

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2632

Регистрационный № 83828-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений массы нефти.

При прямом методе динамических измерений массу нефти определяют с применением расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы массовых расходомеров поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительных контроллеров FloBoss S600+, которые преобразуют их и вычисляют массу нефти по реализованному в них алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из:

- блока фильтров (далее - БФ),
- блока измерительных линий (далее – БИЛ),
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК),
- системы обработки информации (далее - СОИ),
- узла подключения передвижной поверочной установки.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83	15201-05
Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F DN 150 и вторичным электронным преобразователем 83	15201-11

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP	23360-02

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP	71892-18
Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD 75	16781-04
Преобразователи измерительные iTemp	26240-03
Преобразователи измерительные iTemp	26241-03
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	26239-06
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR	68002-17
Преобразователи измерительные TMT	57947-19
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass E DN 40 и вторичным электронным преобразователем 40	15201-05
Расходомер массовый Promass с первичным преобразователем расхода Promass E DN 40 и вторичным электронным преобразователем 40	15201-11
Влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм	14557-05
Влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм	14557-15
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	53902-13
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-15
Манометры избыточного давления МТИф	34911-07
Манометры ФТ МТИф	60168-15
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Термометры лабораторные стеклянные ТЛС-4	32786-08
Термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемым конусом КШ 14/23	4661-91
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	42693-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода;

- автоматическое измерение температуры, давления, плотности нефти, объемной доли воды в нефти, динамической вязкости нефти, массового расхода нефти через БИК;
- вычисление массы нетто нефти, как разность массы брутто нефти и массы балласта, с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, и массовой доли воды, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории; массовой доли воды, вычисленной СОИ по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм; кинематической вязкости, вычисленной СОИ по результатам измерений динамической вязкости;
- поверка и КМХ преобразователей расхода по стационарной или передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- ручной отбор точечных проб нефти;
- защита алгоритма и ПО СИКН от несанкционированного доступа, путём установления паролей разного уровня доступа;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- КМХ преобразователей вязкости, влагомеров поточных;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование протоколов поверки и КМХ средств измерений, формирование интервальных отчетов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), представленное прикладным ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (основной и резервный) и АРМ оператора, реализованное ПО «Форвард «Pro».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	Контроллеры FloBoss S600+ основной, резервный	АРМ оператора ПО «Форвард «Pro» основное, резервное			
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	ArmTPU.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	1990	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	55DCB371
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32			
Примечание – допускается отображение идентификационных данных (признаков) ПО на ЖК-дисплее контроллера или web-интерфейсе в форматах с указанием дополнительных символов или без них, например:					
	для номера версии	06.25 или 06.25/25			

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+ основной, резервный	АРМ оператора ПО «Форвард «Pro» основное, резервное
для цифрового идентификатора		0x1990 или 1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 130,0 до 834,0
Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных измерительных каналов (ИК) с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2, 3	ИК массового расхода нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	Расходомеры массовые Promass	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 80 до 350 т/ч	не более ±0,25 % ¹⁾ (относительная)
4-24	ИК силы постоянного тока	20 (СОИ)	Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	не более ±0,04 % (приведенная)
25-26	ИК вязкости нефти	2 (БИК, СОИ)	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 2 до 10 мПа·с	не более ±0,21 мПа·с (абсолютная)
			Преобразователь плотности и вязкости FVM		от 10 до 22 мПа·с	не более ±1,05 мПа·с (абсолютная)
27-28	ИК плотности нефти	2 (БИК, СОИ)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 805 до 850 кг/м ³	не более ±0,32 кг/м ³ (абсолютная)
29-36	ИК частоты	8 (СОИ)	-		от 50 до 10000 Гц	не более ±0,004% (относительная)
37-48	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 50 до 10000 Гц)	не более ±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
49-52	ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		не более ±0,004 % (относительная)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1) – Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов.						

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Температура окружающего воздуха (внутри помещений): – для первичных измерительных преобразователей, °С – для ИВК и АРМ оператора, °С	от +5 до +40 от +15 до +28
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 1,0
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(220/380) ^{+10%} _{-15%} 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) – при температуре 20 °С, не более – в рабочем диапазоне температур	6,0 от 2,5 до 25
– плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 805 до 850
– температура, °С	от +5 до +40
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– массовая доля парафина, %, не более	6
– массовая доля серы, %, не более	1,8
– давление насыщенных паров, кПа, (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
– содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится в правом нижнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», зав. № 76	-	1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0517-21 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ФР.1.28.2020.38071.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Постановление Правительства Российской Федерации № 1847 от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. 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 «Торгово-Производственное Предприятие НЕФТЕАВТОМАТИКА» (ООО «ТПП Нефтеавтоматика»)

ИНН 0276119684

Адрес: 450022, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 134/7, офис 309

Телефон: +7 (347) 246-58-65, +7 (347) 294-09-44

Web-сайт: tpp-n.ru

E-mail: tppnafta@yandex.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru;

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.

