

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки замерные «УЭП-ЗУ»

#### Назначение средства измерений

Установки замерные «УЭП-ЗУ» (далее – установки) предназначены для измерения массы сырой нефти и объема свободного нефтяного газа и параметров продукции нефтяных скважин.

#### Описание средства измерений

По назначению и принципу действия установки относятся к групповым измерительным установкам согласно ГОСТ Р 8.615-2005.

Принцип работы установок основан на разделении продукции скважины на жидкую и газовую фазы с последующим измерением количества и параметров жидкости и газа на выходе из сепаратора. В установке сигналы с первичных измерительных преобразователей массы жидкости и объема газа, объемной доли воды в сырой нефти, температуры и давления поступают на станцию управления, которая принимает, обрабатывает информацию о количестве и параметрах качества нефти сырой, производит вычисление, индикацию и регистрацию результатов измерений.

Конструктивно установка состоит из технологического блока (БТ) и аппаратного блока (БА), которые размещены в типовых блок-боксах. В состав БТ входят сепаратор, технологические и дренажные трубопроводы и модуль измерительный. В состав БА (станция управления) входят шкаф силовой, шкаф вторичных приборов, контроллер, измерительно вычислительный комплекс и рабочее место оператора.

Модуль измерительный состоит из следующих средств измерений:

- массовый расходомер жидкости;
- массовый или объемный расходомер газа;
- влагомер;
- термопреобразователь сопротивления;
- датчик давления;
- манометр.

Модели установок в зависимости от комплектов средств измерений (КСИ), входящих в их состав, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Модели установок и используемые в них СИ

Номер КСИ	Модель средства измерений			Обозначение КСИ
	Счетчик сырой нефти	Счетчик нефтяного газа	Влагомер	
1	2	3	4	5
1.	СМФ, Т, F, R	СМФ, F, R	ВОЕСН	Е1
2.			ВСН-2	Е2
3.			ПВН	Е3
4.		«8800»	ВОЕСН	Е4
5.			ВСН-2	Е5
6.			ПВН	Е6
7.		«ИРГА-РВ»	ВОЕСН	Е7
8.			ВСН-2	Е8
9.			ПВН	Е9

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
10.	CMF, T, F, R	ДРГ.М	ВОЕЧН	E10
11.			ВСН-2	E11
12.			ПВН	E12
13.	«Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR	«Rotamass» RCCS(T) 34-39	ВОЕЧН	R1
14.			ВСН-2	R2
15.			ПВН	R3
16.		«8800»	ВОЕЧН	R4
17.			ВСН-2	R5
18.			ПВН	R6
19.		«ИРГА-РВ»	ВОЕЧН	R7
20.			ВСН-2	R8
21.			ПВН	R9
22.		ДРГ.М	ВОЕЧН	R10
23.			ВСН-2	R11
24.			ПВН	R12
25.	«Promass» E, I, F	«Promass» E, I, F	ВОЕЧН	P1
26.			ВСН-2	P2
27.			ПВН	P3
28.		«8800»	ВОЕЧН	P4
29.			ВСН-2	P5
30.			ПВН	P6
31.		«ИРГА-РВ»	ВОЕЧН	P7
32.			ВСН-2	P8
33.			ПВН	P9
34.		ДРГ.М	ВОЕЧН	P10
35.			ВСН-2	P11
36.			ПВН	P12
37.	«Маск» -20, 50, 100 (вариант 1)	CMF, F, R	ПВН	M1
38.			ВСН-2	M2
39.			ПВН	M3
40.		«Rotamass» RCCS(T) 34-39	ВОЕЧН	M4
41.			ВСН-2	M5
42.			ПВН	M6
43.		«Promass» E, I, F	ВОЕЧН	M7
44.			ВСН-2	M8
45.			ПВН	M9
46.		«8800»	ВОЕЧН	M10
47.			ВСН-2	M11
48.			ПВН	M12
49.		«ИРГА-РВ»	ВОЕЧН	M13
50.			ВСН-2	M14
51.			ПВН	M15
52.		ДРГ.М	ВОЕЧН	M16
53.			ВСН-2	M17
54.			ПВН	M18

