

43 1821
ТН ВЭД 9028 20 000 0



Счётчик жидкости СКЖ

Руководство по эксплуатации

СКЖ30М9.00.000РЭ

Введение

Мы приветствуем все возрастающее число покупателей, которые применяют счётчики жидкости СКЖ (в дальнейшем – счётчики).

В данном руководстве по эксплуатации приведены технические данные, описание устройства и принципа действия, а также сведения, необходимые для монтажа, правильной и безопасной эксплуатации счётчиков.

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

Желаем Вам успехов в работе.

Руководство по эксплуатации распространяется на счётчики жидкости:

- | | | |
|----------------|-----------------|------------------|
| ▪ СКЖ-30-40М2; | ▪ СКЖ-60-40ДА; | ▪ СКЖ-120-40ДАР; |
| ▪ СКЖ-60-40; | ▪ СКЖ-60-40ДАР; | ▪ СКЖ-210-40; |
| ▪ СКЖ-60-40Д; | ▪ СКЖ-120-40; | ▪ СКЖ-210-40А; |
| ▪ СКЖ-60-40М; | ▪ СКЖ-120-40Д; | ▪ СКЖ-210-40М; |
| ▪ СКЖ-60-40М4; | ▪ СКЖ-120-40А; | ▪ СКЖ-420-40; |
| ▪ СКЖ-60-40А; | ▪ СКЖ-120-40ДА; | и их исполнения. |

1 Назначение

Счётчик предназначен для измерения массы сырой нефти¹ (в дальнейшем - жидкость) в составе нефтегазоводяной смеси², поступающей из скважин, на объектах добычи нефти и узлах оперативного контроля учета нефти.

Возможно использование счётчика для измерения массы растворов различных веществ, в том числе пульпы с мелкодисперсными частицами, сжиженных газов.

2 Область применения

Область применения счётчика – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок согласно ГОСТ Р 51330.13-99 (МЭК 60079-14-96), «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) гл. 7.3 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

¹ **Сырая нефть** (ГОСТ Р 8.615) – жидкое минеральное сырьё, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое содержит растворённый газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

² **Нефтегазоводяная смесь** (ГОСТ Р 8.615) – смесь, извлечённая из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

3 Указание по безопасности

3.1 Обеспечение взрывозащищённости

3.1.1 Составной частью счётчика, определяющей степень его взрывозащиты, является датчик импульсов блока измерительного (в дальнейшем – БИ) (см. п.6.9.3).

3.1.2 Взрывозащищённость датчика импульсов БИ (рисунки 1, 11 и 12) обеспечивается видом взрывозащиты “взрывонепроницаемая оболочка” по ГОСТ Р 51330.1-99.

3.1.3 Взрывонепроницаемая оболочка датчика импульсов состоит из корпуса датчика, вваренного в стенку крышки БИ, и крышки датчика, которая крепится с помощью четырех болтов.

3.1.4 Электрические части датчика импульсов БИ заключаются во взрывонепроницаемую оболочку (в дальнейшем – оболочку), которая выдерживает давление взрыва и исключает передачу взрыва в окружающую среду.

3.1.5 Прочность оболочки проверяется испытаниями по ГОСТ Р 51330.0-99 и ГОСТ Р 51330.1-99. При этом на заводе-изготовителе каждая оболочка подвергается гидравлическим испытаниям избыточным давлением 1,0 МПа в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 10 с.

Кроме того, части взрывонепроницаемой оболочки датчика импульсов БИ, контактирующие с измеряемой средой, подвергаются гидравлическим испытаниям давлением до 5 МПа со стороны действия измеряемой среды.

3.1.6 Взрывонепроницаемость датчика импульсов БИ обеспечивается применением щелевой защиты.

На чертежах средств взрывозащиты (см. рисунок 1) показано сопряжение деталей, обеспечивающих щелевую взрывозащиту. Это сопряжение обозначено надписью «Взрыв» с указанием допустимых по ГОСТ Р 51330.1-99 параметров взрывозащиты: максимальной ширины и минимальной длины щели, шероховатости поверхностей прилегания, образующих взрывонепроницаемую щель. Взрывозащитные поверхности датчика импульсов БИ защищены от коррозии смазкой ЦИАТИМ 203 ГОСТ 8773-73.

Механические повреждения и окраска этих поверхностей не допускаются.

3.1.7 Взрывонепроницаемость ввода кабеля достигается путем уплотнения кабеля эластичным резиновым кольцом, размеры которого приведены на рисунке 1.

3.1.8 В конструкции предусмотрен заземляющий зажим, который обозначен знаком заземления, выполненным по ГОСТ 21130-75 фотохимическим способом на табличке.

3.1.9 Температура наиболее нагретых наружных поверхностей оболочки и электрических элементов внутри нее не превышает 135 °С, что достигается при изготовлении выполнением требований ГОСТ Р 51330.0-99 для электрооборудования температурного класса Т4.

3.1.10 Все болты и винты, крепящие детали оболочки с взрывозащитными поверхностями, а также токоведущие и заземляющие зажимы предохранены от самоотвинчивания применением пружинных шайб.

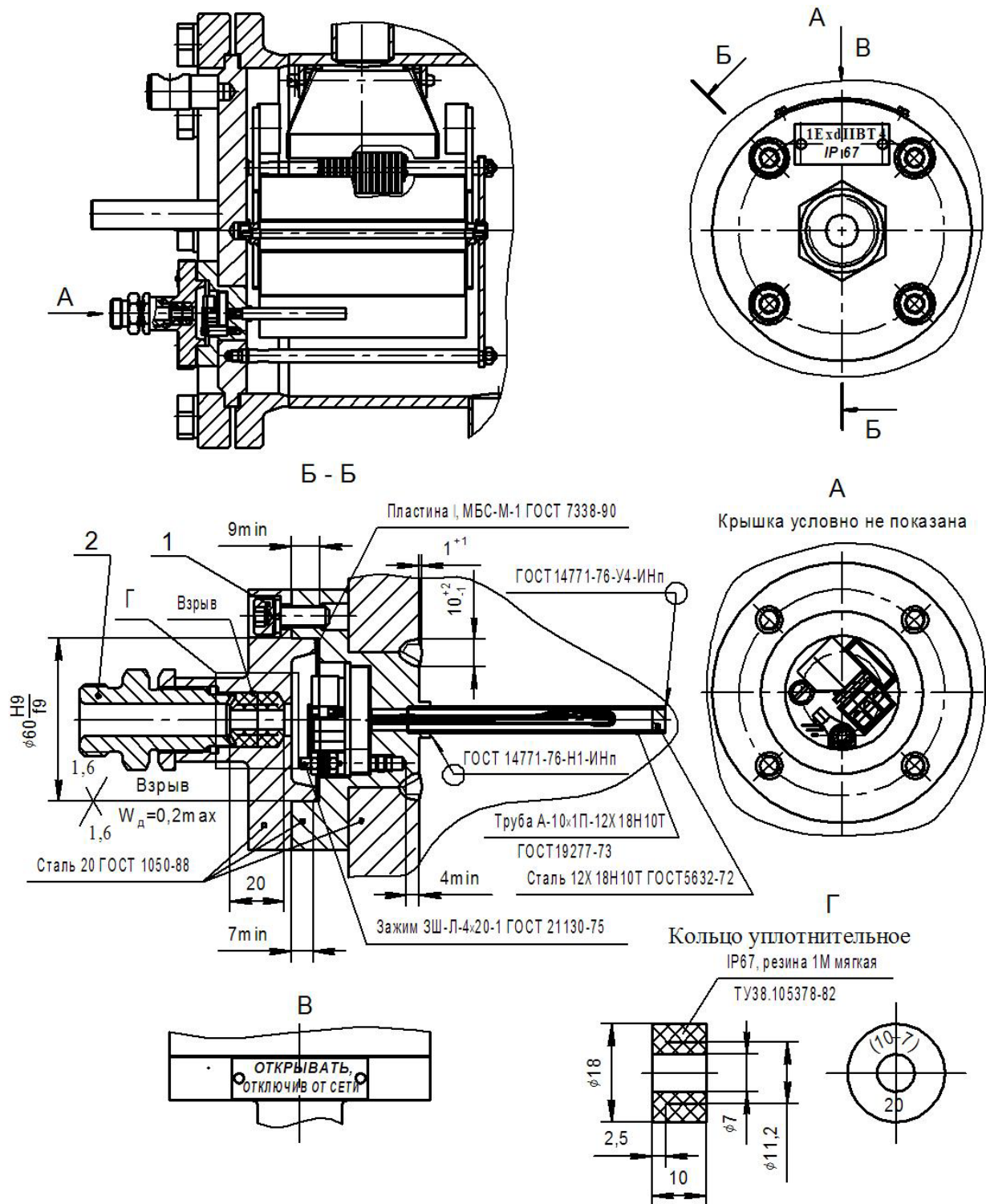
3.1.11 Головки крепежных болтов, крепящих крышку взрывонепроницаемой оболочки, расположены в охранных углублениях, доступ к ним возможен только посредством шестигранного ключа.

3.1.12 Взрывозащищённость счётчика обеспечивается за счет использования электрооборудования, имеющего следующие виды взрывозащиты:

- устройство электрообогрева КТО-2 - защита вида "е" по ГОСТ Р 51330.8-99 и уровень взрывозащиты "повышенная надёжность против взрыва" с маркировкой взрывозащиты 2ЕхеПТ4 Х по ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98);

- секция кабельная нагревательная СКНС (в составе КТО-2) - защита вида "е" по ГОСТ Р 51330.8-99 и уровень взрывозащиты "повышенная надёжность против взрыва" с маркировкой взрывозащиты 2ЕхеПТ4 Х по ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98);

- коробки взрывобезопасные ВРГС- защита вида "е" по ГОСТ Р 51330.8-99 и уровень взрывозащиты "повышенная надёжность против взрыва" с маркировкой взрывозащиты 2ЕхеПТ6(Т4) по ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98).



Размеры для справок. **ВНИМАНИЕ! При ремонте контроль обязателен.**

Поверхности «Взрыв» не должны иметь раковин и механических повреждений.

Поверхности «Взрыв» перед сборкой покрыть смазкой ЦИАТИМ-203 ГОСТ 8773-73.

Испытательное давление со стороны рабочей среды 5,0 МПа.

V – свободный объём оболочки ($V=10\text{см}^3$), испытательное давление 1,0 МПа.

Крутящий момент на ключе при затяжке винтов (поз.1) и штуцера (поз.2) $M_{кр} = 8 \pm 1 \text{ Н}\cdot\text{м}$.

Рисунок 1 – Средства взрывозащиты

3.2 Обеспечение взрывозащищённости при монтаже и эксплуатации

3.2.1 При монтаже и эксплуатации счётчиков необходимо руководствоваться следующими документами:

- правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) гл.3.4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;

- ПУЭ (гл. 7.3);
- ГОСТ Р 51330.1-99;
- инструкцией по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон, ВСН 332-74.

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

3.2.2 Перед монтажом счётчика провести осмотр датчика импульсов БИ. При этом необходимо обратить внимание на маркировку взрывозащиты, предупредительные надписи, отсутствие повреждений оболочки датчика импульсов, наличие заземляющего зажима в корпусе взрывонепроницаемой оболочки, состояние подключаемого кабеля, наличие средств уплотнения для кабеля и крышки. Необходимо проверить состояние взрывозащитных поверхностей деталей датчика импульсов БИ, подвергаемых разборке (механические повреждения не допускаются), при необходимости возобновить на них антикоррозионную смазку.

Электромонтаж датчика импульсов БИ должен осуществляться кабелем с сечением круглой формы ($\varnothing 7 \div 10$ мм) с заполнением между жилами. **Применение кабеля с полиэтиленовой изоляцией и в полиэтиленовой оболочке не допускается. Диаметр кабеля должен соответствовать маркировке уплотнительного резинового кольца.**

По окончании электромонтажа должны быть проверены электрическое сопротивление изоляции между электрическими цепями и корпусом датчика импульсов БИ – не менее 20 МОм и электрическое сопротивление линии заземления – не более 4 Ом.

Снимавшиеся при монтаже крышка и другие детали датчика импульсов БИ должны быть установлены на место, при этом обратить внимание на наличие всех крепежных и контрящих элементов и тщательность их затяжки.

ВНИМАНИЕ! Во взрывоопасной зоне у датчика импульсов БИ не допускается открывать крышку при включенном электропитании.

3.3 Меры безопасности при выполнении ремонта

3.3.1 Ремонт счётчика должен производиться в соответствии с правилами ПТЭЭП (глава 3.4), инструкцией РД 16.407-2000 «Электрооборудование взрывозащищённое. Ремонт».

По окончании ремонта счётчика должен быть осмотрен датчик импульсов БИ и проверен в соответствии с указаниями п. 3.1 настоящего руководства по эксплуатации.

4 Маркировка

4.1 Условное обозначение счётчика

4.1.1 Схема условного обозначения счётчиков жидкости СКЖ

	СКЖ	-	XXX	-	40	XXX	-	X	-	XX	-	X	-	X
Сокращенное наименование счётчика														
Верхний предел измерения расхода жидкости, т/сут (30, 60, 120, 210, 420)														
Рабочее давление, кгс/см ²														
Модификация счётчика (по таблице 1)														
Код комплектации вычислителем (по таблице 2)														
Код комплектации устройством электрообогрева (по таблице 3)														
Индекс климатического исполнения камерного преобразователя расхода (КПИ): «С» - от минус 50 до плюс 50 °С (северное исполнение); отсутствие буквы «С» - от минус 40 до плюс 50 °С (обычное исполнение)														
Индекс: «В» - температура измеряемой среды от 0 до плюс 120 °С (высокотемпературное исполнение – только для счётчиков с кодами вычислителей -2;-3;-5;-8;-9); отсутствие буквы «В» - от 0 до плюс 70 °С; или «К» - защита внутренних поверхностей счётчика от коррозии и температура измеряемой среды от 0 до плюс 100 °С; отсутствие буквы «К» - счётчик без защиты внутренних поверхностей от коррозии														

Таблица 1

Код	Перечень выпускаемых модификаций счётчиков
-	СКЖ-60-40, СКЖ-120-40, СКЖ-210-40, СКЖ-420-40
М	СКЖ-60-40М, СКЖ-210-40М
М2	СКЖ-30-40М2
М4	СКЖ-60-40М4
Д	СКЖ-60-40Д, СКЖ-120-40Д
А	СКЖ-60-40А, СКЖ-120-40А, СКЖ-210-40А
ДА	СКЖ-60-40ДА, СКЖ-120-40ДА
ДАР	СКЖ-60-40ДАР, СКЖ-120-40ДАР

Таблица 2

Код	Вариант комплектации	Индекс температуры измеряемой среды
1	датчик с нормированным выходным сигналом ПНСКЖ-1-03 (без вычислителя)	-
2	вычислитель БЭСКЖ-2М10-05	В
3	вычислитель БЭСКЖ-2М2-05	
4	вычислитель БЭСКЖ-2М8-05	
5	вычислитель БЭСКЖ-2М7-05	
8	вычислитель БЭСКЖ-2М5-05	
9	вычислитель БЭСКЖ-2М6-05	
10	вычислитель БЭСКЖ-2М9-05	

Таблица 3

Код	Вариант комплектации	Мощность, В·А	Монтаж на СКЖ
0	без устройства электрообогрева	-	все исполнения
1	КТО-2-11	184	СКЖ-30-40М2, СКЖ-60-40М
2	КТО-2-12	480	
3	КТО-2-11К	184	
4	КТО-2-12К	480	
5	КТО-2-21	230	СКЖ-60-40, СКЖ-120-40, СКЖ-60-40Д, СКЖ-120-40Д
6	КТО-2-22	600	
7	КТО-2-21К	230	
8	КТО-2-22К	600	
9	КТО-2-31	230	СКЖ-60-40А СКЖ-120-40А
10	КТО-2-32	600	
11	КТО-2-31К	230	
12	КТО-2-32К	600	
13	КТО-2-81	230	СКЖ-210-40, СКЖ-210-40М СКЖ-60-40М4
14	КТО-2-81К		
16	КТО-2-91	460	СКЖ-420-40
17	КТО-2-91К		
26	КТО-2-82	600	СКЖ-210-40, СКЖ-210-40М СКЖ-60-40М4
27	КТО-2-82К		
28	КТО-2-92	1200	СКЖ-420-40
29	КТО-2-92К		
30	КТО-2-161	230	СКЖ-210-40А
31	КТО-2-161К		
32	КТО-2-162		
33	КТО-2-162К	600	
34	КТО-2-171	230	СКЖ-60-40ДА, СКЖ-60-40ДАР, СКЖ-120-40ДА, СКЖ-120-40ДАР
35	КТО-2-171К		
36	КТО-2-172	600	
37	КТО-2-172К		

4.1.2 Примеры условного обозначения при заказе и в другой документации:

а) счётчика, в комплект поставки которого входят КПР, состоящий из БИ с верхним значением измеряемого расхода 30 т/сут, максимальным рабочим давлением 40 кгс/см², вычислитель БЭСКЖ-2М10-05, без устройства электрообогрева:

Счётчик жидкости СКЖ-30-40М2-2-0

б) счётчика, в комплект поставки которого входят КПР исполнения «С», состоящий из БИ с датчиком ПНСКЖ-1-03 с верхним значением измеряемого расхода 60 т/сут, максимальным рабочим давлением 40 кгс/см², с устройством электрообогрева КТО-2-12, предназначенного для работы при температуре окружающего воздуха до минус 50 °С:

Счётчик жидкости СКЖ-60-40М-1-2-С

4.2 Табличка преобразователя расхода камерного (КПР)

4.2.1 На корпусе КПР закреплена табличка (рисунок 2), на которой нанесены:

- зарегистрированный товарный знак предприятия-изготовителя;
- сокращенное наименование предприятия – изготовителя;
- знак соответствия;
- знак утверждения типа средства измерения;
- условное обозначение счётчика;
- заводской номер;
- дата выпуска (год);
- условный диаметр;
- условное (рабочее) давление;
- температура окружающей среды;
- наименование органа по сертификации и номер сертификата;
- клеймо поверителя.

4.3 Табличка блока измерительного (БИ)

4.3.1 На лицевой поверхности крышки БИ закреплена табличка (рисунок 3), на которой нанесены:

- зарегистрированный товарный знак предприятия-изготовителя;
- сокращенное наименование предприятия – изготовителя;
- знак соответствия;
- знак утверждения типа средства измерения;
- условное обозначение блока измерительного;
- заводской номер;
- дата выпуска (год);
- условное (рабочее) давление;
- температура окружающей среды;
- наименование органа по сертификации и номер сертификата;
- клеймо поверителя.



