

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы сырой нефти.

Измерения массы сырой нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью массометров.

Конструктивно СИКНС состоит из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти (далее – БИК), 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.

В состав БФ входят следующие технические средства:

- фильтр грубой очистки;
- манометр местной индикации давления.

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

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

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

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 300 (регистрационный № 45115-16), (далее – расходомер массовый);

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

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик избыточного давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13);
- датчик температуры ТС5008 (регистрационный № 14724-12);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров сырой нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Отбор представительной пробы сырой нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 (регистрационный 14557-15);
- датчик температуры ТС5008 (регистрационный № 14724-12);
- датчик избыточного давления Метран-150TG (регистрационный № 32854-13)
- преобразователь расхода жидкости для индикации расхода через БИК;
- автоматический пробоотборник с герметичным контейнером «Отбор-А-Р слив»;
- ручной пробоотборник с диспергатором;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки расходомеров массовых по передвижной ПУ.

В состав СОИ входит измерительно-вычислительный комплекс ИВК «ОКТОПУС-Л» (регистрационный № 43239-15) и автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Rate», оснащенного монитором, устройствами ввода и печатающим устройством.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации., представляющий собой двухуровневую компьютерную систему для преобразования параметров, а также предоставления оперативных, сменных и суточных отчетов о количестве и параметров перекачиваемой сырой нефти.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти (т/ч);
- автоматическое измерение массы сырой нефти (т);
- автоматизированное измерение массы нетто сырой нефти (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), объемной доли воды в сырой нефти (%);
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по передвижной ПУ, контроль метрологических характеристик расходомера массового, установленного на рабочей линии, по расходомеру массовому, установленному на резервно-контрольной 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, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на эти СИ в соответствии с методиками поверки этих СИ.

Программное обеспечение

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

К ПО нижнего уровня относится ПО измерительно-вычислительный комплекс ИВК «ОКТОПУС-Л» (далее – ИВК «ОКТОПУС-Л»), обеспечивающее измерение и преобразование сигналов, поступающих от массовых и объемного расходомеров, влагомера, измерительных преобразователей давления, разности давлений и температуры, общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, передачу данных на верхний уровень.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Rate», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется СИКНС, прием и обработку управляющих команд оператора, формирование 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК «ОКТОПУС-Л»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма CRC 32)	5ED0C426
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК автоматизированного рабочего места

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RateCal
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма CRC 32)	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 5 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	±0,4

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Параметры измеряемой среды: - массовая доля воды в сырой нефти, % - массовая доля парафина, % - массовая доля механических примесей в сырой нефти, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа - рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С - рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ - объемное содержание свободного газа в сырой нефти	не более 10,0 не более 6 не более 0,05 не более 100 от 0,2 до 4,0 от +5 до +40 от 800,0 до 950,0 отсутствует
Режим работы СИКНС	непрерывный
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Срок службы, лет	не менее 20
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5– Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения. Методика поверки	НА.ГНМЦ.0303-18 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0303-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения. Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 11.09.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда (часть 2) в соответствии с 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 «Инструкция. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», ФР.1.29.2017.26875

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-1 (ДНС-19) Южно-Харампурского 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 № 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 «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО «МЦ КИТ»)

ИНН 7704579740

Адрес: 129226, г. Москва, ул. Докукина, д. 16, стр. 1

Телефон: +7 (495) 151-05-06

Web-сайт: <http://mckit.ru>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Пурнефтегаз»
(ООО «РН-Пурнефтегаз»)

ИНН 8913006455

Адрес: 629830, Тюменская обл, г. Губкинский, мкр-н 10, д. 3

Телефон: +7 (34936) 4-44-44

Факс: +7 (34936) 3-18-99

Web-сайт: <https://purneftegaz.rosneft.ru>

E-mail: info@purneftegaz.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.