УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» октября 2026 г. № 2218

Регистрационный № 99741-26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные групповые автоматизированные АГЗУ-120М

Назначение средства измерений

Установки измерительные групповые автоматизированные АГЗУ-120М (далее – установки) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), массы и массового расхода скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси) без учета воды (нефти), измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

По принципу измерения, установки относятся к сепарационным.

Принцип действия сепарационных установок основан на измерениях счетчиками-расходомерами параметров потока продукции нефтяной скважины. При подаче на вход установок продукции нефтяной скважины обеспечивается либо попеременное наполнение и опорожнение сепаратора жидкостью, либо постоянное истечение жидкости с поддержанием в сепараторе постоянного уровня. При этом расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых параметров расхода, массы и объема.

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте, рассчитанном для подключения одной скважины. При изготовлении установок в мобильном варианте, блок технологический БТ (для установок, подключаемых к одной скважины) и блок автоматики БА устанавливаются в кузове прицепа или автомобиля, либо на шасси прицепа или автомобиля.

Установки применяются в напорных системах сбора продукции нефтяных скважин и автоматизированных системах управления технологическими процессами нефтедобычи.

Установка обеспечивает для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- прямые измерения массы и массового расхода скважинной жидкости,
- измерение массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды;
- измерение объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям (к температуре 20 ˚С и абсолютному давлению 0,101325 МПа);
- измерение давления на газовой линии;
- измерение температуры в помещении блока автоматики;
- измерение температуры в помещении технологического блока;
- измерение загазованности в технологическом блоке.

Установка состоит из блока технологического (БТ), блока аппаратурного (БА) и элементов системы жизнеобеспечения.

В БТ размещается технологическое оборудование, включающее в себя:

- двухкамерный горизонтальный сепаратор;
- блок предохранительных клапанов;

- трубную обвязку с антикоррозионным покрытием внутренних поверхностей, запорную арматуру, дренажную систему и систему подключения поверочной установки;

- поплавковый механизм, газовую заслонку, регулятор расхода на жидкостной линии;

- влагомер не предусмотрен (содержание воды определяется лабораторным методом по аттестованной в установленном порядке методике измерений массовой доли воды с пределами погрешности, не превышающими указанных в методике измерений МИ 167-2025 «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных групповых автоматизированных АГЗУ-120М», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.52285);

- датчики давления, температуры;

- массовый расходомер на линии жидкости;

- вихревой расходомер на линии газа;

- обратные клапаны на входных трубопроводах, комплект монтажных частей для подключения установки к подводящим трубопроводам;

- стационарный взрывозащищенный оптический газоанализатор;

- электроприводы запорной и регулирующей арматуры;

В БА размещается: шкаф ВРУ, вторичные преобразователи, система охранно-пожарной сигнализации установки, шкаф локальной системы управления (ЛСУ).

В состав шкафа ЛСУ входят программируемый логический контроллер (ПЛК), вычислитель.

В ПЛК загружено прикладное программное обеспечение (далее - ПО), разработанное с помощью специализированных инструментальных средств и позволяющее вычислять массу и массовый расход скважинной жидкости без учета воды, объем и объемный расход попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. ПЛК также выполняет измерение и обработку измерительной информации, поступающей от преобразователей расхода, давления и температуры, формирование измерительной информации, индикацию на ЖК-дисплее, снятие информации на флэш-накопитель ипередачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам от вычислителя, а также управление процессом измерений.

Вычислитель в составе шкафа ЛСУ обеспечивает автоматическое вычисление объема попутного нефтяного газа, поступающего по газовой линии, с приведением результатов к стандартным условиям.

Установки изготавливаются в следующих модификациях:

АГЗУ-120М	X	-	X	-	X	-	X	-	X	-	X	-	ТУ 28.99.39-001-20828824-2024
1	2		3		4		5		6		7		8

где

1 – наименование установки;

2 – рабочее давление, МПа;

3 – количество подключаемых скважин;

4 – максимальный массовый расход скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), т/сут;

5 – максимальный объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3$/сут;

6 – 2 (без влагомера);

7 – оборудование переключения скважин:

ПСМ – переключатель скважин многоходовой

ТХК – трёхходовые краны.

8 – обозначение технических условий.

Заводские (серийные) номера установок наносятся лазерной маркировкой на таблички, закрепленные снаружи на блок-боксах аппаратурных и технологических блоков. Формат

заводского номера — цифровой. Вся информация соответствует требованиям маркировки, обеспечивающей защиту от несанкционированного доступа.

Нанесение знака поверки на установки не предусмотрено.

Средства измерений, входящие в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Перечень основных СИ, которыми комплектуются установки, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются установки

Наименование средства измерения	Регистрационный №
СИ массы и массового расхода жидкости	
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	77657-20
Счетчики-расходомеры массовые Метран-360М	89922-23
Расходомеры кориолисовые AFLOWT CM	95711-25
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	83825-21
Счетчики-расходомеры массовые МЛ	75212-19
СИ объема и объемного расхода газа	
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	86309-22
Расходомеры вихревые Метран-390М	92152-24
Расходомеры-счетчики вихревые ЭЛЕМЕР-РВ	77797-20
Расходомеры вихревые AFLOWT VT	95691-25
СИ давления	
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики давления Метран-75	48186-11
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Преобразователи давления измерительные АИР-10	31654-19
Датчики давления ЭМИС-БАР	72888-18
Преобразователи давления измерительные СДВ-SMART	61936-15
СИ температуры	
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	21968-11
Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех	23410-13
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
СИ, входящие в состав шкафа ЛСУ	
ПЛК	
Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
Вычислители	
Вычислители УВП-280	53503-13

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 1.

