V_{ИК}$  и  $V_{ЕС}$  ИК и ЕС, которые заносятся в энергонезависимую память КУ.

Подробнее о вводе исходных данных и работе с КУ см. «Руководство оператора».

## 1.5 Маркировка и пломбирование

1.5.1 Маркировка выполняется на каждом помещении установки (ПТ, БА) согласно чертежам маркировки завода–изготовителя.

Маркировка ПТ содержит:

а) знаки **ЦЕНТР ТЯЖЕСТИ** по ГОСТ 14192, расположенные на продольной и поперечной стенах;

б) знаки **МЕСТО СТРОПОВКИ** по ГОСТ 14192, расположенные согласно схеме строповочных узлов;

в) знак **СХЕМА СТРОПОВКИ**, расположенный на одной из стен каждого помещения;

г) товарный знак (логотип) завода–изготовителя, расположенный на торцевой стене;

д) предупредительные надписи **ГАЗ-ОГНЕОПАСНО!**, расположенные на продольных стенах;

е) предупредительные надписи **КАТЕГОРИЯ ПО ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ А. ВЗРЫВООПАСНАЯ ЗОНА КЛАССА В-1А. НЕ КУРИТЬ! ЗА 20 МИНУТ ДО ВХОДА ВКЛЮЧИ ВЕНТИЛЯТОР!**, расположенные на входной двери помещения;

ж) предупредительные надписи **ВНИМАНИЕ! КЛЕММНУЮ КОРОБКУ ПОСЛЕ ЭЛЕКТРОМОНТАЖА ЗАЛИТЬ КАБЕЛЬНОЙ МАСТИКОЙ**, расположенные на крышке клеммной коробки;

з) информационные надписи **СЪЕМ СИГНАЛА, ВЕНТИЛЯТОР, ОСВЕЩЕНИЕ**, расположенные у кнопок наружных выключателей;

и) предупредительную надпись **ВЕНТИЛЯТОР ВКЛ**, расположенную у светового извещателя;

к) предупредительную надпись **ЗАГАЗОВАННОСТЬ 50%**, расположенную у звукового и светового извещателя;

л) табличку с указанием:

-наименование, товарный знак, реквизиты предприятия-изготовителя,

-наименование установки,

-наименование ПТ,

-обозначение ТУ установки,

-знак утверждения типа средств измерения по ПР 50.2.009,

-заводской номер,

-год изготовления,

-габаритные размеры,

-масса,

-объем;

м) знаки заземления по ГОСТ 21130-75.

Маркировка БА содержит:

- а) знаки **ЦЕНТР ТЯЖЕСТИ** по ГОСТ 14192, расположенные на продольной и поперечной стенах;
- б) знаки **МЕСТО СТРОПОВКИ** по ГОСТ 14192, расположенные согласно схеме строповочных узлов;
- в) знак **СХЕМА СТРОПОВКИ**, расположенный на одной из стен;
- г) товарный знак (логотип) завода–изготовителя, расположенный на торцевой стене;
- д) предупредительная надпись **ВВОД 380 В**, расположенную у кабельного ввода;
- е) предупредительная надпись **ВВОД ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ**, расположенную у клеммной коробки;
- ж) табличку с указанием:
  - наименование, товарный знак, реквизиты предприятия-изготовителя,
  - наименование установки,
  - наименование БА,
  - обозначение ТУ установки,
  - знак утверждения типа средств измерения по ПР 50.2.009,
  - заводской номер,
  - год изготовления,
  - габаритные размеры,
  - масса,
  - объем;
- з) знаки заземления по ГОСТ 21130-75.

Надписи выполнены способом липких аппликаций, краской или другим способом, обеспечивающим сохранность информации на период эксплуатации.

1.5.2 Пломбирование помещений производится согласно чертежам упаковки завода–изготовителя. Пломбы устанавливаются на входную дверь помещений.

## 1.6 Упаковка

1.6.1 При отправлении установки заказчику завод–изготовитель производит упаковку, обеспечивающую сохранность и возможность индивидуальной поставки каждого помещения. Упаковка производится согласно чертежам упаковки завода–изготовителя.

Сопроводительная документация, комплект запасных частей и инструмента, монтажные части, а также узлы, снятые на время транспортировки, должны укладываться внутрь помещений. Все наружные трубопроводы и кабельные вводы должны иметь защитные приспособления (заглушки, крышки и т.д.). Наружные детали, подверженные коррозии, должны покрываться слоем защитной смазки. Открытые проемы помещений на время транспортировки должны закрываться монтажными щитами. Все детали и узлы, смонтированные и установленные на заводе–изготовителе, должны иметь крепления, предотвращающие их перемещение во время транспортировки.

1.6.2 Документация и комплект запасных частей и инструмента должны быть упакованы в мешки из пленки полиэтиленовой по ГОСТ 10354 и уложены внутри тары. Тип ящика Ш-2 по ГОСТ 2991.

1.6.3 Монтажные части и узлы, снятые на время транспортировки, должны быть закреплены проволокой к неподвижным частям. Вариант внутренней упаковки ВУ0 по ГОСТ 9.014.

## 2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

### 2.1 Эксплуатационные ограничения

2.1.1 **ВНИМАНИЕ!** Во избежание выхода из строя механизмов и узлов, заключенных в корпус клапана переключающего КПЭ, запирающий элемент находится в промежуточном положении (ход штока электромеханизма должен составить половину от рабочего).

2.1.2 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается вносить корректировки в настройки датчиков, имеющие возможность изменения уставок (микропроцессорного исполнения) без согласования с заводом–изготовителем установки. Изменение настроек может привести к некорректным показаниям замеров.

**Датчик ДГ0 настроен на 10 кПа (1,0 кгс/см<sup>2</sup>)!**

**Датчики ДГ1 и ДГ2 настроены на 10 кПа (1,0 кгс/см<sup>2</sup>)!**

2.1.3 **ВНИМАНИЕ!** В процессе эксплуатации не допускаются перемещения или перекосы ПТ относительно внешней трубопроводной обвязки, так как это может привести к порыву трубопроводов. Необходимо установить помещение на усиленном фундаменте, монтажной площадке или другой подобной конструкции.

