

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 24 » _____ мая 2024 г. № 1264

Сведения
об утвержденном типе средства измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Право- обладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Установки измерительные групповые автоматизированные	АГЗУ-120М- 4,0	-	69925-17	-	НА.ГНМЦ. 0149-17 МП с изменением №1 «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные АГЗУ-120М-4,0. Методика поверки»	—	НА.ГНМЦ. 0149-23 МП «ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные АГЗУ-120М-4,0. Методика поверки»	Общество с ограниченной ответственностью «Серафимовский опытный завод автоматики и телемеханики» (ООО «СОЗАиТ»), Республика Башкортостан, Туймазинский р-н, с. Серафимовский	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1264

Регистрационный № 69925-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М-4,0»

Назначение средства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-120М-4,0» (далее - установки) предназначены для измерений массового расхода и массы сырой нефти, объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, массового расхода и массы сырой нефти без учета воды.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерениях массы и массового расхода сырой нефти, массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, после разделения в сепараторе газожидкостной смеси, поступающей из скважины, на сырую нефть и свободный нефтяной газ. При подключении к установке более одной скважины, измерение количества продукции скважин производится отдельно для каждой скважины в установленном порядке. Порядок проведения измерений по каждой скважине, в том числе периодичность и длительность замеров, устанавливается при проведении пуско-наладочных работ установок на месте эксплуатации в зависимости от производительности подключенных скважин.

Конструктивно установки состоят из технологического (далее - БТ) и аппаратного (далее - БА) блоков, которые представляют собой отдельные блок-боксы и могут монтироваться как на едином основании, так и раздельно. Возможно исполнение БА в виде утепленного шкафа или размещение комплектующих БА в помещении заказчика.

В состав БТ входят измерительный и распределительный модули. Так же предусмотрено исполнение установки без распределительного модуля (односкважинный вариант). В односкважинном исполнении газо-жидкостная смесь (далее - ГЖС) подается от одной скважины или через внешнее переключающее устройство не входящее в комплект поставки АГЗУ.

В состав измерительного модуля БТ может входить следующее оборудование и средства измерений (СИ):

- сепаратор;
- трубопроводная обвязка с запорной и (или) регулирующей арматурой, дренажной системой и узлом отбора проб (узел отбора проб устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- счетчик-расходомер массовый (для измерений массового расхода и массы сырой нефти);

- счетчик расходомер массовый или счетчик (расходомер) объемного расхода газа (для измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям);

- средство измерений влагосодержания сепарированной жидкости (устанавливается по отдельному требованию заказчика, при отсутствии данного СИ масса сырой нефти без учета воды определяется на основании измерений массовой доли воды в сырой нефти, осуществляемых в лаборатории или с применением канала измерений плотности счетчика-расходомера массового);

- датчики давления;

- датчики температуры;

- счетчик (расходомер) объемного расхода сепарированного нефтяного попутного газа, идущего на технологические нужды (устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- счетчик жидкости турбинный TOP, либо трубная катушка для его установки (устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- манометры;

- устройство определения уровня жидкости в сепараторе (может быть реализовано на основе СИ разности давлений, СИ гидростатического давления столба жидкости, поплавкового устройства, сигнализаторов уровня, либо другого устройства измерения уровня);

- СИ содержания свободного и растворенного газа в сырой нефти (устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- СИ содержания капельной жидкости в попутном нефтяном газе после сепарации (устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- системы обогрева, освещения, приточно-вытяжной вентиляции, пожарной и газосигнализации;

- система нагрева ГЖС.

В БА размещены:

- шкаф контроля и управления с системой обработки информации (СОИ) и вторичными блоками средств измерений, входящими в состав АГЗУ;

- силовой шкаф;

- системы обогрева, освещения, приточно-вытяжной вентиляции, пожарной и газосигнализации;

- система автоматического ввода резервного питания (ABP) (устанавливается по отдельному требованию заказчика);

- система телемеханики (устанавливается по отдельному требованию заказчика).

