

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть» (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти, поступающей с месторождений (лицензионных участков) НГДУ «Ямашнефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из следующих основных частей:

- блок технологический;
- блок-бокс с инженерными системами;
- система сбора, обработки информации и управления;
- система распределения электроэнергии;
- комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух (один рабочий и один контрольно-резервный) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, объёмной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений (далее – СИ):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF300 (далее – СРМ), Госреестр № 34070-07;
- влагомеры поточные модели F (далее – ВН), Госреестр № 46359-11;
- датчик температуры 644, Госреестр № 14683-09;
- датчики избыточного давления модели Метран-150, Госреестр № 32854-08;
- датчики разности давления модели Метран-150, Госреестр № 32854-08.

В систему обработки информации системы входят:

- шкаф обработки информации;
- автоматизированное рабочее место системы;
- шкаф силового управления.

В качестве оборудования сбора и обработки сигналов от первичных средств измерений системы используются два измерительно-вычислительных контроллера OMNI 6000 Госреестр № 15772-11, находящихся взаимно в горячем резерве.

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры для точных измерений типа МТИ-1216, Госреестр № 1844-63;
- манометры показывающие технические МПЗ, Госреестр № 10135-88;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 №2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы сырой нефти по каждой измерительной линии и по системе в целом за установленные интервалы времени;
- автоматизированное измерение технологических параметров;
- автоматизированное измерение влагосодержания нефти;
- отбор объединенной и точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивацию результатов измерений;
- регулирование температуры в блок-боксе системы (включение/отключение обогревателей) в заданном интервале температур;
- поверку рабочих и эталонных СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль метрологических характеристик СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- передачу данных на верхний уровень.

Все средства измерений, входящие в систему опломбированы в соответствии с технической документацией.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора «RATE АРМ-оператора РУУН 2.3-11 АВ») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую 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 все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000	24.75.04	9111	–	CRC16
«RATE АРМ-оператора» РУУН 2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	–	CRC32

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 операторской станций управления 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 системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	От 3,5 (3,6) до 50 (53,2)
Диапазон плотности измеряемой среды, $\text{кг}/\text{м}^3$	От 940 до 980
Диапазон кинематической вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$ (сСт)	От 125 до 500
Давление, МПа: – минимально допустимое – минимально допустимое в режиме контроля метрологических характеристик (далее -КМХ) – максимально допустимое (расчетное)	0,59 0,69 2,0
Диапазон температуры, $^{\circ}\text{C}$	От плюс 1 до плюс 30
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при измерениях; – при поверке и КМХ;	0,2 0,4
Массовая доля воды, %	От 1 до 100
Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	125000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Массовая доля парафина, %, не более	От 2,4 до 3,3
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто сырой нефти, %: - при применении поточного влагомера и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в испытательной лаборатории в обезвоженной нефти: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0,1 % до 5 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 5 % до 10 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10 % до 20 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20 % до 50 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50 % до 70 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70 % до 85 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85 % до 91 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 91 % до 96 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 96 %; - при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной нефти: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0,1 % до 5 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 5 % до 10 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10 % до 20 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20 % до 50 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50 % до 70 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70 % до 85 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85 % до 91 %; - при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 91 %;	± 1,5 % ± 1,5 % ± 1,5 % ± 3,5 % ± 5,0 % ± 13,5 % ± 22,5 % ± 49,5 % Не нормируются ± 1,5 % ± 2,0 % ± 2,0 % ± 5,0 % ± 11,0 % ± 26,0 % ± 46,0 % Не нормируются
Режим работы системы	Периодический
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, трехфазное, 50 Гц 220, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 38
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от плюс 5 до плюс 36
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 30 до 75
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 56 до 78
– атмосферное давление, кПа	От 84 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 параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть», 1 шт., заводской № 570;

– Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть»;

– «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть». Методика поверки. МП 0105-9-2013», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 27 ноября 2013 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 0105-9-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 29 ноября 2013 г.

Основные средства поверки:

- передвижная поверочная установка с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки СРМ в их рабочем диапазоне измерений, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,11\%$;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $155\text{ }^{\circ}\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- калибратор многофункциональный модели ASC 300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений;
- Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011, в составе средств измерений и вспомогательных устройств, определяемом паспортом эталона;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3\text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2008/175014-13 от 17 сентября 2013 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.16239).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть»

1. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
2. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2054 Архангельского месторождения при ГЗНУ-4304 НГДУ «Ямашнефть».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Испытательный центр

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

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

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

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2014 г.