

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта»
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта»
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти (нефти).

Описание средства измерений

В состав СИКН входит:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- трубопоршневая поверочная установка (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую шесть измерительных линий (четыре рабочих, одна резервная, одна контрольно-резервная), оснащенных средствами измерений массового расхода, давления и температуры нефти, кранами шаровыми.

Блок измерений показателей качества нефти представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений объемного расхода, плотности, вязкости, влагосодержания, температуры и давления нефти, смесителем, насосами, кранами шаровыми, автоматическими и ручным прободоотборниками, термостатирующим цилиндром.

Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B представляет собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

Система обработки информации включает в себя контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (ИВК) и автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора на базе персональных компьютеров с установленным программным обеспечением (ПО) «АРМ оператора «Визард». Модуль 1. Алгоритм поверки по МИ 3151-2008, алгоритмы контроля метрологических характеристик по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015» («Визард»).

Средства измерений, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

Принцип действия СИКН заключается в следующем: средства измерений БИЛ, БИК и ТПУ выполняют измерение расхода, давления, температуры, плотности, вязкости и массовой доли воды в нефти и их преобразование в унифицированные электрические сигналы. ИВК выполняют измерение выходных сигналов средств измерений, их преобразование в значения параметров и показателей качества нефти, вычисление массы брутто нефти и передачу результатов измерений и вычислений на АРМ оператора. Масса нетто нефти вычисляется с применением ПО «Визард» как разность массы брутто нефти и массы балласта, определяемая по результатам лабораторных исследований пробы нефти, как сумма массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Таблица 1 - Средства измерений, входящие в состав СИКН

Наименование средств измерений	Регистрационный номер ¹⁾	Количество
<i>Блок измерительных линий</i>		
Счетчик-расходомер массовый Micro-Motion (мод. CMF)	45115-10	6 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	14 шт.
Датчик температуры CTR-ALW	51742-12	7 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	8 шт.
Манометр избыточного давления МПЗ-УУ2	10135-10	15 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	7 шт.
<i>Блок измерений показателей качества нефти</i>		
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14	1 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	5 шт.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-10	2 шт.
Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835)	15644-06	1 шт.
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный (мод. 7829)	15642-06	1 шт.
Датчик температуры CTR-ALW	51742-12	2 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	5 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	4 шт.
<i>Трубопоршневая поверочная установка</i>		
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	44252-10	1 шт.
Датчик давления Метран-150	32854-13	2 шт.
Датчик температуры CTR-ALW	51742-12	2 шт.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	26803-11	2 шт.
Манометр избыточного давления МПЗ-УУ2	10135-10	4 шт.
Термометр жидкостный стеклянный нефтяной Р-А	32454-06	2 шт.
<i>Система обработки информации</i>		
Контроллер измерительный FloBoss модели S600+	38623-11	2 шт.
¹⁾ Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Программное обеспечение

включает в себя встроенное ПО средств измерений в составе СИКН и автономное ПО «Визард», установленное на АРМ оператора.

ПО «Визард» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) выполнение поверки преобразователей массового расхода по трубопоршневой поверочной установке по МИ 3151-2008;
- 3) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) преобразователей расхода по трубопоршневой поверочной установке и по контрольному преобразователю расхода по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015;
- 4) выполнение КМХ поточного преобразователя плотности по ареометру по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015 и по результатам испытаний в лаборатории;
- 5) выполнение КМХ поточного вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории;
- 6) выполнение КМХ поточного влагомера по резервному влагомеру и по результатам испытаний в лаборатории;

- 7) формирование, хранение и вывод на печать протоколов поверки и контроля метрологических характеристик;
8) регистрация событий в журнале;
9) настройка параметров средств измерений СИКН;
10) запись и хранение архивов посредством базы данных Microsoft SQL Server;
11) обеспечение защиты ПО «Визард» и данных от несанкционированного доступа.
Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	«Визард»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09с	v.2/1/1974
Цифровой идентификатор ПО	нет	0X40DBC63BF736FB62C9C63ADD53F3F5E3 модуля «Поверка ПМП по ТПУ по МИ 3151-2008»
		0XFFEB685BC3463948FFD74617CB6767C8 модуля «КМХ ПМП по ПУ»
		0X00C99E87CE19B42D434F2016539683E0 модуля «КМХ ПМП по контрольному ПМП»
		0X003763C741854594DBA9051677D51607 модуля «КМХ ПП по ареометру»
		0X6D710CC2F3294568FB6DC8AE87281FB5 модуля «КМХ ПП по результатам испытаний в лаборатории»
		0XC05F8C1A3E911B322ABE6C1B30CEE59E модуля «КМХ вискозиметра по результатам испытаний в лаборатории»
		0X6865EE1D89A2A38DAA6D6C0D204CE866 модуля «КМХ ПВ по резервному ПВ»
		0X39C7BE1CAE6F7010EA6F383952461D6B модуля «КМХ ПВ по результатам испытаний в лаборатории»
		0X51114132704D60025EBADEF1F7A1829B модуля «Процедура расчета цифрового идентификатора»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	MD5

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКН приведены в таблице 3.

Основные технические характеристики СИКН приведены в таблице 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Параметры нефти: – массовый расход нефти через СИКН, т/ч – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С	от 50 до 500 от 0,73 до 2,40 от +40 до +70
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 - Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Показатели качества нефти: – плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ – кинематическая вязкость, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумму, млн. ⁻¹ (ppm), не более	от 940 до 944 от 110 до 600 0,5 100 0,05 66,7 1,8 6 20 не допускается 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока технических средств СОИ, В – напряжение переменного тока силового оборудования, В – частота переменного тока, Гц	220±22, однофазное 380±32, трехфазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК, ТПУ и ИВК, °С – температура окружающей среды АРМ оператора – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +20 до +25 от +5 до +35 до 90 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», зав. № 15001	-	1 шт.
Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Формуляр	ОФТ.05.1974.01.00.00.00.00.00 ФО	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Руководство по эксплуатации	ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00 РЭ	1 экз.
Программное обеспечение АРМ оператора «Визард». Модуль 1. Алгоритм поверки по МИ 3151-2008, алгоритмы контроля метрологических характеристик по РМГ 100-2010, МИ 3532-2015. Руководство оператора	ОФТ.05.1974.00.00.00.00.00.00 РО	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	ФР.1.29.2015.20896	1 экз.
Методика поверки	МП 271-16	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 271-16 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 26.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44252-10), метрологические характеристики: диапазон измерений расхода от 50 до 185 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,05$ %;

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти и показатели качества товарной нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), сдаваемой в АК «Транснефть» по проекту «Концевые сооружения межпромыслового нефтепровода ППСН «Ярега» - ПСП «Ухта» (2 этап строительства)» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.20896).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Ухта» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания» (ООО НПП «ТЭК»)

ИНН 7020037139

Адрес: 634040, Томская область, г. Томск, ул. Высоцкого, 33

Телефон: (3822) 63-38-37, 63-39-54

Факс: (3822) 63-39-63

Web-сайт: npptec.ru

E-mail: npptec@npptec.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 17а

Телефон: (3822) 55-44-86

Факс: (3822) 56-19-61, 55-36-76

Web-сайт: tomskcsm.ru

E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.