В составе СОИ, в зависимости от комплектации, могут входить следующие контроллеры:

- контроллер SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305, модификаций SCADAPack32, SCADAPack350, SCADAPack357;

- контроллер SCADAPack на основе измерительных модулей 5000, модификаций SCADAPack32, SCADAPack334;

- контроллер программируемый логический MKLogic200;
- контроллер программируемый логический MKLogic200 A;
- контроллер измерительный R-AT-MM.

Вариант компоновки установок и их состав определяются на основании характеристик рабочей среды, требуемых параметров расходов сырой нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти, а также отдельных требований заказчика.

В зависимости от производительности установки выпускаются в трех модификациях - «АГЗУ-120М-4,0-400», «АГЗУ-120М-4,0-700», «АГЗУ-120М-4,0-1500».

Перечень основных СИ, которыми комплектуются установки, приведен в таблице 1. Средства измерений, входящие в состав установки, определяются на основании требований опросного листа на установку или технического задания заказчика.

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации установок

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Счетчик-расходомер массовый «MicroMotion»	45115-16
Счетчик жидкости массовый MACK	12182-09
Расходомер массовый «Optimass»	53804-13
Расходомер массовый «Promass»	15201-11
Расходомер массовый «Promass 100»	57484-14
Расходомер массовый Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS	27054-14
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS	75394-19
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИСС-МАСС 260	77657-20
Счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счетчик-расходомер массовый Штрай-Масс	70629-18
Счетчик-расходомер массовый МИР	68584-17
Датчик расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчик газа вихревой СВГ	13489-13
Датчик расхода газа ультразвуковой корреляционный DYMETIC-1223	37419-08
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600	43981-11
Расходомер счетчик вихревой OPTISWIRL 4070	52514-13
Расходомер счетчик вихревой OPTISWIRL 4200	74011-19
Преобразователь расхода вихревой «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	86309-22
Вычислитель УВП-280	53503-13
Прибор вторичный теплоэнергоконтроллер ИМ2300	14527-17

Окончание таблицы 1

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Влагомер сырой нефти «ВСН-2»	24604-12
Влагомер сырой нефти «ВСН-АТ»	42678-09
Влагомер сырой нефти «ВОЕСН»	32180-11
Влагомер оптический емкостной сырой нефти АМ-ВОЕСН	78321-20
Влагомер сырой нефти ВСН-ПИК	51343-12
Влагомер сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
Влагомер микроволновый поточный МПВ700	65112-16
Измерители обводненности Red Eye	47355-11
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305, модификаций SCADAPack32, SCADAPack350, SCADAPack357	56993-14
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей 5000, модификаций SCADAPack32, SCADAPack334	50107-12
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330/330E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллер программируемый логический MKLogic200	67996-17
Контроллер программируемый логический MKLogic200 A	85559-22
Контроллер измерительный R-AT-MM	61017-15



Рисунок 1 – Внешний вид установки

Пломбирование установок от несанкционированного доступа не требуется.

Форма заводского номера установки – цифровое обозначение. Заводской номер установки наносится методом гравировки или шелкографии на идентификационные таблички, размещенные на торцовых сторонах технологического и аппаратурного блоков, указанные на рисунке 2.

Места нанесения
заводского номера



а) Технологический блок



б) Аппаратурный блок

Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера установки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СОИ предназначено для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы и среднего массового расхода сырой нефти, массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на блок сигнализации и управления.

В процессе измерений СОИ принимает информацию от измерительных преобразователей параметров, усредняет, по соответствующим алгоритмам, обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений по каждой скважине за период не менее одного месяца и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

Комплекс ПО состоит из двух частей:

1. ПО операторской панели.
2. ПО контроллера.

ПО контроллера является метрологически значимой частью программного обеспечения. ПО операторской панели расчетов и обработки данных не выполняет, и является только средством визуального интерфейса пользователя.

Исполняемый код ПО контроллера СОИ, результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти контроллера СОИ. Замена исполняемого кода ПО контроллера СОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в Таблице 2.