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	
55.	«Маск» -20, 50, 100 (вариант 1)	CMF, F, R	ВОЕСН	М	
56.			ВСН-2	Н1	
57.			ПВН	Н2	
58.		«Rotamass» RCCS(T) 34-39	«Rotamass» RCCS(T) 34-39	ВОЕСН	Н3
59.				ВСН-2	Н4
60.				ПВН	Н5
61.		«Promass» E, I, F	«Promass» E, I, F	ВОЕСН	Н6
62.				ВСН-2	Н7
63.				ПВН	Н8
64.		CMF, T, F, R	CMF, F, R	ПВН	Е
65.				ВОЕСН	А1
66.				ВСН-2	А2

Перечень СИ используемых в установках представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень СИ используемых в установках

№ пп	Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Госреестре средств измерений
1	Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion» CMF, T, F, R	45115-10
2	Счетчики-расходомеры массовые «Rotamass» RCCS(T) 34-39/IR	27054-09
3	Расходомеры массовые «Promass» E, I, F	15201-11
4	Счетчики жидкости массовые «Маск»-20, 50, 100 (вариант 1)	12182-09
5	Расходомеры-счетчики вихревые «8800»	14663-12
6	Расходомеры-счетчики вихревые «ИРГА-РВ»	26133-08
7	Датчики расхода газа ДРГ.М-160, 400, 800, 1 600, 2500, 10000	26256-06
8	Влагомеры сырой нефти «ВОЕСН»	32180-11
9	Влагомеры сырой нефти «ВСН-2»	24604-07
10	Влагомеры поточные «ПВН-615М»	39100-09
11	Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC	15652-09
12	Контроллер программируемый SIMATIC S7-1200	45217-10
13	Контроллер SCADApack	16856-08

Примечания:

Остальные комплектующие средства измерений могут быть любого типа с характеристиками не хуже указанных ниже, в том числе:

- преобразователи избыточного давления с верхним пределом измерений 6 МПа и пределами основной допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,5\%$ ;
- преобразователь температуры с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности, не более  $\pm 0,5\%$  (на газовый трубопровод допускается не устанавливать);
- преобразователи перепада давления с верхним пределом измерений 10 кПа и пределами основной допускаемой приведенной погрешности, не более  $\pm 0,5\%$ ;
- манометры показывающие с верхним пределом измерений 6 МПа, класс точности не ниже 1,5.

Станция управления осуществляет управление технологическим процессом и инженерными системами блок-боксов. Измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) предназначен для преобразования входных электрических сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, и вычисления массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды, объема свободного нефтяного газа, дебита нефтяных скважин.

Установки обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение массы сырой нефти;
- измерение объема нефтяного газа;
- измерение объемной доли воды (или нефти) в водонефтяной смеси;
- измерение температуры сырой нефти;
- измерение давления сырой нефти и нефтяного газа.

На базе результатов прямых измерений, автоматически с помощью контроллера производятся вычисления:

- массы обезвоженной нефти в водонефтяной смеси (т);
- объема свободного нефтяного газа в стандартных условиях ( $\text{м}^3$ );
- массового расхода сырой нефти (т/сут);
- массового расхода обезвоженной нефти (т/сут);
- объемного расхода нефтяного газа ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ).

Общий вид установки представлен на рисунке 1.

