

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-ЗН Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-ЗН Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти при оперативном учете.

Описание средства измерений

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – ПР). Массу нетто сырой нефти определяют как разность массы сырой нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в сырой нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из входного коллектора СИКНС, блока фильтров (далее – БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), блока измерений параметров сырой нефти (далее – БИК), выходного коллектора СИКНС 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:

- датчик давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13);
- манометр для местной индикации давления.

БФ состоит из рабочей и резервной линий, на каждой установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150CD (регистрационный № 32854-13);
- фильтр;
- два манометра 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:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный № 45115-10);
- термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13)

в комплекте с преобразователем измерительным Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);

- датчик давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

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

БИК выполняет функции оперативного контроля параметров сырой нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Отбор представительной пробы сырой нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два влагомера нефти микроволновых MBH-1 (регистрационный № 63973-16);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный № 48218-11);

- термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13) в комплекте с преобразователем измерительным Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);

- датчик давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13);
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры;
- два датчика давления Метран-150CD (регистрационный № 32854-13);
- два фильтра;
- два пробоотборника нефти «Стандарт-А»;
- пробоотборник нефти «Стандарт-Р»;
- место для подсоединения плотномера;
- место для подсоединения УОСГ-100;
- место для подсоединения пикнометрической установки.

На выходном коллекторе СИКНС установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13);

- термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13) в комплекте с преобразователем измерительным Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14);

- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два комплекса измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (регистрационный № 43239-09), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой 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 комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») (далее – ИВК), 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 ИВК.

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, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование 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 СИКНС приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИБК
Идентификационное наименование ПО	«Rate APM оператора УУН»	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	B6D270DB	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений: - массового расхода, т/ч - объемного расхода в режиме ДНС, м ³ /ч	от 40 до 360 от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %, не более	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером при содержании воды в сырой нефти: - от 0 до 5 %, %, не более - от 5 до 6 %, %, не более	±0,35 ±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории при содержании воды в сырой нефти: - от 0 до 5 %, %, не более - от 5 до 6 %, %, не более	±0,54 ±0,63

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +60
Давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 5,0
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях, кг/м ³	от 879,0 до 884,4
Вязкость измеряемой среды кинематическая, сСт, не более	19,5
Массовая доля воды, %, не более	6
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 4,8 до 5,8
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,004
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	отсутствует

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Электропитание, В/Гц	трехфазное; 380/50, 220/50
Средний срок службы, лет, не менее	10
Наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКНС	непрерывный
Габаритные размеры (Длина x Ширина x Высота), мм	8890x6272x4580

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-3Н Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», зав. № 14031	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0346-19 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0346-19 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-3Н Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 12.04.2019г.

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;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-3Н Усть-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», ФР.1.29.2017.27816.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС-3Н Усть-Балыкского ООО «РН-Юганскнефтегаз» месторождения

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 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

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 «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН: 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: +7 (846) 247-89-19

Факс: +7 (846) 247-89-19

E-mail: ma@ma-samara.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.