

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Западно-Салымского месторождения (далее по тексту – 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 по тексту – 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 блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений параметров сырой нефти (далее по тексту – БИК), выходного коллектора СИКНС и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки сырой нефти.

БФ состоит из входного коллектора, рабочей и резервной линий.

На входном коллекторе БФ установлены следующие средства измерений (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.

На каждой линии БФ установлены следующие СИ и технические средства:

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

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

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- 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 (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 сырой нефти ВСН-2 (регистрационный № 24604-12);
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);

- 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 автоматических «Отбор-А-Р-слив»;
- пробоотборник ручной;
- 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» («ОСТОПУС-L») (регистрационный № 43239-15), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным обеспечением «ПЕТРОЛСОФТ (С)», 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 (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее по тексту – 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 программное обеспечение автоматизированного рабочего места оператора – «ПЕТРОЛСОФТ (С)» (далее по тексту – АРМ оператора), выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, получения архивных данных, вычисления массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

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	SIKNS.dll	TPULibrary.dll	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.0.0.0	6.15
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	081ac2158c73492ad0925db1035a0e71	1b1b93573f8c9188cf3aafaa779395b8	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		CRC-32

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 49,5 до 257,4
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, %, не более: от 50 до 70 % от 70 до 85 % от 85 до 91 %	±5 ±15 ±22
Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории при содержании воды в сырой нефти, %, не более: от 50 до 70 % от 70 до 85 % от 85 до 91 %	±11 ±24 ±43

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от +25 до +60
Давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 4,5
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 888,5 до 950,0
Вязкость измеряемой среды кинематическая, сСт, не более	19,5
Объемная доля воды, %	от 50 до 91
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	150
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	не допускается
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)
Параметры электропитания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38, 220±22 50±1
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	8960x5960x3984

**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 Западно-Салымского месторождения, зав. № 17008	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0344-19 МП	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0344-19 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Западно-Салымского месторождения. Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 08.04.2019г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 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 сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС Западно-Салымского месторождения», ФР.1.29.2017.27831.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) на ДНС Западно-Салымского 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](mailto: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](mailto: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.