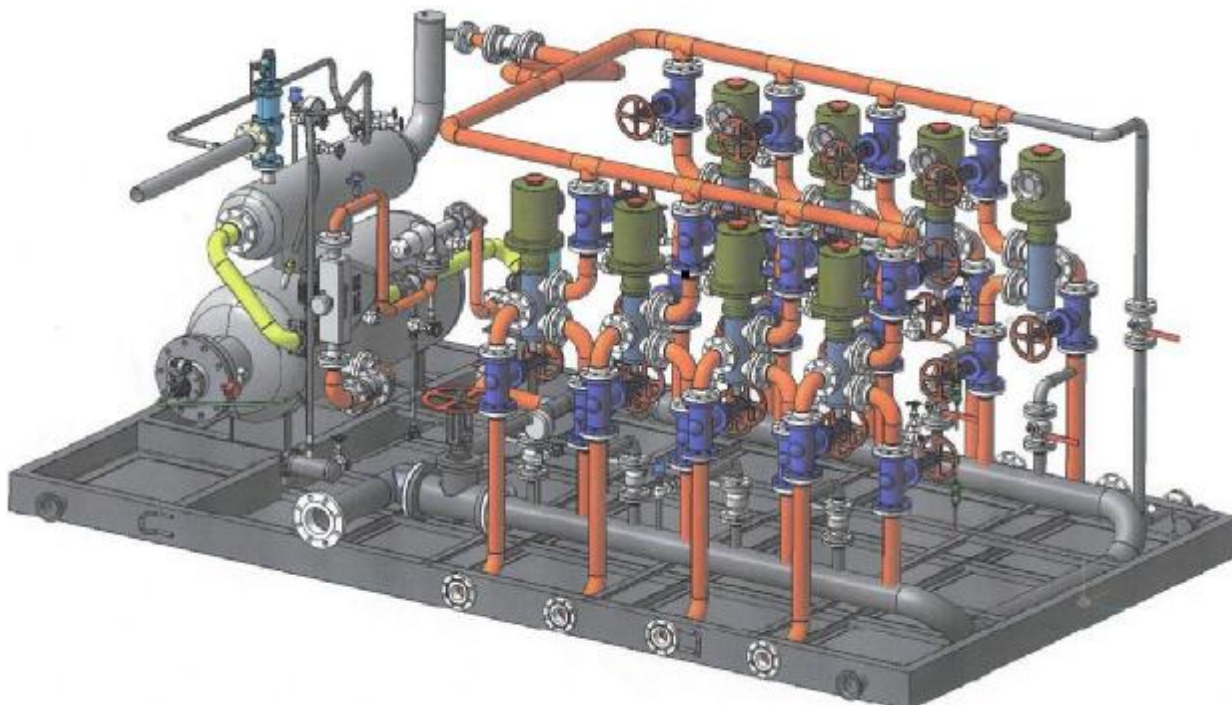


Рисунок 1 – Общий вид установки

Схема нанесения знака поверки представлена на рисунке 2

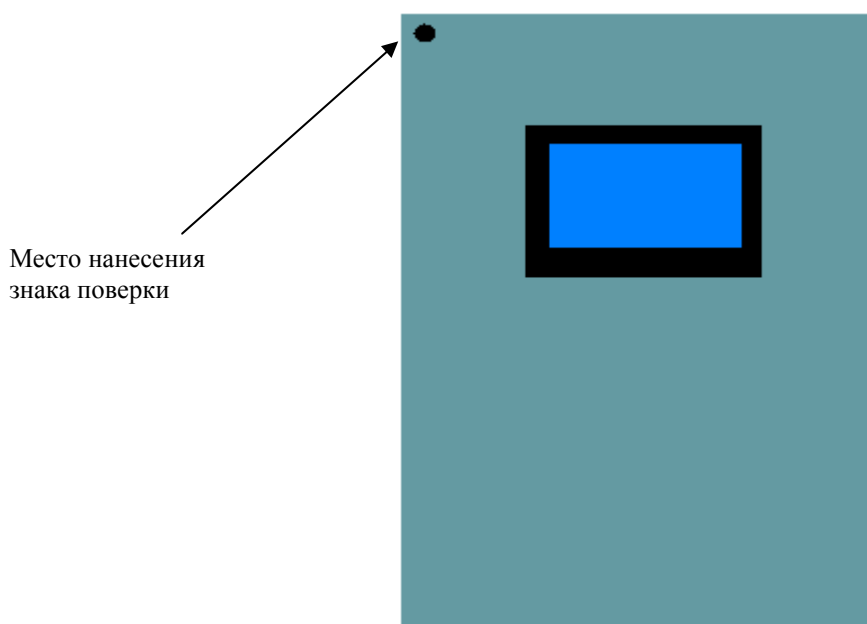


Рисунок 2 – Схема пломбировки шкафа контроллера

### Программное обеспечение

В установках используется станция управления АГЗУ АТПА-101 со встроенным программным обеспечением. Идентификационные данные ПО представлены в таблице 3.

