

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз» (далее – СИКН) предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефть), определения показателей качества нефти и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

СИКН реализует косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей объемного расхода (далее – ТПР), поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления и системы обработки информации.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКН входят:

- два входных коллектора (DN 400);
- блок фильтров и насосов (далее – БФиН);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ) с пятью рабочими измерительными линиями (далее – ИЛ) (DN 150) и тремя резервными ИЛ (DN 150);
- два выходных коллектора (DN 400);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- блок трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- блок обвязки ТПУ;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

СИКН размещена в стационарном здании, которое оснащено вентиляцией, контролем температуры в помещении, системами отопления, внутреннего и наружного освещения, контроля и сигнализации о загазованности, пожарной и охранной сигнализации.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение объема, температуры, давления, плотности, влагосодержания нефти;
- вычисление массы брутто нефти;
- вычисление массы нетто нефти;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих и резервных ТПР по ТПУ;
- КМХ преобразователей плотности, влагосодержания;
- автоматический и ручной отбор проб;
- сбор продуктов дренажа из оборудования и трубопроводов;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача данных на верхний уровень.

Средства измерений (далее – СИ), а так же другие технические средства, входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Госреестр №
Входной коллектор		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
3	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
БФиН		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
3	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
БИК		
1	Денсиметры SARASOTA FD900 модификации FD960	19879-06
2	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
3	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
4	Термопреобразователи сопротивления платиновые унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644 с	27129-04
5	Датчики температуры 644	39539-08
6	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
7	Преобразователи измерительные 644	14683-04
8	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
9	Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	22214-01
10	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
11	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
12	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
БИЛ		
1	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 150 мм модели TZ-150-600N	15427-01
2	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
3	Термопреобразователи сопротивления платиновые унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644 с	27129-04
4	Датчики температуры 644	39539-08
5	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
6	Преобразователи измерительные 644	14683-04
7	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11

№ п/п	Наименование СИ	Госреестр №
8	Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 модификации 333.50	17159-08
9	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
10	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
11	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
12	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051CD	14061-99
		14061-04
		14061-10
Выходной коллектор		
1	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
2	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
3	Датчики температуры 644	39539-08
4	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
5	Преобразователи измерительные 644	14683-04
6	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
7	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
8	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
9	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
Блок ТПУ		
1	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	53294-13
2	Преобразователи давления измерительные 3051 модификации 3051TG	14061-99
		14061-04
		14061-10
3	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
4	Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-3144	
5	Датчики температуры 644	39539-08
6	Датчики температуры 3144P	
7	Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
8	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	
9	Преобразователи измерительные 644	14683-04
10	Преобразователи измерительные 3144P	
11	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
12	Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06
		26803-04
13	Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
14	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2	303-91
СОИ		
1	Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-00
2	Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μZ600 модели μZ630+	28979-05
3	АРМ оператора СИКН с ПО «АРМ оператора «ФОРВАРД»	–

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	342.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	1FEEA203
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32			
Наименование программного обеспечения	ПО «АРМ оператора «ФОРВАРД»			ПО ИВК

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на дисплее структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКН, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) исполняемой программы.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКН, в том числе показатели точности, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Объемный расход нефти, м ³ /ч	от 300 до 3100
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,24 до 1,6
Температура нефти, °С	от 10 до 40

Наименование характеристики	Значение
Физико-химические свойства нефти: – плотность нефти при 20 °С, кг/м ³ – вязкость нефти кинематическая при 20 °С, сСт – массовая доля воды, %, не более	от 830 до 895 от 4,2 до 40 0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа	0,05 300 не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти, %:	±0,35
Режим работы СИКН	постоянный
Условия эксплуатации СИ СИКН: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 15 до 36 95 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В: силовое оборудование технические средства СОИ - частота, Гц	380, трехфазное 220, однофазное 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	100
Габаритные размеры СИКН, длина×ширина×высота, мм, не более	30000×18000×9050

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз», заводской №01	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз». Руководство по эксплуатации	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз». Паспорт	1 экз.
МП 0812/1-311229-2015. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз». Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0812/1-311229-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 8 декабря 2015 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА: диапазон установки тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности установки тока ± 3 мкА; диапазон задания количества импульсов в пачке канала «N» от 10 до $5 \cdot 10^8$ имп., пределы допускаемой абсолютной погрешности задания количества импульсов в пачке ± 2 имп.; диапазон задания периода импульсных последовательностей: каналы «F1», «F2» от 66,625 до $8,13 \cdot 10^3$ мкс, каналы «F3», «F4» от 66,625 до $10 \cdot 10^6$ мкс; пределы допускаемой относительной погрешности задания периода импульсных последовательностей $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №01.00257-2013/34901-15, утвержденного ФГУП «ВНИИР» 30.11.2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №501 на Нижневартовском центральном товарном парке Самотлорского месторождения АО «Самотлорнефтегаз»

1. ГОСТ Р 8.595–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
2. ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
3. Техническая документация АО «Самотлорнефтегаз»

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»
ИНН 7736545870
105187, г. Москва, ул. Щербаковская д. 53, корп. 15
Тел.(495)221-10-50; факс (495)221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru; <http://www.imsholding.ru>

Заявитель

АО «Самотлорнефтегаз»
ИНН 8603089934
628606, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск,
ул. Ленина, д. 4
Телефон: +7 (3466) 62-20-24, 62-10-10
Факс: +7 (3466) 62-23-04, 62-14-43

Испытательный центр

ООО Центр Метрологии «СТП»
420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская,
д. 50, корп. 5

Телефон: (843) 214-20-98; Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@oostp.ru; <http://www.oostp.ru>

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.