

Приложение  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «02 октября» 2020 г. № 1624

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «АГЗУ-ТТ»

**Назначение средства измерений**

Установки измерительные «АГЗУ-ТТ» (далее – установки) предназначены для измерений дебита брутто нефти в составе нефтегазоводяной смеси извлекаемой из скважины (далее – дебит брутто нефти), массы нетто нефти и дебита нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси извлекаемой из скважины (далее – дебит нетто нефти), объема попутного нефтяного газа и расхода попутного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям в составе нефтегазоводяной смеси извлекаемой из скважины (далее – расход попутного нефтяного газа).

**Описание средства измерений**

Принцип действия установок основан на разделении нефтегазоводяной смеси на жидкую фазу нефтегазоводяной смеси и попутный нефтяной газ. Отделившийся попутный нефтяной газ направляется в линию измерения количества газа, где осуществляются измерения объема и расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, а также температуры и давления газа. Жидкая фаза нефтегазоводяной смеси направляется в линию измерения количества жидкости, где осуществляются измерения дебита брутто нефти, массы и дебита нетто нефти, объемной доли пластовой воды, плотности, температуры и давления жидкой фазы нефтегазоводяной смеси.

Измерение массы и дебита нетто нефти производится с применением результатов измерений объемной доли пластовой воды и плотности жидкой фазы нефтегазоводяной смеси. Объемная доля пластовой воды измеряется поточным влагомером или по аттестованному лабораторному методу, а плотность жидкой фазы нефтегазоводяной смеси измеряется по каналу измерения плотности счетчика-расходомера массового.

Установка состоит из технологического блока с технологическим оборудованием (БТ) и аппаратного блока (БА), размещенных в блок-боксах. Конструктивно БА и БТ могут быть расположены отдельно или на едином основании. По отдельному требованию заказчика установки могут не комплектоваться БА при условии размещения системы обработки информации (СОИ) и системы управления и распределения электроэнергии (СУРЭ) в БТ (при этом шкафы СОИ и СУРЭ должны быть соответствующего взрывозащищенного исполнения) или в помещении, предоставленном заказчиком.

В состав БТ входят распределительный и измерительный модули.

Измерительный модуль имеет два исполнения:

1. с поточным влагомером;
2. без поточного влагомера.

В состав распределительного модуля входят трубопроводы подключения скважин, переключатель скважин многоходовой (ПСМ), байпасный трубопровод и выходной коллектор. Наличие ПСМ определяется модификацией установки. ПСМ направляет поток нефтегазоводяной смеси от скважины на измерительный модуль или на выход в сборный коллектор.

Измерительный модуль состоит из сепаратора, средств измерений (СИ), трубопроводной обвязки с запорной и регулирующей арматурой, дренажной системы и узлом пробоотбора. В измерительном модуле для измерений дебита брутто нефти используются счетчики-расходомеры массовые, для измерений объема и расхода попутного нефтяного газа могут использоваться счетчики-расходомеры массовые, а также вихревые, ультразвуковые счетчики газа, для измерений объемной доли пластовой воды в варианте с исполнением 2 используются поточные влагомеры.

Электрооборудование, размещенное в БТ, имеет взрывобезопасный (искробезопасный) уровень взрывозащиты.

В состав БА входят: СОИ, система управления и распределения электроэнергии, система жизнеобеспечения и сигнализации.

СОИ обеспечивает сбор и обработку информации от первичных преобразователей.

Система управления и распределения электроэнергии управляет всеми системами установки и обеспечивает распределение электроэнергией в установке.

Система жизнеобеспечения и сигнализации обеспечивают функционирование обогрева, освещения, вентиляции, пожарной сигнализации и сигнализации загазованности БТ и БА.

Модификация установки и ее состав определяется на основании характеристик рабочей среды и требуемых параметров: дебита брутто нефти и расхода попутного нефтяного газа, содержания пластовой воды в жидкой фазе нефтегазоводяной смеси, а также отдельных требований заказчика.

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

СИ, находящиеся в составе установки, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации установок

Наименование СИ	Регистрационный номер
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Расходомер массовый Promass	15201-11
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS	76785-19
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомер-счетчик массовый Optimass x400	53804-13
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Датчики расхода газа «DUMETIC-1223M»	77155-19
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
Счетчики газа КТМ600 РУС	62301-15
Счетчики газа вихревые СВГ.М	13489-13
Расходомеры-счетчики вихревые OPTISWIRL 4200	74011-19
Влагомеры поточные «ВСН-АТ»	62863-15
Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
Измеритель обводненности «Red Eye»	47355-11
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные Сапфир-22ЕМ	46376-11
Преобразователи давления измерительные JUMO dTRANS p02, JUMO dTRANS p02 DELTA, JUMO dTRANS p20, JUMO dTRANS p20 DELTA, JUMO DELOS	56239-14
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*	59868-15
Преобразователи давления измерительные «ЭЛЕМЕР-АИР-30М»	67954-17
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Преобразователи давления измерительные АИР-10U, АИР-10P	70286-18
Датчики давления «ЭЛЕМЕР-100»	39492-18
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех	21968-11
Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ	32777-06

Окончание таблицы 1

1	2
Термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ	58808-14
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	66213-16
Модули аналоговые серии I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, I-9000, I-9700, ET-7000, PET-7000, ET-7200, PET-7200	70883-18
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix D	64136-16
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC	15652-09
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	67996-17
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200	63339-16
Контроллеры SCADAPack 530E и 535E	64980-16
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16

Класс взрывоопасной зоны эксплуатации установки по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ):

- в помещений БТ: В-1а;
- в помещений БА: П-Па.