а) для обычного исполнения



б) для исполнения "С" (северного)

Рисунок 2 – Табличка преобразователя расхода камерного



Рисунок 3 – Табличка блока измерительного

4.4 Маркировка датчиков импульсов блока измерительного

4.4.1 Маркировка датчиков импульсов БИ (см. рисунок 1) соответствует требованиям ГОСТ Р 51330.0-99 для электрооборудования с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99. На крышке датчика импульсов БИ закреплена табличка с маркировкой взрывозащиты **IEExdПВТ4** и знаком степени защиты от внешних воздействий **IP67**, а также табличка с предупредительной надписью "Открывать, отключив от сети".

4.5 Маркировка вычислителя БЭСКЖ-2М и датчика ПНСКЖ-1-03

4.5.1 Маркировка вычислителя БЭСКЖ-2М приведена в руководствах по эксплуатации БЭСКЖ08.00.000РЭ, БЭСКЖ09.00.000РЭ, БЭСКЖ10.00.000РЭ. Маркировка датчика ПНСКЖ-1-03 - в руководстве по эксплуатации ПНСКЖ 4.00.000 РЭ.

5 Технические параметры счётчика

5.1 Состав счётчика

5.1.1 Счётчики СКЖ-30-40, СКЖ-60-40, СКЖ-120-40, СКЖ-210-40, СКЖ-420-40, а также их модификации и исполнения состоят из следующих составных частей:

а) преобразователя расхода камерного (в дальнейшем – преобразователь или КПР), в состав которого входят:

- корпус преобразователя (в дальнейшем – корпус);
- блок измерительный (в дальнейшем – БИ), одной из составных частей которого является датчик импульсов БИ: датчик импульсов с ненормированным выходным сигналом ПСКЖ-1 (в дальнейшем – датчик ПСКЖ-1) или датчик импульсов с нормированным выходным сигналом ПНСКЖ-1-03;

б) вычислителя БЭСКЖ-2М (в дальнейшем – вычислитель);

в) устройства электрообогрева КТО-2 (по заказу потребителя).

5.1.2 Счётчики СКЖ-60-40ДАР, СКЖ-120-40ДАР и их исполнения состоят из следующих составных частей:

- а) преобразователя;
- б) вычислителя;
- в) рамы и трубопроводной обвязки;
- г) устройства электрообогрева КТО-2 (по заказу потребителя).

5.2 Основные технические параметры счётчика

5.2.1 Окружающая среда со следующими параметрами:

– температура воздуха, для:

- | | |
|---|---------------------------|
| ▪ преобразователя обычного исполнения | от минус 40 до плюс 50 °С |
| ▪ преобразователя исполнения «С» | от минус 50 до плюс 50 °С |
| ▪ вычислителя обычного исполнения | от минус 10 до плюс 50 °С |
| ▪ вычислителя исполнения «С» (БЭСКЖ-2М8-05) | от минус 40 до плюс 50 °С |

– относительная влажность воздуха для преобразователя

при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги

- | | |
|---|------|
| ▪ преобразователя и вычислителя обычного исполнения | 95 % |
| ▪ преобразователя исполнения «С» | 80 % |

5.2.2 Измеряемая среда – нефтегазоводяная смесь со следующими параметрами:

– температура

- | | |
|----------------------|----------------|
| ▪ обычное исполнение | от 0 до 70 °С |
| ▪ исполнение «В» | от 0 до 120 °С |

– верхнее значение¹⁾ кинематической вязкости:

- для СКЖ-30-40М2, СКЖ-60-40, СКЖ-60-40Д, СКЖ-60-40А, СКЖ-60-40ДА, СКЖ-60-40ДАР до $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$
- для СКЖ-60-40М, СКЖ-120-40, СКЖ-120-40Д, СКЖ-120-40А, СКЖ-120-40ДА, СКЖ-120-40ДАР, СКЖ-210-40, СКЖ-210-40А, СКЖ-210-40М, СКЖ-420-40 до $1,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$

- для СКЖ-60-40М4 до $1,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$

– плотность

- (значение, принятое по умолчанию, $820 \text{ кг}/\text{м}^3$) от 500 до $1500 \text{ кг}/\text{м}^3$

– минимальное допустимое содержание объёмной доли свободного газа в составе нефтегазоводяной смеси в условиях измерения, не менее 2 %

– максимальное допустимое содержание (объёмная доля) свободного газа в нефтегазоводяной смеси в условиях измерения, % см. МВИ²⁾

– содержание сероводорода в свободном нефтяном газе по объёму, не более:

- при давлении до 1,7 МПа 4 %
- при давлении свыше 1,7 до 4,0 МПа и парциальном давлении сероводорода до 345 Па 0,02 %

5.2.3 Основные технические параметры счётчиков приведены в таблицах 4, 5. Данные действительны также для всех исполнений указанных счётчиков.

Таблица 4

Условное обозначение счётчика, блока измерительного	Диапазон расхода в зависимости от плотности (ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$) измеряемой жидкости, т/сут			
	$600 \geq \rho \geq 500$	$700 \geq \rho \geq 600$	$820 \geq \rho \geq 700$	$1500 \geq \rho \geq 820$
СКЖ-30-40М2	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 18	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 22	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 26	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 30
СКЖ-30-40 БИ				
СКЖ-60-40М	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 37	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 44	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 51	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 60
СКЖ-60-40				
СКЖ-60-40М4				
СКЖ-60-40А				
СКЖ-60-40 БИ				
СКЖ-120-40Д	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 37 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 44 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 51 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 60 по каждому каналу
СКЖ-120-40ДА				
СКЖ-120-40ДАР				
СКЖ-60-40Д	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 18 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 22 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 26 по каждому каналу	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 30 по каждому каналу
СКЖ-60-40ДА				
СКЖ-60-40ДАР				
СКЖ-120-40	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 73	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 88	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 102	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 120
СКЖ-120-40А				
СКЖ-210-40	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 128	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 154	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 179	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 210
СКЖ-210-40А				
СКЖ-210-40 БИ				
СКЖ-420-40	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 256	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 307	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 359	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 420

¹⁾ Значения действительны для всех модификаций и исполнений указанных счётчиков СКЖ.

²⁾ ГСИ. Масса жидкости. Методика выполнения измерений массы жидкости в составе газожидкостной смеси с применением счётчика СКЖ. Казань, 2004.

5.2.4 Датчики импульсов БИ имеют взрывозащиту вида «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р 51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4 по ГОСТ Р 51330.0-99.

Преобразователь может применяться во взрывоопасных зонах классов 1, 2 согласно ГОСТ Р 51330.13-99, ПУЭ гл. 7.3.

5.2.5 Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

5.2.6 Вычислители относятся к электрооборудованию общего назначения и устанавливаются вне взрывоопасной зоны.

5.2.7 Потеря давления в преобразователе не более 0,01 МПа.

Таблица 5

Условное обозначение счётчика	Диапазон расхода счётчика*, т/сут	Давление рабочее максимальное, МПа	Условный проход, мм		Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
			входного патрубка	выходного патрубка	длина	ширина	высота	
СКЖ-30-40М2	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 30	4,0	50		610	423	672	83,5±0,5
СКЖ-60-40М	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 60					752		
СКЖ-60-40							500	
СКЖ-60-40Д	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 30 по каждому каналу		80	680	755	590		119±0,5
СКЖ-60-40М4	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 60						80	
СКЖ-60-40А			от $1 \cdot 10^{-3}$ до 30 по каждому каналу	50	80	520	752	888
СКЖ-60-40ДА	1700					1040		1274
СКЖ-60-40ДАР								
СКЖ-120-40	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 120		50		610	752	672	143,5±0,5
СКЖ-120-40А			80	150	690		730	185,5±0,5
СКЖ-120-40Д	от $1 \cdot 10^{-3}$ до 60 по каждому каналу		50		500		707	143,5±0,5
СКЖ-120-40ДА			50	80	520	888	127±0,5	
СКЖ-120-40ДАР					1700	1040	1274	416,8±0,5
СКЖ-210-40			от $1 \cdot 10^{-3}$ до 210	80		680	755	590
СКЖ-210-40М	80			150	550	730		152±0,5
СКЖ-210-40А								
СКЖ-420-40	от $2 \cdot 10^{-3}$ до 420	100		700	1186	590	275±0,5	

* Значения действительны для плотности измеряемой жидкости, принятой по умолчанию, $\rho = 820 \text{ кг/м}^3$. Подробнее см. таблицу 4

5.2.8 Параметры электропитания и потребляемая мощность составных частей счётчиков приведены в таблице 6.

Таблица 6

Составные части счётчиков		Питание		Потребляемая мощность, ВА, не более
		род тока	напряжение, В	
Вычислитель	БЭСКЖ-2М10-05	переменный	220 ⁺⁴⁵ ₋₁₃₅	7
	БЭСКЖ-2М5-05			
	БЭСКЖ-2М6-05	постоянный	12 ⁺²⁴ ₋₃	4
	БЭСКЖ-2М8-05			
	БЭСКЖ-2М2-05	постоянный	12 ⁺² ₋₅	1,8
	БЭСКЖ-2М7-05			
БЭСКЖ-2М9-05				
Датчик импульсов ПНСКЖ-1-03			12 ⁺²³ ₋₂	0,25
Устройство электрообогрева КТО-2	КТО-2-11, КТО-2-11К	переменный	220±22	184
	КТО-2-12, КТО-2-12К			480
	КТО-2-21, КТО-2-21К, КТО-2-31, КТО-2-31К, КТО-2-81, КТО-2-81К, КТО-2-161, КТО-2-161К, КТО-2-171, КТО-2-171К			230
	КТО-2-22, КТО-2-22К, КТО-2-32, КТО-2-32К, КТО-2-82, КТО-2-82К, КТО-2-162, КТО-2-162К, КТО-2-172, КТО-2-172К			600
	КТО-2-91, КТО-2-91К			460
	КТО-2-92, КТО-2-92К			1200

5.2.9 Основные параметры БИ приведены в руководстве по эксплуатации БИСКЖ4.00.000 РЭ и в таблице 7.

5.2.10 Длина канала связи между датчиком импульсов БИ и вычислителем должна быть не более 250 м.

5.2.11 Предел допускаемой относительной погрешности счётчика (обычного исполнения и исполнения «С») измерения массы жидкости в диапазоне расхода ±2,0%,

в том числе:

преобразователя ±1,8%,

вычислителя БЭСКЖ-2М..... ±0,1%,

датчика ПНСКЖ-1-03..... ±0,1%.

Примечание - Значения действительны и для счётчиков с устройством электрообогрева КТО-2.

5.2.12 Средняя наработка на отказ – 30000 ч.

5.2.13 Срок службы – 10 лет.

Таблица 7

Параметр		Значение									
		СКЖ-30-40БИ-2	СКЖ-30-40БИ-3	СКЖ-60-40БИ-4	СКЖ-60-40БИ-6	СКЖ-60-40БИ-5	СКЖ-60-40БИ-7	СКЖ-210-40БИ-2	СКЖ-210-40БИ-4	СКЖ-210-40БИ-3	СКЖ-210-40БИ-5
Диапазон расхода, т/сут		См. таблицу 4									
Давление рабочее максимальное, МПа		4,0									
Питание электриче- ских цепей датчика	род тока	постоянный									
	напряжение, В	5 ⁺²⁵ _{-1,2}	12 ⁺²³ ₋₂	5 ⁺²⁵ _{-1,2}	12 ⁺²³ ₋₂	5 ⁺²⁵ _{-1,2}	12 ⁺²³ ₋₂	5 ⁺²⁵ _{-1,2}	12 ⁺²³ ₋₂	5 ⁺²⁵ _{-1,2}	12 ⁺²³ ₋₂
	ток, мА, не более	3	7	3	7	3	7	3	7	3	7
Параметры выходных сигналов	код	единичный									
	вид выходной цепи	сухой контакт	открытый коллектор	сухой контакт	датчик Холла	открытый коллектор	датчик Холла	открытый коллектор	датчик Холла	открытый коллектор	открытый коллектор
	время замыкания «электронного ключа» или контакта, с	не менее 0,01	0,25±0,05	не менее 0,01		0,25±0,05		не менее 0,01		0,25±0,05	
	максимальное допускаемое напряжение в выходной цепи, В, не более	5	30	5	30			30			
	максимальный допускаемый ток в выходной цепи, мА	4	10	4	10			10			
	«вес» импульса, кг	не нор- мируется	10	не нор- мируется		10		не нор- мируется		10	
	Габаритные размеры, мм	длина	370			583	370	583			
ширина		325									
высота		325									
Масса, кг, не более		20		20,5	23	20,5	23	23,6			

ВНИМАНИЕ! Допускается кратковременное превышение расхода жидкости выше установленного максимального значения (кроме всех исполнений блоков измерительных СКЖ-210-40БИ). Величина превышения не более 1,8 величины верхнего предела расхода для типоразмера счётчика. Время превышения допускается не более 10 % от общего времени измерения счётчиком.

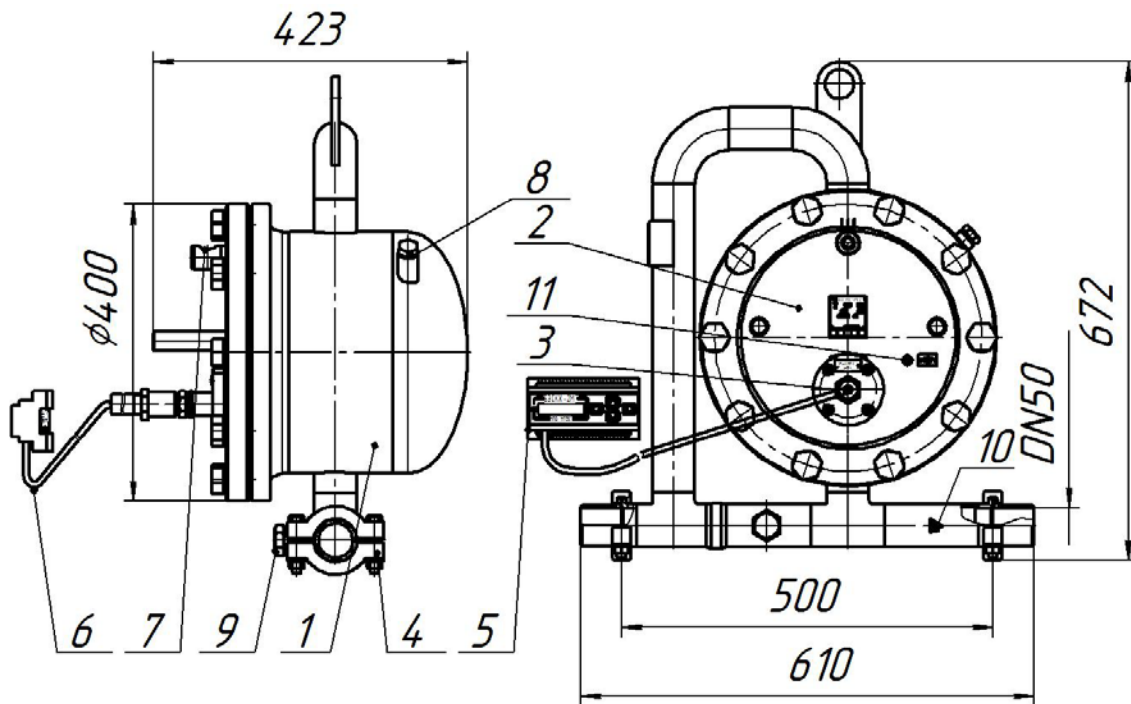
При кратковременном и постоянном превышении расхода жидкости выше установленного максимального значения для счётчика СКЖ будет иметь место дополнительная погрешность измерения массы жидкости. Величина дополнительной погрешности измерения массы жидкости будет зависеть от величины превышения расхода от максимального установленного значения, кинематической вязкости жидкости и объемной доли свободного газа в потоке нефтегазоводяной смеси.

6 Описание устройства и принципа работы счётчика

6.1 Устройство счётчиков СКЖ-30-40М2, СКЖ-60-40М

6.1.1 Счётчики СКЖ-30-40М2-Х¹⁾-0, СКЖ-60-40М-Х-0 (рисунок 4) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 6 с вычислителем 5.

6.1.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и съёмного БИ (см. поз. 2) с датчиком импульсов 3. Для ввода нефтегазоводяной смеси и вывода ее предназначен коллектор. Для соединения счётчика с трубопроводом на коллекторе имеются бугельные соединения 4.



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – бугельное соединение; 5 – вычислитель; 6 – кабель связи; 7 – индикатор уклона; 8 – штуцер для подключения манометра; 9 – штуцер дренажный; 10 – указатель направления потока; 11 – место заземления.

Рисунок 4 - Счётчики жидкости СКЖ-30-40М2-Х-0, СКЖ-60-40М-Х-0

6.2 Устройство счётчиков СКЖ-60-40 и СКЖ-120-40

6.2.1 Счётчики СКЖ-60-40-Х-0, СКЖ-120-40-Х-0 (рисунок 5) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 6 с вычислителем 5.

6.2.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1, двух съёмных БИ (см. поз. 2) с датчиками импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь во входном коллекторе разделяется на два потока и поступает в корпус преобразователя на каждый БИ. Для соединения счётчика с трубопроводом на коллекторе имеются бугельные соединения 4.

