

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовых долей свободного и растворенного газов, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного в сырой нефти. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass 83F, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15201-11;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (далее - ПП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 52638-13;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм3Т (далее - ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-15;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2Т (далее - ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-15;
- датчики давления Метран-150, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 32854-13;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-11 с преобразователями измерительными Rosemount 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 56381-14;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57762-14;
- прибор УОСГ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 16776-11.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллер измерительный FloBoss S600+, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57563-14;
- автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 34911-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Программный комплекс НГИ Flow			Контроллер измерительный FloBoss S600+
Идентификационное наименование ПО	NGI_FLOW.dll	KMH.dll	KMH_PP.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.0.1.1	1.0	1.0.0.0	06.21
Цифровой идентификатор ПО	92B3B72D	43E3B2A1	EF30947D	6051

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода нефти сырой, т/ч	От 20 до 378
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, % - при отсутствии свободного газа в сырой нефти - при содержании свободного газа в сырой нефти от 0 до 1% включ. - при содержании свободного газа в сырой нефти от св. 1 до 5%	$\pm 0,25$ $\pm 2,5$ $\pm 10,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при отсутствии свободного газа, % - при определении объемной доли воды с применением ВП - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%) - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477 - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%)	$\pm 0,35$ $\pm 0,4$ $\pm 0,7$ $\pm 0,65$ $\pm 0,7$ $\pm 1,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при содержании свободного газа в сырой нефти от 0% до 1%, % - при определении объемной доли воды с применением ВП - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%) - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477 - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%)	$\pm 2,8$ $\pm 2,8$ $\pm 2,8$ $\pm 2,8$ $\pm 2,8$ $\pm 2,8$ $\pm 2,9$
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при содержании свободного газа в сырой нефти от 1% до 5%, % - при определении объемной доли воды с применением ВП - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%) - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477 - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10% - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%)	$\pm 11,0$ $\pm 11,0$ $\pm 11,0$ $\pm 1,0$ $\pm 11,0$ $\pm 11,0$

Таблица 3 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup> - при 20°C - при 15°C плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более диапазон давления, МПа диапазон кинематической вязкости при 20°C, сСт диапазон температуры, °C массовая доля воды, %, не более массовая доля механических примесей, %, не более массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более содержание свободного газа, %, не более содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /т, не более	от 836 до 932 от 839 до 935 1122 От 0,4 до 0,8 От 4,3 до 8,5 От +15 до +70 20,0 0,05 10000 5 0,033
плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,359
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±10/ 220±10 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более	30 000
Условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -53 до +34 до 100 при 25 °C 100±5
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова	заводской № 393	1
Система измерений количества и параметров сырой нефти (СИКНС). Обустройство нефтяного месторождения им. А. Титова. Площадка ДНС с УПСВ, площадка обп. Первая очередь. Руководство по эксплуатации	393.00.00.00.000 РЭ	1
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова. Методика поверки	МП 0482-9-2016	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 0482-9-2016 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26 января 2017 г.

Основные средства поверки:

- поверочные установки и эталоны по ГОСТ 8.510-2002 с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру. При определении их метрологических характеристик соотношение основных погрешностей по поверяемому параметру поверяемого расходомера не должно превышать 1:3.

- средства поверки в соответствии с методикой поверки на систему.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/9909-16 от 16.09.2016).

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова**

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг» (ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)

ИНН 0278093583

Адрес: 450027, РФ, РБ, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, 55

Тел. +7(347) 295-92-46, 246-16-38; E-mail: [nig@ngi-ufa.ru](mailto:nig@ngi-ufa.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32; E-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.