

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее - СИКНС) предназначена для измерений массы нефти подготовленной на установке предварительного сброса воды (УПСВ) при ее перекачке на ЦППН-1 Холмогорского месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на измерении массы сырой нефти прямым методом динамических измерений.

В состав СИКНС входят:

- 1) технологического комплекса в составе:
 - блок измерительных линий (далее - БИЛ);
 - блок измерений параметров сырой нефти (далее - БИК);
 - узел подключения передвижной ПУ;
 - пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517 с лубрикатором.
- 2) системы сбора, обработки информации и управления (далее - СОИ);
- 3) системы распределения электроэнергии.

БИЛ состоит из рабочей, резервной и контрольной измерительных линий.

В измерительных линиях установлены:

- счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion модели CMF300», типы зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № (далее - регистрационный №) 45115-10 в комплекте с электронными преобразователями «MVD 2700»;
- манометры избыточного давления показывающие «МП4-У», регистрационный № 37047-08;
- преобразователи давления измерительные 3051S, регистрационный № 24116-13;
- преобразователи измерительные «Rosemount 644» с термопреобразователями сопротивления «Rosemount 0065», регистрационный № 14683-09;
- фильтры жидкостные сетчатые типа «МИГ-ФБ»;
- узел для подключения передвижной поверочной установки;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

На входном коллекторе БИЛ установлен преобразователь давления измерительный «Rosemount 3051S».

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- манометр избыточного давления показывающий «МП4-У»;
- датчик давления «Метран-100-Ех-ДИ», регистрационный № 22235-01;
- преобразователь сопротивления с измерительным преобразователем температуры типа «JUMO модель 902820/10», регистрационный № 32460-06.

В БИК установлены:

- влагомер нефти поточный «УДВН-1пм2», регистрационный № 14557-05;
- датчик давления «Метран-100-Ех-ДИ»;
- преобразователь сопротивления с измерительным преобразователем температуры типа «JUMO модель 902820/10»;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный «ТЛ-4 № 2», регистрационный № 303-91;
- автоматический пробоотборник «Стандарт-А»;

- ручной пробоотборник «Стандарт-Р»;
- счетчик турбинный «НОРД-М» регистрационный № 5638-02;
- фильтр жидкостный сетчатый типа «МИГ-ФБ»;
- манометры избыточного давления показывающие «МП4-У»;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

На входном коллекторе системы установлено устройство пробозаборное ПЗУ целевого типа по ГОСТ 2517-2012.

СОИ состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («Octopus-L») регистрационный № 43239-15.

Программное обеспечение

Уровень защиты программного обеспечения (далее - ПО) «средний» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|-------------------------------------------------|-----------------------|
| Идентификационное наименование ПО | МС 200.00.XX.00-09 АВ |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 3.07 |
| Цифровой идентификатор ПО | CFF9 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | CRC 16 |

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Расход сырой нефти через СИКНС, т/ч - минимальный - максимальный | 13,6 272 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10,0 % при определении объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % | ±0,4 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 14,0 % при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % | ±0,7 |

Таблица 3 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Параметры |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Измеряемая среда | Нефть сырая |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) | от 6 до 7,8 |
| Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³ | от 780 до 840 |
| Давление сырой нефти, МПа: - рабочее - максимально допустимое | от 0,3 до 0,5 1,6 |
| Диапазон температуры сырой нефти, °С | от +10 до +30 |
| Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более | 10,0 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ | от 100 до 300 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | от 0,003 до 0,050 |
| Содержания свободного газа, % | отсутствует |
| Суммарные потери давления в СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в режиме измерений - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) | 0,2 0,4 |
| Электропитание: силового оборудования, оборудования СОИ | трехфазное 380 В/50 Гц однофазное 220 В/50 Гц |
| Установленный срок службы, не менее, лет | 10 |
| Режим работы СИКНС | Непрерывный |
| Режим управления запорной арматурой | Ручной |

Знак утверждения типа

наносится в центре титульного листа руководства по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение | Количество |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------|
| Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» | Заводской номер 1 | 1 шт. |
| Системы измерений количества и показателей качества нефти сырой. Руководство по эксплуатации | ННГ 001.00.00.00.000 РЭ | 1 экз. |
| «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Методика поверки» | МП 0520-9-2016 | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу МП 0520-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 01 декабря 2016 года.

Основные средства поверки:

- передвижная поверочная установка по ГОСТ 8.510-2002 с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки РМ в их рабочем диапазоне измерений;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», утвержденном ФГУП «ВНИИР» от «08» ноября 2016 года (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/14209-16 от «30» ноября 2016 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»
(ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»)

ИНН 0276115746

Адрес: 450104, Россия, г. Уфа, ул. Уфимское шоссе, 13А

Телефон(факс): 8 (347) 286-53-50

Web-сайт: www.ame-info.ru; E-mail: info@ame-info.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32; E-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.