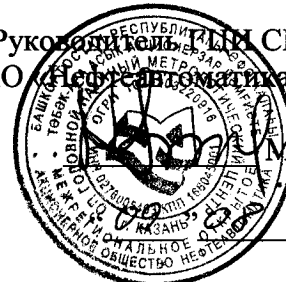


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

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



М.С. Немиров

2010 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-207с Урмышлинского месторождения ОАО «Татойлгаз»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 45471-10
--	--

Изготовлена ЗАО «ИМС Инжиниринг» (г. Москва) по проектной документации ЗАО «ИМС Инжиниринг» (г. Москва). Заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-207с Урмышлинского месторождения ОАО «Татойлгаз» предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учётных 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 измерений параметров 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 контрольной измерительных линий, которая может использоваться в качестве резервной. В измерительных линиях установлены массовые расходомеры, входные и выходные задвижки. На выходном коллекторе БИЛ установлены первичный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, датчики давления и температуры с токовыми выходными сигналами, манометр, термометр и пробозаборное устройство, для забора нефти в БИК.

Блок измерений параметров нефти состоит из автоматического и ручного пробоотборников, индикатора расхода, поточного влагомера, датчиков давления и температуры с токовым выходным сигналом, манометра, термометра, прибора УОСГ-100СКП.

Система обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» и автоматизированного рабочего места оператора «Rate APM оператора УУН».

Блок фильтров состоит из фильтров и средств измерений 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 резервно-контрольную 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 измерений параметров 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 и с учетом содержания свободного и растворенного газа).

При поверке массовых расходомеров, установленных в рабочей и резервно-контрольной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через подключаемую передвижную поверочную установку. Переключение из рабочего режима в режим поверки 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;
- контроль метрологических характеристик рабочего массового расходомера по контрольному;
- автоматический отбор проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов 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 APM оператора УУН» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 341014-07 от 23.03.2007г., ФГУП ВНИИР).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон температуры нефти, °C	от +5 до +30
Плотность нефти, кг/м ³	от 880 до 1050
Объемная доля воды, %	не более 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды при измерении влагомером нефти типа УДВН-1пмЗ, %	±(0,15+0,01·φ _в [*])
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности объемной доли воды при измерении первичным преобразователь объемной доли воды в нефти поточного влагомера ПИП-ВСН при содержании воды в нефти до 10%, %.	± 1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой при содержании воды в нефти при измерении влагосодержания поточным влагомером УДВН-1пмЗ, %	±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой при измерении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %	±1,05
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%
- частота питающей сети, Гц	50±1
Температура окружающей среды, °C	
- блок измерительных линий	от -35 до +40
- блок контроля качества	от + 5 до +30
- блок обработки информации	от +15 до +25

* φ_в - значение объемной доли воды в нефти измеренное поточный влагомер УДВН-1пмЗ, %

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование	Кол. (шт.)
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 фирмы ЗАО «ИМС Инжиниринг» (Госреестр № 19240)	1
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300 с измерительным преобразователем RFT9739 Госреестр № 13425-01)	1
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF200 с измерительным преобразователем 2700R (Госреестр № 13425-01)	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 (Госреестр №14557-05)	1
Первичный измерительный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН (Госреестр № 19850-00)	1
Преобразователь давления измерительный 3051TG (Госреестр № 14061-04)	5
Преобразователь измерительный 644ЕН к датчикам температуры (№ 14683-04)	5
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (Госреестр № 22257-05)	5
Преобразователь давления измерительный 3051 CD (Госреестр № 14061-04)	1
Автоматический пробоотборник «Стандарт А»	2
Ручной пробоотборник с диспергатором по ГОСТ 2517	1
Манометр для точных измерений типа МТИ-1216 (Госреестр № 1844-63)	6
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (Госреестр № 303-91)	4
Счетчик нефти турбинный МИГ-40-4,0 (Госреестр №12186-02)	1
Источник бесперебойного питания с батареей	1 комплект
Инструкция по эксплуатации	1
Методика поверки	1

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят по инструкции «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-207с Урмышлинского месторождения ОАО «Татойлгаз». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 09.08.2010 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 «ИМС Инжиниринг» (г. Москва)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой при ДНС-207с Ур-мышлинского месторождения ОАО «Татойлгаз» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «ИМС Инжиниринг»
117312, г. Москва, ул. Вавилова, строение 47а.
тел. (495) 775-77-25
факс (495) 221-10-51

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