

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные УИ

Назначение средства измерений

Установки измерительные (далее – установки) предназначены для автоматизированных измерений (вычислений) массы и среднего массового расхода сырой нефти, массы и среднего массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и среднего объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, и передачи данных о результатах измерений и индикации работы на верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом в системах герметизированного сбора нефти и попутного газа нефтяных промыслов.

Описание средства измерений

Установка состоит из технологического блока (далее – ТБ) и блока местной автоматики (далее – БМА) и комплекта средств жизнеобеспечения.

В состав ТБ входят распределительный и измерительный модули.

В состав БМА входят: система измерения и обработки информации (далее – СОИ), шкаф силового управления, шкаф пожарной сигнализации.

Установки выполнены в блочном исполнении и представляют собой совокупность технологического, вспомогательного оборудования и средств измерений, предназначенных для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической и ручной обработки и передачи в систему управления.

В установке реализовано 2 схемы измерений.

Принцип работы установки основан на измерении расходомерами-счетчиками параметров потока продукции нефтяной скважины. При подаче на вход установки продукции нефтяной скважины (газожидкостной смеси) установка обеспечивает попеременное наполнение и опорожнение сепаратора жидкостью (первая схема), при этом расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых расходов (объемных или массовых), массы и объема, влагомер регистрирует текущее содержание воды в жидкости.

При работе по второй схеме в сепарационной емкости поддерживается постоянный уровень с помощью кранов с электроприводами на газовой и жидкостной линиях и системы регулирования. При этом, как и в первой схеме, расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых расходов, массы и объема, влагомер регистрирует текущее содержание воды в жидкости.

Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации УИ, приведены в таблице 1.

Условное обозначение УИ:

УИ-Х-Х-Х-ХХ-ХХ-ХХ-ХХ-ХХХХ ТУ 3667-045-04834179-2015

1 2 3 4 5 6 7 8 9

где: 1 – сокращенное наименование: УИ – установка измерительная;

2 – исполнение для способа измерения: 1 – режим постоянного слива; 2 – режим циклических измерений;

3 – условное обозначение для примененного расходомера (в соответствии с таблицей 1);

4 – условное обозначение для примененного контроллера (в соответствии с таблицей 1);

5 – номинальный диаметр DN присоединительных трубопроводов на входе измеряемой среды, (по таблице 3);

6 – номинальный диаметр DN присоединительных трубопроводов на выходе измеряемой среды, мм (по таблице 3);

7 – номинальное давление PN, МПа;

8 – количество входных трубопроводов, подключаемых к УИ скважин (от 1 до 14);

9 – максимальный массовый расход жидкости, м³/сут.

Перечень основных средств измерений (далее - СИ, которыми комплектуются модификации УИ, приведены в Таблице 1).

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации установок

Наименование средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Расходомеры, счетчики жидкости		
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	«Emerson Process Management, Micro Motion Inc.» (США, Нидерланды, Мексика)	45115-10
Расходомеры массовые Promass	«Endress+Flowtec AG», Швейцария	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	«Rota Yokogawa GmbH & Co.KG», Германия	27054-14
Счетчики жидкости турбинные «ТОР»	ОАО «Акционерная Компания ОЗНА», г. Октябрьский	6965-03
Расходомеры, счетчики газа		
Расходомеры массовые I/A Series с преобразователями расхода CFS10, CFS20 и измерительным преобразователем CFT50, CFT51	Фирма «Invensys Systems Inc.», США	53133-13
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	«Rota Yokogawa GmbH & Co.KG» (Германия)	27054-14
Расходомеры массовые Promass	«Endress+Flowtec AG», Швейцария	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	«Emerson Process Management, Micro Motion Inc.» (США, Нидерланды, Мексика)	45115-10
Счетчики газа ультразвуковые ГУВР-011	ООО «Росэнергоучет», г.Белгород	43618-15
Счетчики газа вихревые СВГ	ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика», г. Тюмень	13489-13
Счетчики газа «ДУМЕТИС -9423М»	ЗАО «Даймет», г. Тюмень	57998-14
Датчики расхода газа «ДУМЕТИС-1223М»	ЗАО «Даймет», г. Тюмень	57997-14
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-РС4М-Ультра	ООО НПП «Ирвис», г. Казань	58620-14
Расходомеры-счетчики вихревые ИРВИС-РС4М	ООО НПП «Ирвис», г. Казань	55172-13
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	ЗАО «ЭМИС», г. Челябинск	42775-14
Преобразователи давления		
Преобразователи давления измерительные 3051	ЗАО «ПГ «Метран», г. Челябинск	14061-15
Датчик давления МЕТРАН-150	ЗАО «Промышленная группа «Метран», г. Челябинск	32854-13
Преобразователи давления измерительные Сапфир-22ЕМ	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва	46376-11
Преобразователь давления измерительный dTRANS p02 Delta	Фирма «JUMO GmbH & Co. KG», Германия	47454-11

