

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87186-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС

Назначение средства измерений

Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС (далее по тексту – установки) предназначены для автоматизированных измерений массы скважинной жидкости и вычислений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, измерений параметров скважинной жидкости, отображения и регистрации результатов измерений, а также отбора проб скважинной жидкости на этапах сбора и транспортировки нефти.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относятся установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС.

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющие с помощью трубного делителя фаз (ТДФ) и сепаратора с последующем измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Массу скважинной жидкости измеряют прямым методом динамических измерений. Содержание воды в скважинной жидкости определяется с помощью поточного влагомера. Массу скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа после сепарации определяют как разность массы скважинной жидкости, массы воды и растворенного газа.

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ через расходомер поступает в общий выходной коллектор, где смешивается с предварительно отделенной (и измеренной массовым расходомером) жидкостью.

Контроллер, расположенный в блок автоматики, фиксирует массу скважинной жидкости и её обводнённость.

Установка представляет собой блочно-комплектное устройство полного заводского изготовления и состоит из следующих основных частей:

- блок технологический (далее по тексту – БТ);
- блок автоматики (далее по тексту – БА).

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерений установки. БТ в зависимости от модификации установки может представлять собой комплекс, состоящий из нескольких помещений, стыкуемых на месте эксплуатации с помощью комплекта монтажных частей.

Технологическое оборудование, размещаемое в БТ, включает в себя:

- узел трубопровода входа газожидкостной смеси (далее по тексту – ГЖС) с отсекающей арматурой;
- узел трубопровода выхода ГЖС с отсекающей арматурой;
- узел трубопровода с внутритрубным сепаратором, служащим для отделения газа от жидкости;
- сепаратор, оборудованный опорами, внутренними устройствами, люком-лазом, штуцером слива жидкости, контрольно-измерительными приборами, узлом пропарки (промывки) и продувки инертным газом, предохранительным клапаном СППК;
- узел трубопровода с расходомерами жидкости.

Измерительные линии жидкостной фазы, в которых производятся измерения:

– массы жидкости – счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion моделей CMF 400M-2700R (тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 63433-16 (далее по тексту – Рег. №), или расходомерами массовыми «Promass» (Рег. № 15201-11), расходомерами массовыми «Promass» моделей Promass 300, Promass 500 (Рег. № 68358-17), или расходомерами-счетчиками массовыми кориолисовыми «ROTAMASS» модели RC (Рег. № 75394-19), или расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 1400, OPTIMASS 2400, OPTIMASS 6400 (Рег. № 77658-20), или счетчиками-расходомерами массовыми «ЭМИС-МАСС 260» (Рег. № 42953-15), или счетчиками-расходомерами массовыми «Штрай-Масс» (Рег. № 70629-18), или счетчиками-расходомерами массовыми ЭЛМЕТРО-Фломак (Рег. № 47266-16);

– содержания воды – влагомером сырой нефти ВСН-2 (Рег. № 24604-12), измерители обводненности Red Eye модели Red Eye® 2G B-filter (Рег. № 76784-19), анализаторы влажности (влагомеры) FIZEPR-SW100 (Рег. № 75771-19), влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН (Рег. № 78321-20), или косвенным методом, когда содержание воды в нефти определяют по результатам анализов объединенной пробы нефти;

Измерительная линия газовой фазы продукции скважин, в которой производятся измерения:

