

Приложение № 29
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2413

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения (далее – система) предназначена для автоматизированного коммерческого учета массы сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения.

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 системе обработки информации расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, 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 измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF300 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – Госреестр №) 13425-01, 45115-10;
- преобразователи давления измерительные JUMO dTRANS p02, Госреестр № 56239-14;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-99;
- датчики давления-55, Госреестр № 18375-08;
- датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-13;
- термопреобразователи сопротивления серии 90, Госреестр № 16761-03;
- преобразователи измерительные сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01, Госреестр № 24931-03;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 0104, Госреестр № 29336-05;
- счетчик нефти турбинный МИГ-32, Госреестр № 26776-04;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2, Госреестр № 14557-15 (далее – влагомер);
- термопреобразователи сопротивления платиновые 65, Госреестр № 22257-05;

- преобразователи измерительные 644, Госреестр № 14683-04;
 - датчики температуры Rosemount 644 Госреестр № 63889-16.
- В систему обработки информации системы входят:
- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, Госреестр № 19240-00;
 - автоматизированное рабочее место оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений давления и температуры сырой нефти утвержденных типов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в системе обработки информации.

Уровень защиты ПО «высокий» 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	
	ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE	Main.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	352.03.01	–
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	83AC5F6D	CCD620D2

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода сырой нефти, т/ч	от 22 до 45
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %	± 0,77
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти согласно ГОСТ Р 8.615, при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера, %	±0,37

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 15 °С, кг/м ³	920,3
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1136
Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 889 до 929
Массовая доля воды, %, не более	10
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,3
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	26000
Объемное содержание растворенного газа, м ³ /м ³	отсутствует
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 0,5 до 2,5
Температура сырой нефти, °С	от +5 до +30

Режим работы системы	периодический
----------------------	---------------

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Температура сырой нефти, °С	от +5 до +30
Режим работы системы	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380В, 220В; 50 Гц
Потребляемая мощность, кВт, не более	35
Условия эксплуатации – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от –50 до +50 95 от 80 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе инструкция по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения	зав. № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 1155-9-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1155-9-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения. Методика поверки», утвержденному ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 23 октября 2020 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная передвижная на базе счетчиков-расходомеров массовых, УППМ (Госреестр № 54139-13) рабочий эталон 2 разряда в соответствии с ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 07 февраля 2018 № 256;

– средства поверки, в соответствии с документом на поверку средств измерений, входящих в состав 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

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти сырой на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения ООО «ТРАНСОЙЛ» ГКС-011-2020 (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/10709-20 от 19.10.2020).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения

Приказ Росстандарта от 07 февраля 2018 № 256 «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 Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3.

Телефон: (843) 221 70 00

E-mail: mail@nppgks.com

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

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер RA.RU.310592 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.