

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская» (далее – система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы и показателей качества нефти на ЛПДС «Ачинская».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с применением преобразователей расхода жидкости турбинных и преобразователя плотности. Выходные электрические сигналы с преобразователей расхода жидкости турбинных и преобразователя плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в нефти с помощью влагомера нефти поточного. Масса нетто нефти определяется как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из четырех (двух рабочих, одного резервного, одного контрольного) измерительных каналов объема нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды, массовой доли серы в нефти, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15427-01;
- преобразователь расхода жидкости эталонный лопастной модели M16-S6 (эталонный ПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 52888-13;
- влагомер нефти поточный модели LC фирмы «Phase Dynamics», тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 16308-02;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15644-01;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15642-01 в комплекте с устройством измерения параметров жидкости и газа модели 7951, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15645-01;
- анализатор рентгенофлуорисцентный и рентгеноабсорбционный многоканальный энергодисперсионный Spectro серии 600, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 19769-00;

- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-99, № 14061-04, № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-01, № 22257-05, № 22257-11;
- преобразователи измерительные 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-04, № 14683-09;
- преобразователи измерительные 3144Р, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-09;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 45410-10.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный на базе устройств программного управления TREI-5В (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 19767-04;
- автоматизированные рабочие места оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 1844-63;
- манометр показывающий для точных измерений типа МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто и массы нетто нефти и объемного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, массовой доли воды, массовой доли серы в нефти;
- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной и массовой доли воды, массовой доли серы в нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в нефти и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;
- измерение давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- возможность проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и резервного ТПР с применением эталонного ПР;
- возможность поверки рабочих и резервного ТПР с применением эталонного ПР;
- возможность проведения поверки и КМХ эталонного ПР, проведения поверки рабочих и резервного ТПР с применением установки поверочной труборпоршневой двунаправленной, тип которой зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 20054-12;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) реализовано в ИВК. ИВК строятся на базе устройств программного управления «TREI-5B» с программным обеспечением ISaGRAF с двумя программными модулями dens_calc и m_brutto. ПО обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса).

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Программа расчета плотности нефти	Программа расчета массы нефти
Идентификационное наименование ПО	dens_calc	m_brutto
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	294С	9080
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе автоматизированного рабочего места оператора системы структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 1 резервная, 1 контрольная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 250 до 2500
Диапазон плотности в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 2 до 30
Давление, МПа, не более	4,0
Диапазон температуры, °С	от минус 10 до плюс 25
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания	
Напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22)
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)
Климатические условия эксплуатации системы	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от минус 45 до плюс 40
Диапазон температуры окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от 15 до 35
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха, %	от 30 до 85
Диапазон относительной влажности окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 85
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская», 1 шт., заводской № 452;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 452;
- МП 0206-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 0206-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 12.12.2014 г.

Основные средства поверки:

- преобразователь расхода жидкости эталонный лопастной модели М16-S6, диапазон измерений объемного расхода от 250 до 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,1$ %;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объемный расход 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- калибратор температуры АТС-156В в диапазоне значений от минус 40°С до 155°С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный МС2-R в диапазоне воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°С \pm 5°С) $\pm (0,02\%$ показ. + 1,5 мкА), в диапазоне измерений давления от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°С \pm 5°С) $\pm (0,025\%$ П + 0,01% ВП) (П – показание, В – верхний предел воспроизведения);
- влагомер эталонный лабораторный для товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погрешности в поддиапазонах измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % (включительно) составляет $\pm 0,02$ %, от 1,0 % до 2,0 % составляет $\pm 0,03$ %;
- устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения (в диапазоне температуры окружающей среды 20°С \pm 5°С) $\pm 0,003$ мА, в диапазоне значений от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой основной относительной погрешности задания периода следования импульсов (в диапазоне температуры окружающей среды 20°С \pm 5°С) $\pm 0,001$ %;
- установка пикнометрическая переносная с диапазоном измерений от 600 до 1100 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³;
- установка для поверки поточных вискозиметров УППВ-1, диапазон измерения динамической вязкости от 1 до 100 мПа·с, предел допускаемой приведенной погрешности измерения вязкости $\pm 0,3\%$.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская» (свидетельство об аттестации методики измерений 049-01.00152-2013-2014 от 30.09.2014, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.18639).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская»

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 452;
- 3 МП 0206-9-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 452 на ЛПДС «Ачинская». Методика поверки».
4. ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО «НПП «ГКС»)

Юридический адрес: 420107, РФ, РТ, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50.

Почтовый адрес: 420111, РФ, РТ, г. Казань, ул. Московская, д. 35.

Тел.: +7 (843) 221-70-00, факс: +7 (843) 221-70-00, e-mail: mail@nppgks.com.

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»)

Почтовый адрес: 644033, Россия, г. Омск, ул. Красный Путь, д. 111, корп. 1

Тел. (3812) 65-79-44, факс (3812) 69-14-77

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а».

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.

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. «____» _____ 2015 г.