

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» мая 2021 г. № 857

Регистрационный № 55338-13

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС

Назначение средства измерений

Системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС предназначены для измерения массового расхода, массы и влагосодержания сырой нефти, объемного расхода и объема попутного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Принцип действия систем измерения нефти и газа ГЗУ ГКС (далее по тексту – ГЗУ ГКС) основан на разделении в сепараторе газожидкостной смеси, поступающей из испытуемой скважины, на сырую нефть и попутный нефтяной газ и измерении массового расхода, массы и влагосодержания сырой нефти, объемного расхода и объема попутного нефтяного газа.

Подключение испытуемой скважины к ГЗУ ГКС осуществляется при помощи переключателя скважин многоходового. Продукция остальных скважин в это время направляется сразу в общий трубопровод и далее в выходной коллектор.

Массовый расход и масса сырой нефти измеряются при помощи преобразователей расхода жидкости (таблица 1).

Объемный расход и объем попутного нефтяного газа измеряются при помощи преобразователей расхода попутного нефтяного газа (таблица 1) (модификация ГЗУ ГКС В) или преобразователей расхода жидкости (таблица 1) (модификация ГЗУ ГКС А).

Влагосодержание сырой нефти измеряется при помощи влагомеров (таблица 1).

Управление технологическим процессом производится с помощью электромагнитных клапанов. В период нахождения газожидкостной смеси в сепараторе, из нее выделяется попутный нефтяной газ, который выходит из сепаратора и измеряется расходомером, далее он поступает в общий трубопровод. Одновременно в сепараторе, где установлены два сигнализатора уровня, происходит накопление сырой нефти.

При срабатывании сигнализатора верхнего уровня, свидетельствующего о достижении необходимого уровня жидкости в сепараторе, процесс откачки попутного нефтяного газа из сепаратора и его учет временно приостанавливаются. Газожидкостная смесь продолжает подаваться в сепаратор, что приводит к росту давления в нем.

При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах от 0,08 до 0,12 МПа, запорный клапан на выходной линии открывается, сырая нефть под избыточным давлением выдавливается из сепаратора и через преобразователь расхода жидкости поступает в общий трубопровод. При достижении перепада давления в пределах от 0,02 до 0,03 МПа или при срабатывании сигнализатора минимального уровня возобновляется процесс откачки попутного нефтяного газа из сепаратора и его учет.

Информация о параметрах состояния газожидкостной смеси подается в контроллер, посредством которого производится контроль технологического процесса,

вычисление и выдача данных о массовом расходе, массе и влагосодержании сырой нефти, объемном расходе и объеме попутного нефтяного газа.

ГЗУ ГКС выпускаются в двух модификациях: ГЗУ ГКС модификации «А» и ГЗУ ГКС модификации «В». Данные модификации отличаются средствами измерения, применяемыми для измерения объемного расхода и объема попутного нефтяного газа и влагосодержания. В ГЗУ ГКС модификации «А» применяются преобразователи расхода жидкости (таблица 1), в ГЗУ ГКС модификации «В» – преобразователи расхода попутного нефтяного газа (таблица 1).

По взрывопожарной и пожарной опасности блок-бокс технологический относится к помещениям с производствами категории А, помещение блок-бокса аппаратного – категории Д по СП12.13130-2009.

Класс взрывоопасной зоны в помещении блок-бокса технологического – В-1а по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-2002).

Категория и группа взрывоопасной смеси ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.0-99.

Т а б л и ц а 1 – Средства измерений, устанавливаемые в ГЗУ ГКС

Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Наименование СИ
<i>Преобразователи расхода попутного нефтяного газа</i>	
17675-09	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFLO DY
42775-14	Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»
64613-16	Расходомеры-счетчики вихревые 8800
50172-12	Расходомеры вихревые Rosemount 8600D
55172-13	Расходомеры-счетчики вихревые ИРВИС-РС4М
<i>Преобразователи расхода жидкости</i>	
45115-10	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion
45115-16	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion
68358-17	Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)
70629-18	Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс
47266-16	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак
52346-12	Расходомеры-счетчики массовые SITRANS F C
75394-19	Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC
<i>Влагомеры</i>	
46359-11	Влагомеры поточные моделей L и F
47355-11	Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase
32180-11	Влагомеры сырой нефти ВОЕСН
24604-12	Влагомеры сырой нефти ВСН-2
62863-15	Влагомеры поточные ВСН-АТ
39100-09	Влагомеры нефти поточные ПВН-615.001
<i>Контроллеры</i>	
16856-08	Контроллеры SCADApack на основе измерительных модулей серии 5000
52866-13	Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»
53503-13	Вычислители УВП-280

57232-14	Системы управления модульные В&R X20
60314-15	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500

