

Регистрационный № 66169-16

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 555

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 555 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода жидкости и преобразователей плотности жидкости. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода жидкости, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из функционально объединенных блоков и устройств: двух блоков измерительных линий (далее – БИЛ-1, БИЛ-2), предназначенных для непрерывных измерений объема нефти; двух блоков измерений показателей качества нефти (далее – БИК-1, БИК-2), предназначенных для непрерывных автоматических измерений показателей качества нефти; резервной измерительной линии (РИЛ); системы обработки информации, предназначенной для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений показателей качества и параметров нефти по реализованному в ней алгоритму, а также индикации и регистрации результатов измерений и вычислений.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты (средства измерений).

Общий вид СИКН представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) объема и объемного расхода нефти и плотности нефти.

Все измерительные компоненты (средства измерений, ИК) и оборудование СИКН размещены в отапливаемых помещениях.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, представленные средствами измерений, приведенными в таблице 1, и ИК, приведенными в таблице 5. Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации на средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР)	16128-06
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Meter серии MVTM (далее – ТПР)	64583-16
Преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТПР)	56812-14
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (далее – УЗР)	57471-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Преобразователи измерительные АТТ 2100	39546-08
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Датчики температуры ТСПТ	75208-19
Преобразователи плотности измерительные 7835 (далее – ПП)	15644-96
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные Fmc ² (далее – ИВК)	58788-14

В состав СИКН входят средства измерений объемного расхода нефти в БИК-1 и БИК-2, показывающие средства измерений температуры и давления утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения объема нефти по каждой измерительной линии и в целом по СИКН за установленные интервалы времени (смена, сутки, с начала партии);
- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений по каждой измерительной линии и в целом по СИКН за установленные интервалы времени (смена, сутки, с начала партии);
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей, полученные в аккредитованной нефтехимической лаборатории, или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;
- автоматические измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти в БИК-1 и БИК-2;
- автоматические измерения объемного расхода нефти в БИК-1 и БИК-2;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик ТПР и УЗР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, с применением стационарной поверочной установки в автоматизированном режиме;
- определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти с применением стационарной поверочной установки в автоматизированном режиме;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды (нефти), их индикация и сигнализация нарушений установленных границ, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ТПР и УЗР, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб, несущих знаки поверки, которые наносятся методом давления на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого ТПР, на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах УЗР, а также одной контрольной пломбы, несущей знак предприятия, контролирующего эксплуатацию ТПР, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус магнитоиндукционного датчика каждого ТПР, и одной контрольной пломбы, несущей знак предприятия, контролирующего эксплуатацию УЗР, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус электронного блока УЗР.

Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ПП, входящих в состав ИК плотности нефти, предусмотрены места установки контрольных пломб, несущих знак предприятия, контролирующего эксплуатацию ПП, и установленных: на контрольной проволоке, пропущенной по диагонали клеммной крышки каждого ПП через отверстия в винтах и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого ПП.

Места установки пломб для защиты ТПР, УЗР и ПП от несанкционированных настройки и вмешательства представлены на рисунках 3, 4 и 5 соответственно.

Единый экземпляр СИКН имеет заводской № 01.

Заводской номер СИКН нанесен сублимационным методом на металлическую табличку, установленную на щите вторичной аппаратуры в операторной СИКН. Возможность нанесения знака поверки на СИКН не предусмотрена.

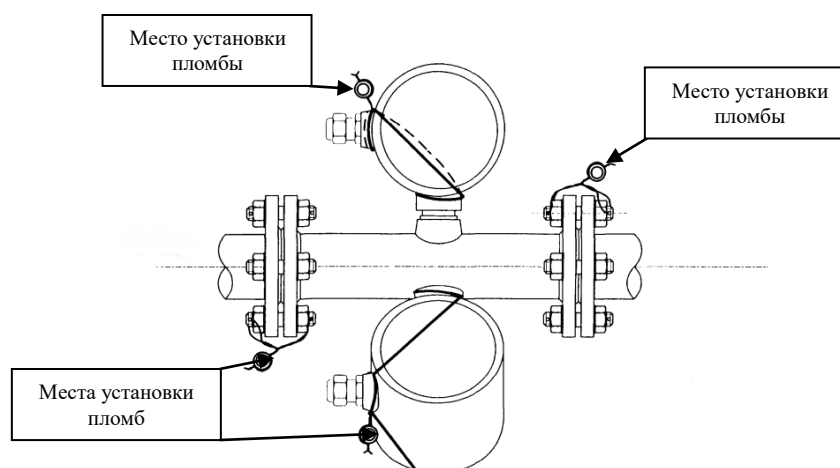


Рисунок 3 – Места установки пломб для защиты ТПР из состава ИК объема и объемного расхода нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