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Преобразователи (датчики) давления измерительные ЕЖ*	Фирма «Yokogawa Electric Corporation», Япония	59868-15
Преобразователи давления измерительные «Элемер-АИР-30»	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва	37668-13
Преобразователи давления измерительные АИР20/М2		46375-11
Преобразователь давления измерительный АИР-10		31654-14
Датчик давления «ЭЛЕМЕР-100»		39492-08
Преобразователи температуры		
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270	ЗАО «Промышленная группа «Метран», г. Челябинск	21968-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 (модели 2020, 2030, 2050, 2120, 2130, 2210, 2230, 2240, 2250, 2350, 2820)	Фирма «JUMO GmbH & Co. KG», Германия	49521-12
Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва	32777-06
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва	50519-12
Термопреобразователь сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ	ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва	58808-14
Датчики уровня		
Уровнемер 5300	Фирма «Rosemount Inc.», США	53779-13
Уровнемер микроволновой модели KSR-GT611, KSR-GT622, KSR-GT655, KSR-GT666, KSR-GT677	Фирма «KSR KUEBLER Niveau-Messtechnik AG», Германия	35552-07
Уровнемер 3300	Фирма «Rosemount Inc.», США	25547-12
Уровнемер бесконтактный микроволновый VEGAPULS 6*	Фирма «VEGA Grieshaber KG», Германия	27283-12
Преобразователи объемной доли воды		
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	ЗАО «Аргоси», г. Москва	42678-09
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	ЗАО НПП «Нефтесервисприбор», г. Саратов	24604-12
Манометры		
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У	ОАО «Манотомь», г. Томск	10135-15
Манометры МТК-ОП	ООО «Манометр», г. Энгельс	61260-15
Термометры		
Термометры биметаллические показывающие	ОАО «Теплоконтроль», г. Казань	46078-11
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-2	ОАО «Термоприбор», г. Клин	53986-13

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Управляющие контроллеры		
Контроллер программируемый SIMATIC S7-300	Фирма «Siemens AG», Германия	15772-11
Устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET 200		22734-11
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	Фирма «Schneider Electric SA», Франция	50107-12
Контроллеры DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator	Фирма «Kooyo Electronics Industries CO., LTD.», Япония	17444-11
Преобразователи измерительные контроллеров программируемых серии I-8000	Фирма «ICP DAS Co., Ltd.», Тайвань	50676-12
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix PAC	Фирма «Rockwell Automation Inc.», США	51228-12
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC500	Фирма «Rockwell Automation Allen-Bradley», США	15652-09
Измерительно-вычислительные контроллеры		
Контроллеры DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator	Фирма «Kooyo Electronics Industries CO., LTD.», Япония	17444-11

Программное обеспечение

СОИ представляет собой шкаф, с расположенными в нем программируемым логическим контроллером (далее – ПЛК) и панелью оператора. ПЛК решает основные задачи автоматизированного управления. Панель оператора – обеспечивает визуальный интерфейс контроля состояния, просмотра данных, и возможность подачи управляющих воздействий к ПЛК.