– массы или объема газа – счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion моделей CMF 400M-2700R (Рег. № 63433-16), или расходомерами массовыми «Promass» (Рег. № 15201-11), расходомерами массовыми «Promass» моделей Promass 300, Promass 500 (Рег. № 68358-17), или расходомерами-счетчиками массовыми кориолисовыми «ROTAMASS» модели RC (Рег. № 75394-19), или счетчиками-расходомерами массовыми «ЭМИС-МАСС 260» (Рег. № 42953-15), или счетчиками газа вихревыми СВГ типа СВГ.М (Рег. № 13489-13), или расходомерами газа ультразвуковыми КТМ600 РУС (Рег. № 62301-15), датчиками расхода-счетчиками «ДАЙМЕТИК-1261» (Рег. № 67335-17), или датчиками расхода газа «ДУМЕТИС-1223М» (Рег. № 77155-19), или счетчиками-расходомерами массовыми Штрай-Масс (Рег. № 70629-18), или счетчиками-расходомерами массовыми ЭЛМЕТРО-Фломак (Рег. № 47266-16), расходомерами-счетчиками газа ультразвуковыми ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ) (Рег. № 73894-19), или расходомерами-счетчиками вихревыми ЭЛЕМЕР-РВ (Рег. № 77797-20), или расходомерами-счетчиками ультразвуковыми ИРВИС-РС4М-Ультра (Рег. № 58620-14), или расходомерами-счетчиками вихревыми ИРВИС-РС4М (Рег. № 55172-13), расходомерами-счетчиками ультразвуковыми OPTISONIC 7300 (Рег. № 67993-17) или преобразователями расхода вихревыми «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (Рег. № 42775-14);

Измерительный канал температуры жидкой фазы и свободного попутного нефтяного газа:

- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех (Рег. № 21968-11);
- преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех (Рег. № 23410-13);
- термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом RN-24-6NA11-TB-L0250/YTA110 (Рег. № 64702-16);

- термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ Рег. № 32777-06);
- термопреобразователи универсальные ТПУ 0304/М3-1W (Рег. № 67897-17);
- термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ (Рег. № 58808-14).
- термометры сопротивления ДТС (Рег. № 28354-10);
- термопреобразователи сопротивления ЭНИ-300 ТСП, ЭНИ-300 ТСМ (Рег. №78201-20);
- преобразователи термоэлектрические ЭНИ-300 ТНН, ЭНИ-300 ТХА, ЭНИ-300 ТХК, ЭНИ-300 ТЖК, ЭНИ-300 ТМК (Рег. №79691-20).

Измерительный канал давления скважинной жидкости и свободного попутного нефтяного газа:

- преобразователи давления измерительные 3051 (Рег. № 14061-15);
- датчик давления МЕТРАН-150 (Рег. № 32854-13);
- преобразователи давления измерительные ДДПН-К (Рег. № 54091-13);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJX (Рег. № 81937-21);
- преобразователи давления измерительные VEGABAR (Рег. № 79709-20);
- преобразователи давления измерительные VEGADIF 85 (Рег. № 74173-19);
- преобразователи давления измерительные «Элемер-АИР-30» (Рег. № 67954-17);
- преобразователи давления измерительные АИР20/М2 (Рег. № 63044-16);
- преобразователь давления измерительный АИР-10U, АИР-10P (Рег. № 70286-18);
- датчик давления «ЭЛЕМЕР-100» (Рег. № 39492-18);
- преобразователи давления измерительные ОВЕН ПД200 (Рег. № 44389-10);
- датчики давления ЭНИ-100 (СУЭР-100) (Рег. № 71842-18);
- датчики давления ЭНИ-12 (ЭМИС-БАРО 10) (Рег. № 71161-18).

Показывающие СИ давления и температуры.

БА предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы силового электрооборудования и автоматики, устанавливаемых в нем:

– контроллеров SCADApack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305 (Рег. № 56993-14), или контроллеры SCADApack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575 (Рег. № 69436-17), или вычислителей УВП-280 (Рег. № 53503-13);

– силовой шкаф, обеспечивающий питание контроллера управления установкой, систем отопления, освещения, вентиляции, сигнализации и др.;

– аппаратный шкаф, предназначенный для управления системой регулирования уровня, для сбора и обработки информации, а также для архивирования, индикации и передачи информации;

– вторичные устройства примененных в БТ СИ (при наличии);

– системы и средства жизнеобеспечения.

Комплекс программного обеспечения (далее по тексту – ПО) предназначен для обеспечения выполнения установками измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления установкой.

