ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ ОП ГНМЦ
ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

М.С. Немиров

2010 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-9 Урустамакского месторождения ОАО «Татойлгаз»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 45472-10

Изготовлена ЗАО «ИТОМ» (г. Ижевск) по проектной документации ЗАО «ИТОМ» (г. Ижевск). Заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-9 Урустамакского месторождения ОАО «Татойлгаз» предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учётно-расчетных операциях между ОАО «Татойлгаз» и ОАО «Татнефть».

ОПИСАНИЕ

Измерение массы сырой нефти проводится прямым методом динамических измерений.

Конструктивно система состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров качества нефти (БИК) и системы обработки информации (СОИ) и изготовлена из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного производства.

Блок измерительных линий состоит из одной рабочей и одной резервно-контрольной измерительных линий. В измерительных линиях установлены массовые расходомеры, входные и выходные задвижки. На выходном коллекторе БИЛ установлены первичный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, индикатор фазового состояния, датчики давления и температуры с токовыми выходными сигналами, манометр, термометр и пробозаборное устройство по ГОСТ 2517.

Блок измерения параметров качества нефти состоит из автоматического и ручного пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагомера, датчиков давления и температуры с токовым выходным сигналом, манометра, термометра.

Система обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (рабочий и резервный) и автоматизированного рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН».

Блок фильтров состоит из фильтров и средств измерения перепада давлений на них.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть поступает в систему через блок фильтров во входной коллектор блока измерительных линий. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочую или контрольно-резервную измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на выходном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника и измерение содержания воды в нефти поточным влагомером. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания сырой нефти в виде электрических сигналов поступают в систему обработки информации. В системе обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нетто сырой нефти рассчитывается как разность массы сырой нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров, установленных в рабочей и контрольно-резервной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через подключаемую передвижную поверочную установку. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме массы сырой нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров сырой нефти: температуры, давления, влагосодержания;
- поверку и контроль метрологических характеристик массовых расходомеров по передвижной поверочной установке по ГОСТ 8.510;
- автоматический отбор проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчётов за разные периоды времени, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах);
- ввод результатов лабораторных анализов.

Система проводит вычисление и сохранение в архиве средних значений температуры, давления и содержания воды.

Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений массы нефти комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 аттестованы (свидетельство № 68209-04 от 18.08.2004 г. ФГУП ВНИИР).

Алгоритм вычислений и программа обработки результатов измерений автоматизированного рабочего места «Rate АРМ оператора УУН» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 341014-07 от 23.03.2007г., ФГУП ВНИИР).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	20 ÷ 60
Диапазон измерений температуры, °С	+5 ÷ +40
Диапазон измерений давления, МПа	0,6 ÷ 4,0
Диапазон измерений объемной доли воды, %	0,1 ÷ 30,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды при измерении влагомером нефти типа УДВН-1пм3, %	$\pm(0{,}15+0{,}01\cdot\varphi_в^*)$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности объемной доли воды при измерении первичным преобразователь объемной доли воды в нефти ПВ ПИП-ВСН при содержании воды в нефти до 30%, %.	± 1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при содержании воды в нефти до 20%, %	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при содержании воды в нефти до 30%, %	±2,5
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, °С	
- блок измерительных линий	от + 5 до +40
- блок контроля качества	от + 5 до +40
- блок обработки информации	от +15 до +25

* $\varphi_в$ - значение объемной доли воды в нефти измеренное ПВ УДВН-1пм3, %

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации системы.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (Госреестр № 19240-05)	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 (Госреестр № 13425-06)	2
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 (Госреестр № 14557-05)	1

Наименование	Кол. (шт.)
Преобразователь первичные измерительные объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН (Госреестр № 19850-04)	1
Преобразователь давления измерительный 3051 TG (Госреестр № 14061-04)	3
Преобразователь измерительный 644EH с датчиком температуры (№ 14683-04)	2
Преобразователь давления измерительный 3051 CD (Госреестр № 14061-04)	2
Автоматизированное рабочее место оператора «Rate АРМ оператора УУН»	1
Устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517	1
Автоматический пробоотборник «Стандарт А-50»	2
Ручной пробоотборник «Стандарт-Р»	1
Манометр МТИ-4,0 МПа (Госреестр № 1844-63)	6
Термометр ТЛ-4 (Госреестр № 1844-63)	4
Счетчик нефти турбинный МИГ-40-4,0 (Госреестр № 26776-08)	1
Индикатор фазового состояния ИФС-1в-700	1
Источник бесперебойного питания с батареей	1 комплект
Руководство по эксплуатации	1
Методика поверки	1
Паспорт	1

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят по инструкции «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-9 Урустамакского месторождения ОАО «Татойлгаз». Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 18.06.2010 г.

Основное поверочное оборудование:

- передвижная поверочная установка 1 или 2 разряда по ГОСТ Р 8.510;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

Межповерочный интервал - 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.615-2005 "Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Техническая документация ЗАО «ИТОМ», г. Ижевск.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-9 Урустамакского месторождения ОАО «Татойлгаз» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «ИТОМ»
426039, Удмуртская Республика,
г. Ижевск, ул. Новосмирновская, 14
т./ф. (3412) 48-39-88, 48-30-60, 48-33-78

ЗАЯВИТЕЛЬ

ООО «Стройуниверсалсервис»
423450, РФ, РТ, г. Альметьевск,
ул. Кирова, д. 13а
т./ф. (8553) 45-27-37, 40-51-30.

Директор
ООО «Стройуниверсалсервис" М.Т. Султанов