2.1.4 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается перемещать помещения волоком.

2.1.5 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается опрессовка установки давлением, превышающим 6 МПа. Это может привести к выходу установки из строя.

2.1.6 **ВНИМАНИЕ!** Поворачивать корпуса электронных преобразователей датчиков вокруг оси крепления согласно руководству по эксплуатации на датчики.

2.1.7 **ВНИМАНИЕ!** Переключение запорной арматуры (вентилей, задвижек и т. д.) следует производить плавно (постепенно) во избежание гидроудара.

2.1.8 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается создавать сопротивление либо полностью перекрывать потоки продукции нефтяных скважин на входе и выходе ПТ без обеспечения направления их по байпасной линии. Это может привести к порыву трубопроводов.

2.1.9 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается подключение дренажных линий трубопроводов под давлением к дренажу основания ПТ. Это может привести к прорыву внутрь ПТ продукции скважин при сбросе давления или опорожнении.

2.1.10 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается перекрытие дренажного трубопровода на выходе из ПТ, подключенного к трубопроводам под давлением. Максимальное рабочее давление линий дренажа (1,6 МПа) ниже рабочего давления установки (4 МПа), что может привести к разгерметизации.

## 2.2 Подготовка изделия к использованию

### 2.2.1 Меры безопасности при подготовке изделия

2.2.1.1 **ЗАПРЕЩАЕТСЯ** эксплуатация установки при отсутствии эксплуатационной документации.

2.2.1.2 Монтаж, демонтаж и эксплуатация установки должны производиться в соответствии с требованиями следующих документов:

- «Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности»,
- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ),
- «Правила технической эксплуатации установок потребителей» и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ и ПТБ),
- «Электроустановки во взрывоопасных зонах» ПТЭ и ПТБ,
- «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»,
- «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ-016-2001/РД 153-34.0-03.150-00)».

2.2.1.3 К монтажу, демонтажу и эксплуатации установки, ее составных частей и узлов допускается персонал, прошедший инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и ознакомленный с требованиями настоящего РЭ и инструкций по эксплуатации и РЭ узлов и изделий, входящих в установку.

2.2.1.4 Электрооборудование, установленное в ПТ, должно быть взрывозащищенного исполнения. Уровень взрывозащиты должен соответствовать классу взрывоопасной зоны В-1а. Температурный класс электрооборудования – ТЗ, группа - ПА.

2.2.1.5 **ВНИМАНИЕ!** Вскрытие, ремонт и обслуживание взрывозащищенного электрооборудования и приборов производить при отключенном питании от сети! Работы должны проводиться специально обученным персоналом.

2.2.1.6 Условные обозначения взрывозащиты, предупредительные надписи и знаки должны быть всегда четко различимыми и читаемыми.

2.2.1.7 Перед пуском в эксплуатацию установки необходимо проверить линии заземления, места их присоединения к оборудованию и приборам.

2.2.1.8 **ВНИМАНИЕ!** За 20 минут до входа в ПТ необходимо включить вентилятор. При длительном пребывании внутри ПТ вентилятор должен работать непрерывно.

При отсутствии электроэнергии вентиляция ПТ должна быть обеспечена естественным способом с помощью вентиляционных приспособлений (открыть крышки дефлекторов, дыхательные клапаны, входную дверь, при необходимости – люк на крыше). Обслуживающий персонал, работающий внутри ПТ, в этом случае должен иметь при себе переносной газоанализатор типа УГ-2.

2.2.1.9 **ВНИМАНИЕ!** Для удаления разлившейся продукции скважин при нарушении герметичности уплотнений в основании ПТ имеются дренажные отверстия.

2.2.1.10 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается располагать установку в местах естественного скопления газа (низинах, котлованах и т.п.)

2.2.1.11 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается хранить обтирочные и другие материалы, поддерживающие горение, внутри помещений установки.

2.2.1.12 **ВНИМАНИЕ!** Перед запуском установки в эксплуатацию прогреть помещение до достижения температуры окружающего воздуха не менее +5°C.

2.2.1.13 **ВНИМАНИЕ!** Перед запуском установки в эксплуатацию необходимо провести ревизию узлов и элементов технологического оборудования установки в соответствии с руководством по эксплуатации на эти изделия.

## 2.2.2 Объем и последовательность внешнего осмотра изделия

2.2.2.1 При получении установки (ПТ, БА) заказчик должен произвести внешний осмотр помещений и убедиться в целостности:

- пломб, установленных на дверях помещений,
- упаковки помещений (наличие транспортных заглушек и т.д.),
- наружных поверхностей помещений и трубопроводов, выступающих за стены.

2.2.2.2 После вскрытия пломб требуется произвести осмотр внутри помещений. При осмотре необходимо убедиться в следующем:

- не должна быть нарушена целостность упаковки комплектов ЗИП,
- трубопроводы, узлы и детали установки, запорная арматура, приборы и другое оборудование не должны иметь видимых повреждений,
- крепления монтажных частей и узлов, снятых на время транспортировки, не должны быть повреждены,
- вентиляционные и другие отверстия и люки (проемы) должны быть закрыты или заглушены.

## 2.2.3 Указания по монтажу и размещению

2.2.3.1 Монтаж установки заключается в следующем:

- подготовка монтажной площадки под размещение установки,
- размещение ПТ и БА,
- выполнение электромонтажа,
- выполнение трубопроводной обвязки ПТ (подключение входного трубопровода, присоединении к общему коллектору и системе дренажа),
- проверка правильности подключения питания установки,
- ввод исходных данных (уставок) в КУ и проверка его работы,
- опрессовка линий ПТ, работающих под давлением,
- проверка или регулировка (при необходимости) «нуля» датчиков ДГ.