Таблица 3– Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО для станции управления АГЗУ АТПА-101	АГЗУ-Массомер	V1.0.1.7	9054hex	CRC16

Уровень защиты ПО установок от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «С».

### Метрологические и технические характеристики:

Количество подключаемых скважин, шт.	от 1 до 28
Диаметр условного прохода, мм	50; 80;100
Рабочая среда - продукция нефтяных скважин с параметрами:	
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	4 (40); 6,3 (63)
Температура рабочей среды, °С	от плюс 5 до плюс 70
Объемная доля воды в нефти, %	от 1 до 99
Плотность нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1100
Кинематическая вязкость водонефтяной смеси при 20 °С, сСт, не более	500
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	от 1000 до 1200
Содержание сероводорода, %, не более	2
Содержание парафина, %, не более	5
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	от 1 до 9500

Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,04 (1) до 83,3 (2000)
Пределы допускаемой относительной погрешности установок при: измерении массы сырой нефти	± 2,5
измерении объема нефтяного газа (приведенного к стандартным условиям)	± 5,0
при измерении массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях)	
до 70 %	± 6,0
до 85 % *	± 15,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности установок при измерении унифицированных токовых сигналов, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности установок при измерении интервалов времени, %	± 0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установок при измерении числа импульсов, имп	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности установок при вычислении результатов, %	± 0,05
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	12
Напряжение питания переменного тока, В	~ 380/ 220 ± 22
Частота тока, Гц	50 ± 1
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
- БТ	5500×3200×3000
- БА	2000×3200×3000
Масса, кг, не более	
- БТ	8000
- БА	1000
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2500
Средний срок службы, лет, не менее	10

\* – Примечание: характеристики погрешности измерения массы сырой нефти при содержании воды более 85 % и газового фактора продукции скважины нормируются методиками измерений

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность ИВК представлена в таблице 3.

Таблица 4 – Комплектность ИВК

Наименование	Обозначение	Количество
Установка замерная «УЭП-ЗУ»	УЭП 00.00.000	1
«Установка замерная «УЭП-ЗУ». Руководство по эксплуатации»	УЭП 00.00.000 РЭ	1
«Установки замерные «УЭП-ЗУ». Методика поверки»		1

### Поверка

осуществляется по документу МП 56841-14 «Инструкция. ГСИ. Установка замерная «УЭП-ЗУ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 13 ноября 2013 г.

Основное поверочное оборудование:

Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти:

Диапазон формирования силы тока от 0,5 до 20 мА;

Диапазон формирования количества импульсов от 10 до 2000 имп

Пределы допускаемой абсолютной погрешности при:

формировании силы тока  $\pm 0,003$  мА;

формировании количества импульсов  $\pm 1$  имп

Средства поверки для средств измерений, входящих в состав установки, указаны в методиках поверки на данные средства измерений.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

«Количество углеводородного сырья. Методика среднесуточных измерений массы сырой нефти, массы обезвоженной нефти и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, измерительными установками «УЭП-ЗУ», аттестована ФБУ «Тюменский ЦСМ» (Свидетельство № 756/01.00248-2008/2013 от 15 октября 2013 г.).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «УЭП-ЗУ»**

1 ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

2 МИ 2693-2001 ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения.

3 ТУ 3667-005-77853316-2013 Установка замерная «УЭП-ЗУ». Технические условия

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

-торговля и товарообменные операции

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Уралэнергопром» (ООО «УЭП»),  
450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Комсомольская, д. 2  
Тел. (347) 2921-500, 293-00-68, E-mail: [uepufa@mail.ru](mailto:uepufa@mail.ru)

### **Заявитель**

Закрытое акционерное общество «ВостокНефтеГазПроект» (ЗАО «ВНГП»),  
625013, г. Тюмень, ул. Пермякова, д.1 оф.417,  
(3452)69-67-02; 54-61-05, E-mail: [office@vostokngp.ru](mailto:office@vostokngp.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»

625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88.

Тел./Факс 3452-280084, E-mail: [mail@csm72.ru](mailto:mail@csm72.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п.      «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.