Класс взрывоопасной зоны эксплуатации установки по ГОСТ 30852.9-2002:

- класс помещений БТ: взрывоопасная зона класса 1;
- класс помещений БА: взрывобезопасная зона.

Установка относится к взрывоопасным установкам, в БТ могут образовываться взрывоопасные смеси категории ПА по ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978), группы Т3 по классификации ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975).

Расшифровка условного обозначения установки:



Внешний вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установки измерительной «АГЗУ-ТТ»

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установки представляет с собой встроенное программное обеспечение ПЛК.

Уровень защиты ПО установки от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО установки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО установки

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	«AGZU-TT»
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 1.0.1
Цифровой идентификатор	–

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений дебита брутто нефти, т/ч (т/сут)	от 0,42 до 62,5 (от 10,0 до 1500,0)
Диапазон измерений объема и расхода попутного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	от 2,08 до 12500 (от 50 до 300000)
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях: – дебита брутто нефти, % – массы нетто нефти и дебита нетто нефти при содержании пластовой воды (в объемных долях %), % <sup>1)</sup> от 0,1 до 70% вкл. свыше 70 до 95 % вкл. свыше 95 до 98 % вкл. – объема и расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5   ± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений  ± 5,0

<sup>1)</sup> Пределы допускаемых погрешностей обеспечиваются при соблюдении требований, приведенных в методике измерений МН 1011-2020.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь (нефть, пластовая вода и попутный нефтяной газ)
Рабочее давление, МПа, не более	10,0
Температура измеряемой среды, °С	от +1 до +80
Объемная доля пластовой воды в жидкой фазе нефтегазоводяной смеси, %	от 0,1 до 98,0 вкл.
Диапазон плотности жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, кг/м <sup>3</sup>	от 830 до 1150
Кинематическая вязкость жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, мПа·с, не более	1000
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т, не более	1000
Минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м <sup>3</sup> нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, м <sup>3</sup>	0,1
Массовая доля механических примесей в жидкой фазе нефтегазоводяной смеси, %, не более	0,25
Содержание сероводорода, %, объемные доли, не более	6,0
Кристаллизация пластовой воды	не допускается
Количество подключаемых скважин, шт	от 1 до 14
Климатические исполнения установки ГОСТ 15150-69	У1, УХЛ1
Маркировка взрывозащиты оборудования из состава установки	1ExdIIAT3, 1ExiIIAT3
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура внутри БА, °С – температура внутри БТ, °С – влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 от +10 до +45 от +5 до +45 от 20 до 80 от 84 до 107
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±0,4
Потребляемая мощность, кВт, не более	20
Габаритные размеры БТ, мм, не более – высота – ширина – длина	3600 3200 12000
Габаритные размеры БА, мм, не более – высота – ширина – длина	3600 3200 4000
Масса, кг, не более: – БТ – БА	20000 6000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час, не менее	80000

**Знак утверждения типа**

наносится в верхней части титульного листа паспорта установки типографским способом и на таблички технологического и аппаратурного блока методом гравировки или шелкографии.

## Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «АГЗУ-ТТ»	АГЗУ-ТТ-ХХ-ХХ-ХХ-ХХ	1 шт.
Установки измерительные «АГЗУ-ТТ». Руководство по эксплуатации	812/3.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Установка измерительная «АГЗУ-ТТ». Паспорт	812/3.00.00.00.000 ПС	1 экз.
«Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «АГЗУ-ТТ». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0444-20 МП	1 экз.

## Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0444-20 МП «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «АГЗУ-ТТ». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 20 марта 2020 г.

Основные средства поверки:

– рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 % до 1,0 % и с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа от 1,0 % до 1,5 %;

– рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 с диапазоном измерений массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 % до 2,0 % и с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа от 3 % до 5 %;

– средства поверки в соответствии с документами на методику поверки средств измерений, входящих в состав установки.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установки.

## Сведения о методиках (методах) измерений

МН 1011-2020 «ГСИ. Масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установки измерительной «АГЗУ-ТТ», ФР.1.29.2020.36882.

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «АГЗУ-ТТ»

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

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

ТУ 28.99.39-017-50814179-2019 Установки измерительные АГЗУ-ТТ». Технические условия.

## Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Компания «ТЕХНОТЕКС»

(ООО «Компания «ТЕХНОТЕКС»)

ИНН 0274065793

Юридический адрес: 450057, РБ, г. Уфа, ул. Октябрьской революции, д.78, этаж 3, оф.17

Адрес: 423241, РБ, г. Уфа, ул. Гвардейская, 55А

Телефон: +7 (347) 292-12-00

E-mail: [info@technotecs.ru](mailto:info@technotecs.ru)

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

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

Телефон (факс): +7 (843) 567-20-10, +7-800-700-78-68

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.