2.2.3.2 Помещения ПТ и БА должны устанавливаться в соответствии с монтажным чертежом 780.00.00.000 МЧ на специально подготовленном бетонном основании, фундаменте и т.д. Вид основания определяется в зависимости от местных условий проектом привязки, разрабатываемым специализированной организацией.

Проект монтажной площадки под ПТ должен обеспечивать сток из линий дренажа установки в специальную емкость или колодец.

2.2.3.3 Помещения установки следует располагать максимально близко к горизонтальному уровню для предотвращения наклона ИК ЕС, что может привести к изменению величины объема  $V_K$ .

В случае размещения установок на эстакаде, сваях или другой подобной конструкции (на возвышении) в проекте следует предусмотреть под основанием ПТ укладку минераловатных плит толщиной не менее 100 мм. Минераловатные плиты должны быть предохранены от смещения, воздействия осадков и влаги.

При размещении установки необходимо учесть требование п.2.2.1.10 настоящих РЭ.

2.2.3.4 Перемещение БА и ПТ необходимо производить с помощью подъемного крана. Строповка помещений должна выполняться за скобы крыш в соответствии со схемой, нанесенной на стену каждого помещения.

2.2.3.5 Электромонтаж ПТ и БА вести в соответствии со схемой электрической соединений 780.00.00.000 Э4, а также проекта привязки.



2.2.3.6 Подключение ПТ к входным трубопроводам, идущим от скважин; присоединение к общему коллектору и системе дренажа следует осуществить согласно проекта привязки.

**ВНИМАНИЕ!** Перед пуском установки необходимо обратить внимание на правильность направления потока КО, расположенных на входных патрубках установки.

2.2.3.7 Ввод исходных данных (уставок) в КУ, проверку правильности подключения питания установки, первичную проверку работы КУ (прогон в «сухом» режиме) следует проводить на полностью смонтированной установке без подачи давления согласно «Руководства оператора». Все узлы установки, управляемые с КУ, должны включаться и стабильно работать как в ручном, так и в автоматическом режимах. Все необходимые сигналы с датчиков и систем контроля и безопасности установки должны своевременно поступать в КУ в соответствии с методикой поверки 760.00.00.000 ПМ2.

2.2.3.8 Опрессовку установки необходимо производить на величину максимального рабочего давления (4 МПа) путем подачи испытательной жидкости в магистраль и узлы установки, работающие под давлением, на время, достаточное для осмотра, но не менее 10 минут.

При опрессовке необходимо учесть требования п.2.1.5 настоящего РЭ. Установка считается выдержавшей испытание, если не наблюдалось падения давления по манометру, а в сварных швах и соединениях не обнаружено течи и каплеобразований.

После опрессовки требуется полностью слить испытательную жидкость из системы в дренаж.

2.2.3.9 Проверку и регулировку (при необходимости) показаний нулевого значения («нуля») датчиков ДГ0, ДГ1, ДГ2 требуется производить в соответствии с эксплуатационной документацией на датчики. Колебания показаний датчиков до установки «нуля» неисправностью не являются.

В случае, если установка была запущена в работу (находится под давлением), установку «нуля» датчиков требуется производить в следующей последовательности:

- а) перевести установку в режим ручного управления (см. «Руководство оператора»),
- б) установить КПЭ в положение ОТКРЫТО (слив жидкости из ИК) и дождаться вытеснения жидкости из ИК,
- в) перевести скважину, стоящую на измерении, на байпасную линию (на примере скважины №1):

- установить ПСМ в положение, соответствующее измерению из скважины №1;
- открыть задвижку ЗД22 (подключить байпасную линию к коллектору);
- открыть задвижку ЗД4, затем задвижку ЗД3 закрыть (перевести скважину №1 на байпасную линию);
- закрыть задвижки ЗД1 и ЗД19 (выключить сепаратор из работы);
- медленно открывая вентиль ВН4 и ориентируясь по звуку выходящего потока, стравить конденсат из импульсной газовой линии (трубопроводов компенсации давления датчиков ДГ) ЕС в дренаж. По прекращении истечения жидкости вентиль ВН4 немедленно закрыть (для предотвращения полного сброса давления);
- открыть вентиль ВН6, ориентируясь по звуку выходящего потока полностью сбросить жидкость из ЕС, при этом допускается давление полностью не сбрасывать;
- произвести установку «нуля» ДГ0, ДГ1, ДГ2 согласно эксплуатационной документации на датчики.

После установки «нуля» необходимо вернуть установку в исходный режим работы в следующей последовательности:

- открыть задвижки ЗД19 и ЗД1 (включить сепаратор в работу),
- открыть задвижку ЗД3, затем закрыть задвижки ЗД4 и ЗД24 (переключить скважину №1 с байпасной линии на измерение),
- перевести установку в режим автоматизированного управления (см. «Руководство оператора»).

## 2.3 Использование изделия

### 2.3.1 Указания по запуску установки

2.3.1.1 **ВНИМАНИЕ!** Запуск установки допускается производить только на полностью смонтированной, предварительно проверенной и опрессованной установке специально обученным и проинструктированным персоналом с учетом всех требований безопасности.

#### 2.3.1.2 Порядок запуска установки:

-убедиться в правильности положения исполнительных элементов и режимов настройки узлов и приборов установки в соответствии с эксплуатационной документацией на эти узлы и приборы,

-убедиться в том, что подведенные к установке трубопроводы скважин не перекроются при закрытии запорной арматуры на входе в ПТ (продукция скважин должна быть параллельно направлена по байпасной линии, предусмотренной проектом привязки), проверить крепление пробок для стравливания давления и крепление хомутов на узлах тарировки,

-перевести КУ в режим ручного управления установкой,

-убедиться в том, что КПЭ находится в положении ОТКРЫТО; в противном случае перевести его в это положение и проконтролировать выполнение команды путем визуального наблюдения,

-проверить работу вентилятора вручную и автоматически,

-проверить работу ПСМ, т.е. проверить сначала ручное переключение продукции скважин, а потом – автоматическое,

