

Регистрационный № 70186-18

Лист № 1  
Всего листов 7

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 575  
ПСП «Лугинецкое» ОАО «Томскнефть» ВНК

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 575 ПСП «Лугинецкое» ОАО «Томскнефть» ВНК (далее - СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН заключается в следующем: измерительные преобразователи выполняют измерение объемного расхода и параметров нефти. Выходные унифицированные электрические сигналы преобразователей измеряются комплексами измерительно-вычислительными, которые преобразуют их, вычисляют массу брутто нефти и передают результаты измерений и вычислений на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора в программное обеспечение (ПО) «Визард СИКН ST».

Масса нетто нефти вычисляется с применением ПО «Визард СИКН ST» как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта.

СИКН состоит из следующих основных блоков:

- 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 измерительные линии, оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, задвижками, струевыпрямителями.

Блок измерений показателей качества нефти представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, влагосодержания, расхода, температуры и давления, насосами, задвижками, автоматическими и ручным пробоотборниками.

Трубопоршневая поверочная установка 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 измерительно-вычислительные комплексы (ИВК) и АРМ оператора на базе персонального компьютера с установленным ПО «Визард СИКН ST».

Основные измерительные и комплексные компоненты, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 78	22255-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер поточный модели L	56767-14
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Комплексы измерительно-вычислительные SyberTrol	16126-02
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

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

Заводской номер 575 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку печатным способом, обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации СИКН и в эксплуатационную документацию. Маркировочная табличка СИКН представлена на рисунке 1.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Маркировочная табличка



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и автономное ПО «Визард СИКН ST», установленное на АРМ оператора.

ПО «Визард СИКН ST» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) «ручной ввод» уставок, технологических и учетных параметров;
- 2) отображение и автоматическое обновление на АРМ оператора результатов измерений;
- 3) формирование и печать журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 4) запись и хранение архивов;
- 5) передача данных в программируемый логический контроллер для управления исполнительными устройствами;

6) вычисление массы нетто нефти при ручном вводе с АРМ оператора параметров нефти, определенных в лаборатории;

7) выполнение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) преобразователей расхода (ПР)/измерительного канала (ИК) объемного расхода нефти по ТПУ;

8) выполнение КМХ преобразователей плотности (ПП)/ИК плотности нефти по ареометру или по резервному ПП/ИК плотности нефти;

9) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН СТ», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК «SyberTrol»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	FIOM I/O Module	FCPB Main Processor
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	26.08
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07	9b8a1aab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «Визард СИКН СТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН СТ»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.20150525	
Номер версии метрологически значимой части ПО	v.1	
Цифровой идентификатор ПО	Файл	Значение
	00000069.csc	933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
	00000072.csc	E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
	00000651.nmd	179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
	00000652.nmd	381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F
	00000680.nmd	F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
	00000685.nmd	06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19
	00000703.nmd	900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
	00000716.nmd	44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
	00000735.nmd	A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D
	00000736.nmd	28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
	00000737.nmd	D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
	00000738.nmd	F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
	00000739.nmd	6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
	00000740.nmd	DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
	00000741.nmd	1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
	00000742.nmd	A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
	00000743.nmd	727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
	00000744.nmd	D98511903B270E4857C93B6132008479
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5	

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 30 до 500
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м <sup>3</sup> /ч	от 30 до 300
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов (ИК)

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 30 до 500 м <sup>3</sup> /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 30 до 300 м <sup>3</sup> /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры; преобразователи измерительные Rosemount 3144P; термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65; термопреобразователи сопротивления платиновые серии 78	ИВК	от 0 до +75 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, ТПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0 до 6000 кПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м <sup>3</sup>	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК объемной доли воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 2 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$

1	2	3	4	5	6
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827; Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,6 до 100 мм <sup>2</sup> /с (сСт)  от 0,6 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1 \%$
ИК силы постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,05 \%$
ИК напряжения постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\delta = \pm 0,05 \%$
ИК частотно-импульсный	СОИ	-	ИВК	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп
В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: $\Delta$ – абсолютная погрешность измерений, $\delta$ – относительная погрешность измерений, $\gamma$ – приведенная погрешность измерений					

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,19 до 4,2
Температура нефти, °С	от +5 до +30
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 700,0 до 1000,0
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Режим работы СИКН	непрерывный или периодический
Параметры электрического питания: - напряжение питающей сети для измерительных цепей, В - напряжение питающей сети для силовых цепей, В - частота питающей сети, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: а) для средств измерений в составе БИЛ, БИК и ТПУ б) для средств измерений в составе СОИ	от +5 до +40 от +5 до +40

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

## Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 575 ПСП «Лугинецкое» ОАО «Томскнефть» ВНК, зав. № 575	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 575 ПСП «Лугинецкое» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49360).

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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 расхода жидкости»

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

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.

### Изготовитель

Открытое акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании  
(ОАО «Томскнефть» ВНК)

ИНН 7022000310

Адрес: Россия, 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23

### Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области»

(ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: Россия, 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц  
RA.RU.313315