

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2023 г. № 2324

Регистрационный № 90402-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ Майского месторождения ООО «РН – Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ Майского месторождения ООО «РН – Юганскнефтегаз» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси и вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти) с помощью расходомеров массовых Promass (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют, как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют, как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений параметров нефти сырой (далее по тексту – БИК) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефтегазоводяной смеси.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля параметров нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два ИВК (рабочий и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «CROPOS» (основное и резервное) (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Promass	15201-11
Преобразователи давления измерительные SITRANS P серии 7MF	66310-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	49519-12
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	57947-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15

В состав СИКНС входят показывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение давления и температуры нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды в нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- поверка и КМХ МПР по передвижной ПУ, КМХ рабочего МПР по контрольно-резервному МПР;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа или МИ 3002-2006 или инструкции по эксплуатации СИКНС.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Заводской № 7 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса СИКНС.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКНС. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКНС реализована в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода: - в режиме УПСВ, т/ч - в режиме ДНС, т/ч	от 85,99 до 134,50 от 85,99 до 521,92
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в нефти с помощью влагомера поточного в диапазоне массовой доли воды, % - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 96 % включ.	±0,35 ±0,40 ±1,50 ±2,50 ±5,00 ±15,00 ±55,00
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 в диапазоне массовой доли воды, % - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ.	±0,60 ±1,00 ±2,50 ±10,00 ±20,00 ±50,00
П р и м е ч а н и е - при массовой доли воды в нефти от 0 % до 10 % применяется влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (в режиме установки предварительного сброса воды (УПСВ)); при массовой доли воды в нефти от 10 % до 96 % применяется влагомер поточный ВСН-АТ (в режиме дожимной насосной станции (ДНС))	

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение в режиме ДНС	Значение в режиме УПСВ
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная	
Плотность в рабочих условиях, кг/м ³	от 859,9 до 1003,7	
Плотность пластовой воды при +20°С, кг/м ³ , не более	1010,0	
Диапазон, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 2,28 до 3,00 0,2 4,0	
Диапазон рабочих температур, °С	от +25 до +60	
Массовая доля воды, %	от 5 до 96	не более 5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2	

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение в режиме ДНС	Значение в режиме УПСВ
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	12000	
Содержание свободного газа	не допускается	
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -47 до +38 от 20 до 90 от 94 до 104	
Средний срок службы, лет, не менее	10	
Средняя наработка на отказ, ч	20000	
Режим работы СИКНС	непрерывный	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ Майского месторождения ООО «РН – Юганскнефтегаз»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 746 - 2017 «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ Майского месторождения», ФР.1.29.2017.28051.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 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 расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
ИНН 8604035473
Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра,
г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26
Телефон: +7 (3463)21-70-17
E-mail: oorn-ung@ung.rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября,
д. 24
Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан,
Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1
Телефон: +7 (347) 279-88-99, 8-800-700-68-78
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