-закрыть дренажные линии: ВН2, ВН6, ВН4, ЗД2, ЗД23 и сепаратор ЗД1, ЗД19,

-открыть вентили на манометры и ДИ: ВН3, ВН1, ВН5,

-медленно открыть задвижки на байпасную линию: ЗД22, ЗД4, ЗД6, ЗД8, ЗД10, ЗД12, ЗД14, ЗД16, ЗД18,

- медленно поочередно открыть задвижки со скважин на ПСМ: ЗД20, ЗД3, ЗД5, ЗД7, ЗД9, ЗД11, ЗД13, ЗД15, ЗД17,

-постепенно (для избежания гидроудара) подать давление в установку, медленно открывая задвижку ЗД19 и контролируя давление по манометру МН1, обеспечить плавное заполнение сепаратора из коллектора, при этом давление в сепараторе должно приблизительно выровняться с давлением в коллекторе,

-открыть задвижку ЗД1 (полностью включить сепаратор в работу),

-после выравнивания давления (не менее 30 минут) закрыть задвижки ЗД4, ЗД6, ЗД8, ЗД10, ЗД12, ЗД14, ЗД16, ЗД18, ЗД22, (полностью отсечь байпасную линию),

-выдержать установку в течение не менее 30 минут для обеспечения стабилизации режима работы (жидкость, поступающая в ЕС из измеряемой скважины, должна свободным потоком уходить в коллектор, а не заполнять ЕС; колебания температуры в ИК должны быть минимальными),

-медленно открывая вентиль ВН4 и ориентируясь по звуку выходящего потока, сбросить конденсат из импульсной газовой линии в дренаж, по прекращении истечения жидкости вентиль немедленно закрыть (продуть газом из ЕС импульсные трубки датчиков ДГ),

-убедиться по показаниям КУ в корректности показаний датчиков и приборов. Установка должна выйти на стабильный режим работы, т.е. колебания показаний датчиков должны быть минимальны,

-перевести установку с КУ в режим единичного измерения, проконтролировать работу установки на примере одного или нескольких измерений,

-перевести установку с КУ в автоматизированный режим работы.

При возникновении неисправностей во время запуска установки (нарушение герметичности, сбой в работе или выход из строя узлов и приборов и т.д.) на любом из этапов запуск следует немедленно прекратить. Неисправный узел или установка в целом отсекаются запорной арматурой от общей линии, давление сбрасывается в дренаж, производится полное опорожнение неисправного узла или всей установки. После устранения неисправности подготовка, проверка и запуск установки производятся повторно.

## 2.3.2 Эксплуатация установки

2.3.2.1 Контроль работоспособности установки осуществляется оператором визуально и по показаниям КУ.

2.3.2.2 Перечень возможных неисправностей перечислен в таблице 1.

Таблица 1

Неисправность	Причина неисправности	Метод устранения неисправности	Примечание
Наблюдаются утечки через уплотнения соединений трубопроводов, технологического оборудования	Не протянут крепеж фланцевых соединений	Протянуть крепеж	
	Износ или повреждение уплотнений (прокладок, колец резиновых уплотнительных)	Заменить уплотнения	
	Порыв трубопровода	Заменить трубопровод	
Выявление при визуальном осмотре или появление аварийного сигнала с КУ об отказе или неисправности какого-либо узла или прибора установки	Отсутствует питание узла или прибора	Проверить подключение электропитания и состояние электротехнических элементов согласно схеме	
	Нарушение регулировок или выход из строя узла или прибора	Произвести осмотр, при необходимости обслуживание, ремонт или замену узла или прибора	Выполнять согласно руководства по эксплуатации на данные узлы или приборы
Не обеспечивается полное перекрытие трубопроводов запорной арматурой	Выход из строя запорной арматуры	Заменить запорную арматуру	
Наблюдается внезапное резкое повышение давления по манометрам	Засорение линии трубопровода	Очистить трубопровод (путем пропаривания или другим способом)	
Резкое необоснованное изменение данных по замерам на скважинах	Сбой КУ	Произвести ревизию КУ (проверить правильность ввода данных и т.д.) согласно руководства оператора	
	Нарушение регулировок или выход из строя датчиков	Отрегулировать или заменить датчики	
	Нарушение герметичности уплотнений исполнительных механизмов КПЭ или ПСМ	Заменить уплотнения	
	Нарушение герметичности уплотнений или нарушение соединений импульсных трубок датчиков или измерительных приборов	Заменить уплотнения, восстановить импульсные трубки	

2.3.3 Перечень команд КУ при поступлении аварийных сигналов СИ перечислен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование сигнала СИ	Перечень команд КУ (помимо выдачи СИ на дисплей КУ и ДП)	Примечания
Выход рабочего давления установки за предельные значения	Прерывание измерений, переключение КПЭ на сброс жидкости из ИК, после срабатывания КПЭ переход КУ в состояние ожидания	--
Пожар в ПТ или БА	Отключение электропитания в ПТ, передача на ДП сигнала о пожаре, отключение электропитания в БА	--
Несанкционированный доступ в ПТ или БА	Продолжение работы установки	--
Предельная загазованность в ПТ	Включение системы принудительной вентиляции, переключение КПЭ на сброс жидкости из ИК, после срабатывания КПЭ переход КУ в состояние ожидания. В случае прихода в норму параметров загазованности – возобновление работы установки, отключение вентиляции.	--
Отказ в исполнении команд на переключение ПСМ	Прерывание измерений, переключение КПЭ на сброс жидкости из ИК, после срабатывания КПЭ трехкратная попытка переключения ПСМ. В случае невыполнения команды переключения ПСМ переход КУ в состояние ожидания.	--
Отказ в исполнении команд на переключение КПЭ	Прерывание измерений, трехкратная попытка переключения КПЭ, в случае невыполнения перезагрузка КУ и повторная попытка переключения. Если команда не выполнена - переход КУ в состояние ожидания	--
Низкое газосодержание в смеси, (нет полного опорожнения ИК)	Прерывание измерения по данной скважине, подключение к сепаратору следующей очередной скважины	только для режима КУ «Автомат»
Отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами)	Прерывание измерения, переключение КПЭ на сброс жидкости из ИК, после срабатывания КПЭ переход КУ в состояние ожидания	--
Выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений	При расходе жидкости меньше нижнего установленного предела измерения по данной скважине прерываются, к сепаратору подключается следующая очередная скважина. При расходе, превышающем верхний предел, измерения продолжают	только для режима КУ «Автомат»
Выход температуры в ИК за пределы лимитированного диапазона	Продолжение работы установки, в результате измерения ставится пометка о его возможной недостоверности	--
Выход температуры в ПТ и БА за пределы лимитированного диапазона	Продолжение работы установки. При превышении температуры заданного значения - включение системы вентиляции. При охлаждении – включение системы обогрева.	--
Временное прерывание подачи электропитания	После включения питания перезагрузка КУ, переключение КПЭ на сброс жидкости из ИК, тестирование ЭНП с целью определения прерванной команды и последней выполняемой задачи, возобновление работы установки с начального этапа прерванной задачи	--

