

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» декабря 2020 г. № 2052

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (далее - СИКНС) в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установкой (МБСНУ) Бузеровского месторождения предназначена для автоматизированного измерения массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счётчика-расходомера массового и системы сбора и обработки информации.

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

Конструктивно СИКНС состоит из двух идентичных измерительных линий (одна рабочая, одна резервная, далее - ИЛ) и системы сбора и обработки информации (СОИ).

На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 45115-16);
- Датчик давления Метран-150 модели TG2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32854-13);
- Преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 56381-14);
- Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53211-13);
- Влагомер сырой нефти ВСН-ПИК (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 51343-12);
- Пробоотборник Отбор-А-Р-слив (полнопоточное исполнение).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: вторичный преобразователь счетчика-расходомера массового Micro Motion CMF300, контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в федеральном информационном фонде 64224-16), одно автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера, оснащенного монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКНС, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы сырой нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), объемной доли воды в сырой нефти (%);

- вычисление массы нетто сырой нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, растворенного газа, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти;
- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи сырой нефти, паспортов качества сырой нефти.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится контроллер измерительный FloBoss S600+. Контроллер выполняет функции определения массы сырой нефти, передачи информации на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО АРМ Оператора МБСНУ Бузеровского месторождения, выполняющие функции расчета массы нетто сырой нефти, отображения объектов и механизмов технологического блока на графическом экране, визуальной индикации процессов, сбора и обработки информации.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллера измерительного FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ Оператора МБСНУ Бузеровского месторождения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	24H.xlsm	2H.xlsm	Act_part.xlsm	kmh.xlsm
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	9M12iXE FaxipTkeI 6x5sgA	tqBWfPX4s kYtdGaBiJ SVdA	XpYQXECyD hvMwYO7hk8 F6Q	NgRG8DZbuE pZp8nlG1v4G w
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5	MD5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Part.xlsm	passport_part.xlsm	Smena.xlsm
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	3UOwk140vi Mnd7HpXTDo vw	xXfc7NwnNe69 3U7yFsU9CQ	ebDQEyndd7p ISWKS8LTQr A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5

Окончание таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	report.bmo	Passport.PDL	KMH.PDL	Reports.PDL
Идентификационное наименование ПО	report.bmo	Passport.PDL	KMH.PDL	Reports.PDL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	NSQTbuJ1iH bBqQrcmyFo cA	zxefqUXbhh LyK7zgY/aV xw	nr1WeY+L3Ri BUy6BF6OS+ w	gIqbqYOM5iWv rt40ENI23w
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %: - в диапазоне измерений массовой доли воды (при измерении содержания воды в лаборатории): от 0,2 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 90 % включ. - в диапазоне измерений объемной доли воды (при измерении содержания воды влагомером): от 0,2 до 5 % включ. св. 5 до 30 % включ. св. 30 до 90 % включ.	±2,5 ±4,0 ±7,5 ±14,0 ±30,5 ±47,0 ±2,5 ±3,0 ±14,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон измерений расхода, т/ч	от 13,6 до 78,54
Рабочий диапазон температуры, °С	от +10 до +20
Рабочий диапазон давления в СИКНС, МПа (изб.)	от 0,05 до 0,4
Диапазон плотности сырой нефти при +15 °С, кг/м ³	от 895,0 до 935,0
Диапазон плотности пластовой воды при +15 °С, кг/м ³	от 1000,0 до 1162,5
Диапазон плотности растворенного газа при +20 °С, кг/м ³	от 1,0 до 2,0
Объемная доля воды, %	от 0,2 до 90,0
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,5
Массовая концентрация хлористых солей, г/дм ³ , не более	240,4
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Массовая доля серы, %, не более	3,48

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля смол силикагелевых, %, не более	8,28
Массовая доля асфальтенов, %, не более	6,84
Массовая доля парафинов, %, не более	3,63
Коэффициент динамической вязкости в рабочих условиях, мПа·с, не более	243
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 50
Потребляемая мощность, кВт, не более	125
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более: - высота - ширина - длина	5470 5275 11948
Масса, кг, не более	2700
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -47 до +42 84 от 96 до 104
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	11500
Режим работы СИКНС	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения, зав.№ 1242.2.00.00.000	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1242.2.00.00.000 РЭ	1 экз.
«ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения. Методика поверки» с изменением №1	НА.ГНМЦ.0222-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0222-18 МП «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения. Методика поверки» с изменением №1, утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 20 августа 2020 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная счетчиков жидкости «УПСЖ-400/1500» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 31154-06). Предел относительной погрешности измерений объема 0,05 %;

- термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32777-06). Предел допускаемой доверительной абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;

- термостаты переливные прецизионные ТПП-1.0 и ТПП-1.3 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33744-07), нестабильность поддержания температуры $\pm 0,01$ °С;

- калибратор давления пневматический Метран-505 Воздух (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 42701-09), предел допускаемой погрешности класса точности 0,015 составляет $\pm 0,015$ %;

- манометры грузопоршневые МП-60М, класс точности 0,01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 47334-11), предел допустимой относительной погрешности $\pm 0,01$ %;

- средства измерений в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКНС.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 778-2018 «Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения», утверждена ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», ФР.1.28.2019.33486.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения

Приказ Минэнерго России от 15 марта 2016 г. № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация Уралтехнострой» (ООО «Корпорация Уралтехнострой»)

ИНН 0275022471

Адрес: 450065, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Свободы, д.61

Тел: (347) 279-20-61, 279-20-63

E-mail: info@uralts.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Тел: (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.