ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти осуществляются прямым методом динамических измерений – по результатам массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами её составляющих. Технологическое оборудование и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки.

БИЛ состоит из трех измерительных линий, двух рабочих и одной контрольной измерительной линии (ИЛ), которая выступает в качестве резервной. В состав каждой ИЛ входят (номер по Госреестру):

- фильтр МИГ-Ф-150-40 фирмы ООО «БОЗНА» с преобразователем измерительным взрывозащищенным разности давлений Сапфир-22М-Вн (№18257-99);
- счетчик-расходомер массовый «Micro Motion» модели CMF 300 (№ 13425-99) фирмы «Fisher Rosemount» с датчиками полевого монтажа RFT 9739;
- преобразователь измерительный 644 (№ 14683-00) фирмы «Emerson Process Management» в комплекте с термопреобразователем сопротивления;
- датчик давления Метран-22-Ex (№17896-00);
- манометры типа МТИ-1246 (№1844-63);
- манометр для индикации местного давления.

Блок измерений показателей качества нефти (далее - БИК) в составе:

- денсиметр Sarasota FD-960 (№ 19879-00);
- влагомеры нефти поточные LC фирмы «Phase Dynamics» (№ 16308-97);
- преобразователь измерительный 644 фирмы «Emerson Process Management» в комплекте с термопреобразователем сопротивления (№ 14683-00);
- датчик давления Метран-22-Ex (№17896-00);
- счетчик нефти турбинный МИГ-40-4,0, применяемый в качестве индикатора расхода, с калиброванным расходом от 0,5 до 10 $м^3$/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более 5,0 %;
- узел подключения пикнометров;
- пробоотборник ручной «Стандарт-Р-50»;
- два автоматических пробоотборника АПЭ-М2 (рабочий и резервный).

Система обработки информации в состав которого входят:

- три вычислителя расхода модели 2522 фирмы «Daniel» (№ 14079-00) (два рабочих и резервный);
- два атовматизированных рабочих места оператора на базе персональных компьютеров (рабочий и резервный);
- принтер.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006. Результаты поверки СИКН удостоверяются свидетельством о поверке, на которое наносится знак поверки.

Стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ) «Сапфир-500» (№15355-01).

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти (т) и массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти (т);
- автоматический отбор проб нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды в нефти с помощью поточного влагомера (%);
- автоматическое регулирование расхода через измерительные линии и контрольную линию, расхода через БИК для обеспечения изокинетичности отбора проб;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

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

К ПО нижнего уровня относится программное обеспечение вычислителей расхода «DANIEL 2522» фирмы «Daniel Measurement and Control» (США). К ПО верхнего уровня относится программный комплекс (далее - ПК), установленный на персональном компьютере АРМ оператора.

ПО нижнего уровня хранится в энергонезависимой памяти электронного блока вычислителя расхода, версию программного обеспечения проверяют на экране «DANIEL 2522». Защита ПО от несанкционированного доступа осуществляется с помощью системы паролей.

К метрологически значимой части ПО верхнего уровня относятся файлы Nscada.exe, Doc.exe, Poverka.exe. ПО верхнего уровня выполняет функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, прием и обработку управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Защита ПО от несанкционированного доступа осуществляется с помощью системы паролей и внутреннего журнала фиксации событий.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Nscada.exe	Doc.exe	Poverka.exe	Base25 Revision
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-	-	6.17
Цифровой идентификатор ПО	5D0AB32C	975D8731	B413C344	

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
Рабочий диапазон массового (объемного) расхода, т/ч ($м^3$/ч)	от 42 (53) до 228 (289);
Рабочий диапазон температур нефти, ^oC	от плюс 2 до плюс 20;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 3,5;
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/$м^3$	от 790 до 860;
Массовая доля воды в нефти, %, не более	1,0;
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, ^oC	±0,2;

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25;
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35.

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ». Методика поверки. НА.ГНМЦ.0081-15 МП».

Поверка
осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0081-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» 09.10.2015 г.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 1 разряда с компаратором по ГОСТ Р 8.510-2002 для поверки стационарной турбопоршневой установки 2-го разряда;
- установка турбопоршневая стационарная «Сапфир-500» (Госреестр №15355-01) с диапазоном измеряемых расходов от 50 до 500 $м^3$/ч и 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с погрешностью установленной поверочной схемой для средств измерения плотности;
- устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» (Госреестр 45409-10).

Диапазон установки тока от 0,5 до 20 мА, предел абсолютной погрешности - ± 0,003 мА, диапазон частот от 0 до 10000 Гц, диапазон задания количества импульсов в пачке от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп., дискретность задания периода 0,5 мкс, амплитуда выходного сигнала от 1,5 до 15 В, предел допускаемой относительной погрешности – 0,001 %;

- рабочий эталон объемного влагосодержания 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013 с погрешностью установленной поверочной схемой для средств измерений объемного влагосодержания нефти;
- магазин сопротивлений Р4831-М1 (Госреестр 48930-12) с диапазон воспроизводимых значений сопротивления от 0,1 до 111111,1 Ом и классом точности 0,002 Ом;
- мера электрического сопротивления типа Р3030 (Госреестр 8238-81) по ГОСТ 23737-79;
- калибратор многофункциональный MC5-R, (Госреестр 18624-99) диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения ±(0,02% показания + 1,5 мкА); диапазон измерения силы постоянного тока ±100 мА, пределы допускаемой основной погрешности измерения ±(0,02% показания + 1,5 мкА); воспроизведение сигналов преобразователей термоэлектрических тип К в диапазоне температур от минус 200 °С до плюс 1000°С, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения в диапазоне температур от минус 200 °С до 0°С ±(0,1°С+0,1% показания °С), от 0 до 1000°С ±(0,1°С +0,02 % показания °С); воспроизведение сигналов термометра сопротивления (Pt100) в диапазоне температур от минус 200 до плюс 850 °С, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения в диапазоне температур от минус 200 °С до 0°С ±0,1°С, от 0 до 850 °С ±(0,1°С+0,025 % показания °С).

Сведения о методиках (методах) измерений
«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН №582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ», утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 21.09.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 582 на ЛПДС «Барабинская» ОАО «ННГ»

1. ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Изготовитель
Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»
ИНН 0278005403
450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября, 24
Телефон +7 (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68; Факс: +7 (347) 228-80-98, (347) 228-44-11

Заявитель
Открытое Акционерное Общество «Новосибирскнефтегаз» (ОАО «ННГ»)
630004, Новосибирская область, г. Новосибирск, ул. Ленина, д.21/1, корпус 2, этаж 3
Телефон: +7 (383) 335-83-40; Факс: +7 (383) 335-86-79

Испытательный центр
Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агенства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2016 г.