

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы (массового расхода), параметров нефти сырой (далее – нефть) и вычисления массы нетто нефти при учетных операциях.

Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью расходомеров массовых (далее – РМ). Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от РМ, датчиков давления, температуры, влагосодержания.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНС входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ);
- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- узел подключения пикнометрической установки и УОСГ;
- СОИ.

БИЛ включает одну рабочую и одну резервно-контрольную измерительные линии с диаметром условного прохода (Ду) 100 мм.

Состав СОИ:

- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора СИКНС.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы (массового расхода) нефти прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;

– вычисление массы нетто нефти;

– дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;

– измерение в автоматическом режиме объемной доли воды в нефти, перепада давления на фильтрах;

– контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего РМ по контрольно-резервному РМ;

– поверка и КМХ РМ по ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;

– автоматический и ручной отбор проб;

– отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;

– защита системной информации от несанкционированного доступа.

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКНС при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных (барьеров искрозащиты) модели μ Z610 (Госреестр №47073-11).

Средства измерений (далее – СИ), а так же другие технические средства, входящие в состав СИКНС, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2	12	26803-11
2.	Манометр показывающий МП2-У	11	10135-10
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	4	303-91
БФ			
1.	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75	2	41560-09
БИЛ			
1.	Расходомер массовый Promass 83F1H	2	15201-11
2.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	2	41560-09
3.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	2	57947-14
4.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	2	49519-12
Выходной коллектор			
1.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	1	41560-09
2.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	1	57947-14
3.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
БИК			
1.	Влагомер нефти поточный УДВН-1 пм	1	14557-10
2.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	1	41560-09
3.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	1	57947-14
4.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
5.	Счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш	1	26776-08
СОИ			
1.	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – FloBoss S600+)	2	38623-11
2.	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) модели μ Z610	12	47073-11
3.	АРМ оператора СИКНС	1	-

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО, путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. Для программной защиты от несанкционированного доступа предусмотрено разграничение уровней паролями. Аппаратная защита обеспечивается опломбированием FloBoss S600+. Уровень защиты ПО и измерительной информации – высокий по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	КМН.DLL	LabdataDLL.DLL
Идентификационное наименование ПО	1.0	1.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5E30DEFA	7B9D9C33
Цифровой идентификатор ПО	CRC32	CRC32
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Модуль проведения КМХ массометров по контрольно-резервному	Модуль формирования паспорта качества
Наименование программного обеспечения		

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКНС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовый расход нефти, т/ч	от 120 до 190
Избыточное давление нефти, МПа	от 2 до 4
Температура нефти, °С	от 5 до 50
Физико-химические свойства нефти: – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая при стандартных условиях, мм ² /с (сСт) – содержание растворенного газа – содержание свободного газа	от 840 до 890 от 1000 до 1015 0,5 0,5 100 от 3 до 20 не допускается не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы СИКНС	периодический

Наименование характеристики	Значение характеристики
Условия эксплуатации СИ СИКНС: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 5 до 35 95 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В: силовое оборудование технические средства СОИ - частота, Гц	380, трехфазное 220, однофазное 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	3000
Габаритные размеры, мм, не более - блок-бокса (Д×Ш×В) - шкафа СОИ (Д×Ш×В)	12000×3250×3340 800×600×2000
Масса, кг, не более - блок-бокса - шкафа СОИ	15000 250
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», заводской номер 342	1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Паспорт	1 экз.
МП 138-30151-2014. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Методика поверки	1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Руководство по эксплуатации	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 138-30151-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 10 декабря 2014 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- калибратор многофункциональный МС5-Р, диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 10 В, погрешность $\pm(0,2 \text{ В} + 5\% \text{ от установленного значения})$).

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», свидетельство МНП.11.333.01.00264-2011.2014 об аттестации методики (метода) измерений, утвержденного ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан» 25.04.2014 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ЦППН Тунгор ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

1. ГОСТ Р 8.596 - 2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
3. Техническая документация ООО «Татинтек».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли;
- при выполнении государственных учетных операций и учете энергетических ресурсов.

Изготовитель

ООО «Татинтек»
423450 Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4
тел. (8553)31-47-07, (8553) 31-47-97; факс: (8553) 31-47-09
e-mail: info@tatintec.ru
<http://www.tatintec.ru>

Заявитель

ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»
450027, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, 55
тел. (347)295-92-46, (347) 295-92-47
e-mail: ngi@ngi-ufa.ru
<http://www.ngi-ufa.ru>

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»
420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп.5
Телефон: (843)214-20-98; факс (843)227-40-10
e-mail: office@ooostp.ru
<http://www.ooostp.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.