Продолжение таблицы 1

Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Наименование СИ
<i>Средства измерений давления</i>	
28456-09	Преобразователи давления измерительные EJX
71088-18	Преобразователи давления измерительные KM35
66525-17	Преобразователи давления измерительные 3051S
60993-15	Преобразователи давления измерительные 2088
41560-09	Преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMC, PMP), Deltabar M/S (PMD, FMD)
67954-17	Преобразователи давления измерительные «ЭЛЕМЕР-АИР-30М»
48186-11	Датчики давления Метран-75
32854-13	Датчики давления Метран-150
<i>Средства измерений температуры</i>	
21968-11	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ex
63821-16	Датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C
23410-13	Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ex
66470-17	Датчики температуры 3144P
64818-16	Термопреобразователи сопротивления серий TR, TF
50519-17	Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304
63889-16	Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P
<i>Средства измерений показывающие</i>	
26803-11	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ
17159-14	Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3
61041-15	Манометры электронные для точных измерений МТИ-100
40713-14	Манометры электронные ЭКМ
44970-15	Манометры показывающие МП...-У
10135-15	Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У
55984-13	Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2
63054-16	Манометры деформационные PG23LT, PG23CP, PG43SA
32776-06	Термометры биметаллические показывающие
54520-13	Термометры биметаллические серий 46, 48, 50, 52, 53, 54, 55
46078-16	Термометры биметаллические показывающие

ГЗУ ГКС включают в себя блок-бокс технологический, блок-бокс аппаратный.

В состав блок-бокса технологического входят:

- блок переключателя;
- блок измерительный;
- блок дозирования реагентов (опционально).

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций ГЗУ ГКС. Программное обеспечение (ПО) ГЗУ ГКС реализовано либо встроенным ПО ГЗУ ГКС (на базе контроллеров SCADApack на основе измерительных модулей серии 5000), либо в комплексах измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК «АБАК+»), либо вычислителях УВП-280, либо в системах управления модульных В&R X20 (далее по тексту – системы В&R X20), либо в модулях измерительных контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500 (далее по тексту – контроллеры SIMATIC S7-1500).

Идентификационные данные встроенного ПО ГЗУ ГКС приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные встроенного ПО ГЗУ ГКС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГЗУ-ГКС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4531
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Идентификационные данные ПО ИВК «АБАК+» приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО ИВК «АБАК+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	исполнение ИнКС.425210.001	исполнение ИнКС.425210.002
Идентификационное наименование ПО	FLM_MAIN.HEX	CExpApp.out
Номер версии (идентификационный номер) ПО	19	2.6
Цифровой идентификатор ПО	3973791560	3500809304
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	исполнение ИнКС.425210.003		
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	3133109068	3354585224
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32

Окончание таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	исполнение ИнКС.425210.003		
Идентификационное наименование ПО	mi3548.bex	ttriso.bex	AbakC2.bex

Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	2333558944	1686257056	2555287759
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32

Идентификационные данные ПО вычислителей УВП-280 приведены в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Идентификационные данные ПО вычислителей УВП-280

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.11, 3.12, 3.13
Цифровой идентификатор ПО	5E84F2E7 для версии ПО 3.11 66AAF3DB для версии ПО 3.12 4DF582B6 для версии ПО 3.13
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Идентификационные данные ПО систем B&R X20 приведены в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Идентификационные данные ПО систем B&R X20

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	B&R Automation Studio
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V2.6
Цифровой идентификатор ПО	номер версии
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	не используется

Идентификационные данные ПО контроллеров SIMATIC S7-1500 приведены в таблице 6.

Т а б л и ц а 6 – Идентификационные данные ПО систем контроллеров SIMATIC S7-1500

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	STEP7 (TiaPortal) (6ES7822-1AA03-0YA5)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V13
Цифровой идентификатор ПО	номер версии
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	не используется

Уровень защиты ПО ГЗУ ГКС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измеряемого массового расхода сырой нефти и объемного расхода попутного нефтяного газа определяется типоразмером применяемых преобразователей расхода.

Т а б л и ц а 7 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Массовый расход сырой нефти, т/сут	от 4 до 400
Объемный расход попутного нефтяного газа в нормальных условиях, м³/сут	от 5 до 225000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при	

содержании воды в сырой нефти (в объемных долях): до 70 % (включительно) свыше 70 % до 95 % (включительно) свыше 95 % до 97 % (включительно) свыше 97 % до 98 % (включительно)	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ $\pm 25,0$ $\pm 40,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, %	$\pm 5,0$

Т а б л и ц а 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	продукция нефтяных скважин (газожидкостная смесь)
Характеристики измеряемой среды: - избыточное давление, МПа, не более - вязкость кинематическая, $\text{м}^2/\text{с}$ - плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$ - температура, $^{\circ}\text{C}$ - объемная доля воды, %, не более - содержание сероводорода, %, не более - значение газового фактора в нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{т}$	10 от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$ от 680 до 1100 от -10 до +90 100 2 от 10 до 25000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380^{+38}_{-57} 50 ± 1
Габаритные размеры и масса блоков	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$ - относительная влажность, %, не более	от -60 до +50 100
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 16

Знак утверждения типа

наносят на металлическую маркировочную табличку, крепящуюся снаружи блок-бокса технологического и аппаратного, методом фотохимического травления или аппликацией, а также типографическим или иным способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 9 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Блок-бкс технический	—	1 шт.
Блок-бкс аппаратный	—	1 шт.
Комплект ЗИП	—	1 компл.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0028-13 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса сырой нефти и объема нефтяного газа. Методика измерений системой измерений нефти и газа ГЗУ ГКС», аттестована ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 28.05.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерения нефти и газа ГЗУ ГКС

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

ТУ 3689-94291860-2007-02 Изм.2. Системы измерения и узлы учета нефти, нефтепродуктов, газового конденсата, газа и углеводородных сред. Технические условия