

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2021 г. №30

Регистрационный № 60619-15

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева 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

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью расходомеров массовых (далее – РМ). Система обработки информации (далее – СОИ) непрерывно измеряет, преобразует и обрабатывает входные сигналы, поступающие 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) серии μZ 600 модели μZ 631.

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

Таблица 1 – Состав СИКНС

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2	8	26803-11
2.	Манометр показывающий МП2-У	5	10135-10
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	3	303-91
БФ			
4.	Преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75	2	41560-09
БИЛ			
5.	Расходомер массовый Promass 83E80	2	15201-11
6.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	2	41560-09
7.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	2	57947-14
8.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	2	49519-12
Выходной коллектор			
9.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	1	41560-09
БИК			
10.	Влагомер сырой нефти ВСН-2-ПП-100-100	1	24604-12
11.	Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	1	41560-09
12.	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT182	1	57947-14
13.	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
СОИ			
14.	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – FloBoss S600+)	2	38623-11

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1.	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-У2	8	26803-11
2.	Манометр показывающий МП2-У	5	10135-10
3.	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	3	303-91
15.	Преобразователь измерительный (барьер искрозащиты) серии μZ 600 модели μZ 631	11	47073-11
16.	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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКНС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовый расход нефти, т/ч	от 40 до 70
Избыточное давление нефти, МПа	от 1,0 до 2,4
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, % – массовая доля механических примесей, %, не более	от 880 до 900 от 1000 до 1015 от 70 до 95 0,5

Наименование характеристики	Значение характеристики
<ul style="list-style-type: none"> – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – содержание растворенного газа – содержание свободного газа 	15 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, %:	
<ul style="list-style-type: none"> – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 70 % до 85 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 85 % до 90 % – в диапазоне объемной доли воды в нефти от 90 % до 95 % 	±15,0 ±20,0 ±40,0
Режим работы СИКНС	постоянный
Условия эксплуатации СИ СИКНС:	
<ul style="list-style-type: none"> – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа 	от 5 до 35 95 от 84,0 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: <ul style="list-style-type: none"> – напряжение переменного тока, В: силовое оборудование технические средства СОИ – частота переменного тока, Гц 	380, трехфазное 220, однофазное 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	3000
Габаритные размеры, мм, не более: <ul style="list-style-type: none"> – блок-бокса (Д×Ш×В) – шкафа СОИ (Д×Ш×В) 	12000×3340×3345 800×600×2000
Масса, кг, не более <ul style="list-style-type: none"> – блок-бокса – шкафа СОИ 	20000 250
Средний срок службы, лет,	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», заводской номер 341	1 шт.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Паспорт.	1 экз.
МП 162-30151-2015 Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Методика поверки.	1 экз.

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Руководство по эксплуатации	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 162-30151-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ООО «Метрологический центр СТП» 30 января 2015 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

– калибратор многофункциональный MC5-R-IS (регистрационный номер 22237-08), 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 $\pm(0,2 \text{ В} + 5\% \text{ от установленного значения})$).

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

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе месторождения Мирзоева ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», свидетельство МНП.11.336.01.00264-2011.2014 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 месторождения Мирзоева 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»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»)
ИНН 1644055843
Адрес: 423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4
Телефон: (8553) 314-707
Факс: (8553) 314-709
Web-сайт: <http://www.tatintec.ru>
E-mail: info@tatintec.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг» (ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)
ИНН 0278093583

Адрес: 450027, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа,
ул. Индустриальное шоссе, 55
Телефон: (347) 295-92-46
Факс: (347) 295-92-47
Web-сайт: <http://www.ngi-ufa.ru>
E-mail: ngi@ngi-ufa.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»
Регистрационный номер № 30151-11
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>