Установки имеют отдельные исполнения, различающиеся по максимальному массовому расходу скважинной жидкости и объемному расходу свободного попутного нефтяного газа. Пример записи обозначения установки приведен ниже:

Установка измерительная для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС –250 –10 – 6,3 – М ТУ 28.99.39-004-69751748-2020

1 2 3 4 5 6

- 1 – наименование;
- 2 – максимальный массовый расход скважинной жидкости по каждой измеряемой скважине, т/сут.;
- 3 – количество входов для подключения к скважинам;
- 4 – максимальное рабочее давление, МПа;
- 5 – исполнение мобильное М , стационарное С;
- 6 – обозначение ТУ.



Рисунок 1 – Общий вид установок Стрелкой указано место нанесения заводских (серийных) номеров.

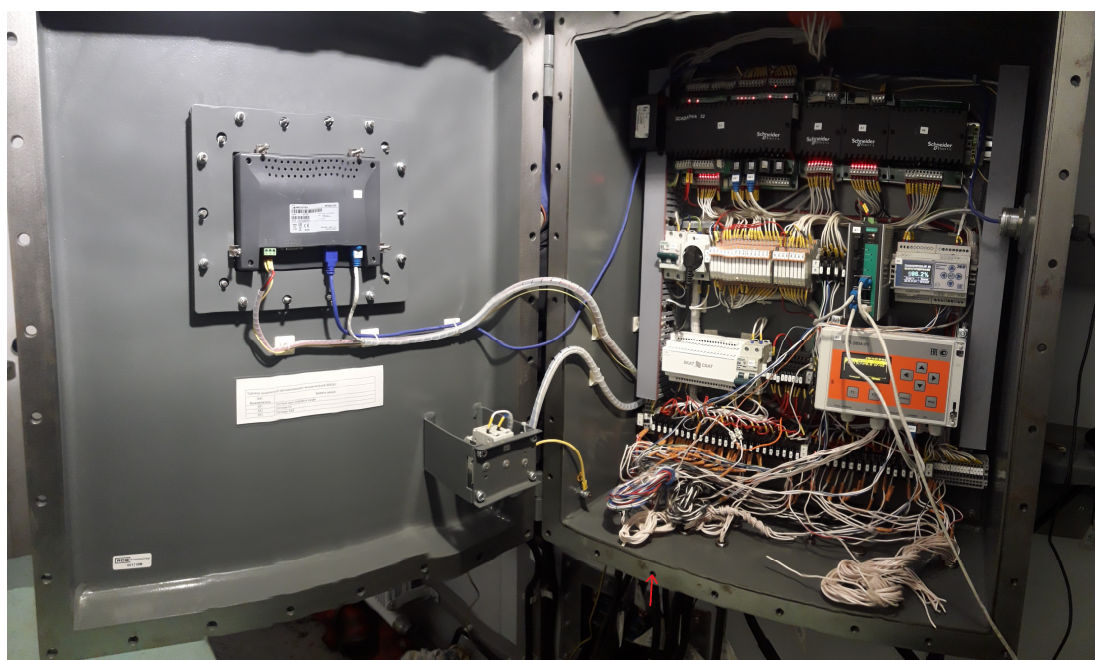


Рисунок 2 –Пломбируется шкаф управления с контроллерами.

Заводской (серийный) номер установок наносится на таблички ударным способом, обеспечивающим контрастность и сохранность изображения в течение срока службы изделия, которые крепятся снаружи технологического блока и блока автоматики, приводится в эксплуатационной документации. Формат нанесения заводского номера – буквенно-числовой. Пломбирование установок не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) установок обеспечивает реализацию их функций. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

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». Погрешности установок нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	Значение	Значение
	SCADAPack32	УВП-280	ЭБВ АМ-ВОЕСН
Идентификационное наименование ПО	aerogaz_482_r1.2.8	ПО вычислителей УВП-280	EBV_VL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1.2.8	3.11, 3.12, 3.13	v.1.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	BB9A6250	5E84F2E7 для версии ПО 3.11 66AAF3DB для версии ПО 3.12 4DF582B6 для версии ПО 3.13	D565AD4C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32	CRC 32	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут, в зависимости от исполнения	от 0,5 до 2400
Диапазон изменений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям, м ³ /сут, в зависимости от исполнения	от 20 до 1000000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, % - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более	±2,5