### 2.3.4 Перечень и характеристики режимов работы установки

2.3.4.1 Существуют следующие режимы работы установки, переключение которых производится с КУ (по команде оператора или путем подачи сигнала с ДП):

- «Автомат»,
- «Ручное управление»,
- «Единое измерение».

2.3.4.2 Режим «Автомат» является основным, установка работает автономно (управление осуществляет КУ). В этом режиме обеспечивается выполнение следующих функций:

-измерение массы и массового расхода жидкости, нефти, воды, обводненности и приведенного к стандартным условиям объема и объемного расхода газа подключенной нефтяной скважины в циклическом режиме,

-обработка ПИ, получение и архивирование ИИ (полученных данных об измерениях и состоянии узлов установки), индикация работы установки, а также (при наличии средств телемеханики) передача информации на ДП.

2.3.4.3 Режим «Ручное управление» служит для обеспечения возможности оперативного вмешательства в управление основными узлами установки. В этом режиме обеспечивается выполнение следующих функций:

- остановка процесса измерений (если они в данный момент производились),
- переключение положений КПЭ (сброс в коллектор жидкости или газа из ЕС),
- переключение положений ПСМ (вывод требуемой скважины на измерения),
- включение - выключение принудительной системы вентиляции ПТ,
- просмотр ИИ и СИ,
- возможность выхода в режим «Единое измерение».

2.3.4.4 Режим «Единое измерение» служит для выполнения разового измерения массы и массового расхода жидкости, нефти, воды, обводненности и приведенного к стандартным условиям объема и объемного расхода газа заранее выбранной (подключенной к сепаратору) нефтяной скважины с целью проверки показаний. При этом КУ получает и обрабатывает ПИ с датчиков, далее данные по измерению (ИИ) и СИ выводятся на дисплей КУ. Результаты измерения не архивируются, а управление верхнего уровня блокируется.

Подробная информация о переводе установки в необходимый режим с КУ находится в «Руководстве оператора».

## 3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

### 3.1 Виды и периодичность обслуживания

3.1.1 Виды технического обслуживания (далее - ТО) подразделяются на периодическое и ежегодное (далее по тексту – ПО и ЕО соответственно).

3.1.2 Периодичность проведения работ по ПО устанавливается на месте эксплуатации установки исходя из конкретных условий - климат, агрессивность среды и т.д., но не реже чем раз в год. Проведение работ по ПО включает:

-наружный визуальный осмотр установки с целью проверки внешнего вида, технического состояния и положения помещений, подводящих линий электропитания и трубопроводов,

-контроль состояния установки и ее основных элементов по показаниям КУ (чтение перечня диагностических сообщений и архива),

-визуальный осмотр состояния установленного в помещениях технологического оборудования, линий электропитания и трубопроводов,

-визуальный контроль величины давления в сепараторе и коллекторе по манометрам.

Рабочее давление не должно превышать 4 МПа (40 кгс/ см<sup>2</sup>),

-контроль обеспечения взрывозащищенности электрооборудования, установленного в ПТ, путем визуального осмотра оболочек и подводящих кабелей питания, знаков и предупредительных надписей.

Механические повреждения, следы износа и коррозии элементов и технологического оборудования установки, нарушение герметичности трубопроводов и запорной арматуры, а также уплотнений в местах установки датчиков и приборов не допускаются. Знаки и предупредительные надписи должны быть четко различимы и читаемы.

3.1.3 Проведение работ по ЕО включает:

-весь перечень работ по ПО,

-очистку (при необходимости) линий трубопроводов и сепаратора (путем пропаривания или другим способом),

-поверку (при необходимости или при наступлении срока поверки) датчиков и приборов,

-проверку (при необходимости или при наступлении срока ревизии) давления срабатывания КП,

-ревизию узлов и элементов технологического оборудования установки в соответствии с руководством по эксплуатации на эти изделия.

### **ВНИМАНИЕ!**

Проведение работ по ЕО производится после выполнения ПО на отключенной и обесточенной установке при сброшенном давлении и полном опорожнении трубопроводов и сепаратора. При несоответствии требованиям настоящего РЭ или требованиям эксплуатационной документации на отдельные узлы и элементы установки дальнейшая эксплуатация до устранения дефектов не допускается.

### 3.2 Техническое освидетельствование

3.2.1 Порядок и периодичность технического освидетельствования установки или ее составных частей назначается органами инспекции и надзора в зависимости от сроков, установленных в эксплуатационной документации, а также с поправкой на конкретные условия эксплуатации.