В ПЛК в качестве встроенного программного обеспечения используется комплекс программного обеспечения (далее – ПО). Комплекс ПО предназначен для обеспечения выполнения установками измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления установкой.

Комплекс ПО, сведения о котором приведены в таблице 2, состоит из следующих компонентов:

ПО ПЛК СОИ – программа, исполняемая во встроенной операционной системе ПЛК БИОИ. Обеспечивает обработку входных сигналов и управление КИПиА установок, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти;

ПО панели оператора – программа, исполняемая во встроенной операционной системе операторской панели СОИ. Обеспечивает просмотр и изменение параметров, настроек и прочей информации ПО ПЛК СОИ, подачу управляющих команд ПЛК.

Комплекс ПО используется в качестве встроенного программного обеспечения СОИ. ПО предназначен для постоянного использования в процессах метрологической аттестации (первичной и периодической поверках), пуско-наладки, штатной эксплуатации, диагностики и ремонта установки.

Режим работы комплекса ПО – круглосуточный, допускающий автономную эксплуатацию согласно установленного регламента технического обслуживания.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	UI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.x.x
Цифровой идентификатор ПО	0x301ced01
Другие идентификационные данные (если имеются)	–

Нормирование метрологических характеристик установок проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью установок.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р.50.2.077-2014.



Рисунок 1 - Общий вид



Рисунок 2 - Вид на установку измерительную изнутри

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти без газа, т/ч (т/сут)	От 0,42 до 62,5 (от 10 до 1500)
Диапазон измерений среднего объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 2,08 до 12500 (от 50 до 300000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и среднего массового расхода сырой нефти, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и среднего массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70% - свыше 70 до 95% - свыше 95%	±6 ±15 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и среднего объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5
Параметры питания электрических цепей: - род тока - напряжение, В - допустимое отклонение от номинального напряжения, % - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт, не более	переменный 380/220 ±10 50±0,4 20
Температура воздуха внутри блоков, при температуре окружающего воздуха минус 40 °С, °С, не менее	плюс 5
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный или ручной
Режим работы	периодический или непрерывный
Климатические условия эксплуатации установки:	
Температура района установки, °С	от минус 60 до плюс 40
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин (нефтегазоводяная смесь) с параметрами:

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 10,0
Температура измеряемой среды, °С	от плюс 1 до плюс 80
Кинематическая вязкость сырой нефти, 10 ⁻⁶ м ² /с (сСт), не более	500
Плотности сырой нефти, кг/м ³	от 830 до 1150
Содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных	от 0 до 99
Максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях - газовый фактор, м ³ /т	1000
Минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м ³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м ³	0,1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установок типографским способом, на табличке блока технологического – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

1	Помещение технологическое УИ1.00.00.000	1
2	Помещение технологическое. Ведомость эксплуатационных документов и комплект документов согласно этой ведомости. УИ1.00.00.000 ВЭ	1
3	Эксплуатационная документация	1
4	МП 0340-9-2015 «ГСИ. Установки измерительные УИ. Методика поверки»	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0340-9-2015 «ГСИ. Установки измерительные УИ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 31 августа 2015 г.

Основные средства поверки:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011;

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерений массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %;

- эталоны 2-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерений массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %;

- в случае поэлементной поверки средства поверки, указанные в методике поверки на средства измерений, входящие в состав установки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке УИ.

Сведения о методиках (методах) измерений

содержатся в документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений установкой измерительной», утвержденной ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» «27» ноября 2015 г. (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/36309-15 от «27» ноября 2015 г.)

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным УИ

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

2 ТУ 3667-045-04834179-2015. Установки измерительные. Технические условия.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Трубодеталь»

454904, г. Челябинск, ул. Челябинская, 23

Тел.: +7 (351) 280-09-41, +7 (351) 280-00-33

Факс: +7 (351) 280-12-13

ИНН 7451047011

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Юридический адрес: 420088 г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843) 272-70-62, факс 272-00-32

E-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.