

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов» (далее - СИКН) предназначена для автоматизированного учета нефти ООО «НГК «Развитие Регионов» подаваемой для транспортировки по магистральному нефтепроводу принимающей стороне ОАО «НК «Роснефть».

Описание средства измерений

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

В состав СИКН входят:

- блок фильтров в составе фильтров сетчатых с быстросъемной крышкой, преобразователя давления измерительного Deltabar M PMP55, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный №) под № 41560-09, манометров показывающих для точных измерений МПТИ (регистрационный № 26803-11), кранов шаровых;

- блок измерительных линий (далее - БИЛ) в составе трех измерительных линий (двух рабочих и одной контрольно-резервной), каждая из которых оснащена расходомером массовым PROMASS 83F80 (регистрационный № 15201-11, далее - РМ), преобразователем давления измерительным Serabar M PMP51 (регистрационный № 41560-09), манометром показывающим для точных измерений МПТИ, кранами шаровыми;

- блок измерений показателей качества нефти, осуществленный по полнопоточной схеме, в составе влагомера поточного ВСН-АТ (регистрационный № 62863-15, далее - ВСН), преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (регистрационный № 52638-13), счетчика нефти турбинного МИГ-32Ш-4,0 (регистрационный № 26776-08), мест для подключения пикнометрической установки, прибора УОСГ, преобразователя давления измерительного Serabar M PMP51, манометра показывающего для точных измерений МПТИ, термопреобразователя сопротивления платинового TR62 (регистрационный № 49519-12), термометра ртутного стеклянного лабораторного ТЛ4 №2 (регистрационный № 303-91), пробоотборника нефти автоматического «Отбор-А-Рслив», совмещенного с ручным отбором проб, кранов шаровых полнопроходных;

- узел подключения передвижной поверочной установки;

- система сбора и обработки информации в составе комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («Octopus-L») (основного и резервного, регистрационный № 43239-15), промышленного логического контроллера ОВЕН ПЛК160-220.И-М, автоматизированного рабочего места (далее - АРМ) оператора СИКН на базе программного обеспечения «Номенклатура «Rate»;

- технологические и дренажные трубопроводы;

- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек;

- дренажная система учтенной и неучтенной нефти с запорной арматурой.

На входном коллекторе БИЛ установлены смеситель потока «Вихрь», пробозаборное устройство щелевого типа с лубрикатором.

На выходном коллекторе БИЛ установлены преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51, манометр показывающий для точных измерений МПТИ, термопреобразователь сопротивления платиновый TR62, термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ4 №2.

Программное обеспечение

Уровень защиты программного обеспечения (далее - ПО) «высокий» 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 | |
|--|--|---------------------|
| | Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСГОПУС-Л) | Номенклатура «Rate» |
| Идентификационное наименование ПО | Formula.o | «RateCalc» |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 6.10 | 2.4.1.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | 24821CE6 | F0737BF |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора | CRC32 | CRC32 |

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|--|------------------------------------|
| Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч) | от 8,1 до 84 (от 9 до 85) |
| Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением ВСН (модификации ВСН-АТ...020): | ±0,45 ±0,35 ±0,6 ±1,0 |
| - при содержании объемной доли воды от 0,01 % до 17,458 % (массовая доля воды от 0,01 % до 20 %), % | |
| Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории: | |
| - при содержании объемной доли воды до 0,847 % (массовая доля воды до 1,0 %), % | |
| - при содержании объемной доли воды от 0 % до 10 % (массовая доля воды от 0 % до 11,61 %), % | |
| - при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,458 % (массовая доля воды от 11,61 % до 20 %), % | |

Таблица 3 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|-------------------------|
| Измеряемая среда | нефтегазоводяная смесь |
| Количество измерительных линий, шт.: | |
| - рабочих | 2 |
| - контрольно-резервных | 1 |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С | от +25 до +45 |
| Рабочее давление на входе в СИКН, МПа | от 2 до 3 |
| Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ | от 901 до 988 |
| Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт | от 17 до 35 |
| Массовая доля воды, %, не более | 20,0 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 100 |
| Массовая доля парафина, %, не более | 6 |
| Содержание свободного газа | отсутствует |
| Давление насыщенных паров, кПа | 35 |
| Массовая доля серы, %, не более | 3 |
| Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более | 20 |
| Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более | 100 |
| Режим работы СИКН | непрерывный |

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение | Количество |
|---|-------------------------|------------|
| Система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов» | Заводской номер 019 | 1 шт. |
| «СИКН. Обустройство приемо-сдаточного пункта Лабаганского месторождения. ООО «НГК «Развитие Регионов». Технический проект». Пояснительная записка. | АМЭ 019.00.00.00.000 ПЗ | 1 экз. |
| «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов». Методика поверки» | МП 0543-9-2016 | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу МП 0543-9-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» «13» января 2017 года.

Основные средства поверки:

- передвижная поверочная установка с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки РМ в их рабочем диапазоне измерений, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов», утвержденном ФГУП «ВНИИР» от «28» декабря 2016 года (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/17609-16 от «28» декабря 2016 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов»

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

Юридический адрес: 450105, г. Уфа, ул. Уфимское шоссе, дом 13А

Адрес: 450105, г. Уфа, ул. Чернышевского, д.82, корп.6, офис 305А

Телефон (факс): (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» (ФГУП «ВНИИР»)

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

Телефон:(843)272-70-62, факс 272-00-32

E-mail: vniiirpr@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.