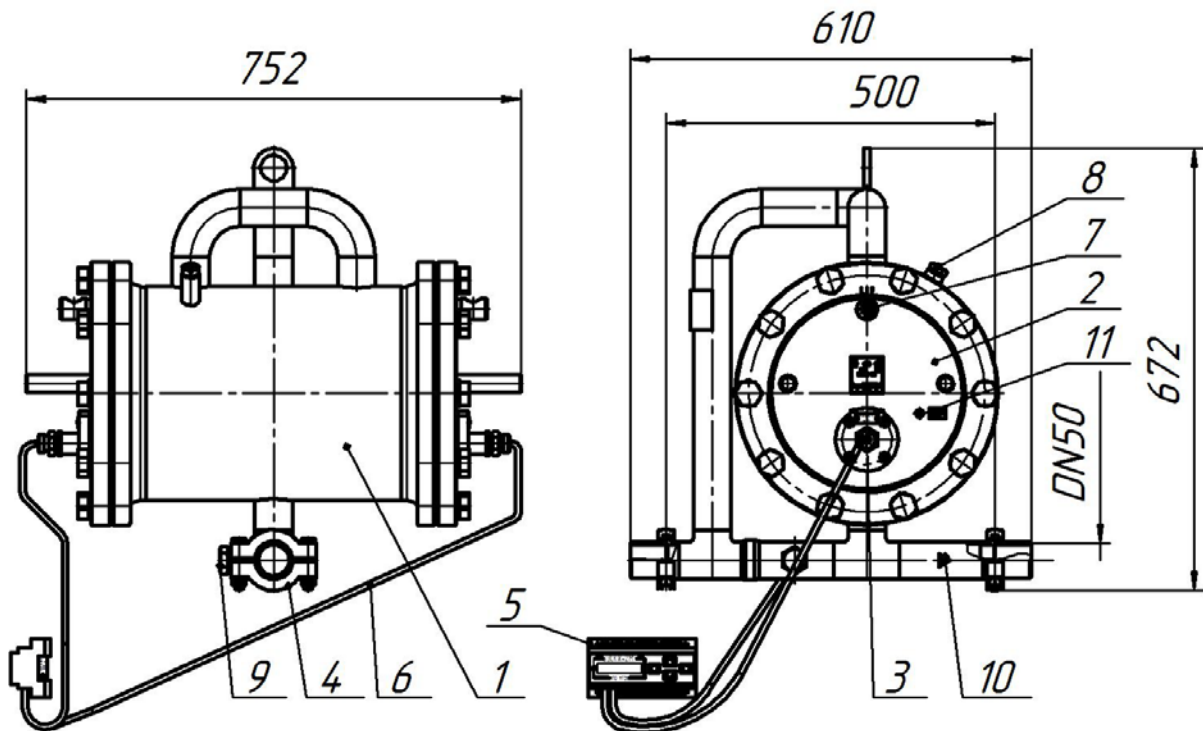
6.3 Устройство счётчиков СКЖ-60-40Д и СКЖ-120-40Д

6.3.1 Счётчики СКЖ-60-40Д-Х-0, СКЖ-120-40Д-Х-0 (рисунок 6) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 6 с вычислителем 5.

6.3.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1, двух съёмных БИ (см. поз. 2) с датчиками импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобра-

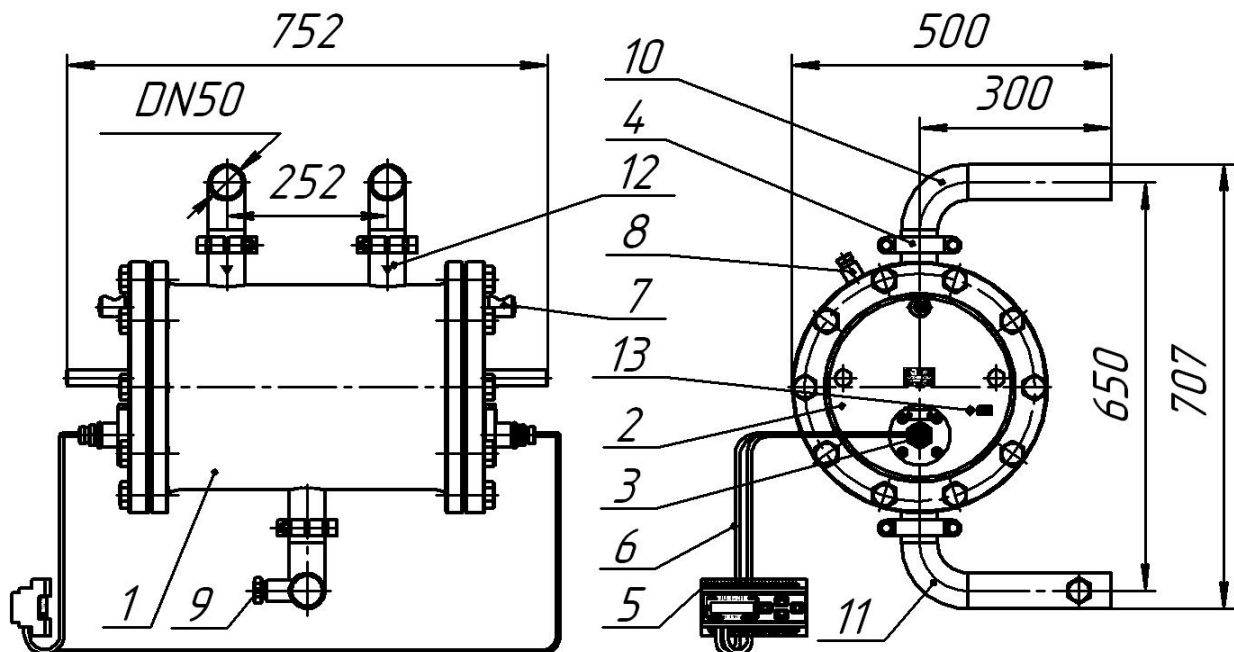
¹⁾ Здесь и далее знак Х – код комплектации вычислителем согласно таблице 2.

зователя на каждый БИ через свой вход, выполненный в виде отводов 10, и выходит через отвод 11. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются бугельные соединения 4.



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – бугельное соединение; 5 – вычислитель; 6 – кабель связи; 7 – индикатор уклона; 8 – штуцер для подключения манометра; 9 – штуцер дренажный; 10 – указатель направления потока; 11 – место заземления.

Рисунок 5 - Счётчики жидкости СКЖ-60-40-X-0, СКЖ-120-40-X-0



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – бугельное соединение; 5 – вычислитель; 6 – кабель связи; 7 – индикатор уклона; 8 – штуцер для подключения манометра; 9 – штуцер дренажный; 10, 11 – отводы; 12 – указатель направления потока; 13 – место заземления.

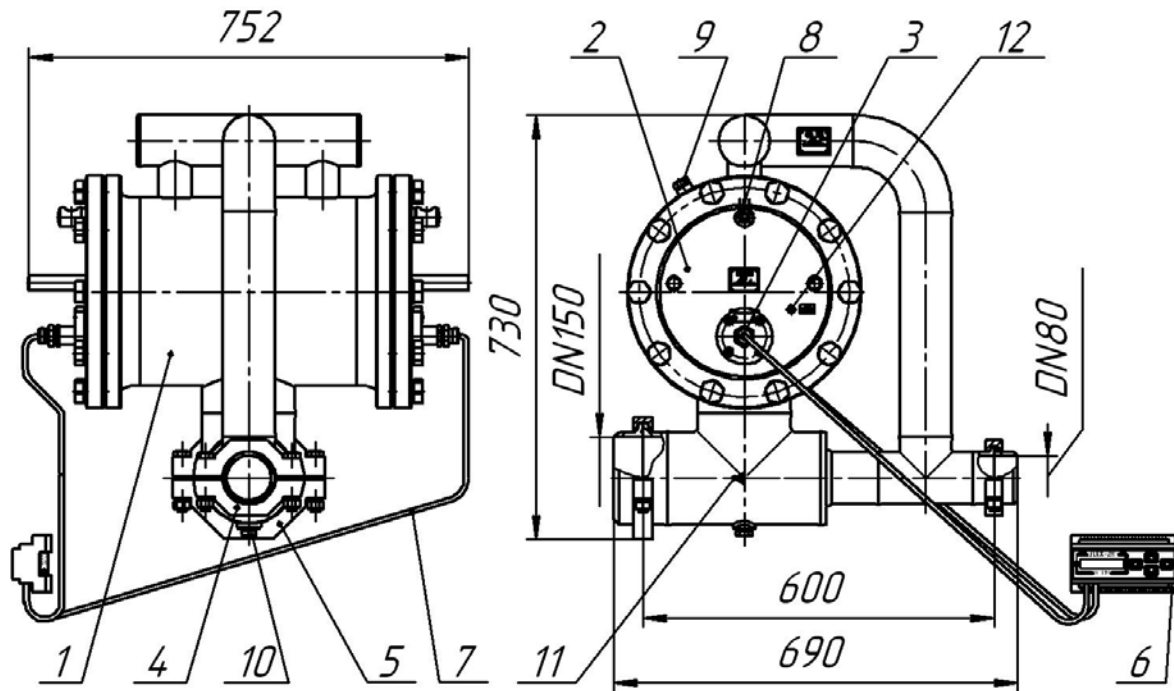
Рисунок 6 - Счётчики жидкости СКЖ-60-40Д-X-0, СКЖ-120-40Д-X-0

6.4 Устройство счётчиков СКЖ-60-40А и СКЖ-120-40А

6.4.1 Счётчики СКЖ-60-40А-Х-0, СКЖ-120-40А-Х-0 (рисунок 7) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 7 с вычислителем 6.

6.4.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1, двух съёмных БИ (см. поз. 2) с датчиками импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь подается в общий входной коллектор, затем разделяется на два потока, каждый из которых поступает на свой блок измерительный. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются бугельные соединения 4, 5.

Возможно использование счётчика для сред с низким содержанием газа (или без газа).



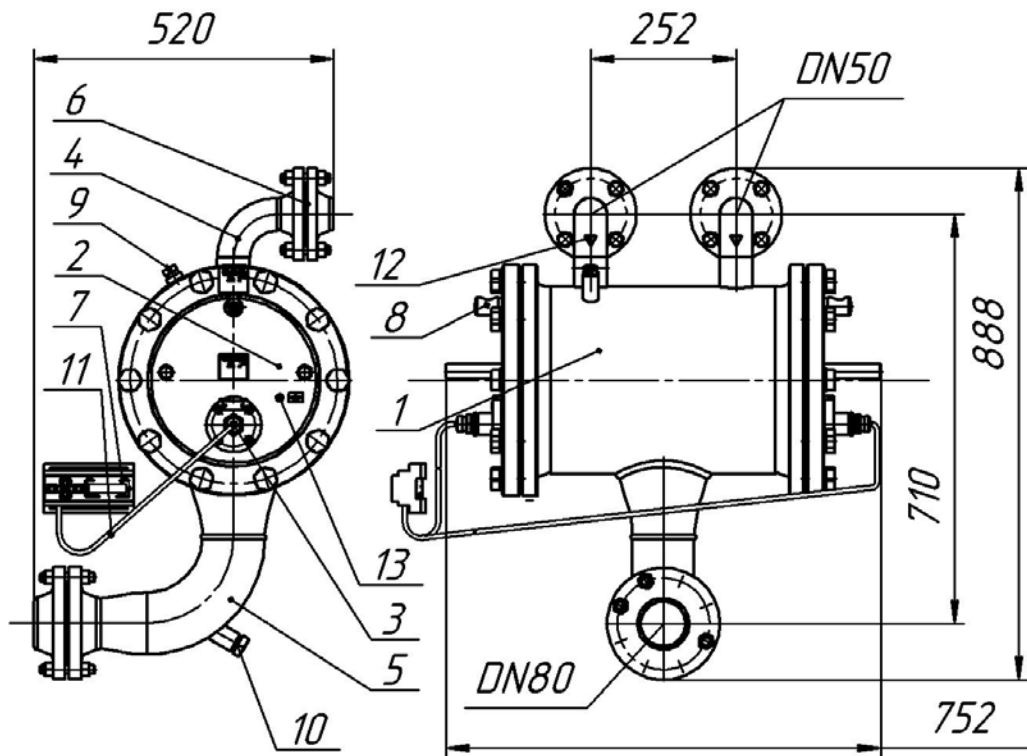
1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4, 5 – бугельное соединение; 6 – вычислитель; 7 – кабель связи; 8 – индикатор уклона; 9 – штуцер для подключения манометра; 10 – штуцер дренажный; 11 – указатель направления потока; 12 – место заземления.

Рисунок 7 - Счётчики жидкости СКЖ-60-40А-Х-0, СКЖ-120-40А-Х-0

6.5 Устройство счётчиков СКЖ-60-40ДА и СКЖ-120-40ДА

6.5.1 Счётчики СКЖ-60-40ДА-Х-0 и СКЖ-120-40ДА-Х-0 (рисунок 8) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 11 с вычислителем 7.

6.5.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и двух съёмных БИ (см. поз. 2) с датчиками импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобразователя на каждый БИ через свой вход, выполненный в виде отводов 4, и выходит через отвод 5. Отвод для вывода нефтегазоводяной смеси имеет увеличенный условный проход. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются фланцевые соединения 6.



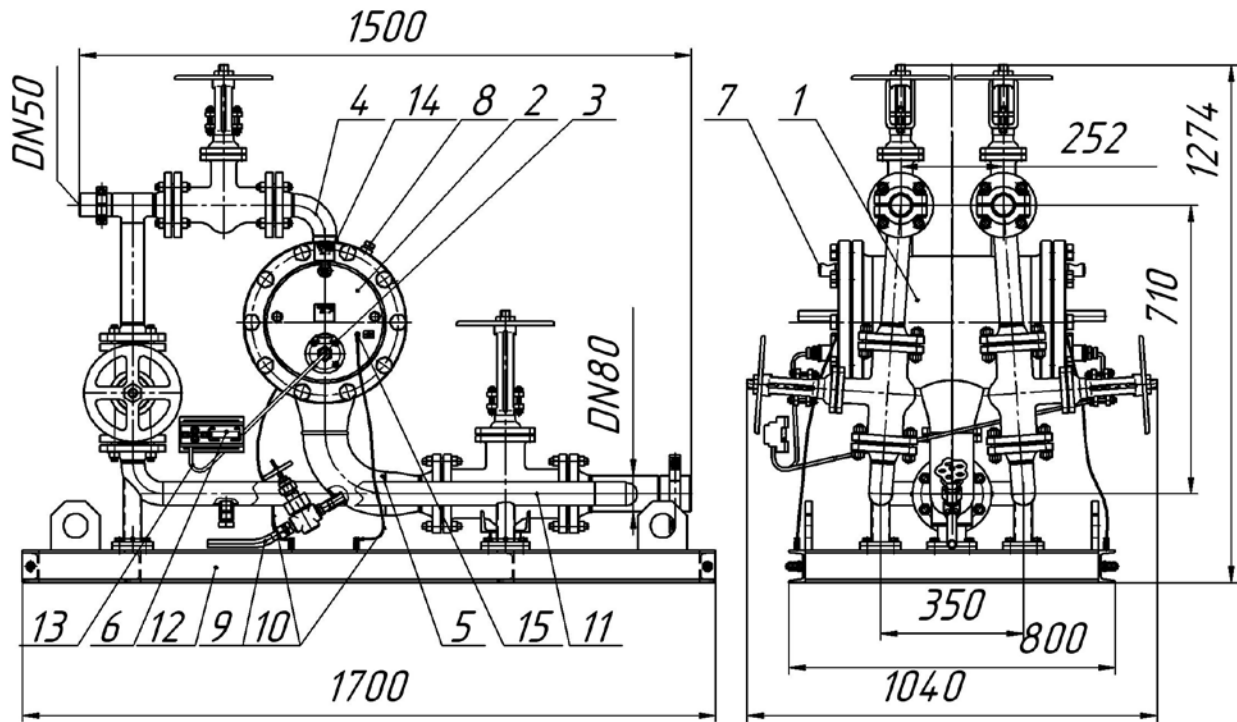
1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – отвод для ввода нефтегазоводяной смеси; 5 – отвод для вывода нефтегазоводяной смеси; 6 – фланцевые соединения; 7 – вычислитель; 8 – индикатор уклона; 9 – штуцер для подключения манометра; 10 – штуцер дренажный; 11 – кабель связи; 12 – указатель направления потока; 13 – место заземления.

Рисунок 8 - Счётчики жидкости СКЖ-60-40ДА-Х-0 и СКЖ-120-40ДА-Х-0

6.6 Устройство счётчиков СКЖ-60-40ДАР и СКЖ-120-40ДАР

6.6.1 Счётчики СКЖ-60-40ДАР-Х-0 и СКЖ-120-40ДАР-Х-0 (рисунок 9) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 13 с вычислителем 6.

6.6.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и двух съёмных БИ (см. поз. 2) с датчиками импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобразователя на каждый БИ через свой вход, выполненный в виде отводов 4, и выходит через отвод 5. Отвод для вывода нефтегазоводяной смеси имеет увеличенный условный проход. Счётчик установлен на раме 12 и оборудован трубопроводной обвязкой 11.



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – отвод для ввода рабочей жидкости; 5 – отвод для вывода нефтегазоводяной смеси; 6 – вычислитель; 7 – индикатор уклона; 8 – штуцер для подключения манометра; 9 – штуцер дренажный; 10 – заземление; 11 – трубопроводная обвязка; 12 – рама; 13 – кабель связи; 14 – указатель направления потока; 15 – место заземления.

Рисунок 9 - Счётчики жидкости СКЖ-60-40ДАР-X-0 и СКЖ-120-40ДАР-X-0

6.7 Устройство счётчиков СКЖ-210-40, СКЖ-60-40М4, СКЖ-210-40М

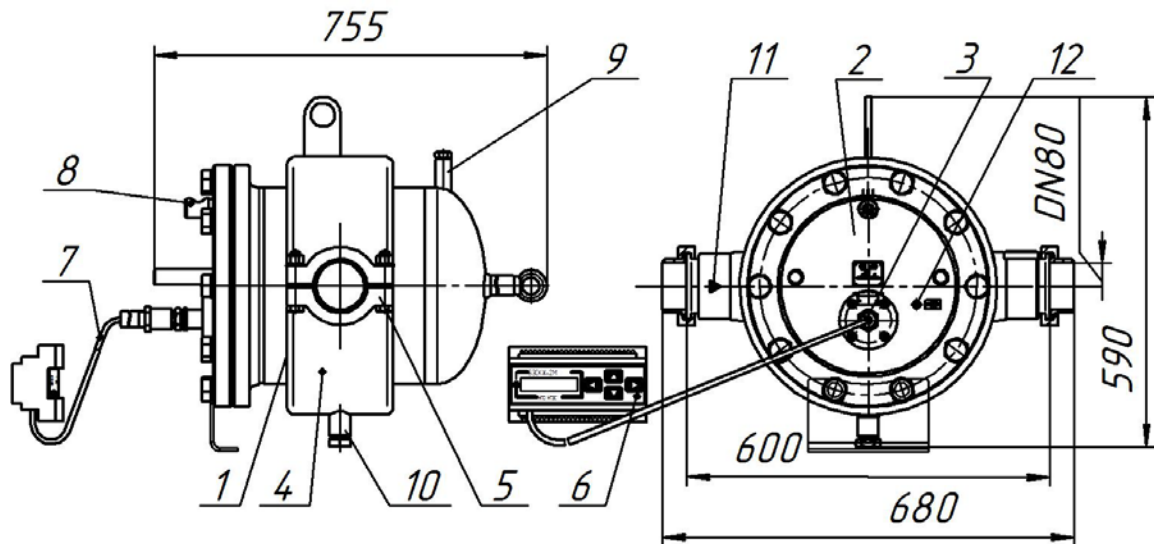
6.7.1 Счётчики СКЖ-210-40-X-0 и СКЖ-60-40М4-X-0 (рисунок 10) состоят из преобразователя, соединённого кабелем 7 с вычислителем 6.

