

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-К Кудринского месторождения

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-К Кудринского месторождения (далее по тексту – система) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров нефти сырой, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти сырой за отчетный интервал времени (измерений и регистрации массы нефти сырой с нарастающим итогом).

### 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 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, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и система сбора и обработки информации.

Система состоит из трех (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров нефти сырой, в которые входят следующие средства измерений:

– расходомеры массовые Promass 83F (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 15201-11;

– влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100-01 (далее по тексту – ВП), рег. № 24604-12;

– преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP51, рег. № 41560-09;

– термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88, рег. № 49519-12;

– преобразователи измерительные серии iTEMP TMT82, рег. № 57947-14;

– преобразователи давления измерительные Deltabar M PMD55, рег. № 41560-09;

– расходомер ультразвуковой UFM 3030, рег. № 48218-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

– комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»), рег. № 43239-09;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– термометры биметаллические показывающие, рег. № 46078-11, 46078-16;

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

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, рег. № 26803-11.

### Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном (ИВК) «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») и автоматизированном рабочем месте оператора, сведения о которых приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (рабочий и резервный)
Идентификационное наименование ПО	OZNA-Flow V 2.0	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.0	6.05
Цифровой идентификатор ПО	64C56178	DFA87DAC

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, % - при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с Изменениями №1, 2)», %:	
- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.	±1,30
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.	±2,1
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.	±4,3
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.	±12,6
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.	±18,9
- при содержании объемной доли воды от 90 до 95 % вкл.	±37,8
- при содержании объемной доли воды от 95 до 98 % вкл.	±95,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по МЦКЛ.0229М-2014 «Инструкция. ГСИ. Объемная и массовая доля воды в сырой нефти. Методика измерений комбинированным методом» (свидетельство об аттестации № 01.00140/391-14 от 17.02.2014), %, в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005:	
- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.	±0,6
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.	±0,8
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.	±1,3
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.	±2,6
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.	±3,8
- при содержании объемной доли воды от 90 до 94,3 % вкл. (до 95 % вкл. массовой доли воды)	±6,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 20 до + 80
Давление измеряемой среды, МПа - рабочее - максимальное	от 1,2 до 2,0 3,2
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт, не более	19,5
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м <sup>3</sup>	878,6
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	1011
Диапазон объемной доли воды, %	от 10 до 98
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,009
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	не допускается
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	0,1
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	139,4
Режим работы системы	непрерывный
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -55 до +34 до 100 100±5
Средний срок службы, год, не менее	10

#### 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 ДНС-К Кудринского месторождения	заводской № 213	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 213.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0911-9-2019	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0911-9-2019 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-К Кудринского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 25.01.2019 г.

Основные средства поверки:

– эталоны 1-го и 2-го разрядов в соответствии с приказом № 256 от 07.02.2018 (часть 1 и 2) с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки системы во всем диапазоне измерений.

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 «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-К Кудринского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/10309-18 от 20.08.2018 г.).

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-К Кудринского месторождения

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 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 ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а

Телефон: (347) 292-79-10

E-mail: [ozna-eng@ozna.ru](mailto:ozna-eng@ozna.ru)

**Испытательный центр**

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

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

Телефон: (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

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.