

УСТАНОВКА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
ГРУППОВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
МОБИЛЬНАЯ
«ЭЛЕКТРОН-400-М»
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

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

Установка имеет:

- Сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.29.024.A №20819; Государственный реестр средств измерений №27759-05;
- Разрешение Госгортехнадзора России на применение №РРС-62-01-062;
- Сертификат соответствия №РОСС RU.ME65.H00550.

Вид климатического исполнения установки – УХЛ.1 по ГОСТ 15150.

Класс взрывоопасной зоны внутри помещения технологического – В-Ia по «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ).

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

Общий вид установки приведен в монтажном чертеже.

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:

Волгоград (844)278-03-48, Воронеж (473)204-51-73, Екатеринбург (343)384-55-89,
Казань (843)206-01-48, Краснодар (861)203-40-90, Красноярск (391)204-63-61, Москва (495)268-04-70,
Нижний Новгород (831)429-08-12, Новосибирск (383)227-86-73, Ростов-на-Дону (863)308-18-15,
Самара (846)206-03-16, Санкт-Петербург (812)309-46-40, Саратов (845)249-38-78, Уфа (347)229-48-12

Единый адрес: ecn@nt-rt.ru

www.electron.nt-rt.ru

1. ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение изделия

Установка измерительная групповая автоматизированная мобильная «Электрон-400-М» (далее - установка) предназначена для измерения массового расхода жидкости нефтяных скважин, 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 условиях умеренно холодного климата.

Установка состоит из помещения технологического (далее – ПТ) и блока автоматики (далее – БА), установленных на прицеп-шасси.

Установка обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) измерения массового расхода жидкости подключенной скважины;
- 2) измерения объемного расхода попутного нефтяного газа;
- 3) автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- 4) вычисление, отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – 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 замера (наполнение измерительной камеры (далее – ИК), опорожнение ИК, общее время цикла замера),
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям,
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин).

- 5) автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача 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 срабатывание клапана переключающего с электроприводом (далее - КПЭ),
- выход температуры в ИК за пределы лимитированного диапазона,
- низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного замещения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени),
- отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);

- выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений,
- выход температуры в ПТ и БА за пределы лимитированного диапазона,
- 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),
- текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

б) автоматическое управление:

- системой отопления в помещениях установки,
- включением вентилятора при 10 % нижнем концентрационном пределе воспламенения (далее НКПР),

- 7) дополнительно обеспечивается измерение массового расхода жидкости путем взвешивания ПТ при помощи комплекта тензочувствительных весов и программного модуля «Unior»,

Аппаратура для сопряжения установки с ДП (средства телемеханики) в комплект поставки не входит.

Обозначение установки при заказе и в документации другой продукции:
Установка измерительная групповая автоматизированная «Электрон-400-М»
ТУ 4213-014-00135964-2005.

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Измеряемая среда – сырая нефть с параметрами:

- а) диапазон измерения массового расхода жидкости подключаемой к установке скважины: от 2,0 до 400 т/сут (от 0,023 до 4,629 кг/с);
- б) температура сырой нефти от плюс 5 до плюс 80 °С;
- в) плотность жидкости от 700 до 1050 кг/м³;
- г) кинематическая вязкость жидкости не более $1,5 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

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 плюс 40 °С и относительной влажности воздуха до 100 %;
- изменение напряжения электрического питания в пределах ± 20 % от номинального значения;
- наличие внешнего магнитного поля частотой 50 Гц и напряженностью до 400 А/м;
- изменение параметров измеряемой среды в установленных пределах.

1.2.3 Основные параметры и размеры

1.2.3.1 Степень защиты БА и ПТ по ГОСТ 14254

IP04.

1.2.3.2 Установка обеспечивает:

- измерение массового расхода жидкости $G_{ж}$ (нефть с водой) в диапазонах от 2,0 до 400 т/сут (от 0,023 до 4,629 кг/с) в автоматизированном и ручном режиме;
- измерение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в диапазонах от 40 до 80000 нм³/сут в автоматизированном и ручном режиме.

Примечание: в ручном режиме возможно измерение массового расхода жидкости в пределах от 0 до 2 т/сут и объемного расхода газа от 0 до 40 нм³/сут, однако эти данные не будут иметь метрологической достоверности.

1.2.3.3 Рабочее давление не более 4,0 МПа (40 кгс/см²).

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

1.2.3.5 Мощность, потребляемая установкой от сети, не более

15 кВт*А.

1.2.3.6 Длина линии связи между ПТ и БА, мм

1650.

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

ПТ

3950×2900×3000

БА

2900×2400×2700

1.2.3.8 Масса составных частей установки, кг, не более:

ПТ

5500

БА

1500

1.2.4 Сопротивление изоляции электрических цепей питания установки относительно корпуса и цепей между собой при температуре окружающего воздуха (20 \pm 5) °С и относительной влажности не более 80 %, МОм, не менее 20.

1.2.5 Изоляция силовых электрических цепей относительно корпуса и между собой должна выдерживать в течение 1 мин при температуре окружающего воздуха (20 \pm 5) °С и относительной влажности не более 80 % испытательное напряжение прак-

тически 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

1.2.6 Установка должна выдерживать испытание на прочность пробным давлением 6,0 МПа по ГОСТ 356.

1.2.7 Установка должна выдерживать испытание на плотность рабочим давлением 4,0 МПа по ГОСТ 356.