3.2.2 Техническому освидетельствованию подлежат составные части установки, перечисленные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество в изделии	Периодичность освидетельствования	Документ, на основании которого производится освидетельствование	Примечание
«Емкость сепарационная ЕС-200» 766.00.00.000	1	не реже 1 раза в год	«Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»	
Трубопроводная обвязка РУ	1	не реже 1 раза в 2 года	«Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»	
Клапан предохранительный ППК-1-80х40 ГОСТ 9789	1	не реже 1 раза в год	согласно эксплуатационной документации на изделие	
Приборы и средства измерения: 1) манометры,  2) датчики: -гидростатического давления, -избыточного давления -термопреобразователь	2  3 2 2	не реже 1 раза в год  согласно эксплуатационной документации на изделие	согласно эксплуатационной документации на изделие и (или) методике поверки, прилагаемой к изделию	Полное наименование и обозначение см. 780.00.00.000 ПГЗ, 780.00.00.000 ГЗ

3.2.3 ЕС регистрации в органах Госгортехнадзора России не подлежит согласно пункту 6-2-2 «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», так как включена в закрытую систему добычи нефти и газа.

3.2.4 Проведение работ по техническому освидетельствованию необходимо выполнять на отключенной и обесточенной установке при сброшенном давлении и полном опорожнении и очистке (путем пропаривания, промывки или другим способом) сепаратора и трубопроводов.

3.2.5 Средства измерения, подлежащие поверке (датчики, манометры) а также клапан предохранительный необходимо демонтировать, очистить при необходимости от нефтепродуктов мягкой тканью, не вызывающей повреждений. Допускается применение жидких чистящих средств, не вызывающих коррозии материалов или покрытий изделий.

## **4. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ**

### **4.1 Текущий ремонт изделия**

#### **4.1.1 Общие указания**

Выполнение ремонтных работ должно производиться только квалифицированным, аттестованным и проинструктированным персоналом, ознакомленным с законодательными и нормативно-правовыми актами Российской Федерации по охране труда, промышленной и пожарной безопасности:

ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ;

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;

ПБ 03-517-02 Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности ОПО;

Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

РД 03-444-02 Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности ОПО, подконтрольных Госгортехнадзору России.

Запуск в работу установки после ремонта, а также отремонтированного узла или агрегата установки необходимо осуществлять согласно эксплуатационной документации на эти изделия.

4.1.2 Текущий ремонт установки производится методом замены при отказе или повреждении:

- участков трубопроводов;
- запорной арматуры;
- технологического или вспомогательного оборудования или его составных частей;
- приборов и средств измерения;
- кабелей питания;
- частей помещений.

#### **4.1.2 Меры безопасности**

4.1.2.1 При проведении ремонтных работ необходимо соблюдать требования безопасности и эксплуатационные ограничения, изложенные в разделе 2 «Использование по назначению» настоящего РЭ.

4.1.2.2 Ремонт во взрывоопасной зоне необходимо производить с помощью специализированного инструмента, исключающего образование искры или явлений, которые могут привести к воспламенению.

4.1.2.3 Монтаж – демонтаж а также сборку – разборку технологического или вспомогательного оборудования, приборов и средств измерения требуется производить при отключенном питании от сети.

4.1.2.4 При проведении ремонтных работ необходимо руководствоваться эксплуатационной документацией на изделия, поставляемые в составе установки.

4.1.2.5 Замену поврежденных частей помещений необходимо выполнять по согласованным с заводом – изготовителем установки указаниям и схемам, предоставленным по специальному требованию заказчика.

4.1.2.6 Перед проведением работ, связанных с разборкой узлов установки, находящихся под давлением, избыточное давление должно быть стравлено при помощи дренажных вентилей, задвижек или пробок.

4.1.2.7 Признаками стравливания избыточного давления являются:

- а) падение до нуля давления по контрольному манометру;
- б) характерный звук стравливаемого газа при открытии дренажного вентиля или задвижки, затухающий по мере выравнивания давления внутри сосуда с атмосферным;



в) отсутствие признаков избыточного давления (характерный шум газа под давлением и подтекание жидкости) при отворачивании контрольных пробок и откручивании гаек с крышек и фланцев.

**ВНИМАНИЕ! В случае отсутствия достоверной информации об уравнивании давления внутри ремонтируемого узла с атмосферным, работы должны быть немедленно прекращены до проведения мероприятий, обеспечивающих полное стравливание избыточного давления.**

#### **4.1.3 Порядок стравливания избыточного давления при проведении обслуживания и ремонта основных узлов изделия**

##### **4.1.3.1 Стравливание избыточного давления при техническом обслуживании и ремонте емкости сепарационной**

Избыточное давление из емкости сепарационной должно быть стравлено перед ревизией и ремонтом клапана переключающего, перед проведением тарировки объема измерительной камеры и сепаратора, перед снятием датчиков дифференциального давления с целью их ревизии или поверки, перед очисткой или освидетельствованием емкости сепарационной, в других случаях, когда требуется разгерметизация емкости сепарационной.

Избыточное давление из емкости сепарационной может быть стравлено при условии, что установка имеет хотя бы одну незадействованную скважину. Если все скважины установки задействованы, следует стравить избыточное давление из всего замерного устройства.

Для стравливания избыточного давления из емкости сепарационной необходимо:

- Перевести установку из автоматического режима измерения в ручной для исключения самопроизвольного переключения ПСМ, отключить автоматическим выключателем гидропривод ПСМ;
- Установить рукояткой ручного переключения ПСМ каретку ПСМ на любую незадействованную скважину;
- После уравнивания давления в полости поворотного патрубка и корпуса ПСМ закрыть задвижку ЗД1 (см. схему гидравлическую 780.00.00.000 Г3) между емкостью сепарационной и ПСМ;
- Установить клапан переключающий в положение «ОТКРЫТ» и выдержать в течение времени, достаточного для слива жидкости в коллектор, при этом контроль уровня жидкости вести по показаниям датчика ДГ0;
- Закрывать задвижку ЗД19 между коллектором и емкостью сепарационной;
- Медленно открывая вентиль ВН6, стравить в дренажный трубопровод избыточное давление из участка трубопровода после клапана переключающего;
- Медленно открывая задвижку ЗД2, стравить в дренажный трубопровод избыточное давление из емкости сепарационной;
- Конденсат слить через вентиль ВН4;

**ВНИМАНИЕ! Во время проведения работ, связанных с разгерметизацией емкости сепарационной, во избежание накопления избыточного давления через неплотно закрытые запорные элементы и за счет разгазирования остатков нефти запрещается закрывать задвижку ЗД2 и вентиль ВН6!**

- По показаниям контрольных манометров МН1 и МН2 убедиться в отсутствии избыточного давления внутри системы.