6.7.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и БИ (см. поз. 2) с датчиком импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобразователя через коллектор, выполненный в виде дополнительной наружной оболочки корпуса 4, что уменьшает вероятность образования отложений на стенках корпуса, уменьшает потребляемую мощность устройства электрообогрева и снижает гидравлическое сопротивление. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются бугельные соединения 5.

6.8 Устройство счётчиков СКЖ-210-40А

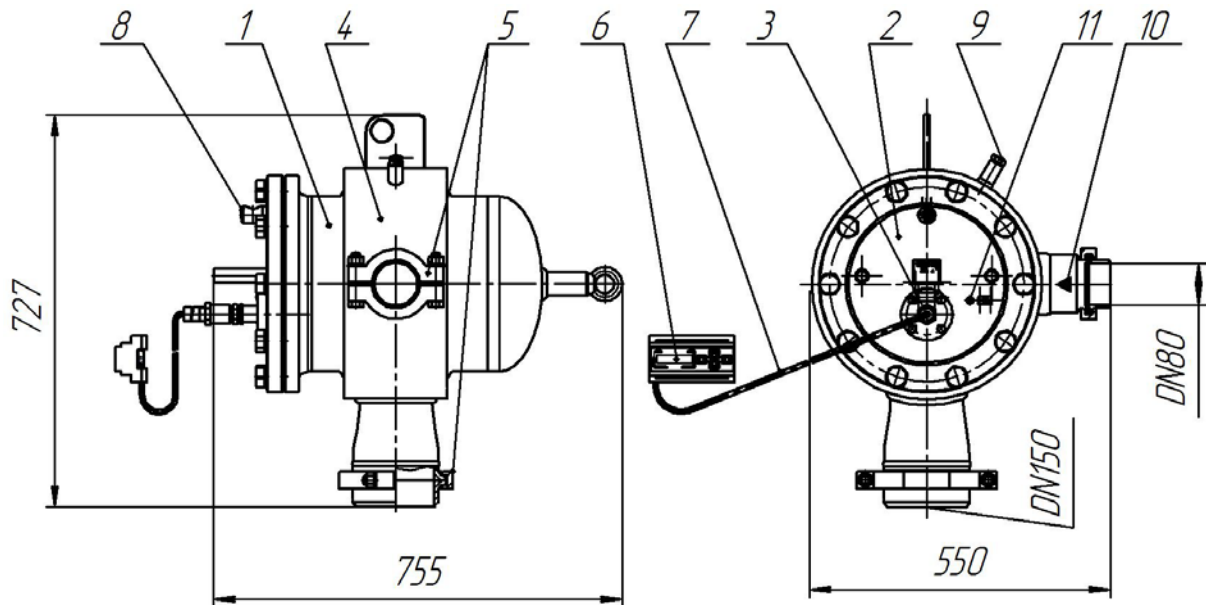
6.8.1 Счётчик СКЖ-210-40А-X-0 (рисунок 11) состоит из преобразователя, соединённого кабелем 7 с вычислителем 6.

6.8.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и БИ (см. поз. 2) с датчиком импульсов 3. Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобразователя через коллектор, выполненный в виде дополнительной наружной оболочки корпуса 4, что уменьшает вероятность образования отложений на стенках корпуса, уменьшает потребляемую мощность устройства электрообогрева и снижает гидравлическое сопротивление. Патрубок для вывода рабочей жидкости имеет увеличенный условный проход. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются бугельные соединения 5.



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – дополнительная наружная оболочка корпуса; 5 – бугельное соединение; 6 – вычислитель; 7 – кабель связи; 8 – индикатор уклона; 9 – штуцер для подключения манометра; 10 – штуцер дренажный; 11 – указатель направления потока; 12 – место заземления.

Рисунок 10 - Счётчик жидкости СКЖ-210-40-X-0; СКЖ-60-40М4-X-0; СКЖ-210-40М-X-0



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – дополнительная наружная оболочка корпуса; 5 – бугельное соединение; 6 – вычислитель; 7 – кабель связи; 8 – индикатор уклона; 9 – штуцер для подключения манометра; 10 – указатель направления потока; 11 – место заземления.

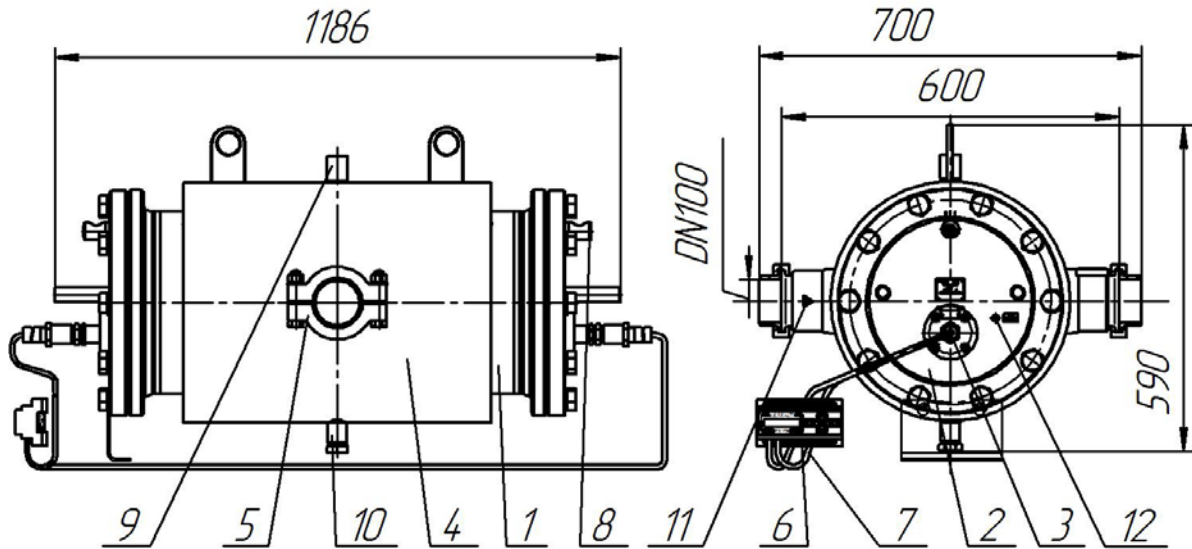
Рисунок 11 - Счётчик жидкости СКЖ-210-40А-X-0

6.9 Устройство счётчиков СКЖ-420-40

6.9.1 Счётчик СКЖ-420-40-X-0 (рисунок 12) состоит из преобразователя, соединённого кабелем 7 с вычислителем 6.

6.9.2 Преобразователь состоит из герметичного корпуса 1 и двух БИ (см. поз.2). Нефтегазоводяная смесь поступает в корпус преобразователя через коллектор, выполненный

в виде дополнительной наружной оболочки корпуса 4, что уменьшает вероятность образования отложений на стенках корпуса, уменьшает потребляемую мощность устройства электрообогрева и снижает гидравлическое сопротивление. Для соединения счётчика с трубопроводом имеются бугельные соединения 5.



1 – корпус преобразователя; 2 – блок измерительный; 3 – датчик импульсов ПСКЖ-1; 4 – дополнительная наружная оболочка корпуса; 5 – бугельное соединение; 6 – вычислитель; 7 – кабель связи; 8 – индикатор уклона; 9 – штуцер для подключения манометра; 10 – штуцер дренажный; 11 – указатель направления потока; 12 – место заземления.

Рисунок 12 - Счётчик жидкости СКЖ-420-40-X-0

ВНИМАНИЕ! Счётчики СКЖ-30-40М2-1-0, СКЖ-60-40М-1-0, СКЖ-60-40-1-0, СКЖ-60-40Д-1-0, СКЖ-60-40А-1-0, СКЖ-60-40ДА-1-0, СКЖ-60-40ДАР-1-0, СКЖ-120-40-1-0, СКЖ-120-40Д-1-0, СКЖ-120-40ДА-1-0, СКЖ-120-40ДАР-1-0, СКЖ-120-40А-1-0, СКЖ-210-40-1-0, СКЖ-210-40А-1-0, СКЖ-210-40М-1-0, СКЖ-420-40-1-0 и их исполнения «С» комплектуются датчиком ПНСКЖ-1-03. В состав перечисленных исполнений счётчиков вычислитель БЭСКЖ-2М и его исполнения не входят.

6.10 Описание принципа работы и особенностей модификаций счётчиков

6.10.1 Преобразователи работают следующим образом. Нефтегазоводяная смесь подается во входной коллектор, затем через сопло в измерительную камеру, состоящую из двух частей. Заполнение одной части измерительной камеры до величины (в единицах массы), приводящей к изменению условия устойчивого равновесия, обусловленного положением центра масс измерительной камеры, приводит к повороту измерительной камеры и сливу жидкости из камеры в корпус преобразователя. Затем этот процесс повторяется на другой части камеры. Одновременно в выходной коллектор вытесняется жидкость, находящаяся в нижней части корпуса преобразователя. При заполнении измерительной камеры часть газа из нефтегазоводяной смеси выделяется за счет эффекта гравитационной сепарации.

Избыток газа также вытесняется в выходной коллектор. Необходимым условием работы в закрытой системе сбора (под избыточным давлением), является наличие газа в корпусе преобразователя, в нашем случае он выделяется из состава нефтегазоводяной смеси в процессе работы счётчика.

6.10.2 Особенностью счётчиков СКЖ-60-40Д, СКЖ-60-40ДА, СКЖ-60-40ДАР, СКЖ-120-40Д, СКЖ-120-40ДА, СКЖ-120-40ДАР, СКЖ-210-40А и их исполнений является

измерение двух независимых потоков измеряемой среды, один из которых может не содержать попутный газ.

Особенностью счётчиков СКЖ-60-40ДА, СКЖ-60-40ДАР, СКЖ-120-40ДА, СКЖ-120-40ДАР, СКЖ-210-40А и их исполнений является то, что патрубки для входа и выхода жидкости имеют различные условные проходы.

6.10.3 Особенностью счётчиков СКЖ-60-40А, СКЖ-120-40А и их исполнений является то, что выход преобразователя соединён с нефтепроводом, по которому транспортируется поток нефтегазоводяной смеси (от нескольких скважин), содержащий свободный попутный газ, а на вход преобразователя может подаваться жидкость, не содержащая свободный попутный газ.

6.10.4 Особенностью счётчиков СКЖ-60-40М4, СКЖ-210-40, СКЖ-210-40М, СКЖ-420-40 и их исполнений является то, что коллектор выполнен в виде дополнительной наружной оболочки корпуса. Это позволит уменьшить вероятность образования отложений на стенках корпуса и снизить гидравлическое сопротивление коллектора. Возможно использование счётчиков для сред с повышенным содержанием газа.

6.10.5 Преобразование числа поворотов (опрокидываний) измерительной камеры в электрические импульсы осуществляется посредством воздействия магнита, закрепленного к измерительной камере, на геркон (магнитоуправляемый контакт) (или датчик Холла), установленный в корпусе датчика импульсов.

Вычислитель БЭСЖ-2М или датчик ПНСЖ-1-03 обрабатывают по установленному алгоритму сигнал, поступающий от геркона (или датчика Холла).

6.10.6 При использовании вычислителя БЭСЖ-2М показания массы жидкости и расхода отображаются на индикаторе, а также фиксируются и хранятся в течение определенного времени в архиве. Кроме того, возможна передача нормируемого импульса в систему телеметрии. От датчика ПНСЖ-1-03 возможно получение сигнала только в виде нормируемого импульса.

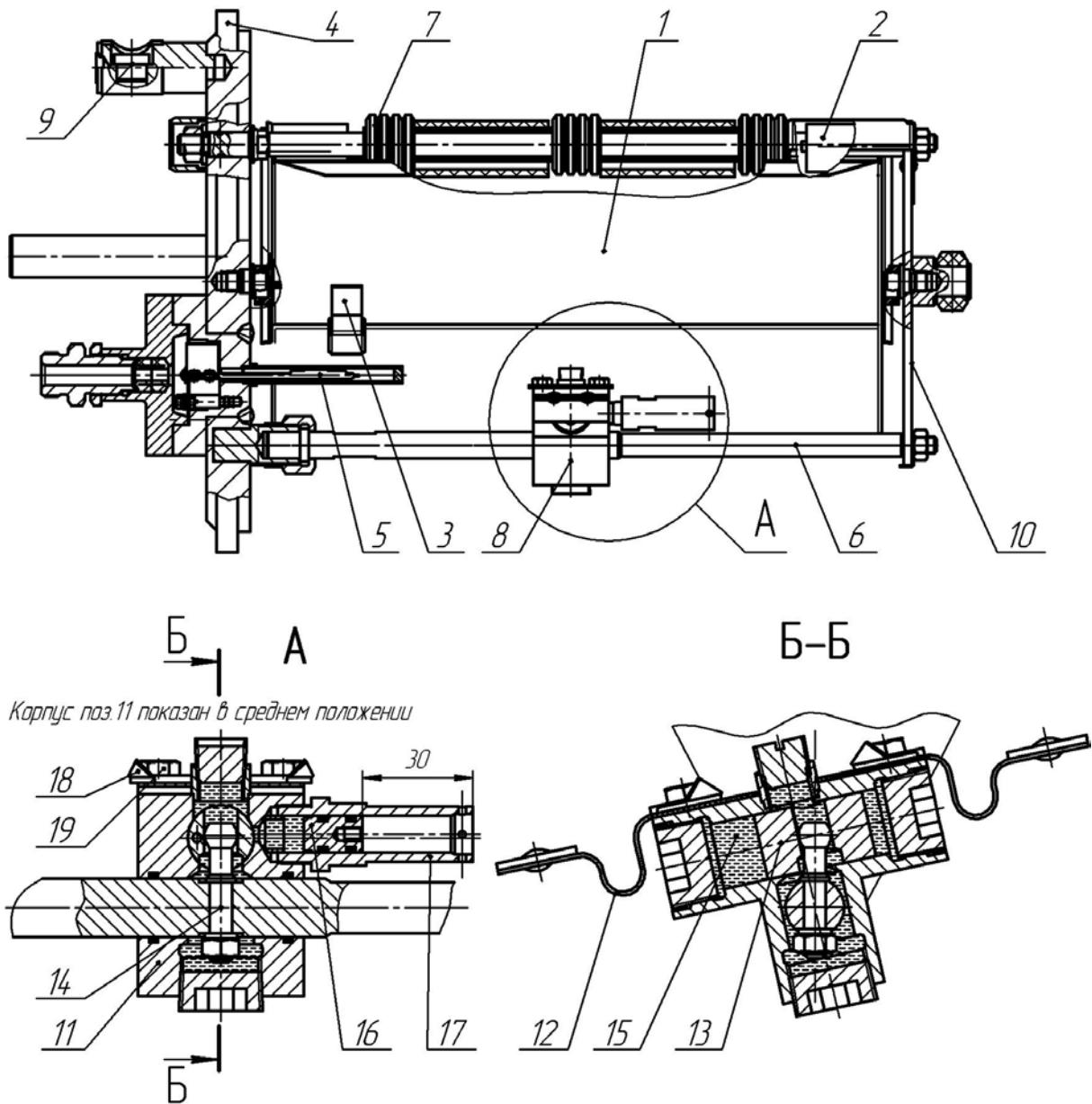
6.11 Описание устройства и принципа работы составных частей счётчика

6.11.1 Блок измерительный (рисунок 13) включает в себя измерительную камеру 1. Для изменения (регулировки) центра массы измерительной камеры на ней расположены два груза 2. Измерительная камера установлена на крышке 4 и опоре задней 10 на специальных подшипниках. Опора задняя закреплена на крышке корпуса шпильками 6. В блок измерительный входят так же гаситель удара 7, демпфер 8 (для СКЖ-210-40БИ-2 и СКЖ-210-40БИ-3), датчик импульсов 5, индикатор уклона 9 для регулировки положения БИ в пространстве. Блоки измерительные различаются размерами измерительной камеры.

6.11.2 Принцип работы измерительной камеры заключается в следующем. Одна часть измерительной камеры заполняется рабочей средой до тех пор, пока не нарушается равновесие. После этого камера поворачивается и накопленная жидкость сливается. Одновременно начинается заполнение другой части камеры. При опрокидывании измерительной камеры происходит удар краем её незаполненной части о гасители удара 7 (см. рисунок 13).

6.11.3 Для дополнительного уменьшения силы удара в конструкции блоков измерительных СКЖ-210-40БИ-2, СКЖ-210-40БИ-3 предназначен демпфер 8 (см. рисунок 13). При опрокидывании камеры край её заполненной части касается коромысла 12. Под действием камеры коромысло поворачивает корпус демпфера 11 на нижней шпильке 6 каркаса. В корпусе демпфера расположен плунжер 13, который шарнирно связан пальцем 14 с нижней шпилькой 6, и может поступательно перемещаться относительно корпуса демпфера 11 из одного крайнего положения в другое. При движении плунжера в корпусе жидкость 15 создаёт гидравлическое сопротивление, за счёт чего происходит дополнительное гашение энергии удара. При опрокидывании камеры в обратную сторону процесс гашения удара симметрично повторяется.

Для компенсации температурных колебаний объёма жидкости предусмотрен поршень 16, который имеет возможность перемещения в трубке 17.



1 – измерительная камера; 2 – грузы; 3 – магнит; 4 – крышка; 5 – датчик импульсов; 6 – нижняя шпилька; 7 – гаситель удара; 8 – демпфер (для СКЖ-210-40БИ); 9 – индикатор уклона; 10 – опора задняя; 11 – корпус демпфера; 12 – коромысло; 13 – плунжер; 14 – палец; 15 – жидкость; 16 – поршень; 17 – трубка; 18 – стопорная планка; 19 – болт.

Рисунок 13 – Блок измерительный (с демпфером)

6.11.2 Датчик импульсов БИ (рисунок 14) состоит из корпуса датчика (оболочки) 1, приваренного к крышке БИ. Корпус датчика закрыт крышкой 7 с кабельным вводом, состоящим из кольца уплотнительного 8 и штуцера 9 с контргайкой 10. Крышка крепится четырьмя болтами 11.

