

Регистрационный № 70558-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная на базе счетчика-расходомера массового CMF 300 эталонного 2-го разряда

Назначение средства измерений

Установка поверочная на базе счетчика-расходомера массового CMF 300 эталонного 2-го разряда (далее – ПУ) предназначена для воспроизведения, хранения и передачи единицы массы и массового расхода измеряемой среды (жидкости) в потоке.

ПУ применяется в качестве рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» для поверки и контроля метрологических характеристик в условиях эксплуатации преобразователей расхода различных принципов действия в составе системы измерений количества и показателей качества нефти и резервной схемы учета ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть».

Описание средства измерений

Принцип действия ПУ основан на использовании прямого метода динамических измерений массы измеряемой среды (жидкости) с применением счетчика-расходомера массового Micro Motion (модификации CMF 300) с преобразователем серии 2700 (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы с СРМ поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который обрабатывает их по реализованному в нем алгоритму.

ПУ представляет собой единичный экземпляр средства измерений, спроектированного для конкретного объекта и изготовленного из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка ПУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на ПУ и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты (средства измерений).

Все измерительные компоненты (средства измерений) и оборудование ПУ размещены в отапливаемом помещении.

В состав ПУ входят измерительные компоненты, представленные средствами измерений, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (модификации CMF)	45115-10
Датчик давления Метран-150	32854-13
Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	303-91

Для реализации функций ПУ применяются контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК), регистрационный № 57563-14 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, входящие состав системы измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть».

Общий вид ПУ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ПУ

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ в составе ПУ предусмотрены места установки пломб, несущих знаки поверки, которые наносятся методом давления на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах первичного измерительного преобразователя массового расхода CMF 300, и одну свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус преобразователя серии 2700.

Места установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства представлены на рисунках 2 и 3.

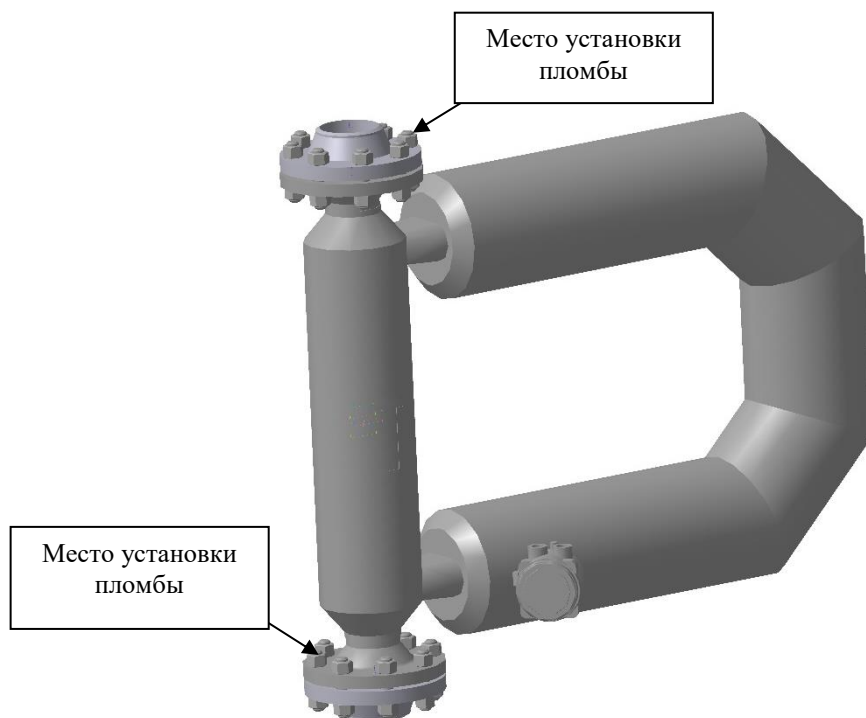


Рисунок 2 – Места установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства первичного измерительного преобразователя массового расхода CMF 300



Рисунок 3 – Место установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя серии 2700

Единичный экземпляр ПУ имеет заводской № 14499697/3852985.

