

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевск-нефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой 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 расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, массовой доли растворенного газа. 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, узла измерений параметров нефти сырой, системы обработки информации, узла подключения передвижной поверочной установки 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 резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объёмной доли воды в сырой нефти, объёмного расхода сырой нефти в узле измерений параметров нефти сырой (далее – БИК): в которые входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 45115-10;

– влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (далее – ВП), рег. № 14557-01, 14557-15;

– датчики давления Метран-100, рег. № 22235-08;

– термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274, рег. № 21968-06, 21968-11;

– преобразователь расхода турбинный МИГ-М, рег. № 65199-16.

В систему обработки информации системы входят:

– комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, рег. № 19240-00;

– автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора «Плазма».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры для точных измерений МТИ, рег. № 1844-63, 1844-15;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, рег. № 303-91.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и АРМ оператора «Плазма», сведения об АРМ оператора «Плазма» приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО «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		
	АРМ оператора «Плазма»		
Идентификационное наименование ПО	dMetro150v13.dll	TELE_Server.exe	ARM_SIKN.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3	1.3	1.3
Цифровой идентификатор ПО	0961BEF2	0E0B193F	9D219CD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 20 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой: - при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 % - при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 7,38 % (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 10,0 %); - определения массы нетто сырой нефти 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 7,38 % (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 10,0 %).	±0,68 ±0,6 0,56 0,6

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон плотности сырой нефти при +20 °С, кг/м ³	от 860 до 905
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1200
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 20 до 90
Диапазон давления, МПа	от 0,9 до 3,0
Диапазон температуры, °С	от -2 до +30
Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	10,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,02
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	20000
Содержание растворенного газа, м ³ /т, не более	0,75
Плотность газа, при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1,3
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Режим работы системы	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1

Продолжение таблицы 3

1	2
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -35 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть»	заводской № 1	1
Инструкция по эксплуатации СИКНС на пункте сдачи нефти (ПСН) НГДУ «Азнакаевскнефть» при УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»	-	1
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки	МП 0715-9-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0715-9-2017 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 19 июля 2018 г.

Основные средства поверки:

– средства поверки в соответствии с методикой поверки системы.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы 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 НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/21009-17 от 29.12.2017).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть»

Приказ № 256 от 07.02.2018 «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

Нефтегазодобывающее управление «Азнакаевскнефть» Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина (НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)

ИНН 1644003838

Юридический адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д.75

Адрес: 423300, Республика Татарстан, г. Азнакаево, ул. Нефтяников, д. 24

Телефон (факс): (8559) 258-105

Испытательный центр

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

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

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. « ____ » _____ 2018 г.