6.11.3 Датчик импульсов БИ имеет два исполнения: ПСКЖ-1 или ПНСКЖ-1-03.

В блоках измерительных СКЖ-30-40БИ-2, СКЖ-60-40БИ-4 устанавливается датчик импульсов с ненормированным выходным сигналом ПСКЖ-1-06 или ПСКЖ-1-09, в СКЖ-60-40БИ-6, СКЖ-210-БИ-2, СКЖ-210-БИ-4: ПСКЖ-1-07 или ПСКЖ-1-09.

В блоках измерительных СКЖ-30-40БИ-3, СКЖ-60-40БИ-5, СКЖ-60-40БИ-7, СКЖ-210-БИ-3, СКЖ-210-БИ-5 устанавливается датчик ПНСКЖ-1-03.

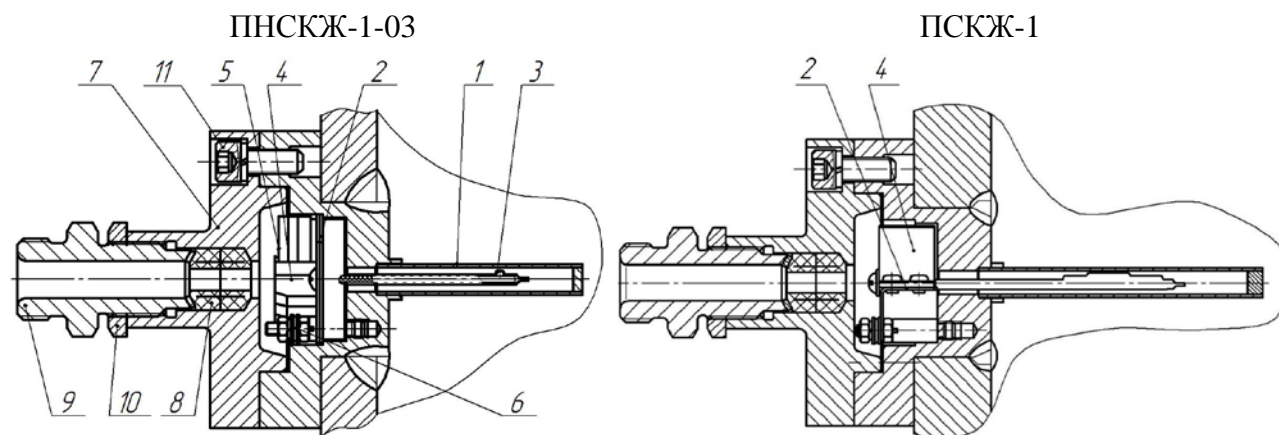
6.11.4 Датчик ПСКЖ-1-06 с ненормированным выходным сигналом (см. рисунок 14) состоит из геркона 3 (датчики ПСКЖ-1-07, ПСКЖ-1-09 из датчика Холла), установленного на несущей плате и защищенного от воздействий внешней среды с помощью термоусаживающейся трубки, и платы разъёма 2 на которой имеется разъём 4 для подключения внешних цепей.

6.11.5 Датчик ПНСКЖ-1-03 с нормированным выходным сигналом (см. рисунок 14) состоит из печатной платы контроллера, на которой размещены компоненты датчика: микроконтроллер, микросхема преобразователя питания, элементы защиты от перенапряжений и короткого замыкания в выходном канале, разъём для подключения интерфейсного преобразователя 4, пружинные клеммы WAGO 5 для подключения внешних цепей и другие элементы. К плате контроллера прикреплена вспомогательная плата, на которой установлен датчик Холла 3, который защищен от воздействий внешней среды с помощью термоусаживающейся трубки. Плата контроллера защищена от внешних воздействий залитым компаундом.

6.11.6 Датчик ПНСКЖ-1-03 работает следующим образом. В рабочем положении датчик Холла находится под измерительной камерой, на которой закреплен магнит (см. рисунок 13, поз.3). В процессе работы измерительная камера совершает колебательные движения. При прохождении магнита вблизи датчика Холла происходит изменение логического уровня на выходе датчика Холла, что фиксируется микроконтроллером, находящимся на плате контроллера датчика. Микроконтроллер по заложенному алгоритму вычисляет накопленную массу и формирует нормированный сигнал для передачи во внешние цепи. Более подробное описание устройства и работа датчика ПНСКЖ-1-03 приведены в руководстве по эксплуатации ПНСКЖ 4.00.000РЭ.

6.11.7 Описание устройства и работы вычислителей БЭСКЖ-2М приведены в руководствах по эксплуатации БЭСКЖ08.00.000РЭ, БЭСКЖ09.00.000РЭ, БЭСКЖ10.00.000РЭ.

6.11.8 Устройство электрообогрева КТО-2 устанавливается на преобразователе. Обогрев производится секциями кабельными нагревательными СКНС. Регулирование температуры устройства производится автоматически, в зависимости от температуры преобразователя и окружающей среды. Более подробно описание и принцип работы устройства электрообогрева КТО-2 приведено в руководстве по эксплуатации КТО3.00.000РЭ.



1 – корпус датчика импульсов (оболочка); 2 – плата; 3 – геркон (или датчик Холла) датчика импульсов; 4 и 5 – разъём; 6 – зажим заземления; 7 – крышка датчика импульсов; 8 – кольцо уплотнительное; 9 – штуцер; 10 – контргайка; 11 – болт крепления.

Рисунок 14 – Датчик импульсов БИ (ПНСКЖ-1-03 или ПСКЖ-1)

6.11.9 Описание устройств и работы остальных приборов, входящих в состав счётчика, приведены в эксплуатационной документации на них.

7 Определение типоразмера счётчика

Определение или подбор типоразмера счётчика жидкости СКЖ в зависимости от условий измерений осуществляется на основании методики, приведенной в МВИ.

8 Монтаж

8.1 Подготовка счётчика к использованию

8.1.1 При вскрытии упаковки необходимо руководствоваться надписями, указанными на ней, и соблюдать осторожность во избежание нанесения повреждений изделию. После вскрытия упаковки проверить комплектность согласно паспорту.

8.1.2 Преобразователь устанавливается в байпасную линию трубопровода (рисунок 15) или непосредственно в трубопровод системы сбора (рисунок 16).

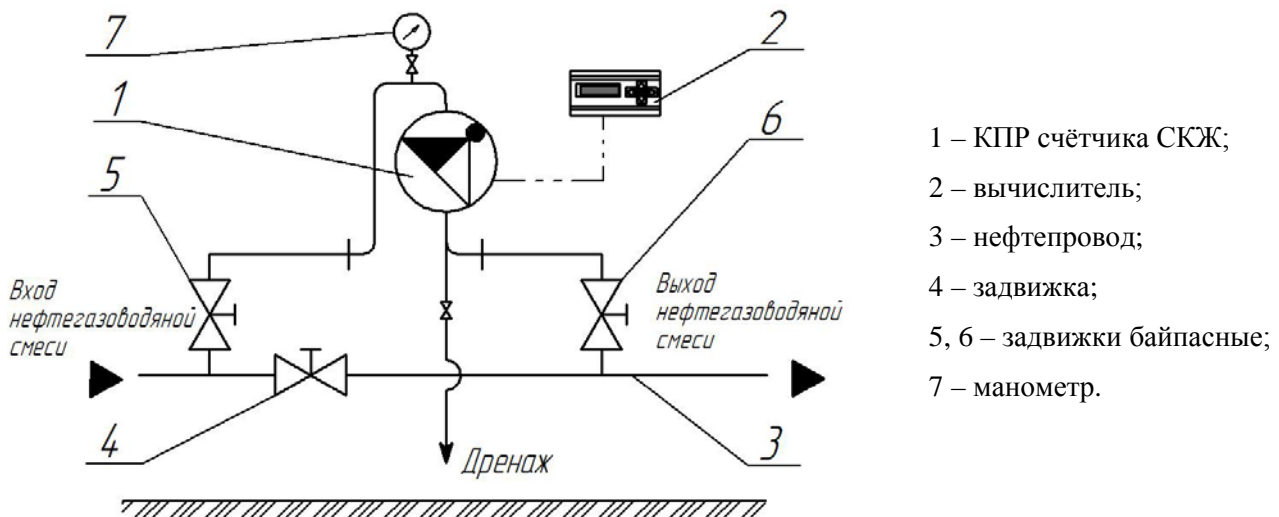


Рисунок 15 – Пример монтажа КПП счётчика СКЖ на байпасной линии трубопровода

8.1.3 При монтаже КПП счётчика СКЖ в байпасную линию трубопровода задвижки байпасные 5, 6 (см. рисунок 15) сначала должны быть закрыты, задвижка на нефтепроводе 4 должна быть открыта. После окончания монтажа задвижки 5, 6 плавно открыть, задвижку 4 – закрыть.

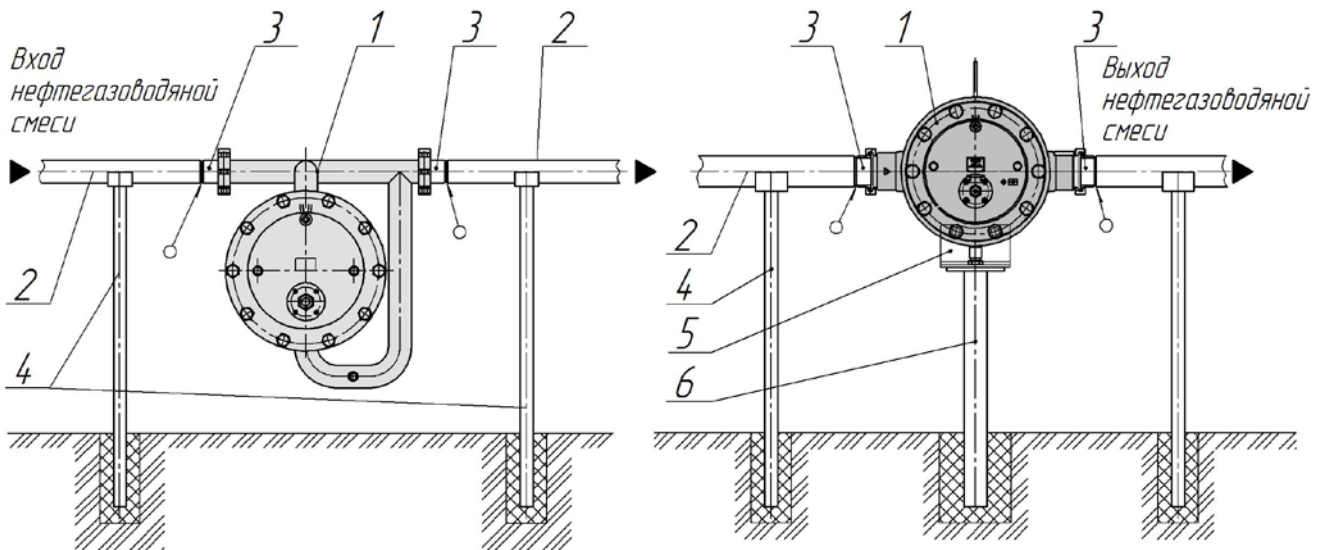
8.1.4 При монтаже КПП счётчика СКЖ непосредственно в трубопровод системы сбора (см. рисунок 16) ответные патрубки бугельного соединения 3 приварить к нефтепроводу 2.

8.1.5 При монтаже КПП счётчиков СКЖ-210-40, СКЖ-210-40М, СКЖ-420-40, СКЖ-60-40М4 в качестве дополнительной опоры следует установить стойку монтажную 4 (см. рисунок 16 б) из комплекта монтажных частей; для СКЖ-420-40 – 2 шт. Для этого: выкрутить два нижних болта, крепящих фланец, совместить отверстия в стойке с отверстиями во фланце, ввернуть и затянуть болты (см. п.8.1.12). Для счётчиков с устройством электрообогрева КТО с теплоизоляционной крышкой, сначала снять стяжку, затем изоляцию крышки. Далее установить стойку монтажную (см. выше), изоляцию крышки, закрепить стяжкой.

8.1.6 Для снижения трудоёмкости установки ответных патрубков бугельного соединения рекомендуется сварку на трубопроводе выполнить при помощи катушки монтажной (см. рисунок 17). При монтаже преобразователя в байпасную линию трубопровода установка монтажной катушки не требуется.

8.1.7 Катушка монтажная в комплект поставки счётчика не входит, её можно изготовить по чертежу, представленному на рисунке 17, или заказать в ООО НПО «НТЭС».

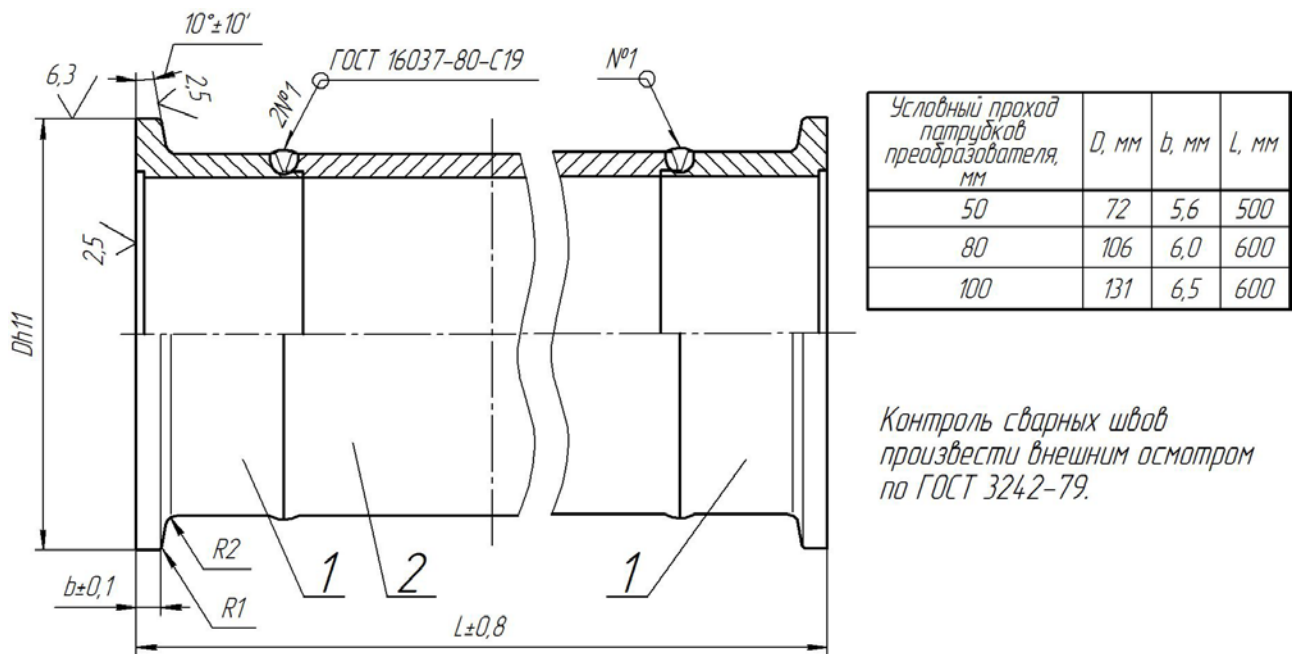
8.1.8 После окончания сварочных работ трубопроводы необходимо промыть.



а) монтаж КПР счётчиков СКЖ-30-40М2, б) Монтаж КПР счётчиков СКЖ-210-40, СКЖ-60-40XXX, СКЖ-120-40XXX, СКЖ-210-40М, СКЖ-420-40, СКЖ-60-40М4

1 – КПР счётчика СКЖ; 2 – нефтепровод; 3 – ответные патрубки бугельного соединения; 4 – опорные стойки; 5 – стойка монтажная; 6 – дополнительная опорная стойка.

Рисунок 16 – Пример монтажа КПР счётчика СКЖ на трубопроводе



Контроль сварных швов произвести внешним осмотром по ГОСТ 3242-79.

1 – фланец (2 шт); 2 – патрубок (1 шт).

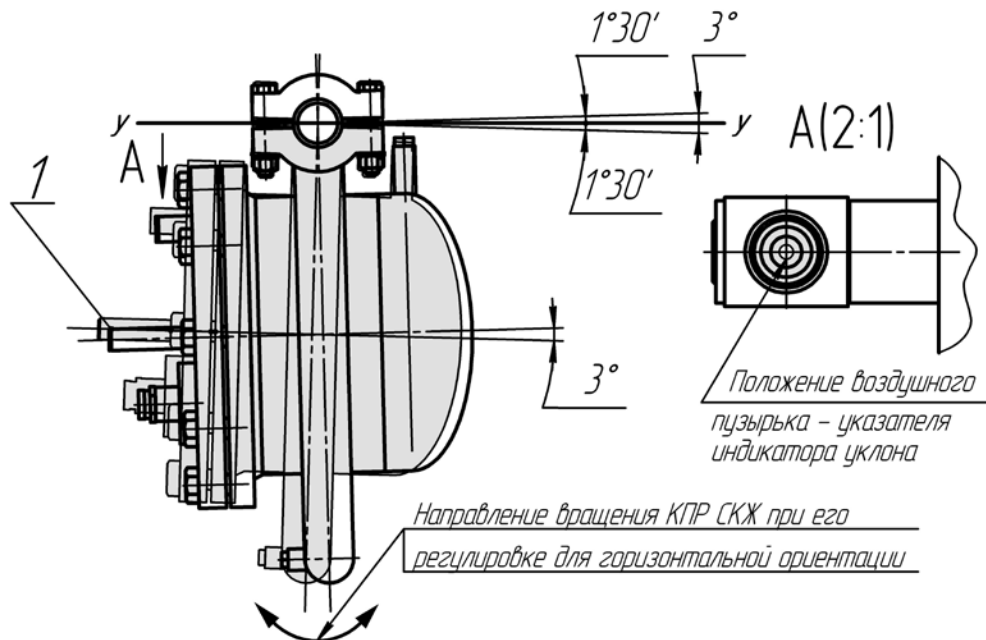
Рисунок 17 – Чертеж катушки монтажной

8.1.9 Преобразователь на трубопроводе разместить так, чтобы направление потока рабочей жидкости совпадало со стрелкой, которая нанесена на коллекторе преобразователя.

