

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении нефтегазоводяной смеси на жидкую фазу нефтегазоводяной смеси и свободный нефтяной газ. В процессе разделения, отделившийся попутный нефтяной газ направляется в линию измерения количества газа, где осуществляется измерения объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, а также температуры и давления газа. Жидкая фаза нефтегазоводяной смеси направляется в линию измерения количества жидкости, где осуществляется измерения массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды, влагосодержания, плотности жидкости, температуры и давления жидкости.

Установка производит измерение следующих параметров:

- массы и массового расхода, плотности, температуры, давления жидкой фазы нефтегазоводяной смеси;
- влагосодержания;
- массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды;
- объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Измерение массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси без учета воды производится одним из комбинированных методов: с применением результатов измерений поточного влагомера и канала измерения плотности массового счетчика-расходомера (способ 1) или с применением результатов измерений плотности компонентов водонефтяной смеси и плотности водонефтяной смеси по каналу измерения плотности массового счетчика-расходомера (способ 2).

Установка состоит из технологического блока с технологическим оборудованием (далее – БТ) и аппаратного блока (далее – БА), размещенных в блок-боксах.

В состав БТ входят: измерительный узел, распределительный узел, узел подготовки среды, системы обогрева, освещения, приточно-вытяжной вентиляции, пожарной сигнализации и сигнализации загазованности.

Измерительный узел состоит из сепаратора, средств измерений, трубопроводной обвязки и дренажной системы. В состав распределительного узла входят трубопроводы подключения скважин, переключатель скважин многоходовой (далее – ПСМ) или трехходовые краны с электроприводом, байпасный трубопровод и выходной коллектор. Наличие ПСМ определяется модификацией. ПСМ направляет поток нефтегазоводяной смеси от скважины на измерительный узел или на выход в сборный коллектор.

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

В состав БА входят: система управления и распределения электроэнергии, система жизнеобеспечения, система обработки информации, в том числе система контроля и управления.

В зависимости от производительности, установки выпускаются в четырех исполнениях - «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»-120, «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»-400, «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»-800, «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»-1500.

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

Класс помещений установки по ГОСТ 30852.9-2002:

БТ – взрывоопасная зона класса 1; БА – взрывобезопасная зона.

Класс помещений по ПУЭ:

БТ – В-1а; БА – П-Па.

Установка относится к взрывоопасным установкам, в которых 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).

Пломбировка установки от несанкционированного доступа не предусмотрена.

Внешний вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид установки измерительной групповой автоматизированной «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»

Программное обеспечение

Программное обеспечение установки «AGZU-PERESVET» (далее – ПО «AGZU-PERESVET») представляет с собой встроенное программное обеспечение ПЛК.

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

Идентификационные данные ПО «AGZU-PERESVET» представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО «AGZU-PERESVET»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	ПО «AGZU-PERESVET»
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже v1.0.1
Цифровой идентификатор	FE5D912C00B502B0309188077D23E409
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, т/ч (т/сут), в зависимости от исполнения	от 0,1 до 5,0 (от 2,4 до 120,0) от 0,1 до 16,7 (от 2,4 до 400,0) от 0,1 до 33,3 (от 2,4 до 800,0) от 0,1 до 62,5 (от 2,4 до 1500,0)
Диапазоны измерений объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут), в зависимости от исполнения	от 0,1 до 600 (от 2,4 до 14400) от 0,1 до 5000 (от 2,4 до 120000) от 0,1 до 8750 (от 2,4 до 210000) от 0,1 до 18750 (от 2,4 до 450000)
Пределы допускаемой относительной основной погрешности установки при измерениях: – массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси, % – массы и массового расхода жидкой фазы нефтегазоводяной смеси без учета воды при содержании воды (в объемных долях %), % ¹⁾ от 0 до 70% вкл. свыше 70 до 95% вкл. свыше 95 до 98% вкл. – объема и объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенных к стандартным условиям, %	± 2,5 ± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений ± 5,0
¹⁾ Пределы нормированы при следующих условиях: – Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения плотности счетчика-расходомера не более ±2 кг/м ³ (при измерений способом 1) и не более ±0,5 кг/м ³ (при измерений способом 2); – Пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера не более ±0,66% при объемной доли воды от 70 до 95 % вкл., и плотности нефти не менее 930 кг/м ³ ; – Пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера не более ±0,5% при объемной доли воды от 70 до 95 % вкл., и плотности нефти не менее 800 кг/м ³ .	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	газожидкостная смесь (нефть, пластовая вода и попутный нефтяной газ)
Рабочее давление, МПа, не более	6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90
Объемная доля воды в измеряемой среде, %	от 0 до 98
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 800 до 1250
Рабочий диапазон плотности обезвоженной нефти, кг/м ³	от 800 до 930
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мПа·с, не более	1000
Газовый фактор, м ³ /т, не более	3000
Минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м ³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м ³	0,1
Массовая доля механических примесей в измеряемой среде, %, 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

Окончание таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±0,4
Потребляемая мощность, кВт, не более	20
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура внутри БА и БТ, °С – влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -45 до +75 от +5 до +45 от 20 до 80 от 84 до 107
Климатические исполнения установки ГОСТ 15150-69	У1, УХЛ1, ХЛ1
Масса установки, кг, не более	12000
Габаритные размеры, мм, не более – высота – ширина – длина	3100 3200 13000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	80000
Маркировка взрывозащиты оборудования из состава установки	1ExdIIATЗ, 1ExiIIATЗ

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 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная групповая автоматизированная «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»	«АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ» –Х–Х–Х– Х–Х–Х–Х–Х–Х–Х–Х–Х	1 шт.
Установка измерительная групповая автоматизированная «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ». Руководство по эксплуатации	ЭГ 001.00.000 РЭ	1 экз.
Установка измерительная групповая автоматизированная «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ». Паспорт	ЭГ 001.00.000 ПС	1 экз.
«Инструкция. ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ». Методика поверки»	НА.ГНМЦ.0320-19 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0320-19 МП «Инструкция. ГСИ. Установки измерительные групповые автоматизированные «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 31 января 2019 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 поверку средств измерений, входящих в состав измерительной установки «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ».

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 899-2019 «ГСИ. Масса жидкой фазы нефтегазоводяной смеси и объем нефтяного газа. Методика измерений с применением установки измерительной «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ», аттестована ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 31 января 2019 г., свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-025/02-2019.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным групповым автоматизированным «АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ»

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 4318-001-76464305-2015 Система измерения количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов, газа и других жидких и газообразных сред СИКиПК». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНВИОГРУПП»
(ООО «ЭНВИОГРУПП»)

ИНН 7725535648

Юридический адрес: 119002, г. Москва, пер. Власьевский М., д.12, стр.2

Адрес: 423241, РТ, Бугульминский район, г. Бугульма, ул. Воровского, 41

Телефон: +7 (495) 332-02-26; факс: +7 (495) 332-02-85

E-mail: info@enviogroup.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

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.