Заводской номер ПУ нанесен методом металлографии на маркировочную табличку, установленную на раме ПУ.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 4.

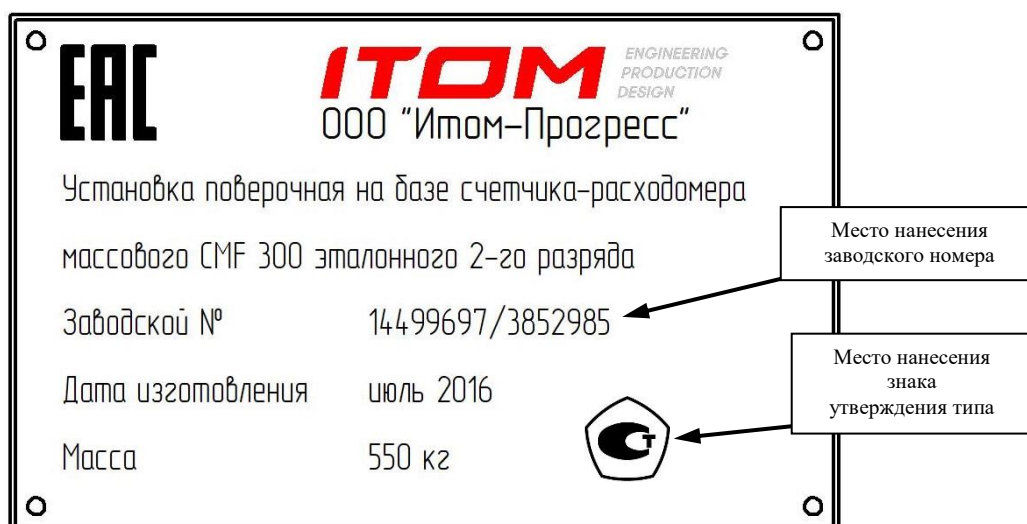


Рисунок 4 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ПУ является встроенным. В ПО реализован алгоритм вычисления параметров потока измеряемой среды, который отвечает за хранение конфигурационных параметров СРМ. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CMF 300 (усовершенствованный базовый процессор)	2700 (электроника преобразователя)
Идентификационное наименование ПО	-	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4,1х	6,60
Цифровой идентификатор ПО	0x40860C63	0x9ECE81F1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Уровень защиты ПО ПУ «средний» в соответствии с рекомендациями по метрологии Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (воспроизведения) массового расхода измеряемой среды (жидкости), т/ч	от 50,0 до 150,0
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерениях (воспроизведении) массового расхода и массы измеряемой среды (жидкости) в диапазоне измерений (воспроизведения) массового расхода, %	$\pm 0,10$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,80 до 1,57
Диапазон температуры измеряемой среды, °C	от +15,0 до +40,0
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 843,1 до 959,4
Диапазон температуры окружающего воздуха в помещении ПУ, °C	от +15,0 до +40,0
Габаритные размеры ПУ, мм, не более: - длина - ширина - высота	4736 2220 2510
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ^{+10%} _{-15%} 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	50

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом наклейки и на центральную часть титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации ПУ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ПУ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность ПУ

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная на базе счетчика-расходомера массового CMF 300 эталонного 2-го разряда, заводской № 14499697/3852985	-	1 шт.
Установка поверочная на базе счетчика-расходомера массового CMF 300 эталонного 2-го разряда. Паспорт и Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2.2 «Описание и состав ПУ» паспорта и руководства по эксплуатации ПУ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2356 от 26.09.2022 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (п. 5.2.5.1 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518
Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175
Телефон (факс): +7 (3412) 635-633, факс: +7 (3412) 635-622
E-mail: itom@udm.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»)

Адрес местонахождения: 420088, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург,
Московский пр-кт, д. 19

ИНН 7809022120

Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org, e-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

Регистрационный № 71636-18

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массового расхода, массы, давления, температуры, плотности и содержания воды в нефти, выработки сигналов управления и регулирования, выполнения функций сигнализации, а также накопления, регистрации и хранения информации об измеряемых технологических параметрах нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на прямом методе динамических измерений массы брутто нефти с использованием измерительных каналов (далее - ИК) массового расхода, выполненных на базе счётчиков-расходомеров массовых.