1.2.8 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения массового расхода жидкости, %, не более $\pm 2,5$

1.2.9 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %, не более ± 5

1.2.10 Расчетный объем ИК (от датчика ДГ1 до ДГ2), л 209

1.2.11 Фактический объем ИК (от датчика ДГ1 до ДГ2 по данным тарировки завода - изготовителя), л _____

1.2.12 Высота ИК (от датчика ДГ1 до ДГ2), мм 440

1.2.13 Расчетный объем сепаратора, л 790

1.2.14 Фактический объем сепаратора (по данным тарировки завода - изготовителя), л _____

1.2.15 Количество входных трубопроводов, шт. 1

1.2.16 Габаритные размеры установки, мм×мм×мм, не более 2800×4400×9870

1.2.3.8 Масса установки, кг, не более 10100

1.3 Состав изделия

1.3.1 Комплект поставки установки соответствует таблице 1

Таблица 1

Наименование	Обозначение документа	Количество, шт.	Примечание
Помещение технологическое	805.01.00.000	1	
Блок автоматики БА	805.02.00.000	1	
Прицеп-шасси	ИшМз-8574-01	1	
Ведомость эксплуатационных документов	805.01.00.000 ВЭ	1	
Комплект документов согласно ведомости эксплуатационных документов		1	
Комплект монтажных частей в составе:	805.51.00.000	1	
Ограждение	805.51.03.000	2	
Трубопровод гибкий	805.51.05.000	3	
Кабель сетевой	805.51.11.000	1	
Провод заземления	805.51.12.000	2	
Лестница	ББ8.20.03.000	1	
Гайка М8-6Н.6.35.029	ГОСТ 5915-70	2	
Шайба 8.65Г.029	ГОСТ 6402-76	4	
Шайба С.8.01.08сп.029	ГОСТ 11371-78	4	
Кольцо 067-075-46-2-2 ГОСТ 18829-73/ГОСТ 9833-73	999.05.29.82.136	3	

Продолжение таблицы 1

Комплект запасных частей в составе:			
Прокладка	999.05.28.82.011	4	
Болт М20-6gx75.58.019 ГОСТ 7798-70	-	12	
Гайка М20-6Н.6.35.019 ГОСТ 5915-70	-	12	
Шайба 20 65Г 019 ГОСТ 6402-70	-	12	
Шайба С.20.02.Ст3.019 ГОСТ 11371-78	998.14.10.0.02.0.1.4		
Кольцо	999.05.29.82.136	12	
Прокладка Б-80-40 ПОН ГОСТ 15180-86	999.05.28.82.006	10	
Прокладка Б-50-40 ПОН ГОСТ 15180-86	999.05.28.82.031	20	
Прокладка Б-100-40 ПОН ГОСТ 15180-86	999.05.28.82.007	4	
Кольцо 025-028-19-2-2 ГОСТ 18829-73/ГОСТ 9833-73	999.05.29.82.122	8	
Кольцо 114-120-36-2-2 ГОСТ 18829-73/ГОСТ 9833-73	999.05.29.82.039	6	
Кольцо 057-063-36-2-2 ГОСТ 18829-73/ГОСТ 9833-73	999.05.29.82.107-07	2	
Кольцо 175-180-36-2-2 ГОСТ 18829-73/ГОСТ 9833-73	999.05.29.82.194-07	2	
Комплект инструмента и принадлежностей в составе:			
Ключ специальный	122.08.01.420	1	
Ключ для БРС	-	3	
Домкрат гидравлический 50754	-	4	
Заглушка с краном для сравливания	805.51.13.100	1	

1.4 Устройство и работа

1.4.1 Установка состоит из ПТ и БА, смонтированных на прицепе-шасси, 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».