Поднятие давления в емкости сепарационной после окончания работ выполняется в обратной последовательности. Задвижку ЗД19 открывать очень медленно.

##### **4.1.3.2 Стравливание избыточного давления при техническом обслуживании и ремонте устройства замерного**

Избыточное давление из устройства замерного должно быть стравлено перед ревизией и ремонтом ПСМ, для замены задвижки ЗД1, (см. схему гидравлическую 780.00.00.000 Г3) а также в случаях, когда стравливание избыточного давления только из емкости сепарационной невозможно.

Для стравливания избыточного давления из устройства замерного необходимо:

- Перевести установку из автоматического режима измерения в ручной для исключения самопроизвольного переключения ПСМ, отключить автоматическим выключателем гидропривод ПСМ;
- Перевести работу установки через обходной трубопровод (байпасную линию). Для этого открыть задвижку ЗД22 с байпасной линии в коллектор, задвижка ЗД23 с байпаса в дренаж должна быть закрыта, далее поочередно **открыть** все задвижки со скважин ЗД4, ЗД6, ЗД8, ЗД10, ЗД12, ЗД14, ЗД16, ЗД18, на байпасную линию, после этого **закрыть** задвижки со всех скважин ЗД3, ЗД5, ЗД7, ЗД9, ЗД11, ЗД13, ЗД15, ЗД17 на ПСМ;
- Установить рукояткой ручного переключения ПСМ каретку ПСМ в промежуточное положение между двумя любыми скважинами для уравнивания давления в полостях ПСМ и емкости сепарационной;
- Установить клапан переключающий в положение «ОТКРЫТ» и выдержать в течение времени, достаточного для слива жидкости в коллектор, при этом контроль уровня жидкости вести по показаниям датчика ДГ0;
- Закрыть сливную задвижку ЗД19 с емкости сепарационной в коллектор;
- Закрыть задвижку ЗД20 с ПСМ в коллектор;
- Задвижка ЗД1 с ПСМ на емкость сепарационную должна остаться открытой;
- Для стравливания давления в отсеченной полости необходимо плавно приоткрывать задвижки в следующей последовательности: ВН6 - из участка трубопровода после клапана переключающего в дренаж, ВН2 – с коллектора ПСМ в дренаж, ЗД2 – из полости емкости сепарационной в дренаж, ВН4 – сброс конденсата в дренаж;

**ВНИМАНИЕ! ПСМ имеет две герметично разобращенные полости, обе из которых находятся под давлением: общая полость внутри корпуса ПСМ и полость линии измерительной. Необходимо убедиться в отсутствии давления в обеих полостях! В случае заклинивания вала ПСМ и невозможности установить каретку в промежуточное положение между скважинами работы должны быть прекращены до выполнения мероприятий, обеспечивающих полное стравливание избыточного давления из обеих полостей ПСМ!**

**ВНИМАНИЕ! Перед проведением работ, связанных с демонтажом крышки ПСМ, контрольная пробка на последней должна быть вывернута для гарантированного уравнивания давления под крышкой с атмосферным!**

- По показаниям контрольных манометров МН1 и МН2 убедиться в отсутствии избыточного давления внутри системы.

**ВНИМАНИЕ! Во время проведения работ, связанных с разгерметизацией устройства замерного, во избежание накопления избыточного давления через неплотно закрытые запорные элементы и за счет разгазирования остатков нефти запрещается закрывать задвижки ЗД2, вентили ВН6, ВН2!**

Для опрессовки ПСМ и емкости сепарационной после окончания ремонта закрываются дренажные задвижки и плавно открывается задвижка ЗД20 с ПСМ в коллектор. После выравнивания давления в общем коллекторе и емкости сепарационной эта задвижка открывается полностью. Далее плавно открывается задвижка ЗД19 с емкости сепарационной в коллектор.

После этого задвижки на скважинах приводятся в первоначальное положение, т.е. сначала открывается задвижка от скважины на ПСМ – ЗД3, затем закрывается задвижка от скважины на байпасную линию ЗД4 и т.д. В последнюю очередь закрывается задвижка с байпасной линии в коллектор ЗД22. ПСМ переводится на скважину, с которой необходимо снять замер и включается гидропривод.

## 4.2 Текущий ремонт составных частей изделия

Сведения о текущем ремонте составных частей изделия излагаются в таблице 4.

Таблица 4

Описание последствий отказов и повреждений	Возможные причины	Указания по установлению последствий отказов и повреждений сборочной единицы (детали)	Указания по устранению последствий отказов и повреждений

## **5. ХРАНЕНИЕ**

### **5.1 Условия хранения установки**

5.1.1 Помещения установки должны храниться на открытых, сухих, ровных площадках.

5.1.2 Не допускается хранить помещения ПТ, ранее бывшие в эксплуатации, с остатками нефтепродуктов или воды в линиях трубопроводов, запорной арматуре, технологическом оборудовании, сепараторе, основании ПТ.

5.1.3 На время хранения датчики и приборы, установленные на сепараторе, рекомендуется снять. Запорную арматуру рекомендуется перевести в открытое положение.

5.1.4 Условия хранения в части воздействия климатических факторов – группа 8 (ОЖЗ) согласно ГОСТ 15150.