Уровень защиты ПО установок «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО установок

	Идентификационные данные (признаки)			
	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
R-AT-MM	R-AT-MM32	не ниже V0.5.7	–	–
SCADAPack 32	АГЗУ-120М-4,0	не ниже 2.25	–	–
SCADAPack 350/357	АГЗУ-120М-4,0	не ниже 1.0.1	–	–
SCADAPack 334	АГЗУ-120М-4,0	не ниже 1.0.0	–	–
MKLogic200, MKLogic200 A	MK201 firmware	не ниже 0.0.1.0	4A715412	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	Модификации		
	«АГЗУ-120М-4,0-400»	«АГЗУ-120М-4,0-700»	«АГЗУ-120М-4,0-1500»
Массовый расход сырой нефти*, т/сут (кг/мин)	от 2,4 до 400 (от 1,7 до 278)	от 2,4 до 700 (от 1,7 до 480)	от 2,4 до 1500 (от 1,7 до 1000)
Объемный расход свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям*, м ³ /сут (м ³ /мин), не более	120000 (83)	210000 (145)	450000 (312)

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение		
	Модификации		
	«АГЗУ-120М-4,0-400»	«АГЗУ-120М-4,0-700»	«АГЗУ-120М-4,0-1500»
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы сырой нефти, %	±2,5		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %:			
- от 0 до 70%	±6,0		
- свыше 70 до 95%	±15,0		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0		
* - диапазон измерений указывается в паспорте каждого экземпляра установки и не превышает диапазона измерений, указанного в данной таблице.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	Модификации		
	«АГЗУ-120М-4,0-400»	«АГЗУ-120М-4,0-700»	«АГЗУ-120М-4,0-1500»
Рабочее давление, МПа, не более	4,0		
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от 0 до +90		
Массовая доля воды в сырой нефти*, %, не более	99		
Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м ³ , не более	1200		
Вязкость среды в рабочих условиях, мм ² /с, не более	500		
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2		
Параметры электрического питания:			
- напряжение переменного тока, В	380±38 / 220 ±22		
- частота переменного тока, Гц	50±1		
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20		

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение		
	Модификации		
	«АГЗУ-120М-4,0-400»	«АГЗУ-120М-4,0-700»	«АГЗУ-120М-4,0-1500»
Габаритные размеры, не более:			
а) блок технологический:			
- длина	7000	7500	12000
- ширина	3250	3250	3250
- высота	3250	3250	3250
б) блок аппаратный:			
- длина	3200	3200	3200
- ширина	3200	3200	3200
- высота	3200	3200	3200
Масса, кг, не более:			
- блок технологический;	15000	18000	20000
- блок аппаратный	5000	5000	5000
Количество подключаемых скважин, шт.	до 14		
Условия эксплуатации:			
- температура окружающей среды, °С	от -60 до +40		
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 104		
- относительная влажность окружающего воздуха, %	до 80		
Средний срок службы, лет	25		
Средняя наработка на отказ, ч	80 000		
* - измерения массы сырой нефти без учёта воды производится только при значении объемной доли воды в нефти не более 95 %.			

Знак утверждения типа

наносится в верхнем левом углу титульного листа руководства по эксплуатации установки типографским способом и на идентификационные таблички технологического и аппаратного блоков – методом гравировки или шелкографии.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Установка измерительная групповая автоматизированная, в том числе: Блок технологический Блок автоматики	«АГЗУ-120М-4,0-XXX»	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Паспорт	-	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 715-2016 «ГСИ. Количество нефти и нефтяного газа извлекаемых из недр. Методика измерений установками измерительными групповыми автоматизированными «АГЗУ-120М-4,0», с изменениями №№ 1, 2, 3, 4 ФР.1.29.2018.31220.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.1016-2022 ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;

ТУ 4318-211-80025474-2015 Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ -120М». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Серафимовский опытный завод автоматики и телемеханики» (ООО «СОЗАиТ»)

ИНН 0269026340

Адрес: 452780, Республика Башкортостан, Туймазинский р-н, с. Серафимовский, ул. Индустриальная, д. 10

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.