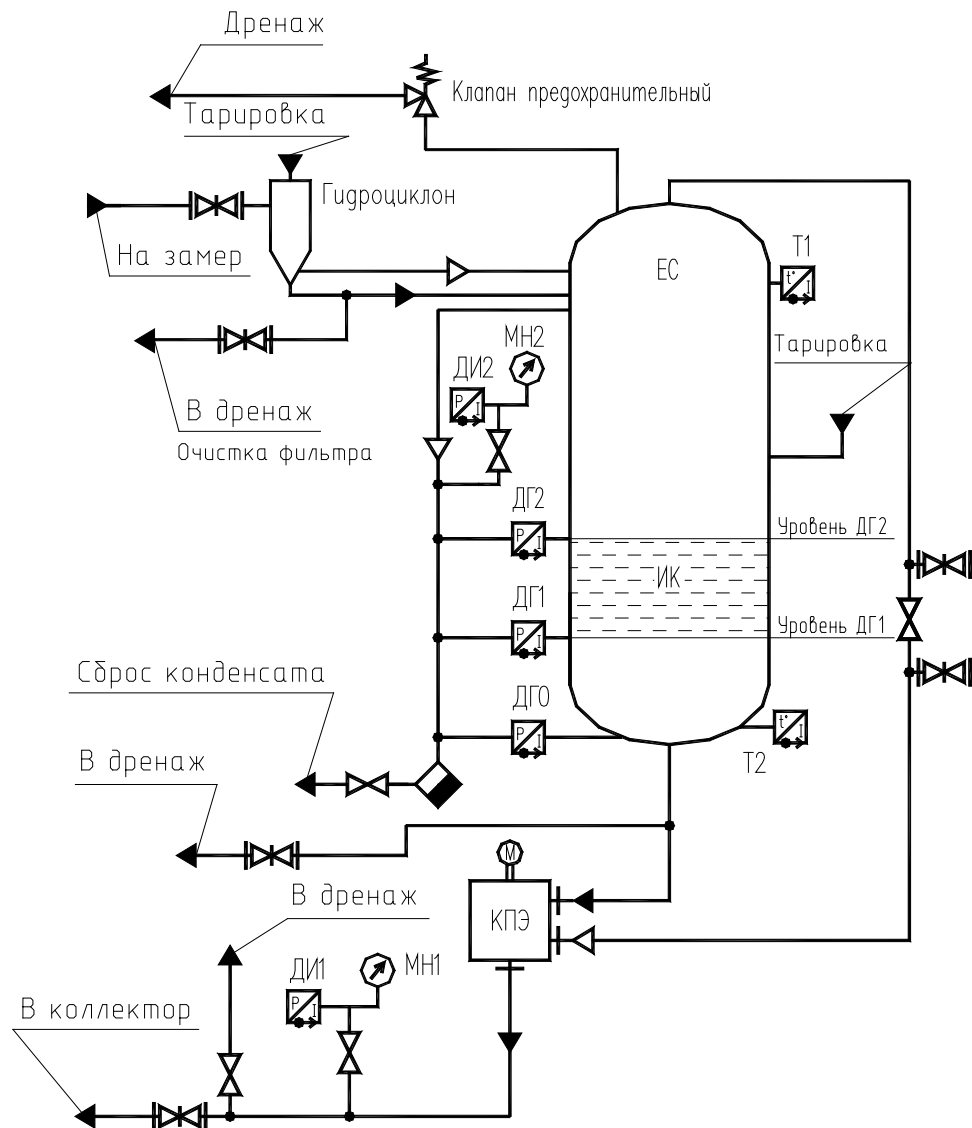
Технологическую схему установки см. 805.00.00.000 ГЗ, 805.00.00.000 ПГЗ.

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 циклического измерения массового расхода жидкости при попеременном заполнении газом и водонефтяной смесью ИК ЕС.

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,
- клапан переключающий с электроприводом,
- клапан предохранительный,
- линия дренажа,
- линия коллектора,
- байпасная (обходная) линия (на рисунке не показана),
- манометры,
- термопреобразователи.



ДГ0, ДГ1, ДГ2 – датчики гидростатического давления;
 ДИ1, ДИ2 – датчики избыточного давления;
 Т1, Т2 – термопреобразователи (термометры);
 МН1, МН2 – манометры;

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, фильтр, шнек, каплеуловитель, отбойник, установленные в ЕС. Далее отделенная от газа жидкость самотеком поступает в ИК, расположенную в нижней части ЕС.

ИК является частью ЕС и имеет калиброванный (тарированный) объем V_k . Сброс жидкости и газа в линию коллектора происходит поочередно через жидкостную и газовую магистрали ЕС с помощью переключающего клапана с электроприводом.

1.4.2.1.2 На сепараторе установлены датчики (см. 805.00.00.000 ГЗ, 805.00.00.000 ПГЗ, 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;

- термопреобразователь или датчик температуры (далее – Т1), предназначенный для измерения температуры в ИК;

- термопреобразователь или датчик температуры (далее – Т2), предназначенный для измерения температуры в ЕС;

- датчик избыточного давления (далее – ДИ1), служащий для измерения давления в коллекторе;

- датчик избыточного давления (далее – ДИ2), 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 замер.

1.4.2.1.5 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.

1.4.2.1.6 Линия коллектора ЕС служит для соединения жидкостной и газовой магистралей ЕС с общим коллектором.

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

1.4.2.1.8 На газовой магистрали ЕС предусмотрена байпасная линия, которая позволяет при необходимости переключить линию на измерение объемного расхода попутного газа.

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

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 блоке автоматики размещается рабочее место оператора для выполнения работ по периодическому обслуживанию установки.

В БА расположены:

-шкаф управления, состоящий из 2 отсеков:

а) силовой, осуществляющий питание электрических цепей установки;

б) аппаратурный, 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». Для измерения объемного расхода газа используется метод замещения – «метод PVT» (давление \times объем \times температура).

Замер 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 и избыточного давления, температуры (вычисляется массовый расход жидкости и осуществляется управление процессом замера).

Дополнительно установка осуществляет прямой метод статических измерений массы нефти и нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.595 «Масса нефти и нефтепродуктов. Массу продукта определяют, сравнив имеющиеся (хранящиеся в компьютере) первичные данные о весе ПТ с полученными данными взвешивания.

Установка допускает применять для измерения объемного расхода попутного газа вихревой расходомер.

1.4.4.2 Порядок работы установки.

1.4.4.2.1 Последовательность процесса измерения.

Водогазонефтяная смесь поступает по трубопроводу подключаемой скважины через обратный клапан КО в гидроциклон ГЦ (см. 805.00.00.000 ГЗ, 805.00.00.000 ПГЗ). В гидроциклоне происходит первичное отделение попутного газа от водонефтяной смеси. Далее частично отделенная жидкость через сетку-фильтр попадает в ЕС, где водогазонефтяная смесь тонкой пленкой растекается по шнеку, что обеспечивает дальнейший процесс сепарации, и самотеком поступает в измерительную камеру ИК. Также шнек позволяет медленно подать жидкость в ИК, что препятствует процессу пенообразования. В свою очередь газ после ГЦ попадает в ЕС, проходя через каплеуловитель и отбойник, где происходит последующее отделение жидкости от газа. Отделенная жидкость поступает на шнек для дальнейшей сепарации.