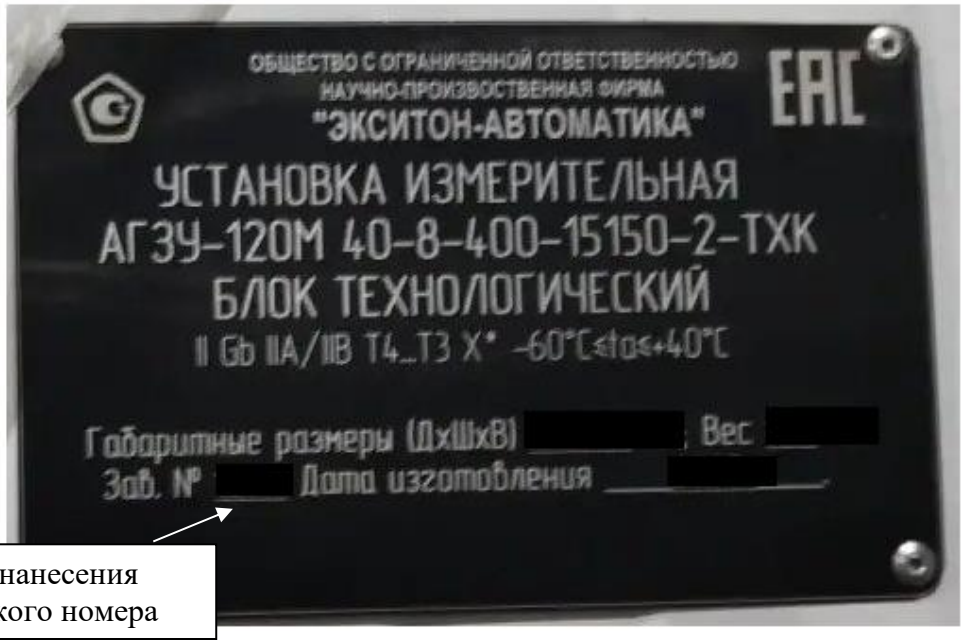


Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички установки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) установок, разработанное с помощью специализированных инструментальных средств и загруженное в ПЛК, обеспечивает реализацию функций установок.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части программного обеспечения и измеренных (вычисленных) данных. ПО на метрологические характеристики установок влияние не оказывает.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО установок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AGZU_EA.compiled-library
Номер версии (идентификационный номер) ПО	16x
Цифровой идентификатор ПО	745B476D8CB8E2443A6194CC490BBE0B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Примечание – Номер версии ПО состоит из двух частей: а) номер версии метрологически значимой части ПО (16); б) номер версии метрологически незначимой части ПО (x), где «x» может принимать целые значения от 06 до 99 включительно.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднесуточного массового расхода скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), т/сут	от 2,4 до 3000
Диапазон измерений среднесуточного объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3$/сут	от 50 до 80000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси) без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % - св. 70 до 95 % - св. 95 %	 ±6,0 ±15,0 в соответствии с аттестованной методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Технические характеристики:	
Напряжение питания от сети переменного тока, В	380^{+10}_{-15}; 220^{+10}_{-15}
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	20
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, ºС Температура внутри БТ, ºС, не менее Температура внутри БА, ºС, не менее Влажность окружающего воздуха, %, не более	 от -60 до +40 +5,0 +10,0 82
Количество подключаемых скважин	от 1 до 14
Характеристики рабочей среды:	
Измеряемая среда	Скважинная жидкость (нефтегазоводяная смесь)
Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +70
Плотность скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), кг/$м^3$	от 700 до 1200
Объемная доля пластовой воды в скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), %, не более	99
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с, менее	200
Содержание сероводорода в скважинной жидкости (нефтегазоводяной смеси), объемная доля, %, не более	4,09
Массовая доля механических примесей, мг/л, не более	0,5
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIA/IIB Т4…Т3 X по ГОСТ 31441.1-2011

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта установок типографским способом, на таблички блока технологического (БТ) и блока автоматики (БА) методом шелкографии, лазерной гравировки или металлографики.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Комплект поставки установок

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная групповая автоматизированная АГЗУ-120М: Блок технологический Блок аппаратурный	–	1 шт.
ЗИП	–	1 компл.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МИ 167-2025 «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных групповых автоматизированных АГЗУ-120М», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.52285.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (п. 6.2)

ТУ 28.99.39-001-20828824-2024 «Установка измерительная групповая автоматизированная АГЗУ-120М. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Экситон-автоматика»

(ООО НПФ «Экситон-автоматика»)

ИНН 0278085342

Юридический адрес: 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Комсомольская, 98

Телефон: 8 (347) 226-96-36

Факс: 8 (347) 226-96-39

Web-сайт: http://www.eksiton.ru

E-mail: ea@eksiton.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Экситон-автоматика»

(ООО НПФ «Экситон-автоматика»)

ИНН 0278085342

Адрес: 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Комсомольская, 98

Телефон: 8 (347) 226-96-36

Факс: 8 (347) 226-96-39

Web-сайт: http://www.eksiton.ru

E-mail: ea@eksiton.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: 8 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366