Массу нетто нефти вычисляет программное обеспечение системы, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и конструктивно состоящей из следующих блоков:

- блок измерительных линий, включающий входной и выходной коллекторы, измерительные линии (далее - ИЛ) и узел регулирования давления (далее - БИЛ);
- блок технологический (далее - БТ), включающий блок измерений показателей качества нефти (далее - БИК), поверочную установку (далее - ПУ) и эталонную установку для поверки ПУ;
- блок аппаратной (далее - БА), включающий систему сбора, обработки информации и управления.

Измерения параметров нефти осуществляются с использованием ИК системы, состав которых представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК системы

Наименование ИК (место установки)	Состав ИК	
	Первичный измерительный преобразователь (далее - ПИП) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)	Вторичная часть ИК (далее - ВИК) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
ИК массового расхода и массы нефти в БИЛ	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMFHC3 с преобразователем серии 2700 (45115-10)	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (57563-14) (далее - FloBoss S600+) в комплекте с искробезопасным барьером MTL 7787+ ¹⁾ (далее - MTL 7787+)
ИК температуры нефти в БИЛ	1) Комплект: - термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, класс A (22257-11) (далее - термопреобразователь 65); - преобразователь измерительный 644 или 3144 P (14683-09) (далее - преобразователь 644)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давления нефти в БИЛ	Преобразователь давления измерительный 3051 (14061-10) (далее - преобразователь 3051)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК плотности нефти БИК	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (52638-13)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК объемной доли воды в нефти	Влагомер поточный модели L (56767-14)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК температуры нефти в БИК	Комплект: - термопреобразователь 65 - преобразователь 644	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК избыточного давления нефти БИК	Преобразователь 3051	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
ИК объемного расхода нефти в БИК	Расходомер-счетчик ультразвуковой Prosonic Flow 92F (29674-12)	FloBoss S600+ в комплекте с MTL 7787+
¹⁾ Пассивные (без преобразования сигнала) искробезопасные барьеры.		

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- измерение температуры и давления нефти;
- измерение плотности нефти в рабочем диапазоне температуры и давления;
- измерение объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера поточного;
- вычисление плотности нефти при стандартных условиях;

- вычисление объема нефти при рабочих и стандартных условиях;
- отбор проб нефти по ГОСТ 2517-12 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- контроль (определение) метрологических характеристик ИК;
- формирование, архивирование и печать отчетов о результатах измерений и по учету нефти, контроля метрологических характеристик;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения настроек.

В системе предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий системы).

Пломбировка системы осуществляется путем пломбировки средств измерений (далее - СИ), входящих в состав системы. Схемы пломбировки СИ, входящие в состав системы соответствуют описаниям типа на СИ или рекомендациям МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

К данному типу средства измерений относится система с заводским № 137.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, и знак утверждения типа нанесен на маркировочную табличку, расположенную на корпусе шкафа СОИ типографским способом. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведены на рисунке 2.

Пломбирование счетчиков-расходомеров массовых осуществляется в соответствии с рисунком 1.