Наполнение и опорожнение ИК водонефтяной смесью происходит в циклическом режиме. При наполнении ИК попутный газ свободным потоком направляется 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 замера (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_{i1}) происходит заполнение тарированного объема V_k ИК водонефтяной смесью. По времени заполнения вычисляется расход жидкости.

Плотность жидкости определяется по формуле (1):

$$\rho = \frac{\Delta P}{g \cdot h} \quad (1)$$

где

ΔP – разность давлений P_{03} и P_{02} ,

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

g – ускорение свободного падения.

Масса жидкости вычисляется по формуле (2):

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

где

V_k - тарированный объем ИК (от ДГ1 до ДГ2),

ρ - плотность жидкости, определенная по формуле 1.

Для осуществления гарантированного срабатывания датчика ДГ2 налив ИК продолжается до момента времени t_4 (перелив ДГ2, период времени перелива t_p). На этой фазе замера заканчивается первый такт работы КПЭ и вычисляется массовый расход жидкости. Массовый расход отдельных составляющих жидкости - нефти и воды вычисляется по специальной методике, заложенной в КУ. Для этого в КУ необходимо ввести следующие исходные данные: плотность нефти, плотность воды и объемная доля воды (в %), полученные путем взятия проб из конкретной замеряемой скважины.

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 клапана, 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 замера фиксируется по датчику ДГ1 (значение гидростатического давления P_{17}). В промежуток времени $t_6 - t_7$ (за период времени измерения t_{i2}) происходит заполнение V_k ИК газом. По времени заполнения вычисляется объемный расход газа. Далее происходит полное вытеснение жидкости из ИК (до момента времени t_8). На этой фазе замера заканчивается второй такт работы клапана. 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.

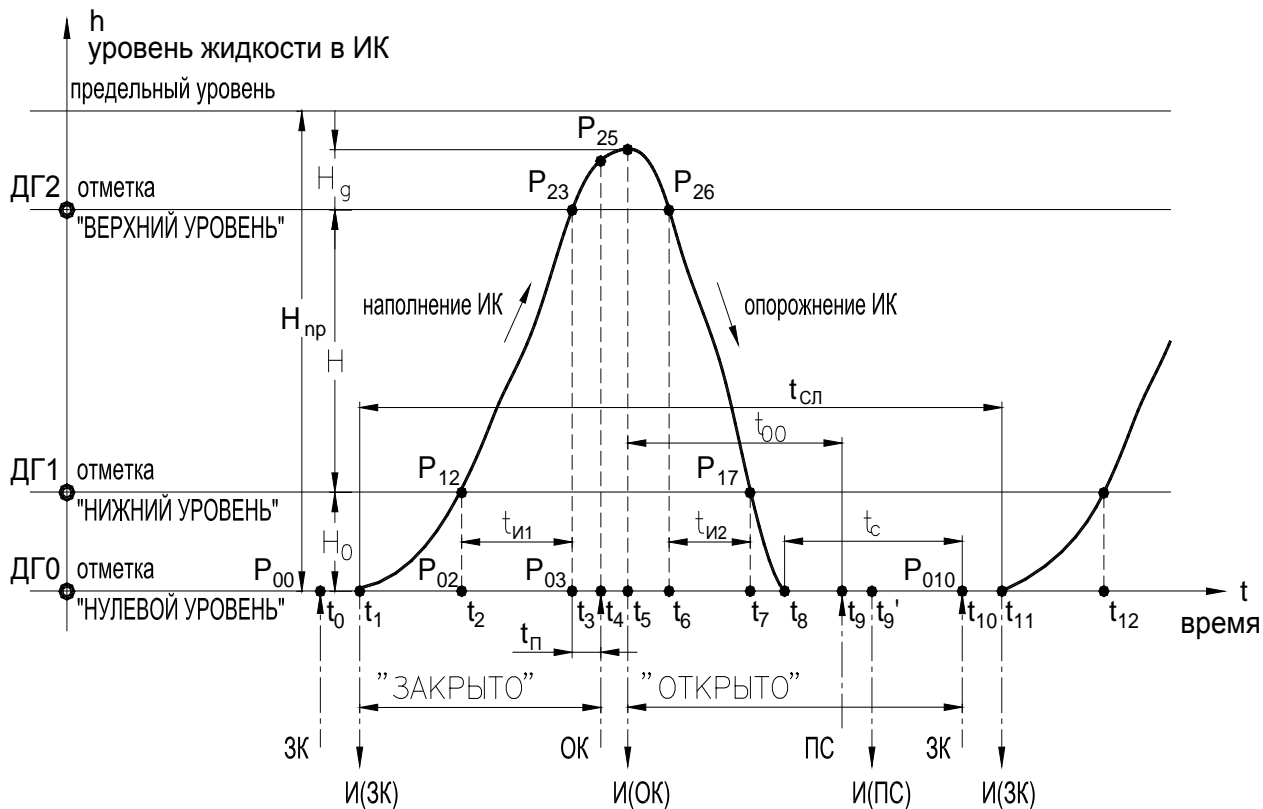


Рисунок 2 Диаграмма процесса замера

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 полного отключения установки служит запорная арматура (см. 805.00.00.000 ГЗ, 805.00.00.000 ПГЗ).