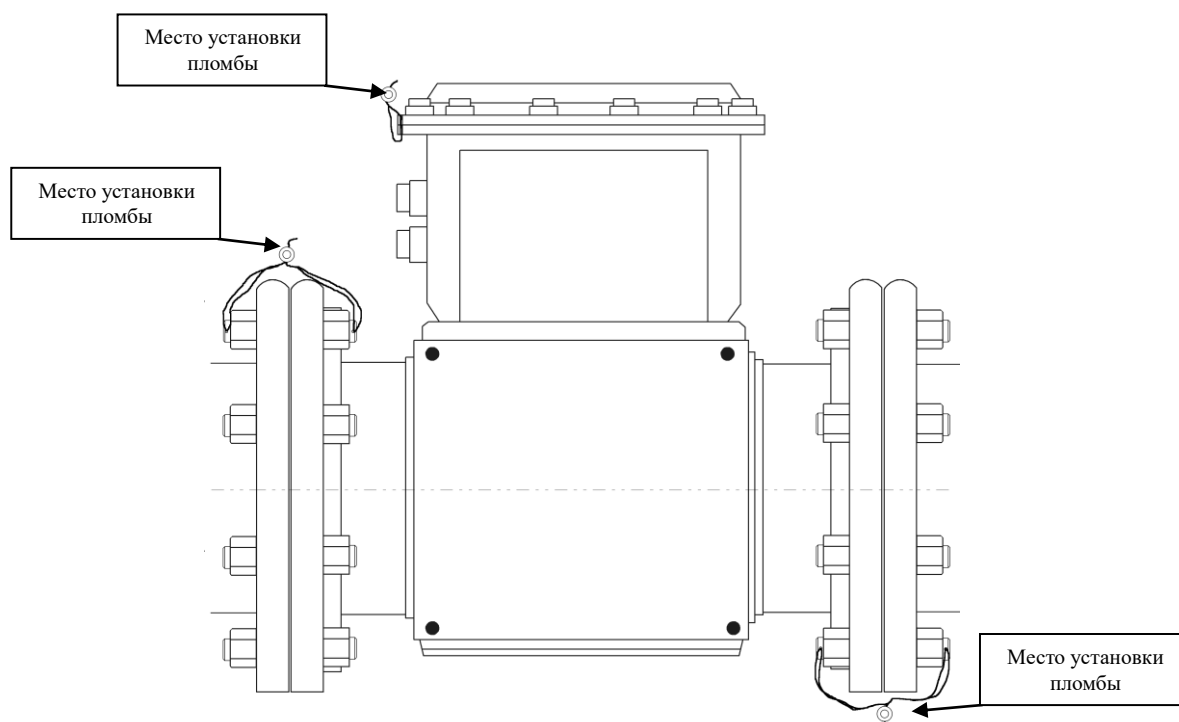


Рисунок 4 – Места установки пломб для защиты УЗР из состава ИК объема и объемного расхода нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

