

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Угутского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Угутского месторождения (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений 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 может работать как в режиме дожимной насосной станции (далее – ДНС), так и в режиме установки предварительного сброса воды (далее – УПСВ). 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 – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15201-11;
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 24604-12;
- влагомер нефти микроволновый МВН-1.3 (далее – ВП), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 63973-16;
- преобразователи давления измерительные Cerabar M RMP51, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 41560-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 49519-12 с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT82, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57947-14;
- преобразователи давления измерительные Deltabar M PMD55, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 41560-09;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57762-14.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

– комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 43239-15;

– автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;

– термометры биметаллические показывающие, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 46078-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК) и автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора, сведения о которых 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	
	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«O3HA-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	24821CE6	64C56178

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Диапазон измерений расхода в режиме ДНС, м ³ /ч	от 100 до 1000
Диапазон измерений расхода в режиме УПСВ, м ³ /ч	от 100 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, % – при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти микроволнового МВН 1.3 в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», %:	
- при содержании объемной доли воды от 0 до 5 % вкл.	±0,35
- при содержании объемной доли воды от 5 до 10 % вкл.	±0,4

Продолжение таблицы 2

1	2
<p>– при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-2 в соответствии с ГОСТ Р 8.615, %:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл. ±1,4 - при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл. ±2,1 - при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл. ±4,4 - при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл. ±13,0 - при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл. ±19,5 - при содержании объемной доли воды от 90 до 95 % (массовая доля воды не более 95,73 %) 	
<p>- при измерении массы нетто сырой нефти 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» в соответствии с ГОСТ Р 8.615, %:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при содержании массовой доли воды от 10 % объемной доли воды не более 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. ±3,9 - при содержании объемной доли воды от 90 до 94,16 % (массовая доля воды не более 95 %) <p>Не нормируется - при содержании массовой доли воды в сырой нефти более 95,73 %.</p>	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от 20 до 60
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 4,0
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С, кг/м ³	от 860 до 889
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, сСт, не более	19,5
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	98
Диапазон плотности пластовой воды при +20 °С, кг/м ³	от 1003 до 1014
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,009
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	175,6
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³	0,31
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	0,96
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный

Продолжение таблицы 3

1	2
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, при +25 °С, % – 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 с УПСВ Угутского месторождения	заводской № 252	1
СИКНС ДНС с УПСВ Угутского месторождения. Руководство по эксплуатации	ОИ 252.00.00.00.000 РЭ	1
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Угутского месторождения. Методика поверки	МП 0690-9-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0690-9-2017 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Угутского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 18 сентября 2018 г.

Основные средства поверки:

– поверочные установки и эталоны 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;

– эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру и пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,1 % по «Государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта № 256 от 07.02.2018;

– 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 ДНС с УПСВ Угутского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/12909-18 от 12.09.2018).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Угутского месторождения

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

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

Факс: (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

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.