Назначение задвижек и вентиляей:

- клапан предохранительный КП служит для предотвращения превышения давления в сепараторе сверх заданного рабочего (4 МПа),
- вентили ВН1, ВН3 служат для замены или снятия на поверку манометров и датчиков ДИ,
- вентиль ВН2 служит для сброса конденсата в дренаж из импульсной газовой линии (трубопроводов компенсации давления датчиков ДГ) ЕС,
- задвижка ЗД1 служит для сброса грязевых отложений из ЕС в дренаж (очистка фильтра),
- задвижка ЗД2 служит для опорожнения ИК в дренаж,
- задвижка ЗД3 служит для направления продукции в байпасную линию,
- задвижки ЗД4 и ЗД5 обеспечивают полное выключение сепаратора из работы. Продукция скважины должна быть перенаправлена в коллектор по байпасной линии для предотвращения полного перекрытия потока,
- задвижки ЗД6, ЗД7 обеспечивают полное отключение линии замера объемного расхода газа,
- шаровый кран КШ служит для направления продукции на замер объемного расхода попутного газа.

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

1.4.2.2.3 Исходные данные для расчетов.

Значения массового расхода: жидкости $G_{ж}$ вычисляются КУ по фиксируемым показаниям датчиков в определенные моменты и интервалы времени измерения.

В расчетах используются исходные данные о плотности (в нормальных условиях) нефти ρ_n , воды ρ_v и газа ρ_g , полученные путем взятия проб из измеряемых скважин, а также значение калиброванного тарированного объема V_k ИК, 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) 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,

з) степень защиты оболочки IP03 по ГОСТ 14254,

и) 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) информационные надписи **ВЕНТИЛЯТОР, ОСВЕЩЕНИЕ**,

з) 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.

и) степень защиты оболочки IP03 по ГОСТ 14254,

к) 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. 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. 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 III-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.

Датчики **ДГО, ДГ1 и ДГ2** настроены на 10 кПа (1,0 кгс/см²)!

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 прицеп-шасси с ПТ и БА на усиленном фундаменте, монтажной площадке или другой подобной конструкции, выставив горизонтальный уровень установки таким образом, чтобы уровень пола ПТ имел угол не более 3 %.

2.1.4 **ВНИМАНИЕ!** Запрещается опрессовка установки давлением, превышающим 4 МПа. Это может привести к выходу установки из строя.

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

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

2.1.7 **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.

2.1.8 **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.

2.1.9 **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 рабо-

чем 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 - IIА.

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 дефлектора, дыхательный клапан, 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.

2.2.2 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 целостности 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:

- подготовке монтажной площадки под размещение установки,
- размещении прицепа-шасси,
- выполнении трубопроводной обвязки ПТ (подключении входного трубопровода, присоединении к общему коллектору и системе дренажа),
- подключении питания установки и заземления,
- ввода исходных данных (уставок) в КУ и проверки его работы,
- определение объема ИК ЕС (при необходимости),
- опрессовки линий ПТ, работающих под давлением,
- проверки или регулировки (при необходимости) «нуля» датчиков ДГ.

2.2.3.2 Прицеп-шасси с ПТ и БА должен устанавливаться в соответствии с монтажным чертежом 805.00.00.000 МЧ на горизонтальной площадке. Вид площадки опре-

деляется в зависимости от местных условий проектом привязки, разрабатываемым специализированной организацией.

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

2.2.3.3 **ВНИМАНИЕ!** Для обеспечения корректной работы тензочувствительных датчиков уклон пола ПТ после завершения монтажа не должен превышать 2 %. Для достижения нужного уровня необходимо воспользоваться домкратами прицепа-шасси.

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

2.2.3.4 Подключение питания БА вести в соответствии со схемой электрической соединений 805.00.00.000 Э4, а также проекта привязки.

2.2.3.5 Подключение ПТ к входным трубопроводам, идущим от скважин; присоединение к общему коллектору и системе дренажа следует осуществить согласно проекта привязки гибкими высоконапорными рукавами из комплекта монтажных частей.

ВНИМАНИЕ! Перед пуском установки необходимо обратить внимание на правильность направления потока КО, расположенного на входном патрубке установки.

2.2.3.6 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.

2.2.3.7 Определение объема ИК ЕС производится при необходимости с целью дополнительного контроля ее вместимости в процессе эксплуатации (оценки качества очистки ИК после профилактики, утонения стенок ИК в результате коррозии и т.д.), а также для выявления погрешностей расположения осей ИК по уровню при монтаже ПТ.

Определение объема ИК производится на полностью смонтированной и предварительно проверенной установке без подачи давления.