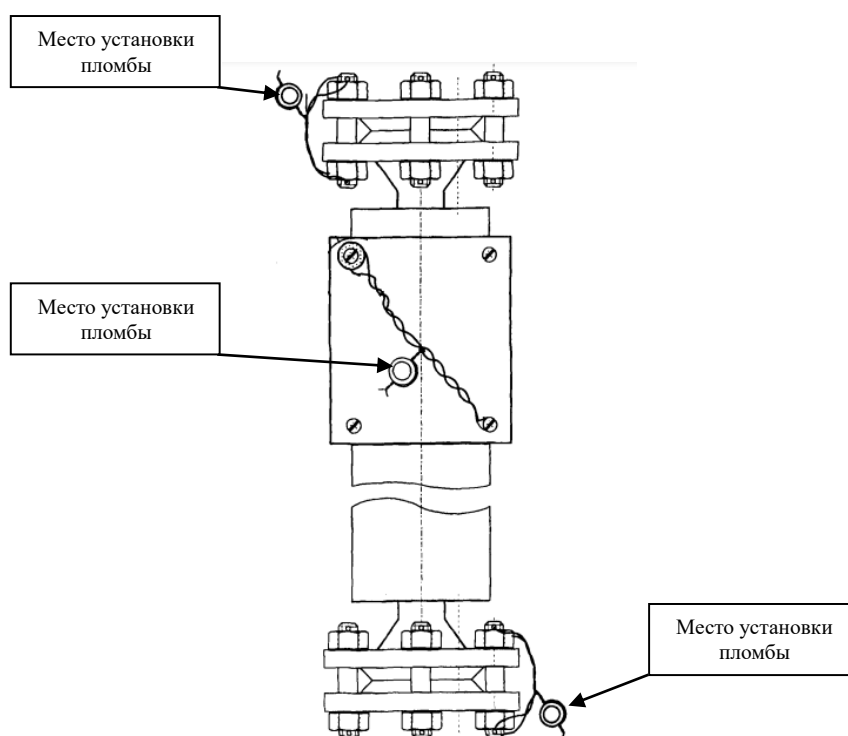


Рисунок 5 – Места установки пломб для защиты ПП из состава ИК плотности нефти от несанкционированных настройки и вмешательства

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора «Rate оператора УУН»	ПО ИВК (БИК-1, БИК-2)	ПО ИВК (БИЛ-1, БИЛ-2, РИЛ)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	-	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	04.58:63b.07.58	04.58:62b.07.58
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	-	-

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с рекомендациями по метрологии Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО АРМ оператора «Rate оператора УУН» – CRC32.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 230 до 17100 ¹⁾
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	25 (18 рабочих, 7 резервных)
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	от 0,21 до 2,50
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5,0 до +50,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более	80
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 725,5 до 960,9
Массовая доля воды, %, не более	1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	Не допускается

Таблица 5 – Состав и метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти и плотности нефти СИКН

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК объема и объемного расхода нефти (ИК РИЛ)	1 (в РИЛ)	УЗР	ИВК	от 230 до 1035 м ³ /ч ¹⁾	±0,15 % ²⁾

Продолжение таблицы 5

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК объема и объемного расхода нефти (ИК 1-1, ИК 1-2, ИК 1-3, ИК 1-4, ИК 2-1, ИК 2-2, ИК 2-3, ИК 2-4, ИК 3-1, ИК 3-2, ИК 3-3, ИК 3-4, ИК 4-1, ИК 4-2, ИК 4-3, ИК 4-4, ИК 5-1, ИК 5-2, ИК 6-1, ИК 6-2, ИК 7-1, ИК 7-2, ИК 8-1, ИК 8-2)	24 (в БИЛ-1, БИЛ-2)	ТПР	ИВК	от 230 до 1035 м ³ /ч ³⁾	±0,15 % ⁴⁾
ИК плотности нефти (ИК ПП 1, ИК ПП 2, ИК ПП 3, ИК ПП 4)	4 (в БИК-1, БИК-2)	ПП	ИВК	от 725,5 до 960,9 кг/м ³	±0,30 кг/м ³ ⁵⁾
^{1), 3)} Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений. ^{2), 4)} Пределы допускаемой относительной погрешности. ⁵⁾ Пределы допускаемой абсолютной погрешности.					

Знак утверждения типа наносится

в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом и на металлическую табличку сублимационным методом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 555, заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 555	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 555. ВЯ-1833/2024» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49702).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление правительства Российской Федерации № 1847 от 16.11.2020
«Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.1.1)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Телефон: (495) 221-10-50; факс: (495) 221-10-51
Web-сайт: <http://www.imsholding.ru/>
E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 20-62-95; факс: (3452) 28-00-84
Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>
E-mail: mail@csm72.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311495

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург,
Московский пр-т, д. 19

ИНН 7809022120
Телефон: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org, e-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592