

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» апреля 2024 г. № 1084

Регистрационный № 91971-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань».
Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН РСУ основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления и объемной доли воды в нефти, определенной в лаборатории.

СИКН РСУ, заводской № 437/2, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН РСУ состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие измерительные линии;
- блока фильтров, входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань» (далее – основная СИКН);
- блока измерений показателей качества нефти, входящий в состав основной СИКН;
- системы сбора и обработки информации;
- системы дренажа.

В составе СИКН РСУ применены измерительные компоненты (средства измерений (СИ)) утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН РСУ

Наименование и тип измерительного компонента (СИ)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (мод. ALTOSONIC-5M) (далее – УПР)	18656-00 18656-99
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304	50519-17
Датчики давления «Метран-150»	32854-09
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	46375-11 63044-16
Расходомер – счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Трубопоршневая поверочная установка ТПУ (далее – ТПУ)	76730-19
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

В состав СИКН РСУ входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

Часть измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН РСУ, формируют вспомогательный измерительный канал (ИК) объема и объемного расхода нефти, метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплексным методом.

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) УПР на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений с применением ТПУ;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- защита информации от несанкционированного доступа.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы. Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

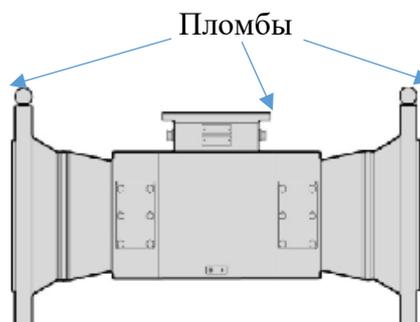


Рисунок 1 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб

Заводской номер СИКН РСУ нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 2, закрепленную на площадке СИКН РСУ. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование СИКН РСУ предусмотрено при определении метрологических характеристик объема и объемного расхода нефти. Нанесение знака поверки на СИКН РСУ не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН РСУ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН РСУ обеспечивает реализацию функций СИКН РСУ.

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

ПО СИКН РСУ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН РСУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН РСУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
<p>1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.</p> <p>2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.</p> <p>3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32</p>	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м ³ /ч	от 503,57 до 2700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: рабочая измерительная линия № 1)	УПР	ИВК	от 503,57 до 1363,14 м ³ /ч	±0,15 (относительная), %
2	Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: рабочая измерительная линия № 2)	УПР	ИВК	от 504,21 до 1362,17 м ³ /ч	±0,15 (относительная), %

* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объема и объемного расхода нефти и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти в СИКН РСУ с учетом её подключения к технологическим трубопроводам СИКН РСУ, МПа: – рабочее – минимальное – максимальное расчетное	от 0,2 до 0,6 0,2 1,6
Суммарные потери давления на СИКН РСУ при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и КМХ, не более	0,2 0,4

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочих условиях, кг/м ³ – температура перекачиваемой нефти, °С – давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.), не более – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 14 до 50 от 860 до 890 от +1 до +25 66,7 (500) 1,0 100 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН РСУ	непрерывный
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 – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН РСУ, °С, не менее – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН РСУ, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -30 до +30 +15 от 30 до 80 от 55 до 98 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 437 ПСП «Рязань». Резервная схема учета	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 437 НПС «Рязань» Рязанского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 392-RA.RU.312546-2023 от 05.10.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга»
(АО «Транснефть – Верхняя Волга»)
ИНН 5260900725
Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