8.1.10 При монтаже счётчика СКЖ, для обеспечения его нормальной работы, необходимо преобразователь счётчика ориентировать в пространстве. Ориентация в пространстве

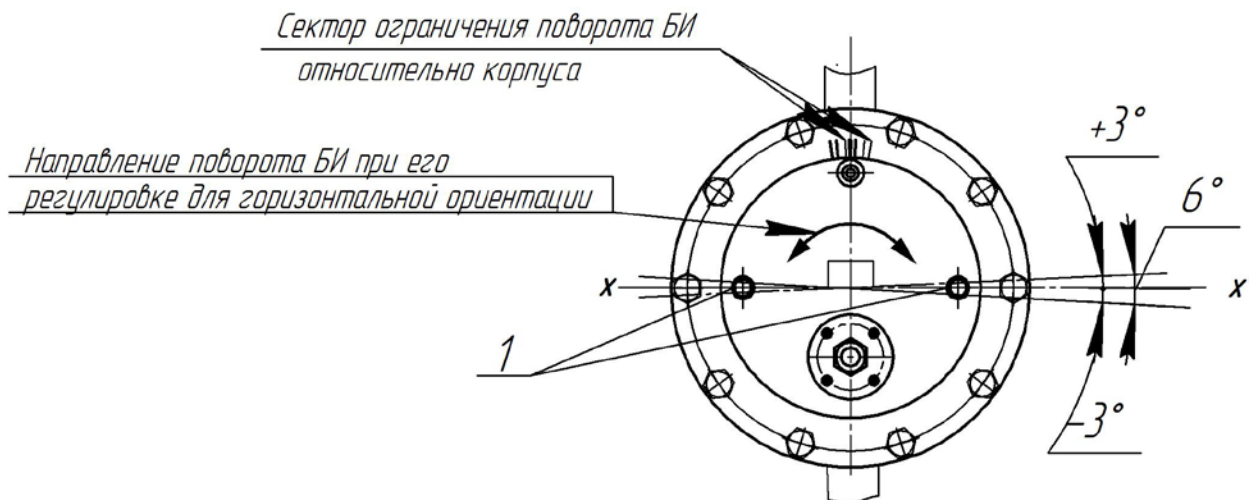
преобразователя должна быть такой, чтобы воздушный пузырек-указатель располагался в центре индикатора уклона (рисунок 18). При этом необходимо обратить внимание на положение корпуса индикатора уклона, который расположен на крышке БИ, относительно корпуса преобразователя. Корпус индикатора уклона не должен выходить за пределы сектора, ограниченного двумя верхними болтами крепления съёмного фланца (см. рисунок 19).

8.1.11 Регулировку ориентации преобразователя в пространстве выполнить в соответствии с рисунками 18 и 19.



1 - рукоятки

Рисунок 18 – Регулировка КТР счётчика СКЖ в пространстве относительно оси «У»



1 - рукоятки

Рисунок 19 - Регулировка КТР счётчика СКЖ в пространстве относительно оси «Х»

8.1.12 Для осуществления регулировки преобразователя в пространстве необходимо ослабить крепежные гайки бугельных соединений, а также ослабить болты крепления фланца преобразователя. Затем, отклоняя КТР относительно оси «У» (рисунок 18) и поворачивая БИ за рукоятки 1 относительно оси «Х» (рисунок 19), добиться размещения по центру инди-

катора уклона воздушного пузырька-указателя. После чего произвести затяжку крепежных гаек бугельного соединения и болтов фланцевого соединения.

ВНИМАНИЕ! Болты фланцевого соединения должны быть затянуты в соответствии со схемой затяжки (рисунок 20) в несколько приемов. Окончательная величина момента силы должна быть в пределах от 200 до 300 Н·м.

Если регулировка ориентации в пространстве не требуется, необходимо после монтажа проверить затяжку болтов фланца преобразователя. При необходимости произвести затяжку болтов в соответствии со схемой затяжки (см. рисунок 20). Величина момента силы должна быть в пределах от 200 до 300 Н·м.

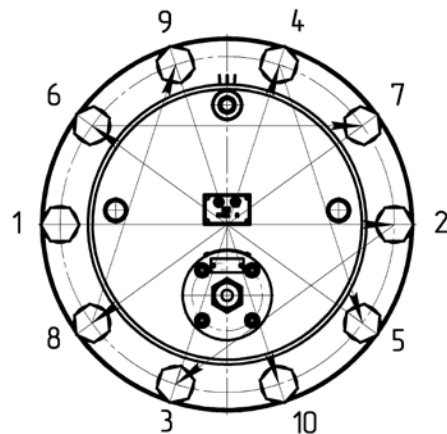


Рисунок 20 - Схема затяжки болтов

8.1.13 Монтаж преобразователей счётчиков СКЖ-60-40, СКЖ-120-40 и СКЖ-420-40 производится аналогично преобразователям счётчиков СКЖ-30-40М2, СКЖ-60-40М, и СКЖ-210-40. Особенность состоит в контроле положения в пространстве преобразователя по двум индикаторам уклона, находящимся на каждом БИ.

8.1.14 Для монтажа преобразователей счётчиков СКЖ-60-40ДАР и СКЖ-120-40ДАР разместить их на плотном горизонтальном основании (см.п.8.2.2).

8.1.15 Регулировку преобразователя счётчика СКЖ-60-40ДА в пространстве относительно оси «У» выполнить до приварки отводов к трубопроводу.

Затем выполнить корректировку положения в пространстве относительно оси «Х» преобразователей по индикаторам уклона, находящимся на каждом БИ (см. рисунок 19).

8.1.16 Монтаж преобразователей счётчиков СКЖ-60-40А, СКЖ-120-40А выполнить согласно рисунку 28. Затем произвести корректировку положения в пространстве преобразователей по индикаторам уклона, находящимся на каждом БИ.

8.1.17 После окончания монтажа преобразователя на трубопроводе обеспечить движение жидкости в нем.

8.1.18 Убедиться в герметичности всех соединений преобразователя.

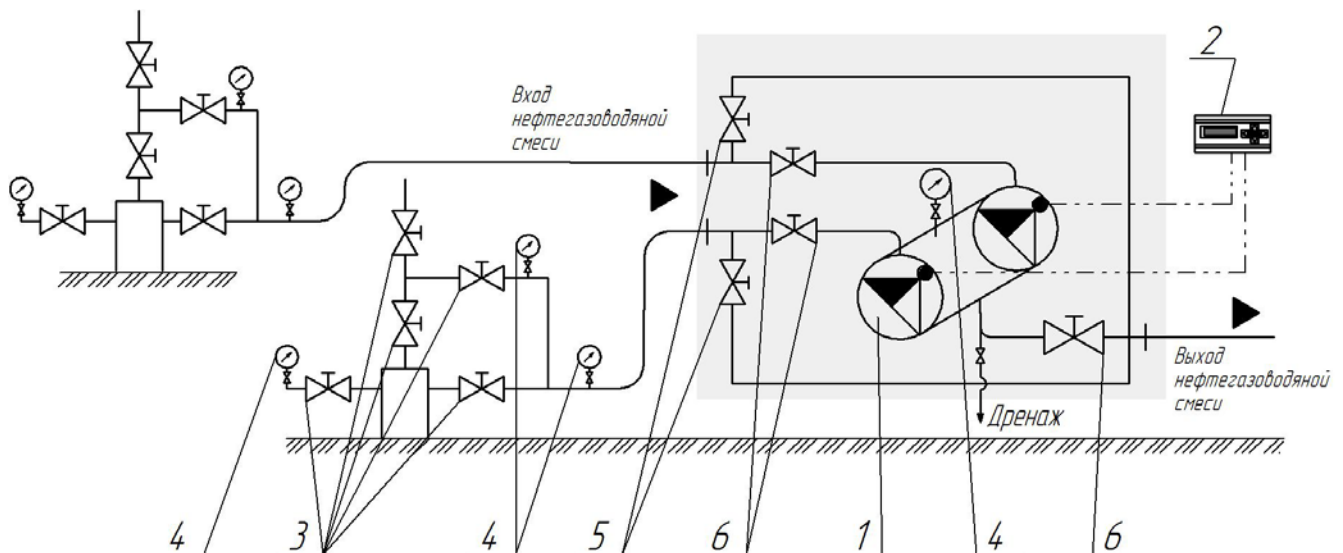
8.1.19 Монтаж и подготовку к работе вычислителя БЭСЖ-2М произвести согласно его руководству по эксплуатации.

8.2 Особенности монтажа счётчиков СКЖ-60-40ДАР и СКЖ-120-40ДАР

8.2.1 Счётчик монтируют на устье нефтяной скважины (рисунок 21). Врезка трубопроводной обвязки осуществляется непосредственно в манифольдную линию, при этом направление потока, должно совпадать со знаком направления потока на коллекторе счётчика.

8.2.2 Перед началом монтажа счётчика, площадка под раму (см. рисунок 9 поз.12) должна быть выровнена. Максимальный угол уклона площадки относительно горизонтали не должен превышать трех градусов. Счётчик установить на железобетонном или металлическом основании.

8.2.3 После окончания сварочных работ трубопроводы необходимо промыть, для этого поток измеряемой среды направить по байпасной линии: задвижки 6 (см. рисунок 21) должны быть закрыты, а задвижки 5 – открыты. После того, как поток установится (через 10-15 мин.), задвижки 6 открыть, задвижки 5 закрыть.



1 – КПР счётчика СКЖ; 2 – вычислитель; 3 - задвижки устьевые; 4 – манометры; 5 - задвижки байпасные; 6 - задвижки.

Рисунок 21 – Схема монтажа счётчика на устье нефтяной скважины

8.3 Электромонтаж счётчиков

8.3.1 Счётчики заземлить.

8.3.2 Электромонтаж счётчиков СКЖ-30-40М2-1, СКЖ-60-40М-1, СКЖ-60-40-1, СКЖ-120-40-1, СКЖ-60-40А-1, СКЖ-120-40А-1, СКЖ-60-40Д-1, СКЖ-60-40ДА-1, СКЖ-60-40ДАР-1, СКЖ-120-40Д-1, СКЖ-120-40ДА-1, СКЖ-120-40ДАР-1, СКЖ-210-40-1, СКЖ-210-40А-1, СКЖ-210-40М-1 и СКЖ-420-40-1 выполнить согласно схеме, представленной на рисунке 14 руководства по эксплуатации ПНСКЖ 4.00.000 РЭ.

8.3.3 Электромонтаж счётчиков с вычислителями выполнить в соответствии со схемами, приведёнными в руководствах по эксплуатации на вычислители.

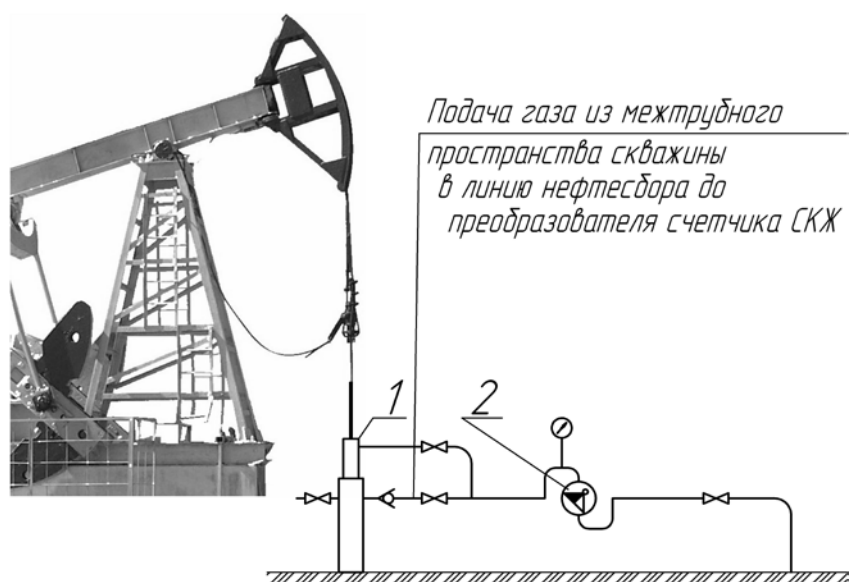
Примечание: При электромонтаже блока измерительного необходимо выходы датчика импульсов БИ соединить со входами вычислителя БЭСКЖ-2М в соответствии со схемами, приведёнными в руководствах по эксплуатации на вычислители.

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

8.4 Рекомендации по размещению счётчика в различных условиях измерения

8.4.1 Варианты размещения счётчика СКЖ зависят от условий измерений (см. МВИ).

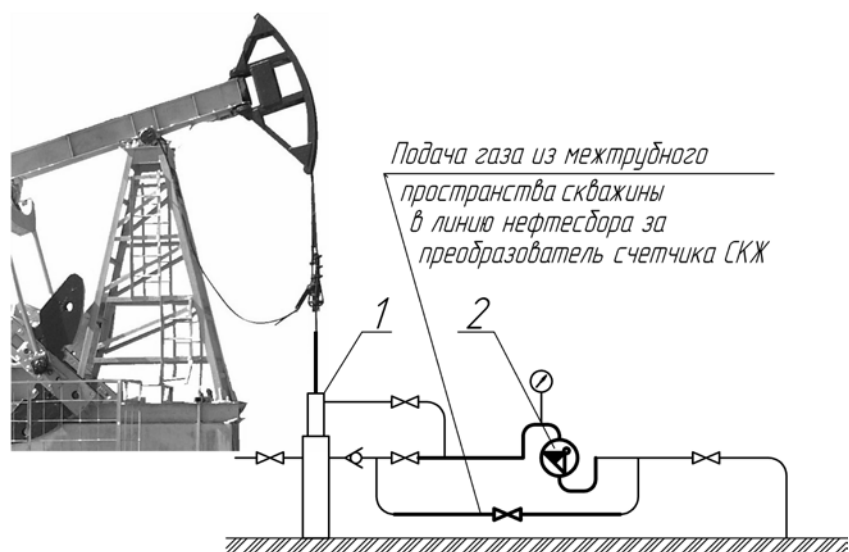
8.4.2 На рисунке 22 показана наиболее часто применяемая схема размещения и монтажа преобразователя счётчика СКЖ на устье добывающей нефтяной скважины.



1 – устье скважины; 2 – преобразователь счётчика СКЖ.

Рисунок 22 – Схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ на устье скважины

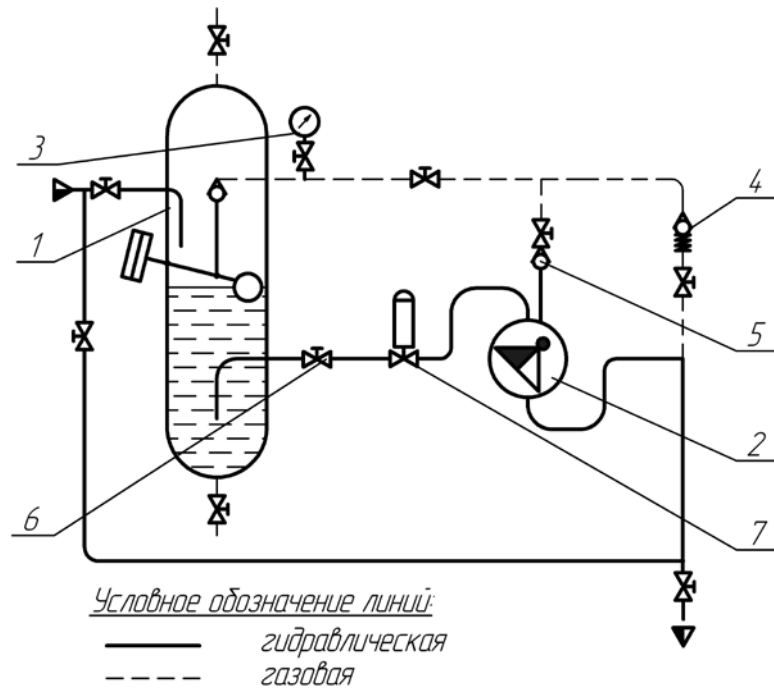
8.4.3 На рисунке 23 показана схема размещения и монтажа преобразователя счётчика СКЖ на устье добывающей нефтяной скважины для случаев присутствия высокой доли попутного нефтяного газа в межтрубном пространстве скважины. Применение этой схемы позволяет обеспечить нормальный режим измерения массы потока жидкости в составе нефтегазоводяной смеси с высокой долей газа.



1 – устье скважины; 2 – преобразователь счётчика СКЖ.

Рисунок 23 – Схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ на устье скважины, оборудованной устьевой арматурой, позволяющей перепускать попутный газ из межтрубного пространства скважины за преобразователь

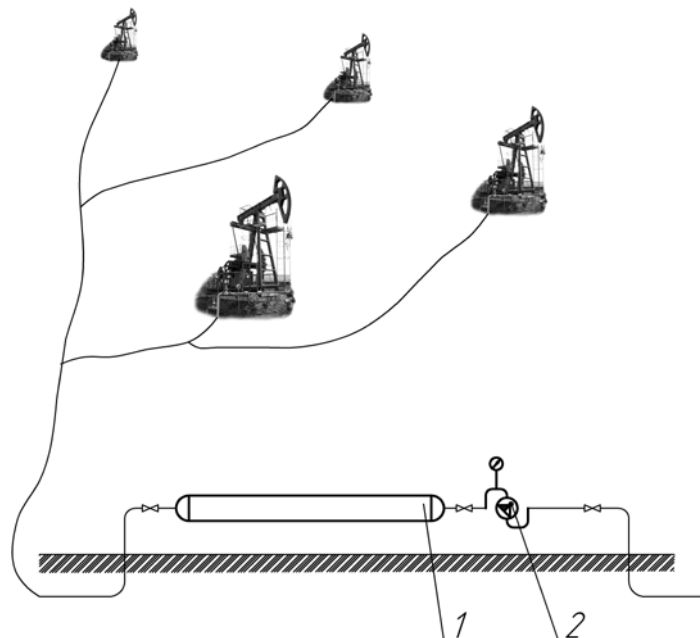
8.4.4 На рисунке 24 представлена схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ в составе с сепаратором-депульсатором. Необходимость применения этой схемы возникает при высокой доле газа в составе нефтегазоводяной смеси или пробковой структуре движения потока нефтегазоводяной смеси.



1- сепаратор-депульсатор; 2 – преобразователь счётчика СКЖ; 3 – манометр показывающий; 4 – клапан редукционный; 5 – клапан обратный; 6 – задвижка; 7 – дроссель ППД.

Рисунок 24 – Схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ в составе с сепаратором-депульсатором

8.4.5 На рисунке 25 представлена схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ в составе с депульсатором. Необходимость применения этой схемы возникает при пробковой структуре движения потока нефтегазоводяной смеси.



