

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 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 системе измерения 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 счетчика-расходомера массового MicroMotion модификация F (номер Госреестра 45115-10).

Объемный расход и объем попутного нефтяного газа измеряются при помощи расходомера-счетчика вихревого объемного YEWFO DY (номер Госреестра 17675-09) (модификация ГЗУ ГКС В) или счетчика-расходомера массового MicroMotion модификации F (номер Госреестра 45115-10) (модификация ГЗУ ГКС А).

Влагосодержание сырой нефти измеряется при помощи влагомера поточного Phase Dynamics модели F (номер Госреестра 46359-11) или измерителя обводненности Red Eye модели Red Eye 2G, Red Eye Multiphase (номер Госреестра 47355-11).

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 массовый расходомер 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.

Система выпускается 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» применяется счетчик-расходомер

массовый Micro Motion модификации F, в ГЗУ ГКС модификации «В» – расходомер-счетчик вихревой YEWFLODY.

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-Т3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

Таблица 1 – Средства измерений, устанавливаемые в системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС

Номер Госреестра	Тип СИ
Преобразователи расхода попутного нефтяного газ	
17675-09	Расходомер-счетчик вихревой объемный YEWFLODY (модификация ГЗУ ГКС В)
45115-10	Счетчик-расходомер массовый MicroMotion. Мод. F (модификация ГЗУ ГКС А)
Преобразователи расхода жидкости	
45115-10	Счетчик-расходомер массовый MicroMotion (модификация F)
Влагомер	
46359-11	Влагомер поточный Phase Dynamics модели F
47355-11	Измеритель обводненности Red Eye модели Red Eye 2G, Red Eye Multiphase.
Контроллер	
16856-08	Контроллеры на основе измерительных модулей (SCADAPack (контроллер) и 5000 (модули))
Датчики давления	
28456-09	Преобразователи давления измерительные EJX530A, фирмы Yokogawa Electric Corporation
Датчики температуры	
21968-11	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ Метран-270,
Средства измерения показывающие	
26803-11	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ
32776-06	Термометры биметаллические показывающие

Системы измерения нефти и газа 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).

Программное обеспечение

Программное обеспечение является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. Программное обеспечение хранится в энергонезависимой памяти. Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательский интерфейс для считывания, программирования и изменения программного обеспечения.

Всё программное обеспечение является метрологически значимым.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения систем измерения нефти и газа ГЗУ ГКС

Идентификацион-ное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ГЗУ-ГКС	1.0	4531	CRC16

Защита программного обеспечения от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «С» – метрологически значимая часть ПО систем и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

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

Измеряемая среда	продукция нефтяных скважин (газожидкостная смесь)
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Избыточное давление, МПа, не более	10
Температура рабочей среды, °С	от минус 10 до 90
Кинематическая вязкость сырой нефти, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶
Плотность сырой нефти, кг/м ³	от 680 до 1100
Массовый расход сырой нефти, т/сут	от 4 до 400
Объемный расход попутного нефтяного газа в нормальных условиях, м ³ /сут	от 5 до 225000
Значение газового фактора в нормальных условиях, м ³ /т	от 10 до 25000
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	100
Содержание сероводорода, %, не более	2
Пределы допускаемой относительной погрешности систем, %, не более, при измерении:	
- массы и массового расхода сырой нефти	± 2,5
- массы и массового расхода сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):	
1) до 70 %	± 6
2) от 70 до 95 %	± 15
3) от 95 до 97 %	± 25
4) от 97 до 98 %	± 40
- объема и объемного расхода попутного нефтяного газа	± 5
Напряжение электропитания, В	380 ^{+3В} -5Т
Частота напряжения электропитания, Гц	50±1
Габаритные размеры и масса блоков	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения
Срок службы, лет не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от минус 60 до 50
- относительная влажность окружающей среды, %	до 100

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

Блок-бокс технический	1 шт.
Блок-бокс аппаратный	1 шт.
Комплект ЗИП	1 компл.
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Паспорт	1 экз.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0028-13 МП «Инструкция. ГСИ. Системы измерения нефти и газа ГЗУ ГКС». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань в 2013 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

1. Установка поверочная массоизмерительная с пределами допускаемой относительной погрешности, не более:
 - измерений массы и массового расхода жидкости $\pm 0,15\%$;
 - измерений объема и объемного расхода газа $\pm 1,5\%$.
2. Термостат жидкостный Термотест-100 (Гостреестр № 39300-08).
3. Термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Гостреестр № 32777-06).
4. Калибратор многофункциональный МС5-R (Гостреестр № 22237-08)
5. Комплект средств поверки влагомеров и преобразователей влагосодержания нефти. Установки поверочные дистилляционные (Гостреестр № 10496-86);
6. Установка для поверки влагомеров УПВ (ТУ 4318-021-25567981-2002).

Примечание: допускается применение других эталонных средств и поверочного оборудования с аналогичными или лучшими характеристиками.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена 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:

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
2. Техническая документация фирмы ООО «Научно-производственное предприятие «ГКС».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Научно-производственное предприятие «ГКС»
(ООО «НПП «ГКС»)
420111, г. Казань, ул. Петербургская д.50,
тел. (843) 211-70-00, факс (843) 211-70-01, E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение
Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань,
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению
испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«____» _____ 2013 г.

М.п.