Наименование характеристики	Значение ±10
-----------------------------	-----------------

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % от 0 до 70 % свыше 70 до 95 % свыше 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема свободного нефтяного газа, %	± 5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	Нефтегазоводяная смесь
Рабочее давление, МПа, не более (выбирается из ряда)	2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от +10 до +90
Кинематическая вязкость жидкости при температуре 20 °С, мПа·с, в зависимости от исполнения, не более	2000*
Диапазон плотности жидкости, кг/м ³	от 680 до 1200
Газовый фактор, м ³ /т	до 1500
Содержание воды в скважинной жидкости, %	от 0 до 100
Объемное содержание остаточного газа в жидкости после сепарации, %, не более	1
Объемное содержание СО ₂ , % в зависимости от исполнения, не более	10
Объемное содержание сероводорода, %, в зависимости от исполнения, не более	20
Число подключаемых скважин в зависимости от исполнения	от 1 до 20
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	380±38/220±22 50±1 15
Габаритные размеры составных частей установки: длина, мм, не более ширина, мм, не более высота, мм не более	9000 3000 3430
Масса составных частей установки, кг, не более	24000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1**
Средняя наработка на отказ (за исключением компонентов КИП и А, срок службы которых определен в технической документации на данные изделия), ч, не менее	100000
Расчетный срок службы, лет	10
* – при условии состояния жидкости в текущем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает техническое решение для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объема сепаратора и т.д. Пропускная способность установки, при вязкости жидкости свыше 500 мм ² /с, определяется индивидуально	
** – По требованию заказчика допускается изготовление установок с другим климатическим исполнением	

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации установок типографическим способом, на таблички БТ и БА – любым способом, обеспечивающим контрастность и сохранность изображения в течение срока службы изделия.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплект поставки установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС.

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС	ИБЗС.25.00.000.00	1 компл.
Блок технологический	ИБЗС.25.01.000.00	1 шт.
Блок-бокс автоматики	ИБЗС.25.02.000.00	1 шт.
Соединитель БРС	ИБЗС.25.00.010.00	2 шт.
Монтажный чертеж	ИБЗС.25.00.000.00МЧ	1 экз.
Схема технологическая комбинированная	ИБЗС.25.00.000.00СЗ	1 экз.
Схема электрических соединений	ИБЗС.25.00.000.00Э4	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИБЗС.25.00.000.00РЭ	1 экз.
Паспорт	ИБЗС.25.00.000.00ПС	1 экз.
Описание программного обеспечения	ИБЗС.25.02.000.00ПО	1 экз.
Описание комплекса технических средств	ИБЗС.25.02.000.00КТС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ПО	ИБЗС.25.02.000.00 РЭ ПО	1 экз.
Упаковочный лист	ИБЗС.25.00.000.00УЛ	1 экз.
Сертификаты соответствия		1 компл.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС» (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/15309-21 от 08.11.2021, Р.1.29.2022.41877).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

ПНСТ 360-2019 «Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ТУ 28.99.39-004-69751748-2020 Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7725715055

Юридический адрес: 121205, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Можайский, территория Инновационного Центра «Сколково», Большой бульвар, 42, стр. 1, пом. 376, раб. место 11.

Телефон(факс): +7 (499) 653-93-90

E-mail: info@aerogas.ru

Изготовитель

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

ИНН 7725715055

Юридический адрес: 121205, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Можайский, территория Инновационного Центра «Сколково», Большой бульвар, 42, стр. 1, пом. 376, раб. место 11.

Адрес осуществления деятельности: 140184, Московская обл., г. Жуковский, ул. Луч, д.24/1а

Телефон(факс): +7 (499) 653-93-90

E-mail: info@aerogas.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

ИНН 1660007420

Адрес: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 843 272 46 11

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.