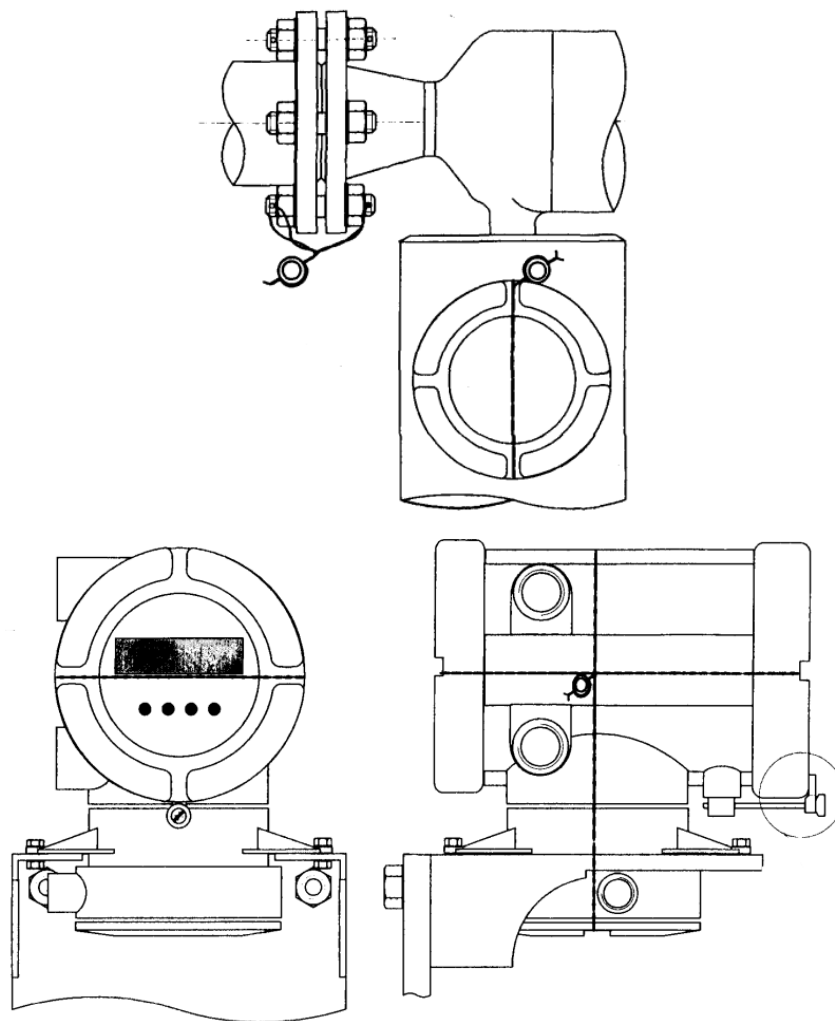


Рисунок 1 – Схема пломбировки счетчиков-расходомеров массовых

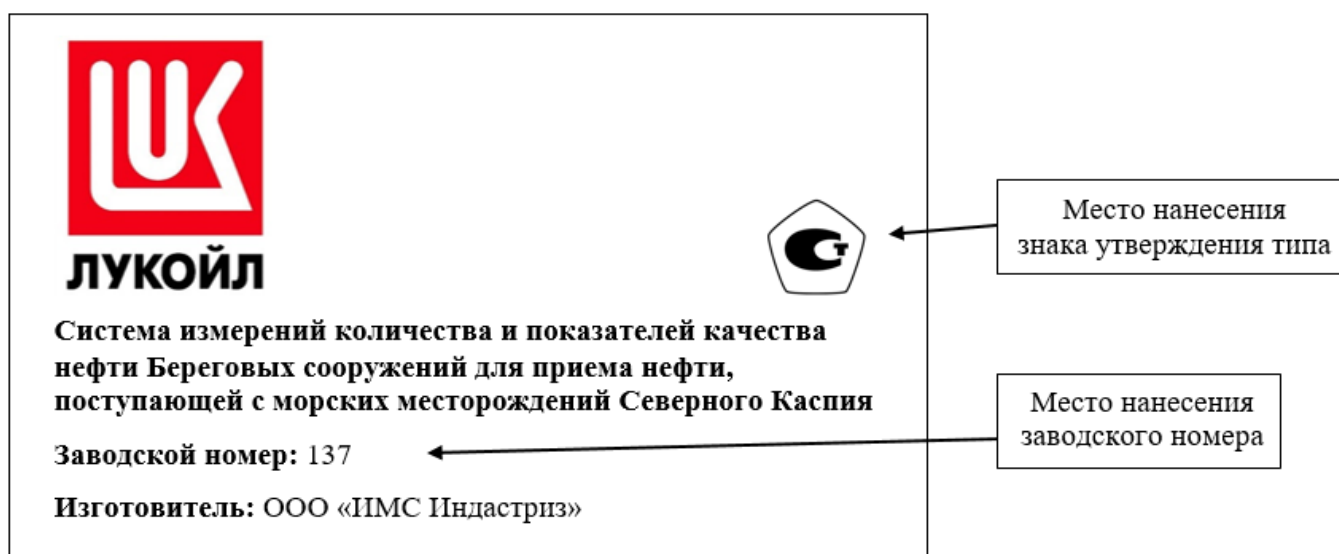


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы разделено на встроенное и внешнее.

