

Приложение № 19
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» декабря 2020 г. № 2008

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Северо-Салымского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Северо-Салымского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров сырой нефти и определения массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

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

Конструктивно СИКНС состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений параметров сырой нефти (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 сырой нефти.

На входном коллекторе СИКНС установлены следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №):

- преобразователь давления измерительный Cerabar M (PMP) (регистрационный № 41560-09).

БФ состоит из двух линий: рабочей и резервной.

На каждой линии БФ установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик давления Метран-150CD (регистрационный № 32854-13);
- фильтр;
- два манометра избыточного давления показывающих МП-У (регистрационный № 10135-15).

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

На каждой ИЛ установлены следующие СИ:

- расходомер массовый Promass (регистрационный № 15201-11);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);
- преобразователь давления измерительный Cerabar M (PMP) (регистрационный № 41560-09);
- манометр для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-15);

- термометр биметаллический показывающий (регистрационный № 46078-16).

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ, на входе и выходе которого установлены следующие СИ:

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12);

- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

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

- манометр для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-15);

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

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 сырой нефти ВСН-2 (регистрационный № 24604-12);

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12);

- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

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

- манометр для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-15);

- термометр биметаллический показывающий (регистрационный № 46078-16);

- два датчика давления Метран-150CD (регистрационный № 32854-13);

- пять манометров избыточного давления показывающих МП-У (регистрационный № 10135-15);

- два фильтра;

- два пробоотборника автоматических «Отбор-А-Р слив»;

- пробоотборник ручной;

- место для подключения пикнометрической установки.

На выходном коллекторе СИКНС установлены следующие СИ и технические средства:

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

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный № 49519-12);

- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT (регистрационный № 57947-14);

- манометр для точных измерений типа МТИ (регистрационный № 1844-15);

- термометр биметаллический показывающий (регистрационный № 46078-16).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два комплекса измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») (далее по тексту – ИВК) (регистрационный № 43239-15), и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «ПЕТРОЛСОФТ (С)», оснащенное средствами отображения и печати.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы (т) и массового расхода (т/ч) сырой нефти;

- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в сырой нефти;
- поверку и КМХ МПР по передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР, 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.

Программное обеспечение

СИКНС имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора. Уровень защиты ПО СИКНС «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора		ИВК
Идентификационное наименование ПО	SIKNS.dll	TPULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	081ac2158c73492 ad0925db1035a0e 71	1b1b93573f8c918 8cf3aafaa779395 b8	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5		CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 35,54 (40,0) до 185,25 (195,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти ВСН-2 в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти, %	
от 8 до 10 % включительно	±1,3
свыше 10 до 20 % включительно	±1,4
свыше 20 до 50 % включительно	±2,2
свыше 50 до 70 % включительно	±4,7
свыше 70 до 85 % включительно	±14,0
свыше 85 до 89 % включительно	±20,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014 в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти, %	
от 8 до 10 % включительно	±1,1
свыше 10 до 20 % включительно	±1,2
свыше 20 до 50 % включительно	±4,7
свыше 50 до 70 % включительно	±11,0
свыше 70 до 85 % включительно	±26,0
свыше 85 до 89 % включительно	±38,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Характеристики измеряемой среды:	
- температура, °С	от +25 до +60
- давление, МПа	от 1,0 до 4,0
- плотность при 20°С, кг/м ³	от 888,5 до 950,0
- объемная доля воды, %	от 8 до 89
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	150
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- объемная доля парафина, %, не более	6
- содержание свободного газа, %	не допускается
- объемная доля растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях, м ³ /м ³ , не более	20
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22/380±38
- частота переменного тока, Гц	50±0,4
Габаритные размеры СИКНС, мм, не более	
- высота	3 265
- ширина	8 960
- длина	5 960
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Количество ИЛ, шт.	2
Режим работы СИКНС	непрерывный

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 Северо-Салымского месторождения, зав. № 16006	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	207/13-9-ИЭ	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Северо-Салымского месторождения. Методика поверки	НА.ГНМЦ.0505-20 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0505-20 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Северо-Салымского месторождения. Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 10.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда (передвижная трубопоршневая установка или компакт-прувер) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %;

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

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 сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Северо-Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», ФР.1.29.2016.24563.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Северо-Салымского месторождения

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, 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.