

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 512 от 14.03.2019 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти № 185
АО «ННК-Печоранефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть» (далее по тексту – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти при проведении учетно-расчетных операций между АО «ННК-Печоранефть» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей плотности, температуры, давления, разности давления, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который по реализованному в нем алгоритму вычисляет массу нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, выходного коллектора системы, поверочной установки, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и 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 четырех (трех рабочих и одной контрольно-резервной) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений (СИ):

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее по тексту – СРМ), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный) № 13425-06;

– преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее по тексту – ПП), регистрационный № 52638-13;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1, регистрационный № 14557-05;

– расходомер UFM 3030K, регистрационный № 32562-09;

– преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные №№ 14061-10;

– термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05, в комплекте с преобразователями измерительными 644, регистрационный № 14683-09;

– установка поверочная СР-М (далее по тексту – ПУ), регистрационный № 27778-09.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

– контроллеры измерительные FloBoss S600 (далее по тексту - ИВК), регистрационный № 38623-08;

– автоматизированные рабочие места оператора на базе программного обеспечения «ОЗНА-Flow» (далее по тексту – АРМ оператора), свидетельство об аттестации программного обеспечения от 31 марта 2011 г. № 40014-11;

– контроллеры программируемые SIMATIC S7-400, регистрационный № 15773-06.

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры избыточного давления для точных измерений МТИф, регистрационный № 34911-07;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №№ 2, 3, регистрационный № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности 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 испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и контрольно-резервного СРМ с применением ПУ и ПП;
- проведение КМХ рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ применяемому в качестве контрольного СРМ;
- поверка ПУ по эталонному мернику I-го разряда;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер ПО)	258	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО	3993	64C56178
Другие идентификационные данные	-	-

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. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 соответствует среднему уровню защиты.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочие, одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 40 до 570
Избыточное давление, МПа, не более	6,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура, °С	от +40 до +75
Плотность, кг/м ³	от 770 до 920
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 3 до 27
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа, %	Не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа паспорта системы измерений количества и показателей качества нефти зав. № 185 АО «ННК-Печоранефть» ОИ 256.00.00.000 ПС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть», заводской № 185	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 0318-14-2015	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0318-14-2015 с изменением № 1 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» от 28.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная СР-М, с максимальным объемным расходом 397 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ±0,05 %.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/225014-15 от 10.07.15г.).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП ОЗНА-Инжиниринг»
(ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Юридический адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. Салавата Юлаева, д. 89

Телефон: (347) 292-79-10, (347) 292-79-11, (347) 292-79-13

Факс: (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Web-сайт: [//www.ozna.ru](http://www.ozna.ru)

Модернизация системы измерений количества и показателей качества нефти № 185 АО «ННК-Печоранефть» проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация ИМС» филиал «ИМС-Уфа»
(ООО «Корпорация ИМС» филиал «ИМС-Уфа»)

ИНН 7710464507

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Луганская, 3/1

Телефон: (347) 216-34-78

Факс: (347) 216-34-79

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.