

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы, массового расхода и параметров сверхвязкой нефти сырой, поступающей со скважин Камышлинского месторождения и подлежащей сдаче на УПСВ-1 «Камышла» НГДУ «Нурлатнефть».

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью расходомеров массовых (далее – ПР).

Конструктивно СИКНС состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

На входном коллекторе СИКНС установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP (регистрационный № 41560-09);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

В блоке фильтров установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD (регистрационный № 41560-09);

- три фильтра;

- манометры для местной индикации давления.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- расходомер массовый Promass (регистрационный № 15201-11);

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP (регистрационный № 41560-09);

- манометры для местной индикации давления.

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

На выходном коллекторе СИКНС установлены следующие СИ и технические средства:

- влагомер сырой нефти VCH-AT (регистрационный № 42678-09);

- пробоотборник автоматический Jiskoot;

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP (регистрационный № 41560-09);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 26239-06) в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный № 39840-08);

- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: измерительно-вычислительный контроллер OMNI-3000/6000 (регистрационный № 15066-04), осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных

данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой, мышкой и печатающим устройством.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти (т/ч);
- автоматическое измерение массы сырой нефти (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды в сырой нефти (%);
- поверку и КМХ ПР по передвижной ПУ;
- КМХ ПР, установленного на рабочей ИЛ, по ПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи сырой нефти, паспортов качества сырой нефти.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-3000/6000 (далее – контроллер), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система контроллера.

К ПО верхнего уровня относится программа автоматизированного рабочего места – «Rate АРМ оператора УУН» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

ПО СИКНС защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	OMNI 6000
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»	-
Номер версии ПО (идентификационный номер)	2.3.1.1	24.75.00
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	9267
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10 до 70
Относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %	±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °C	от 0 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 4,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 930,0 до 1130,0
Объемная доля воды, %, не более	85,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	170 000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,8
Параметры электропитания, В/Гц	380±38, 220±22/50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -47 до +38 от 20 до 90 от 100 до 104
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКНС	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНС в верхнем левом углу типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть», зав. № 346_11	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки	НА.ГНМЦ.0307-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0307-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 17.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКНС;

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

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого СИКНС с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть», ФР.1.29.2017.26780.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой Камышлинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть»

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 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»

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «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»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татинтек» (ООО «Татинтек»)

ИНН 1644055843

Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира, д. 4

Телефон: +7 (8553) 314-707

Факс: +7 (8553) 314-709

E-mail: info@tatintec.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.