Встроенное ПО, реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+, хранит все процедуры, функции и подпрограммы, для автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации и хранения информации по результатам измерений количества и параметров нефти.

Внешнее ПО «АРМ оператора СИКН», реализованное на базе прикладной программы InTouch Wonderware и установленное на диспетчерских серверах и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, служит для отображения данных, полученных с контроллеров FloBoss S600+, их систематизации, архивирования и передачи результатов измерений в локальную вычислительную сеть.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа многоуровневой системой защиты, которая реализована на основе разграничения прав пользователей и паролей. Каждому пользователю присваивается уровень защищенного доступа и пароль. Для редактирования системных конфигураций системы требуется специальное ПО.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует высокому уровню защиты.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АРМ оператора СИКН» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	«АРМ оператора СИКН»			ПО «FloBoss S600+»
	ПО «Форвард_Учет»	ПО «Форвард_МХ»		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmF.dll	ArmMX.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	06.21
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	F8F39210	30747EDB	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК системы

Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
ИК массового расхода и массы нефти в БИЛ	от 180 до 600 т/ч	±0,25 % (относительная)
ИК температуры нефти в БИЛ	от 0 до +35,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)
ИК избыточного давления нефти в БИЛ	от 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная к диапазону измерений)
ИК температуры нефти в БИК	от 0 до +35,0 °С	±0,3 °С (абсолютная)
ИК избыточного давления нефти БИК	от 0 до 1,6 МПа	±0,5 % (приведенная к диапазону измерений)
ИК плотности нефти в БИК	от 780 до 840 кг/м ³	±0,3 кг/м ³ (абсолютная)
ИК объемной доли воды в нефти	от 0 до 4 %	±0,10 % (абсолютная)
ИК объемного расхода нефти в БИК	от 0 до 10 м ³ /ч	±5 % (относительная)
Примечание – Допускается отклонение до 10 % диапазона измерений при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти.		

Таблица 4 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 180 до 1200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочих, 1 резервная)
Измеряемая среда	Нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон плотности нефти при температуре +20 °С, кг/м ³	от 780 до 840
Диапазон температуры нефти, °С	от 0 до +35
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,5
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	800
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 $\pm$ 22; 380 $\pm$ 38 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха на открытой площадке БИЛ, °С - температура окружающего воздуха в БТ, °С - температура окружающего воздуха в БА, °С	от -34 до +45 от +5 до +35 от +15 до +35
Режим работы	непрерывный

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку и на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия	—	1
Инструкция по эксплуатации	И-05-01-90-16-01-24-К	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия, аттестованная ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» (номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314404), свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 026/RA.RU.314404/2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А
Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное,
ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611
Телефон (факс): +7 (495) 221-10-50, 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»
(ФГУП «ВНИИР»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон (факс): +7 (843) 272-70-62, 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164

Регистрационный № 53702-13

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества газа по объекту «Обустройство участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения на период полного развития с выделением пускового комплекса (20 скважин)» (СИКГ №2)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества газа по объекту «Обустройство участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения на период полного развития с выделением пускового комплекса (20 скважин)» (СИКГ №2) (далее – СИКГ) предназначена для измерений в автоматизированном режиме объемного расхода и объема осушенного газа (сухого отбензиненного газа), подготовленного до показателей СТО Газпром 089–2010 (далее – газ), приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа), измерений показателей качества газа, отображения, регистрации результатов измерений газа на выходе УКПГ-31 ООО «Ачимгаз» участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по линиям связи от средств измерений объемного расхода, давления и температуры газа.

