

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво

Назначение средства измерений

Система измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы, параметров сырой нефти и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, извлекаемых из скважин месторождения Северное Чайво.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователя массового расхода и косвенного метода измерений объема попутного нефтяного газа (ПНГ), приведенного к стандартным условиям, с использованием преобразователя объемного расхода газа. Выходные электрические сигналы с преобразователя массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-управляющего комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта. Масса балласта определяется в измерительно-управляющем комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, массовой доли свободного и растворенного газа, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории. Выходные электрические сигналы с преобразователя объемного расхода попутного нефтяного газа поступают на соответствующие входы измерительно-управляющего комплекса, который преобразует их и вычисляет объем попутного нефтяного газа и приводит его к стандартным условиям по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из сепаратора, измерительной линии массового расхода сепарированной сырой нефти, измерительной линии сепарированного попутного нефтяного газа и 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 одного измерительного канала массы сырой нефти, одного измерительного канала объема попутного нефтяного газа, а также измерительных каналов температуры, давления, в которые входят следующие средства измерений:

– счетчик-расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 400 (далее – РМ), Госреестр № 45115-10;

– система измерительная «V-cone», Госреестр № 56355-14;

– преобразователи давления измерительные 3051S, Госреестр № 24116-13;

– преобразователи измерительные Rosemount 3144P, Госреестр № 56381-14.

В систему обработки информации системы входят:

– комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты модернизированный DeltaV, Госреестр № 49338-13;

– автоматизированное рабочее место оператора на базе персонального компьютера;

В качестве индикатора содержания объемной доли воды в системе установлен влагомер поточный F фирмы «Phase Dynamics Inc», Госреестр № 46359-11. Его показания не используют для расчета массы нетто сырой нефти.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;

- автоматическое вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей, массовой доли свободного газа, массовой доли растворенного газа и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматическое измерение объема попутного нефтяного газа методом переменного перепада давления с использованием преобразователя объемного расхода и приведение его к стандартным условиям по алгоритму, реализованному в системе обработки информации;
- автоматическое измерение давления сепарированного попутного нефтяного газа;
- автоматическое измерение температуры сепарированного попутного нефтяного газа;
- автоматическое измерение температуры сепарированной сырой нефти;
- ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными и техническими средствами.

На рисунке 1 приведен общий вид системы, на рисунке 2 приведены фотографии средств, ограничивающих доступ к системе.



Рисунок 1 – Общий вид системы



Рисунок 2 – Средства защиты от несанкционированного доступа к системе

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы (комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты модернизированный DeltaV, автоматизированное рабочее место оператора системы на базе персонального компьютера, далее – ПО) обеспечивает реализацию функций системы. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	NC_WELL_TEST_01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10.3.1	10.3.1
Цифровой идентификатор ПО	378D25C7	AAB9D4C8
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	

Защита программного обеспечения установок от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение Характеристики
Измеряемая среда	Сырая нефть и попутный нефтяной газ в составе нефтегазоводяной смеси
Диапазон измерений расхода нефтеводяной смеси, т/ч	от 30 до 200
Верхний предел измерений расхода ПНГ, м ³ /ч, приведенного к стандартным условиям, не более	120 000
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от плюс 30 до плюс 80
Давление измеряемой среды, МПа	
- минимальное	4,0
- рабочее	5,0
- максимальное	6,0
Массовая доля воды в нефтеводяной смеси, %, не более	50
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1004 до 1012
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 15°С, кг/м ³	от 745 до 850
Плотность попутного нефтяного газа при стандартных условиях, кг/м ³	От 0,6 до 0,9
Массовая доля механических примесей в нефтеводяной смеси %, не более	0,03

Окончание таблицы 2 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение Характеристики
Остаточное объемное содержание свободного газа в нефтеводяной смеси, %, не более	0,25
Остаточное содержание растворенного газа в нефтеводяной смеси нефти после сепарации, м ³ /м ³ , не более	50
Концентрация хлористых солей в нефтеводяной смеси, мг/дм ³ , не более	200
Режим работы системы	Периодический

Основные метрологические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение Характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема сепарированного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сепарированной сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %	
- при содержании массовой доли воды от 0 % до 25 %	± 3,0
- при содержании массовой доли воды от 25 % до 35 %	± 3,5
- при содержании массовой доли воды от 35 % до 45 %	± 4,0
- при содержании массовой доли воды от 45 % до 50 %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти с учетом уноса жидкости в газовую линию, %	
- при содержании массовой доли воды от 0 % до 35 %	± 6,5
- при содержании массовой доли воды от 35 % до 50 %	± 7,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- Система измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво, 1 шт., заводской № 00010-1;
- Инструкция «RUSA-ENO-WC-OP-622.01»;
- МП 0218-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 0218-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 26.03.2015 г.

Основные средства поверки:

- Государственный Первичный Эталон единицы массового расхода жидкости ГЭТ 63-2011, диапазон воспроизведения единицы массового расхода жидкости от 2,5 до 500 т/ч, расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата k=2) $3,6 \cdot 10^{-4}$.

– Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2013, диапазон воспроизведения единиц объемного и массового расходов газа в диапазоне $3 \cdot 10^{-3}$ – 16000 м³/ч ($3,6 \cdot 10^{-3}$ – 19200 кг/ч), расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата $k=2$) воспроизведения объемного и массового расходов газа $11,0 \cdot 10^{-4}$.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с использованием тестового сепаратора» (утверждена ФГУП «ВНИИР» 28.08.14, свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/18009-14 от 28.08.2014 г., номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР. 1.29.2015.19526).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений на базе сепаратора WC-MBD62201 месторождения Северное Чайво

1 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 «Эмерсон» (ООО «Эмерсон»)
Юридический адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.10 стр. 2, 5 этаж.
Почтовый адрес: РФ, 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Амурская, д. 88, этаж 7.
ИНН: 7705130530
Тел.: (495) 9 819 811
Факс: (495) 9 819 810
e-mail: info.ru@emerson.com

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, 7а.

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.