Для определения объема ИК необходимо:

- убедиться в том, что сепаратор полностью осушен, т.е. в нем отсутствует какая-либо жидкость,
- убедиться в том, что КПЭ находится в положении ЗАКРЫТО (запирающий элемент находится в крайнем нижнем положении), при необходимости принудительно перевести его в требуемое положение,
- зафиксировать (запомнить) начальные показания стрелочного или цифрового прибора (миллиамперметра) $N_{нач}$ (в делениях шкалы), подключенного к датчику ДГ1,
- открыть крышку горловины тарировочного патрубка, расположенного на ИК выше датчика ДГ2,
- через открытую горловину (без учета объема жидкости) плавно произвести налив воды в ИК до датчика ДГ1, следя за показаниями прибора, подключенного к датчику ДГ1. При увеличении показаний прибора на 0,1 деления шкалы или при начале роста показаний цифрового табло налив немедленно прекратить,
- зафиксировать (запомнить) конечные показания прибора $N_{кон}$, подключенного к датчику ДГ1,
- выдержать время в течение 5 минут для контроля герметичности КПЭ. Показания прибора ДГ1 не должно измениться (если показания прибора снизились, то следует убедиться в герметичности КПЭ и произвести повторный налив),
- произвести вычисление разности показаний прибора Δ (в делениях шкалы прибора или вычетом цифровых показаний):

$$\Delta = N_{кон} - N_{нач}$$

(3)

- зафиксировать (запомнить) показания прибора, подключенного к датчику ДГ2,
- мерной емкостью (с относительной погрешностью $\pm 0,5\%$) продолжить налив воды в ИК, следя за показаниями приборов, подключенных к датчикам ДГ1 и ДГ2, четко контролируя количество (объем) заливаемой жидкости. Налив производить до затопления датчика ДГ2. При этом увеличение показаний прибора от начального значения должно соответствовать для ДГ2 значению Δ ,

- произвести расчет объема ИК по количеству использованных мерных объемов и остатку воды в мерной емкости с точностью до 0,1 л,

По результатам измерения ввести корректировку в данные об объеме ИК в КУ.

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

При опрессовке необходимо учесть требования п. 2.1.4 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 на байпасную линию:

- открыть задвижку ЗД3 (подключить байпасную линию к коллектору);

- закрыть задвижки ЗД4 и ЗД5 (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 давление допускается полностью не сбрасывать;

- произвести установку «нуля» ДГ0, ДГ1, ДГ2 согласно эксплуатационной документации на датчики.

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

- открыть задвижку ЗД5, ориентируясь по показаниям манометров МН1 и МН2, выровнять давление в коллекторе и ЕС, затем открыть задвижку ЗД4 (включить сепаратор в работу),

- закрыть задвижку ЗД3 (переключить скважину с байпасной линии на замер),

- перевести установку в режим автоматического управления (см. «Руководство оператора»).

2.2.4 Подготовка установки к измерению массового расхода жидкости при помощи тензососов

2.2.4.1 Выполнить монтаж установки согласно п. 2.2.3 настоящего РЭ.

2.2.4.2 Демонтировать крепежные болты крепления ПТ к раме прицепа-шасси (см. монтажный чертеж).

2.2.4.3 При помощи домкратов, расположенных возле угловых стоек ПТ, приподнять помещение над рамой прицепа. Установить под тензодатчики вставки, после чего опустить ПТ на тензодатчики.

ВНИМАНИЕ! Для исключения влияния домкратов на показания тензовесов вручную опустить плунжеры домкратов.

2.2.4.5 Убедиться в наличии зазора 1 – 2 мм между установочными винтами и основанием ПТ.

ВНИМАНИЕ! Транспортирование установки с неразгруженными тензодатчиками запрещается!

2.2.4.6 Подключить компьютер верхнего уровня (ноутбук) согласно схеме электрической 805.00.00.000 Э4. Загрузить программный пакет «ЮНИОР». Управление установкой осуществлять с помощью этого программного пакета.

2.2.4.7 Включить в работу тензовесы согласно эксплуатационной документации на изделие.

2.2.4.8 Демонтаж установки с тензовесов выполнять в обратной последовательности.

ВНИМАНИЕ! Перед транспортированием убедиться в надежности крепления ПТ к раме прицепа-шасси.

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 исполняющих 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 перекрываются при закрытии запорной арматуры на входе в ПТ (продукция скважин должна быть параллельно направлена по байпасной линии, предусмотренной проектом привязки),

- 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,

- открыть задвижки и вентили всех трубопроводов и линий установки, за исключением задвижек ЗД4, ЗД1, ЗД5, вентиля ВН2 (дренажные линии трубопроводов под давлением и сепаратор должны быть перекрыты),

- постепенно (для избежания гидроудара) подать давление в установку,

- постепенно открывая задвижку ЗД5 и контролируя давление по манометру МН2, обеспечить плавное заполнение сепаратора из коллектора, при этом давление в сепараторе должно приблизительно выровняться с давлением в коллекторе,

- открыть задвижку ЗД4 (полностью включить сепаратор в работу),

- закрыть задвижку ЗД3 (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 ВН2 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 замеров,

- перевести установку с КУ в автоматический режим работы.

2.3.2 Выполнение измерения расхода газа с помощью вихревого расходомера

2.3.2.1 Установить расходомер в соответствии с эксплуатационной документацией на изделие.

2.3.2.2 Произвести настройку расходомера согласно эксплуатационной документации на изделие.

2.3.2.3 Открыть задвижки ЗД6, ЗД7 на линии измерительной расходомера.

2.3.2.4 В момент наполнения ИК ($t_1 - t_4$ согласно рис. 2) снять показания с дисплея расходомера.

При возникновении неисправностей во время запуска установки (нарушение герметичности, сбои 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 производится 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 2.

Таблица 2

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, провести калибровку 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 3.