СИКГ реализует косвенный метод динамических измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений относится СИКГ с заводским номером 1446-12.

В состав СИКГ входят следующие основные элементы:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая DN 100 и одна резервная DN 100 измерительные линии;

- СОИ.

В состав СИКГ входят следующие средства измерений:

- счетчики газа ультразвуковые КТМ700 РУС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 75566-19);

- термопреобразователи сопротивления Метран-2000 (регистрационный номер 38550-13);

- преобразователи измерительные Метран-2700 (регистрационный номер 87657-22);
- датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150ТА;
- датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150СD;
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) (далее – ИВК);

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

СИКГ выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию предельных значений объемного расхода газа при рабочей температуре и давлении через каждую измерительную линию и СИКГ в целом;
- вычисление в автоматическом режиме, индикацию и регистрацию расхода газа, приведенного к стандартным условиям, через каждую измерительную линию и СИКГ в целом;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию абсолютного давления газа на каждой измерительной линии;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию предельных значений температуры газа на каждой измерительной линии;
- определение (накопление) суммарного количества перекачанного газа в единицах объема при стандартных условиях за заданные периоды (час, смену, сутки, месяц, год);
- ввод компонентного состава газа в СОИ по данным анализов химической лаборатории;
- визуальный контроль температуры и давления газа на измерительных линиях;
- диагностику работоспособности измерительных каналов СИКГ;
- управление работой СИКГ;
- контроль протечек и пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений;
- формирование, выдачу и архивирование отчетов о результатах измерений и учета газа;
- формирование и выдачу отчетов системы;
- формирование исторической базы данных;
- контроль метрологических характеристик основного канала ультразвукового преобразователя расхода по дублирующему с формированием протокола;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа);
- хранение и отображение на АРМ оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- сохранение накопленных данных и значений коэффициентов, параметров, вводимых вручную, при отсутствии питания более 2 часов при авариях в системе;
- ведение и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов), журнала оператора, актов приема-сдачи газа;
- обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Заводской номер СИКГ 1446-12 наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, размещенную перед входом в блок-бокс СИКГ, а также типографским способом на титульный лист инструкции по эксплуатации.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Пломбирование средств измерений, входящих в состав СИКГ, выполняется в соответствии с утвержденным типом этих средств измерений.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКГ отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ включает встроенное ПО ИВК, а также ПО АРМ оператора, и обеспечивает реализацию функций СИКГ. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем аутентификации (введением пароля) и идентификации, а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи и ведением журнала событий.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой уровней доступа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex	mi3548.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340	3133109068	3354585224	2333558944

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	AbakC2.bex	LNGmr273.bex	ttriso.bex	AbakC3.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2555287759	362319064	1686257056	4090641921

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	AbakC4.bex	AbakC5.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	3655915527	3540450054

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м³/ч	от 407,752 до 76351,500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям при доверительной вероятности 95 %, %	±1,5
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Абсолютное давление газа, МПа	от 4,5 до 6,5
Объемный расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	от 8 до 850
Температура газа, °С	от -5 до +15
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в месте установки БИЛ, СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 90 от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₂₂ /380 ⁺³⁸ ₋₃₈ 50±1

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	18000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества газа по объекту «Обустройство участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения на период полного развития с выделением пускового комплекса (20 скважин)» (СИКГ №2)	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	49-2010-451-П2-ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Объемный расход и объем осушенного газа. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества газа СИКГ № 2 на выходе УКПГ-31 ООО «АЧИМГАЗ», регистрационный номер ФР.1.29.2025.52095.

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» (пункт 6.7.1)

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «Инкомсистем»
(ЗАО НИЦ «Инкомсистем»)
ИНН 1660002574
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17
Тел.: (843) 212-50-10; факс (843) 212-50-20

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А
ИНН 1660007420
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
E-mail: vniir@bk.ru
Регистрационный номер № 30006-09

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229