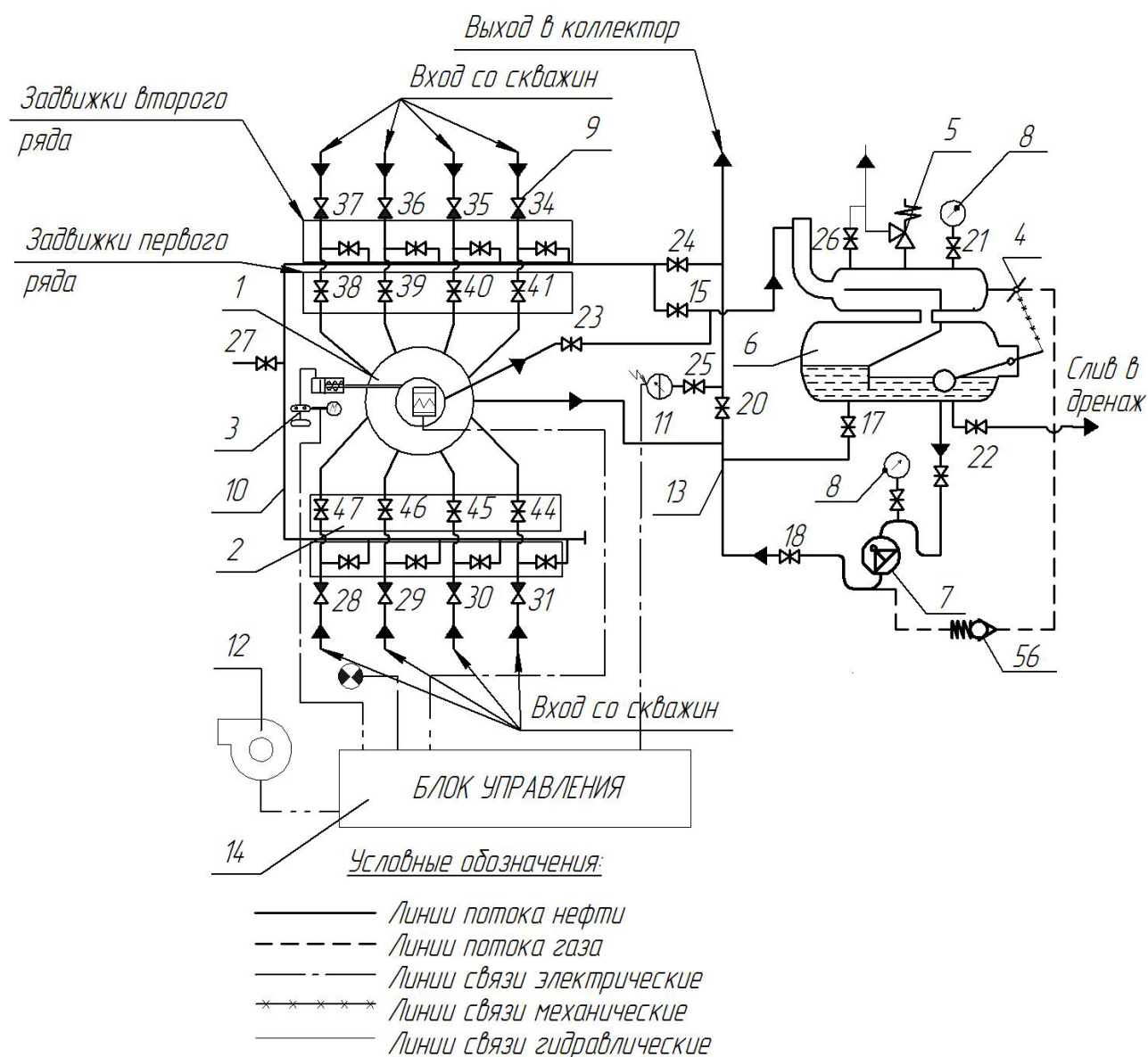
1 – депульсатор (при пробковом режиме движения потока нефтегазоводяной смеси); 2 – преобразователь счётчика СКЖ.

Рисунок 25 – Схема монтажа преобразователя счётчика СКЖ в составе с депульсатором

8.5 Рекомендации при размещении счётчика в составе ГЗУ «Спутник»

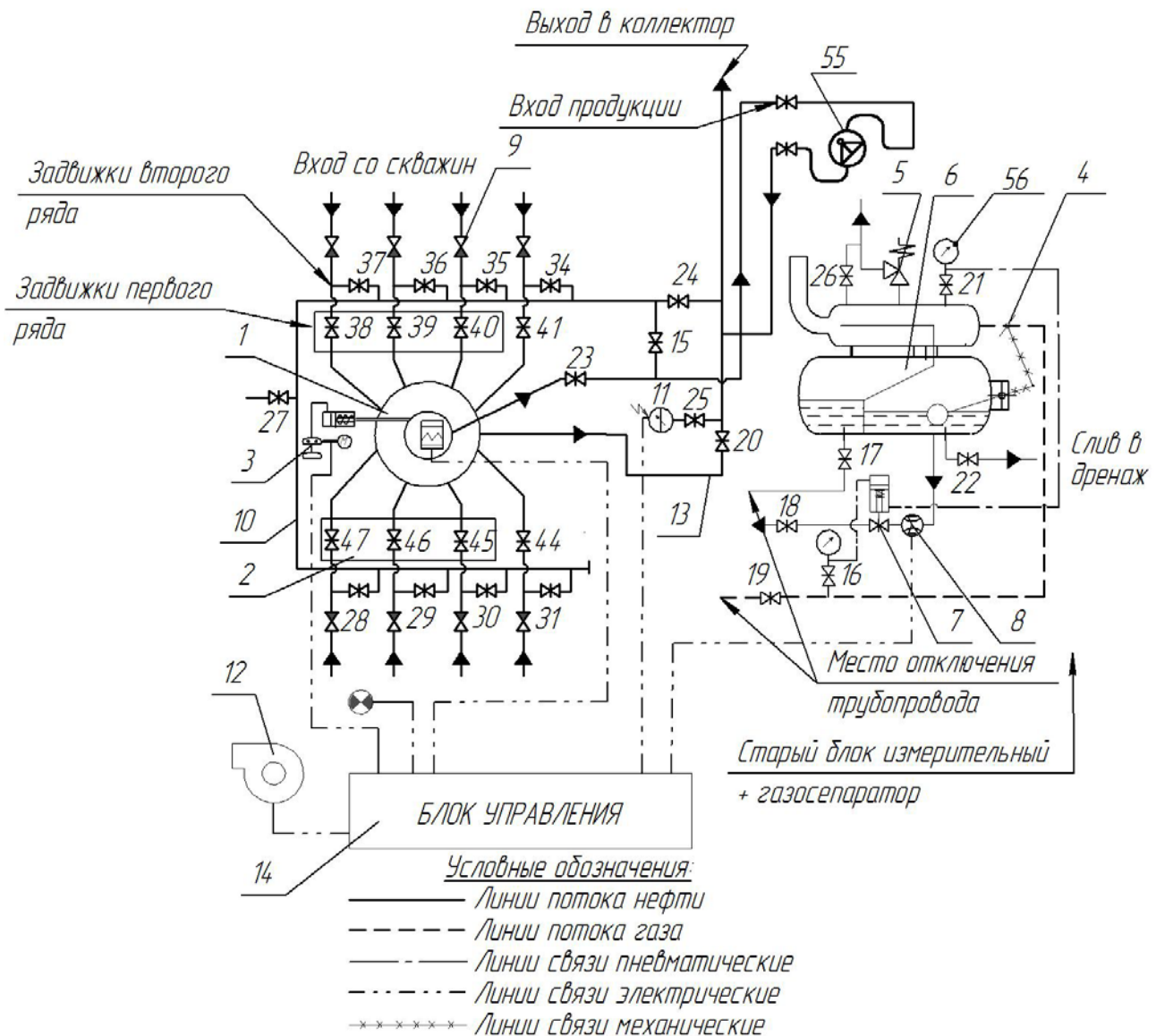
8.5.1 Счётчик СКЖ широко применяется как в составе новых групповых замерных установок (в дальнейшем – ГЗУ) «Спутник» вместо объёмного расходомера «ГОР» (рисунок 26), так и при модернизации ГЗУ. При использовании счётчика СКЖ в составе ГЗУ «Спутник» появляется ряд дополнительных преимуществ, например, сепаратор – мерник, находящийся в составе ГЗУ «Спутник» переходит в разряд только сепаратора. Отпадает необходимость в применении клапана – регулятора расхода и т. д.

8.5.2 На рисунках 26 и 27 представлены варианты схем размещения преобразователя счётчика СКЖ в ГЗУ «Спутник».



1 – переключатель скважинный ПСМ; 2 – электрообогреватель; 3 – гидропривод; 4 – заслонка; 5 – клапан предохранительный; 6 – сепаратор; 7 – КПП счётчика СКЖ; 8 – манометр показывающий; 9 – клапан обратный; 10 – байпас; 11 – манометр электроконтактный; 12 – вентилятор; 13 – трубопровод общий; 14 – блок управления и индикации; с 15 по 47 – задвижки; 56 – редукционный клапан.

Рисунок 26– Схема монтажа КПП счётчика СКЖ в составе АГЗУ «Спутник» АМ 40-8



1 – переключатель скважин ПСМ; 2 – электрообогреватель; 3 – гидропривод; 4 – заслонка; 5 – клапан предохранительный; 6 – сепаратор; 7 – регулятор давления; 8 – счётчик ТОР; 9 – клапан обратный; 10 – байпас; 11 – манометр электроконтактный; 12 – вентилятор; 13 – трубопровод общий; 14 – блок управления и индикации; с 15 по 47 – задвижки; 55 – КПР счётчика СКЖ; 56 – манометр показывающий. Поз. 4, 5, 6, 7 и 8 – отключены (отсутствует необходимость их применения).

Рисунок 27 – Схема монтажа КПР счётчика СКЖ в составе АГЗУ "Спутник" АМ 40-8 без сепаратора

8.6 Рекомендации по измерению счётчиком потока продукции без газа

8.6.1 Для решения проблемы измерения потока продукции нефтяной скважины, в которой отсутствует газ, существует несколько вариантов.

8.6.2 **Вариант 1.** Счётчик СКЖ, имеющий исполнение КПР, приведенного на рисунке 28, размещают в составе групповой замерной установки, к которой подключены потоки продукции от нескольких скважин при условии, что в потоке одной скважины присутствует газ.

В гидравлическую схему групповой замерной установки должны быть внесены изменения, позволяющие пропускать потоки продукции скважин, подключенных к групповой замерной установке, через вход преобразователя СКЖ.

Поток измеряемой жидкости подается в преобразователь СКЖ через вход.

8.6.3 **Вариант 2.** Счётчик СКЖ, имеющий исполнение КПР, показанного на рисунке 28, размещают на нефтепроводе, по которому транспортируется поток продукции от несколько скважин, при условии, что в потоке одной скважины присутствует газ.

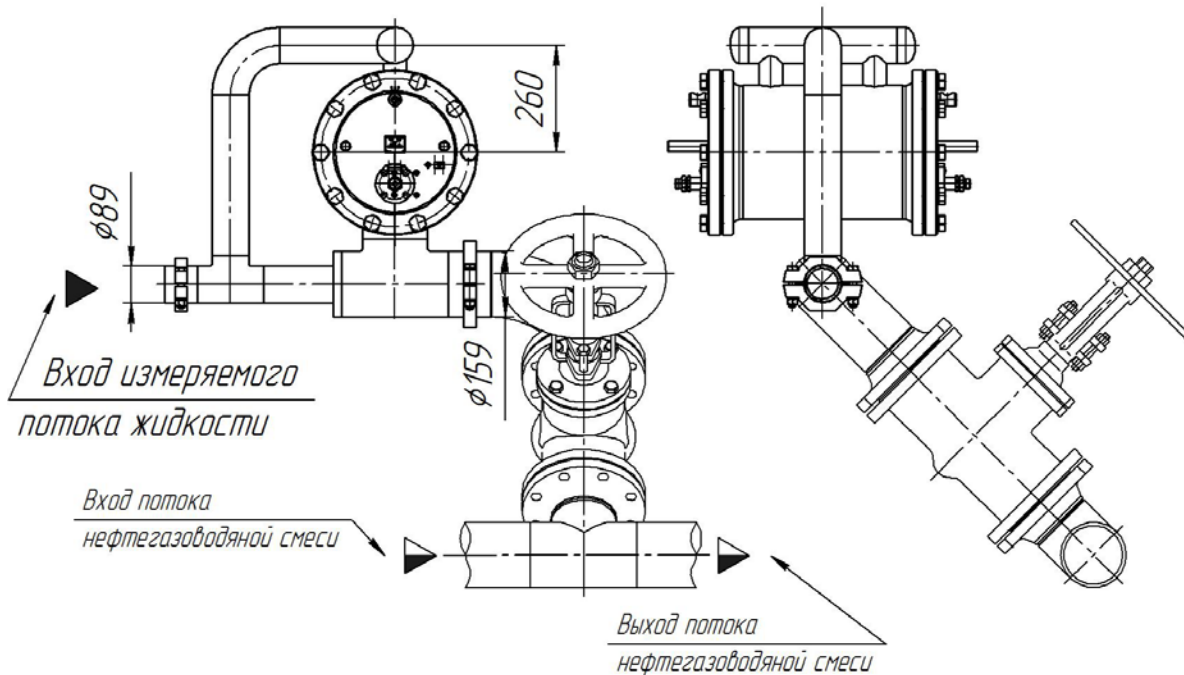


Рисунок 28 – КПР счётчика СКЖ для измерения потока жидкости без газа

8.6.4 **Вариант 3.** В КПР счётчика СКЖ подается газ от другого источника, например, из баллона, в котором давление газа выше, чем давление в КПР счётчика СКЖ (рисунки 29 и 30).

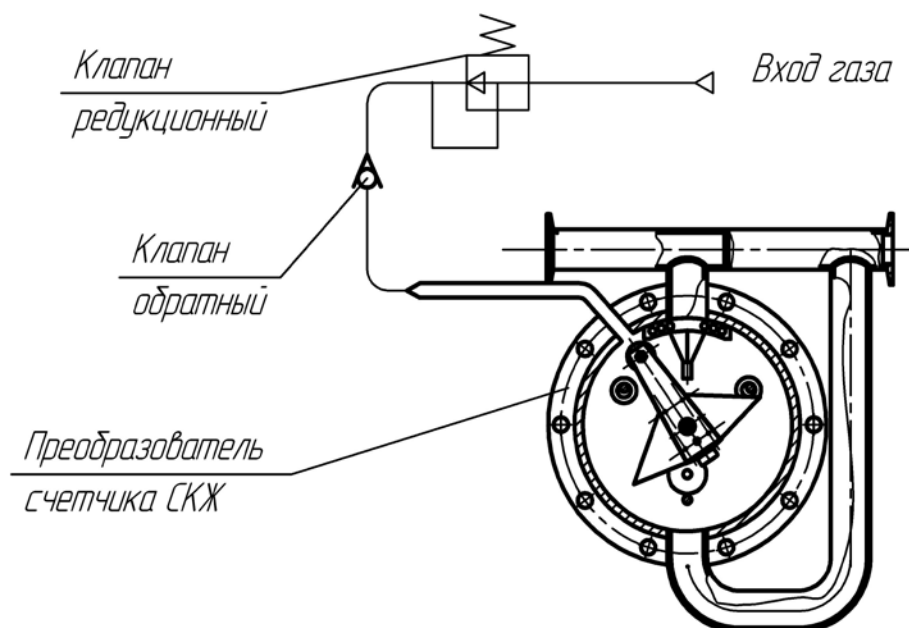


Рисунок 29 – Подача газа в КПР счётчика СКЖ без контроля расхода газа

8.6.5 **ВНИМАНИЕ!** Подаваемый газ в КПР счётчика СКЖ должен быть нейтральным к измеряемому потоку жидкости, не должен создавать взрывоопасные смеси. Состав подаваемого газа должен быть согласован с органами, контролирующими безопасность технологии производства работ.

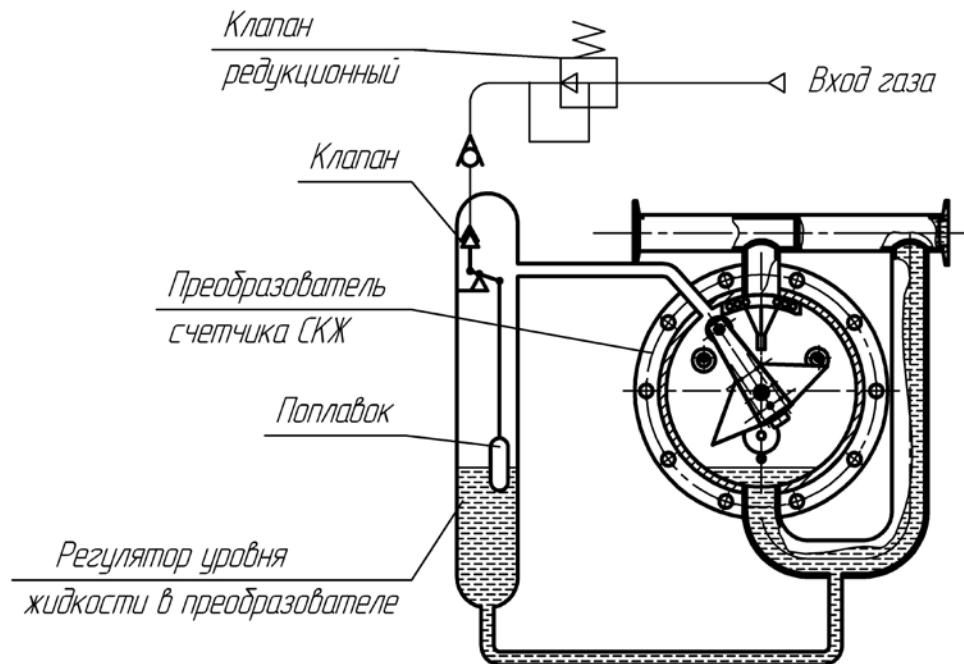


Рисунок 30 – Подача газа в КПР счётчика СКЖ с автоматическим контролем расхода газа

9 Эксплуатация счётчика

9.1 Эксплуатация счётчика должна осуществляться таким образом, чтобы соблюдались все требования и параметры, указанные в настоящем руководстве по эксплуатации и МВИ.

ВНИМАНИЕ! Перед началом работ на счётчике с трубопроводной обвязкой и укрытием открыть двери с двух сторон, проветрить внутреннее пространство в течение 10 мин.