### **5.2 Перечень работ при подготовке к хранению**

5.2.1 При подготовке установки к хранению необходимо:

- отключить ПТ от входных трубопроводов скважин и коллектора,
- перевести КПЭ в промежуточное положение,
- произвести полное опорожнение и очистку линий трубопроводов и сепаратора (путем пропаривания, промывки или другим способом),
- удалить остатки нефтепродуктов из основания ПТ (при необходимости),
- отключить питание установки,
- произвести демонтаж ПТ (отсоединение трубопроводов, линий электропитания),
- произвести упаковку (см. п.1.6) ПТ (установку монтажных щитов, заглушек трубопроводов, нанесение защитной смазки на поверхности фланцев, не имеющих покрытия, укладку комплекта монтажных частей внутрь помещения),
- произвести демонтаж БА (отключение линий электропитания, отсоединение монтажных частей и их укладку внутрь помещения),
- по завершению работ по демонтажу и упаковке произвести пломбирование помещений установки (при необходимости) с оформлением соответствующего акта.

## 6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

6.1 Установка может транспортироваться любым видом транспорта.

6.2 Условия транспортирования в части воздействия климатических факторов – группа 8 (ОЖЗ) согласно ГОСТ 15150.

6.3 При перевозке установки должны выполняться следующие условия:

- скорость транспортирования автомобильным транспортом должна быть не более 30 км/ч;

- запрещается перемещать помещения волоком,

- при погрузке и выгрузке необходимо руководствоваться манипуляционными знаками, нанесенными на стенах помещений установки, строповку осуществлять за скобы крыш.

6.4 При транспортировании должны соблюдаться нормы и правила, принятые на соответствующем виде транспорта:

«Общие правила перевозки грузов автомобильным автотранспортом», утвержденные Министерством автомобильного транспорта РСФСР 30 июля 1971 г., М., Транспорт 1972 г.

«Технические условия погрузки и крепления грузов», Министерство путей сообщения СССР, М., Транспорт 1981 г.

«Правила перевозок грузов», утвержденные Министерством речного флота приказом №114 от 14 августа 1978 г., М., Транспорт, 1978 г.

«Руководство по грузовым перевозкам на внутренних воздушных линиях СССР», утвержденное Министерством гражданской авиации 25 марта 1975 г., М., Транспорт, 1975г.

## 7 ПОВЕРКА

7.1 Установка измерительная групповая автоматизированная «Электрон-8-400»

зав. № \_\_\_\_\_ в составе:

помещение технологическое зав. № \_\_\_\_\_

блок автоматики зав. № \_\_\_\_\_

прошла первичную поверку в соответствии с методикой поверки 760.00.00.000 ПМ2, признана годной к эксплуатации в качестве рабочего средства измерений с нормированными погрешностями.

Межповерочный интервал 2 года.

Дата поверки \_\_\_\_\_  
(число, месяц, год)

Подпись и клеймо поверителя \_\_\_\_\_

### 7.2 Сведения об периодических поверках

Дата	Заводской номер	Срок очередной поверки	Подпись и клеймо поверителя

## Перечень сокращений слов

1. ДП - диспетчерский пункт нефтяного промысла;
2. ПТ - помещение технологическое;
3. БА - блока автоматики;
4. КУ - контроллер управления установкой;
5. ЭНП - энергонезависимая память;
6. ИИ - измерительная информация;
7. ИК - измерительная камера;
8. СИ - сигнальная информация;
9. КПЭ - клапан переключающий с электроприводом;
10. НКПВ - нижний концентрационный предел воспламенения;
11. ЕС - емкость сепарационная;
12. ДГ – датчик гидростатического давления;
13. ДИ, ДИ1 – датчики избыточного давления;
14. Т, Т1 – термопреобразователь (термометр);
15. МН1, МН2 – манометры;
16. ПИ - первичная информация;
17. КП - предохранительный клапан с ручным подрывом;
18. КО – обратный клапан;
19. ГЦ – гидроциклон;
20. РУ - распределительное устройство;
21. ВН – вентили;
22. ЗД – задвижка;
23. ТО - техническое обслуживание;
24. ПО – периодическое обслуживание;
25. ЕО – ежегодное обслуживание;

## ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	новых	Аннулированных					

### По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

- |                                 |                                 |                                    |                               |
|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Архангельск +7 (8182) 45-71-35  | Кемерово +7 (3842) 21-56-70     | Новосибирск +7 (383) 235-95-48     | Сочи +7 (862) 279-22-65       |
| Астрахань +7 (8512) 99-46-80    | Киров +7 (8332) 20-58-70        | Омск +7 (381) 299-16-70            | Ставрополь +7 (8652) 57-76-63 |
| Барнаул +7 (3852) 37-96-76      | Краснодар +7 (861) 238-86-59    | Орел +7 (4862) 22-23-86            | Сургут +7 (3462) 77-96-35     |
| Белгород +7 (4722) 20-58-80     | Красноярск +7 (391) 989-82-67   | Оренбург +7 (3532) 48-64-35        | Тверь +7 (4822) 39-50-56      |
| Брянск +7 (4832) 32-17-25       | Курск +7 (4712) 23-80-45        | Пенза +7 (8412) 23-52-98           | Томск +7 (3822) 48-95-05      |
| Владивосток +7 (4232) 49-26-85  | Липецк +7 (4742) 20-01-75       | Пермь +7 (342) 233-81-65           | Тула +7 (4872) 44-05-30       |
| Волгоград +7 (8442) 45-94-42    | Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81 | Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65  | Тюмень +7 (3452) 56-94-75     |
| Екатеринбург +7 (343) 302-14-75 | Москва +7 (499) 404-24-72       | Рязань +7 (4912) 77-61-95          | Ульяновск +7 (8422) 42-51-95  |
| Ижевск +7 (3412) 20-90-75       | Мурманск +7 (8152) 65-52-70     | Самара +7 (846) 219-28-25          | Уфа +7 (347) 258-82-65        |
| Казань +7 (843) 207-19-05       | Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32    | Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09 | Хабаровск +7 (421) 292-95-69  |
| Калуга +7 (4842) 33-35-03       | Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65 | Саратов +7 (845) 239-86-35         | Челябинск +7 (351) 277-89-65  |
|                                 |                                 |                                    | Ярославль +7 (4852) 67-02-35  |