Таблица 3

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 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, замеры продолжают	только для режима КУ «Автомат»
Выход температуры в ИК за пределы лимитированного диапазона	Продолжение работы установки, в результате замера 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):

- «Автоматическое управление»,
- «Ручное управление».

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

- измерение массового расхода жидкости подключенной нефтяной скважины в циклическом режиме,
- обработка ПИ, получение и архивирование ИИ (полученных данных о замерах 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 замеров (если они в данный момент производились),
- переключение положений КПЭ (сброс в коллектор жидкости или газа из ЕС),
- включение - выключение принудительной системы вентиляции ПТ,
- просмотр ИИ и СИ,

2.3.5 Измерение массового расхода жидкости при помощи тензовесов.

- Выполнить подключение персонального компьютера с установленной программой EMS.exe к КУ и весовому терминалу в соответствии со схемой приложения А.
- включить весовой терминал “Тензо М” в соответствии с его руководством по эксплуатации
- запустить программу EMS.exe, см. рисунок 3.

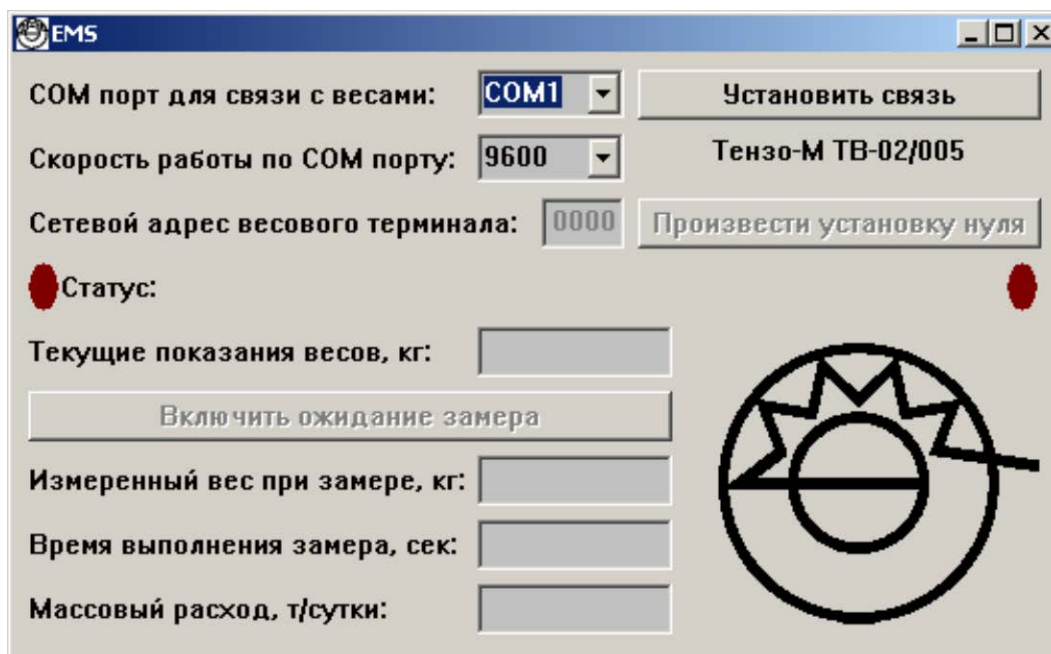


Рисунок 3 Экранный вид программы EMS.exe.

- выбрать в программе используемый СОМ порт для связи с весовым терминалом,
- выбрать скорость работы по СОМ порту такую же, какая установлена в параметрах весового терминала (по умолчанию 9600 бод)
- нажать в программе кнопку “Установить связь” для установки связи с весовым терминалом,
- в случае нормальной связи в программе начнется отображение текущих показаний весового терминала и станут активными кнопки “Произвести установку нуля” и “Включить ожидание замера”,
- при отображении вместо веса надписи “ПЕРЕГР” или при необходимости обнулить показания весового терминала нужно выполнить обнуление тензовесов, нажав в программе на кнопку “Произвести установку нуля”,
- для запуска замера расхода жидкости перед началом каждого замера нажать в программе на кнопку “Включить ожидание замера” (до окончания замера эта кнопка меняется на кнопку ручного выключения замера), после чего программа начнет ожидать сигнал начала замера STROBE1 от КУ (одновременно сбросятся показания массового расхода от предыдущего замера).
- после появления сигнала STROBE1 от КУ в программе начинают отображаться изменение измеряемого веса жидкости и счет времени выполнения замера. Замер автоматически заканчивается при снятии сигнала STROBE1 от КУ и программа выдает рассчитанный массовый расход жидкости.

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 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. Давление не должно превышать 4 МПа (40 кгс/ см²),
- 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),
- контроль объема ИК ЕС (см. п.2.2.3.7 настоящего РЭ),
- 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 4.

Таблица 4

Наименование	Количество в изделии	Периодичность освидетельствования	Документ, на основании которого производится освидетельствование	Примечание
«Емкость сепарационная ЕС-200» 806.00.00.000	1	не реже 1 раза в год	«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 - термопреобразователи	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. 805.00.00.000 ПГЗ, 805.00.00.000 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

4.1.1.1 Текущий ремонт установки производится методом замены при отказе или повреждениях:

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

4.1.1.2 Ремонт производится следующими способами:

1) По необходимости сброса давления:

- со сбросом давления из установки или ремонтируемой составной части,
- без сброса давления;

2) По характеру замены:

- с полной заменой агрегата или узла установки,
- с заменой отдельных составных частей агрегата или узла установки;

3) По условиям проведения:

- на месте эксплуатации установки,
- в местных ремонтных органах заказчика,
- на заводе–изготовителе установки или заводах–изготовителях поставляемых с установкой изделий,

- в специализированных сервисных центрах;

4) По способу демонтажа:

- с демонтажом ремонтируемого агрегата или узла установки,
- без демонтажа.