9.2 Т.к. счётчик предназначен для измерения потока жидкости с газом, то для обеспечения его работоспособности внутренняя полость КПР счётчика должна быть заполнена газом. Время, которое необходимо для первичного вытеснения жидкости из внутренней полости КПР, зависит от содержания доли газа в потоке нефтегазоводяной смеси, расхода жидкости и давления в момент измерения. Это время можно определить для каждого типоразмера СКЖ по формулам, представленным в таблице 8.

9.3 Снятие показаний с вычислителей производится по цифровому отсчетному устройству.

9.4 Снятие показаний со счётчиков с датчиком ПНСКЖ-1-03 производится на других внешних устройствах, например, контроллере, счётчике импульсов и других.

9.5 Порядок работы с вычислителями БЭСКЖ-2М, а также их подробное описание даны в руководствах по эксплуатации на них.

9.6 Независимо от режима работы, вычислитель непрерывно ведет измерение массы жидкости и выдачу сигнала на внешние устройства (контроллер, счётчик импульсов, систему телеметрии и т. д.) в формате 1 импульс на 10 кг массы.

Таблица 8

Исполнение счётчика	Объём корпуса V_k , м ³	Расчетная формула
СКЖ-30-40М2, СКЖ-60-40М	$18 \cdot 10^{-3}$	$t = \frac{18 \times 10^{-3} p}{\beta(\Gamma Q_n + pq_p) - 1 \times 10^{-5} p^2}$
СКЖ-60-40, СКЖ-120-40 и исполнения	$34 \cdot 10^{-3}$	$t = \frac{34 \times 10^{-3} p}{\beta(\Gamma Q_n + pq_p) - 1 \times 10^{-5} p^2}$
СКЖ-60-40М4, СКЖ-210-40 и исполнения	$35 \cdot 10^{-3}$	$t = \frac{35 \times 10^{-3} p}{\beta(\Gamma Q_n + pq_p) - 1 \times 10^{-5} p^2}$
СКЖ-420-40	$75 \cdot 10^{-3}$	$t = \frac{75 \times 10^{-3} p}{\beta(\Gamma Q_n + pq_p) - 1 \times 10^{-5} p^2}$

- где: t - время заполнения газом (вытеснения жидкости) из внутренней полости КПР СКЖ, ч;
- p - рабочее давление в КПР СКЖ в момент измерения, кгс/см²;
- β - коэффициент сепарации газа (от 0,0 до 1,0), его величина зависит от вязкости нефтегазоводяной смеси, температуры, давления насыщения и давления сепарации;
- Γ - газовый фактор скважины, нм³/м³ нефти;
- Q_n - расход (дебит) нефти скважины, м³/ч;
- q_p - расход закачиваемого газа при газлифтном способе подъёма продукции скважины, м³/ч.

9.7 Во время эксплуатации счётчиков на внутренних поверхностях блока измерительного возможны отложения парафина или механических примесей, которые увеличивают погрешность измерения расхода жидкости. Самый простой способ удаления отложений парафина - обработка паром температурой не выше 115 °С. Пар необходимо подавать на вход счётчика отдельно или совместно с измеряемым продуктом. Общее время обработки 10-15 мин.

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

10 Техническое обслуживание

10.1 Общие указания

10.1.1 Техническое обслуживание счётчика заключается в проверке технического состояния счётчика и периодической проверке.

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

10.1.3 Техническое обслуживание вычислителя производить в строгом соответствии с руководством по эксплуатации на него.

10.2 Порядок технического обслуживания

10.2.1 При эксплуатации счётчик должен подвергаться обязательному ежемесячному внешнему осмотру и периодическому профилактическому осмотру.

10.2.2 При внешнем осмотре необходимо проверить:

- отсутствие обрывов или повреждений изоляции кабеля;
- прочность крепления крышки датчика импульсов;
- наличие маркировки и предупредительной надписи на крышке датчика импульсов (окраска знаков взрывозащиты и предупредительной надписи должна быть контрастной фону датчика и сохраняться в течение всего срока службы);
- отсутствие вмятин и видимых повреждений оболочки датчика импульсов;
- отсутствие подтекания жидкости в местах уплотнения корпуса преобразователя.

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

В процессе профилактических осмотров должны быть выполнены следующие мероприятия:

- проверка надежности уплотнения подводимого кабеля (он не должен проворачиваться в узле закрепления);
- проверка целостности пайки, крепления и изоляции проводов монтажа;
- проверка на отсутствие повреждений защитных поверхностей оболочки датчика импульсов.

10.3 Проверка работоспособности

10.3.1 При работе преобразователя датчик импульсов БИ должен выдавать импульсы на вычислитель или в систему телеметрии. Также при работе преобразователя должны быть слышны периодические щелчки в КПП.

10.3.2 Проверка работоспособности вычислителя БЭСЖ-2М производится в соответствии с руководством по эксплуатации на него.

10.4 Техническое освидетельствование

10.4.1 Первичной поверке подлежат счётчики при выпуске из производства и ремонта.

10.4.2 Периодической поверке подлежат счётчики, находящиеся в эксплуатации или на хранении.

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

11 Текущий ремонт

11.1 Общие указания

11.1.1 Текущий ремонт счётчика заключается в устранении неисправностей обслуживающим персоналом на месте эксплуатации.

11.1.2 К текущему ремонту счётчика должны допускаться лица, изучившие настоящее руководство по эксплуатации и прошедшие соответствующий инструктаж.

11.2 Возможные неисправности счётчика

11.2.1 Возможные неисправности и указания по их устранению приведены в таблице 9.

Таблица 9

Описание отказов и повреждений	Возможная причина	Указания по устранению отказов и повреждений
1 Отсутствие показаний на цифровом отсчетном устройстве вычислителя. Не слышны периодические щелчки в КПП	Отсутствие потока нефтегазоводяной смеси	Проверить наличие потока одним из доступных методов
	Недостаточно газа в КПП	Обеспечить заполнение КПП газом
2 Отсутствие показаний на цифровом отсчетном устройстве вычислителя. Слышны периодические щелчки в КПП	Обрыв в линии связи	Найти и устранить обрыв
	Неисправен вычислитель счётчика	Проверить на работоспособность вычислитель согласно руководству по эксплуатации на него
	Неисправен датчик импульсов	Заменить геркон
3 Резкое повышение давления жидкости до КПП	Коллектор КПП забит отложениями парафина или механическими примесями	Произвести обработку трубопроводов и КПП паром температурой не выше 115 °С в течение 10-15 мин. Произвести очистку каналов КПП от механических примесей
4 Значительное снижение показаний по накопленной массе на цифровом отсчетном устройстве вычислителя	Отсутствие потока нефтегазоводяной смеси	Проверить наличие потока одним из доступных методов
	Тугой ход демпфера БИ	Демонтировать коромысло
	Потеря герметичности демпфера	Заменить демпфер

11.2.2 При демонтаже блоков измерительных СКЖ-210-40БИ-2, СКЖ-210-40БИ-3 из КПП необходимо проверить работоспособность демпфера 8 (см. рисунок 13). Через 1 мин после демонтажа БИ расстояние от торца трубки 17 до торца поршня 16 должно быть не более 30 мм. При надавливании на поршень (отвёрткой или др. инструментом) поршень должен сместиться, а после снятия нагрузки вернуться в исходное положение, что будет свидетельствовать о герметичности демпфера. Корпус демпфера 11 на шпильке нижней 6 должен плавно (без заеданий) поворачиваться от руки, с небольшим усилием. При отсутствии герметичности или плавности хода необходимо демпфер заменить. Допускается непродолжительная эксплуатация СКЖ без демпфера (не более 1 месяца). Для этого необходимо отогнуть стопорные планки 18, выкрутить четыре болта 19 и снять коромысло 12 с корпуса 11.

11.3 Замена быстроизнашивающихся деталей

11.3.1 В конструкции БИ счётчиков СКЖ-30-40, СКЖ-60-40 и СКЖ-120-40 (всех модификаций и исполнений) имеются быстроизнашивающиеся детали:

в СКЖ 60-40М4 – втулки-подшипники, в остальных счётчиках – втулки (рисунок 31, поз. 11). В связи с тем, что сырая нефть содержит механические примеси, быстроизнашивающиеся детали могут быть повреждены, поэтому их необходимо заменять ежегодно, начиная через один год с начала эксплуатации. В комплекте ЗИП имеются втулки и шайбы в количестве, необходимом для двух замен.

11.3.2 Для замены быстроизнашивающихся деталей необходимо сначала демонтировать блок измерительный.

ВНИМАНИЕ! До проведения работ по демонтажу блока измерительного необходимо снизить давление в измерительной линии до атмосферного, выключить (при наличии) вычислитель БЭСКЖ и устройство электрообогрева КТО-2. При необходимости выполнить демонтаж сигнального кабеля и кабеля заземления.

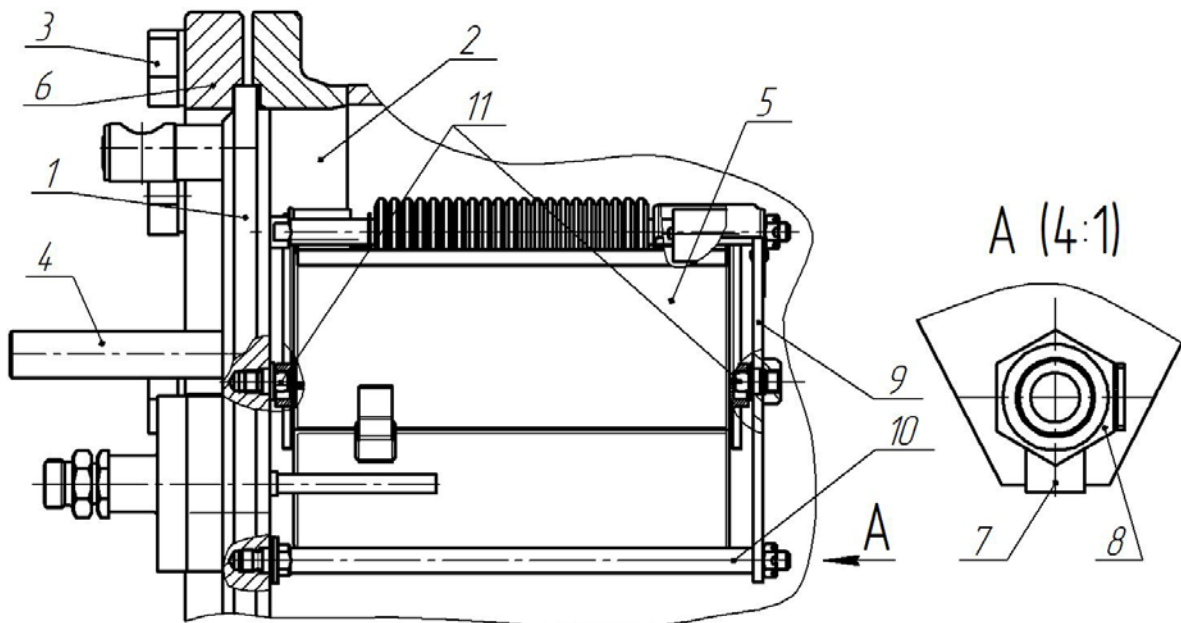
11.3.3 Для демонтажа блока измерительного 1 (см. рисунок 31) из КПП 2 необходимо:

- ослабить два диаметрально противоположных болта 3;
- отвернуть остальные восемь болтов;
- повернуть блок измерительный за ручки 4 на угол $45 \div 80^\circ$ в каждую сторону для освобождения измерительной камеры 5 от остатков продукции скважины;
- отвернуть оставшиеся болты, снять фланец 6 и извлечь блок измерительный.

11.3.4 Порядок замены быстроизнашивающихся деталей:

1) демонтировать измерительную камеру 5 с блока измерительного 1 (см. рисунок 31). Для этого необходимо отогнуть лапки у трёх шайб 7 и отвернуть три гайки 8, с помощью которых задняя опора 9 крепится к шпилькам 10. Снять опору со шпилек и вынуть измерительную камеру;

2) снять с оси измерительной камеры втулки 11, очистить втулки и оси от загрязнений;



1 – блок измерительный; 2 – КПП; 3 – болт; 4 – ручка; 5 – камера измерительная; 6 – фланец; 7 – шайба 8.01.019 ГОСТ13463-77; 8 – гайка; 9 – задняя опора; 10 – шпилька; 11 – втулка.

Рисунок 31 – Замена быстроизнашивающихся деталей

3) измерить износ втулок: втулки (втулки-подшипники) не пригодны к дальнейшей эксплуатации и подлежат замене на новые из комплекта ЗИП при величине износа внутренней поверхности (дефект «b» или «d») более 0,3 мм, либо при величине износа наружной поверхности (дефект «с» или «e») более 0,3 мм (см. рисунок 32).

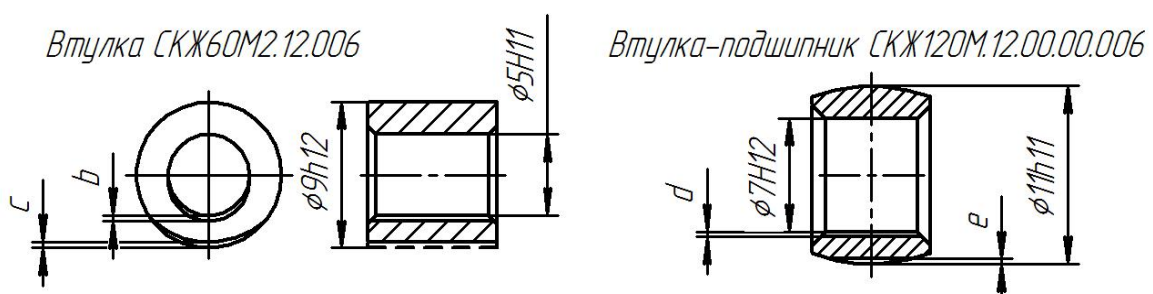


Рисунок 32 – Износ втулок

- 4) нанести на втулки консистентную смазку, установить их на оси;
- 5) установить измерительную камеру и опору на место, при этом обратить внимание, чтобы оси измерительной камеры со втулками находились в подшипниках;
- 6) установить новые шайбы 7 из комплекта ЗИП так, чтобы отогнутый край шайбы опирался на торец опоры (см. рисунок 30, вид А);
- 7) навернуть на шпильки гайки 8, при этом момент затяжки должен быть $15 \pm \frac{0}{5}$ Н·м;
- 8) загнуть лапки шайб для предотвращения отворачивания гаек;
- 9) проверить ход камеры – камера должна поворачиваться плавно, без заеданий;
- 10) установить БИ в КНР, выполнить регулировку КНР (см. п.8.1.10 и рисунок 18, 19), затянуть болты 3 (см. п.8.1.12 и рисунок 20);
- 11) восстановить электрическое подключение.

ВНИМАНИЕ! Гарантийные обязательства не распространяются на быстроизнашивающиеся детали.

12 Упаковка

12.1 Преобразователь счётчика, монтажные, запасные части, эксплуатационная документация, вложенная в полиэтиленовый пакет, упаковочный лист и устройство защитного отключения (УЗО), в случае комплектации счётчика устройством электрообогрева КТО-2, упакованы в один транспортный ящик по ГОСТ 2991-85 (место 1), выложенный внутри битумированной бумагой по ГОСТ 515 - 77.

12.2 Вычислитель БЭСЖ-2М, эксплуатационная документация к нему, упакованные в отдельные полиэтиленовые пакеты, и упаковочный лист уложены в картонную коробку (место 2), которая также упакована в ящик (место 1).

13 Хранение и транспортирование

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

При транспортировании счётчиков воздушным транспортом их следует помещать в отапливаемые герметизированные отсеки самолетов.

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

13.2 Упакованные счётчики должны быть закреплены в транспортных средствах.

13.3 Счётчики следует хранить в упаковке предприятия-изготовителя по условиям хранения ГОСТ 15150-69 в том числе:

- условия хранения преобразователя – **4** (Ж2) (навесы в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в условно-чистой атмосфере), при температуре воздуха от минус 50 до плюс 50 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха 98 % при 25 °С;
- условия хранения:
 - вычислителей (кроме БЭСЖ-2М8-05) – **3** (Ж3) (закрытые или другие помещения с естественной вентиляцией) при температуре воздуха от минус 10 до плюс 50 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха 98 % при 25 °С;
 - вычислителя БЭСЖ-2М8-05 – **4** (Ж2) (навесы в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в условно-чистой атмосфере) при температуре воздуха от минус 50 до плюс 50 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха 80 % при 25 °С.

13.4 Вычислители БЭСЖ-2М следует хранить на стеллажах. Расстояние между стенами, полом хранилища и приборами должно быть не менее 100 мм. Расстояние между отопительными устройствами хранилищ и приборами должно быть не менее 0,5 м.

14 Сертификаты и разрешения

14.1 Метрология

14.1.1 Счётчик жидкости СКЖ зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14189-13 и допущен к применению в Российской Федерации.

14.1.2 Тип средства измерения подтвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии выданным **СВИДЕТЕЛЬСТВОМ об утверждении типа средств измерений RU.C.29.065.A № 50957.**

14.1.3 Тип средства измерения подтвержден Комитетом по техническому регулированию и метрологии министерства индустрии и торговли Республики Казахстан выданным **СЕРТИФИКАТОМ № 9691 о признании утверждения типа средств измерений** и зарегистрирован в реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан за № KZ.02.03.05395-2013/14189-13.

14.1.4 Тип средства измерения подтвержден Главной государственной службой «Туркменстандартлары» выданным **СЕРТИФИКАТОМ утверждения типа средств измерений № 1419** и зарегистрирован в государственном реестре под № T1393-13.

14.2 Взрывозащита

14.2.1 Взрывозащищенность счётчика СКЖ подтверждена «Центром по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования», выданным

СЕРТИФИКАТОМ СООТВЕТСТВИЯ на счётчик СКЖ № РОСС RU. ГБ05.В04175.

14.2.2 Взрывозащищенность устройства электрообогрева КТО-2 подтверждена органом по сертификации РОСС RU.0001.11ГБ05 НАНИО «ЦЕНТР ПО СЕРТИФИКАЦИИ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО И РУДНИЧНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ» выданным

СЕРТИФИКАТОМ СООТВЕТСТВИЯ на устройство электрообогрева КТО-2 № РОСС RU. ГБ05.В03924.

14.3 Применение счётчика

14.3.1 Применение счётчика на поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору производствах и объектах во взрывоопасных зонах помещений и наружных установках подтверждено:

- **РАЗРЕШЕНИЕМ** на применение № РРС 00-38719;
- **РАЗРЕШЕНИЕМ** на применение № РРС 00-35583.