4.1.1.3 Выполнение ремонтных работ должно производиться только квалифицированным, аттестованным и проинструктированным персоналом.

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

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.

4.2 Текущий ремонт составных частей изделия

Сведения о текущем ремонте составных частей изделия излагаются в таблице 5.

Таблица 5

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

5. ХРАНЕНИЕ

5.1 Условия хранения установки

5.1.1 Установка должна 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 входного трубопровода скважины 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),
- произвести отсоединение трубопроводов ПТ,
- произвести упаковку (см. п.1.6) ПТ (установку заглушек трубопроводов, нанесение защитной смазки на поверхности фланцев, не имеющих покрытия, укладку комплекта монтажных частей внутрь помещения),
- отключить питание установки,
- по завершению работ по демонтажу и упаковке произвести пломбирование помещений установки (при необходимости) с оформлением соответствующего акта.

5.2.2 Во время подготовки установки к хранению требуется соблюдать правила, изложенные в п. 2.2.1.2, п. 2.2.1.3 настоящего РЭ.

6. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

6.1 Установка может транспортироваться железнодорожным, водным, воздушным транспортом, буксироваться автомобилем-тягачом или трактором (согласно эксплуатационной документации на прицеп-шасси).

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 буксирования автомобильным транспортом должна быть не более 35 км/ч;
- при транспортировании железнодорожным, водным, воздушным транспортом необходимо демонтировать помещения с прицепа-шасси и отправлять их отдельно (ПТ, БА, прицеп-шасси);
- при погрузке и выгрузке помещений и прицепа-шасси необходимо руководствоваться манипуляционными знаками, нанесенными на стенах помещений установки, строповку осуществлять за скобы крыш;
- помещения и прицеп-шасси должны быть закреплены на транспортном средстве от перемещений в четырех точках.

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-400-М»
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 нормиро-
ванной погрешностью.

Межповерочный интервал 1 год.

Дата поверки _____
(год, месяц, число)

Подпись и клеймо поверителя _____

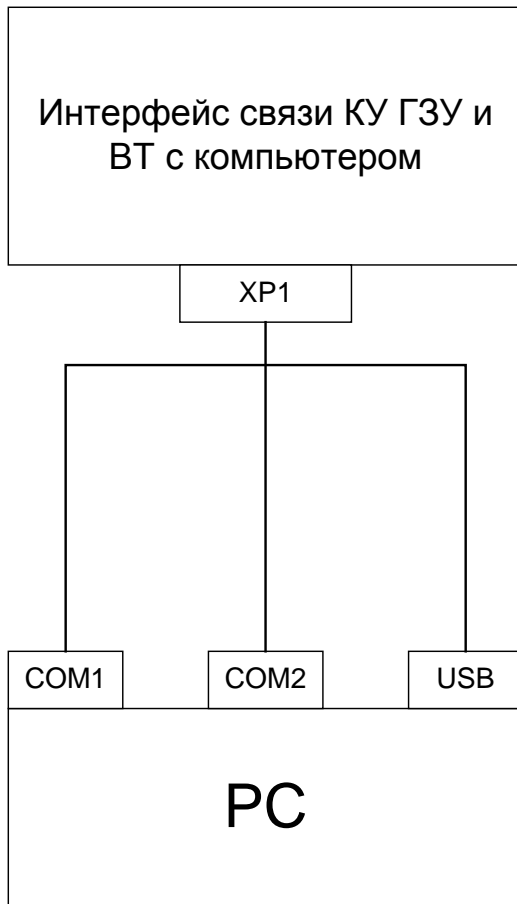
7.2 Сведения об периодических поверках

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. НКПР - нижний концентрационный предел воспламенения;
11. ЕС - емкость сепарационная;
12. ДГ – датчик гидростатического давления;
13. Т1, Т2 – термопреобразователи (термометры);
14. ДИ1, ДИ2 – датчики избыточного давления;
15. МН1, МН2 – манометры;
16. ПИ - первичная информация;
17. КП - предохранительный клапан с ручным подрывом;
18. КО – обратный клапан;
19. ГЦ – гидроциклон;
20. ВН – вентили;
21. ЗД – задвижка;
22. КШ – кран шаровой;
23. ТО - техническое обслуживание;
24. ПО – периодическое обслуживание;
25. ЕО – ежегодное обслуживание.

Приложение А



XP1

1	
2	→ PC COM2.TXD
3	→ PC COM2.RXD
4	
5	
6	→ PC COM2.DTR
7	→ PC COM2.GND
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	→ PC USB.+5B
18	→ PC USB.GND
19	
20	→ PC COM2.DSR
21	
22	→ PC COM1.GND
23	→ PC COM1.TXD
24	→ PC COM1.RXD
25	

КУ ГЗУ - контроллер управления ГЗУ

ВТ - весовой терминал

PC - персональный компьютер совместимый с PC

