

Приложение к свидетельству

**№ 40723 об утверждении типа
средств измерений**

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ФГИ СИ –
Главный метролог ФГУП «ВНИИР»

И. Реут

2010 г.



Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный № 45130-10

Изготовлена по проектной документации ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг» (г. Уфа).

Заводской номер 01.

Назначение и область применения

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система) предназначена для измерений массы и параметров сырой нефти при учетных операциях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Описание

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью счётчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей счётчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти, системы обработки информации, отдельной системы дренажа учтенной и неучтенной сырой нефти, стационарной трубопоршневой поверочной установки, а так же мест для подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки, передвижной поверочной установки на базе счётчиков-расходомеров массовых, пикнометрической установки и прибора УОСГ-100 СКП. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и её компоненты.

Система состоит из двух рабочих измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, плотности, объёмной доли воды в сырой нефти, объёмного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

– счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 с измерительными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;

– преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;

- преобразователи давления измерительные 40.4385, Госреестр № 40494-09;
- преобразователи давления измерительные 40.4382, Госреестр № 40494-09;
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820, Госреестр № 32460-06;
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее – ВП), Госреестр № 24604-07;
- счётчик нефти турбинный МИГ-32-4,0 с индукционным датчиком НОРД-И2У-04М, Госреестр № 26776-08;
- контроллер измерительный FloBoss S600 (далее – ИВК), Госреестр № 38623-08, свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 от 12.12.06;
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ-1246 (Госреестр № 1844-63);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91).

Для проведения поверки СРМ применяется установка передвижная поверочная «ПУМА» на базе счетчиков-расходомеров массовых серии ELITE® (далее – передвижная ПУ).

Для проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ применяется установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» (далее – стационарная ТПУ) с диапазоном расхода жидкости от 10 до 280 м³/ч

Для проведения поверки стационарной ТПУ применяется передвижная трубопоршневая поверочная установка (далее – передвижная ТПУ).

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, плотности, объемной доли воды в сырой нефти, температуры и давления;
- автоматическое измерение температуры и давления сырой нефти в БИЛ, блоке измерений параметров сырой нефти, выходном коллекторе, а также объемной доли воды в сырой нефти и объемного расхода сырой нефти в блоке измерений параметров сырой нефти, разности давления на фильтрах БФ, фильтрах и насосах блока измерений параметров сырой нефти;
- измерение температуры и давления сырой нефти с помощью показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- КМХ рабочих СРМ с применением стационарной ТПУ при любом расходе из рабочего диапазона расхода жидкости стационарной ТПУ;
- поверка СРМ с применением передвижной ПУ в автоматизированном режиме;
- поверка стационарной ТПУ с применением передвижной ТПУ;
- автоматизированное управление запорной арматурой;
- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;
- автоматическая коррекция по давлению показаний СРМ, организованная в ИВК.
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматизированное управление запорной арматурой;
- вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в химико-аналитической лаборатории, массовой доли воды в химико-аналитической лаборатории или объемной доли воды с применением ВП;
- защита алгоритма и программы ИВК и АРМ оператора системы от несанкционированного доступа;

– регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	Сырая нефть
Рабочий диапазон расхода, т/ч	От 40 до 700
Рабочий диапазон плотности, кг/м ³	От 800 до 1000
Рабочий диапазон кинематической вязкости при 20 °С, мм ² /с (сСт)	От 0,7 до 1,7
Рабочий диапазон давления, МПа	От 2,0 до 4,0
Рабочий диапазон температуры, °С	От 30 до 40
Массовая доля воды, %, макс.	100
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	8604,8
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,16
Давление насыщенных паров при максимальной температуре сырой нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Объемная доля свободного газа, %, не более	1
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности сырой нефти, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, % (при содержании объемной доли воды от 0 % до 70 %)	± 1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, % (при содержании объемной доли воды свыше 70 % до 100 %)	± 1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры сырой нефти, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления сырой нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, %	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти с применением СИКНС: 1) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 5,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %, не более – при измерении объемной доли воды ВП ¹⁾ , %, не более	± 0,60 ± 1,50

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
2) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 10,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	± 0,60 ± 1,60
3) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 20,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	± 1,85 ± 1,20
4) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 50,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	± 3,10 ± 4,70
5) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 70,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	± 5,40 ± 10,90
б) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 85,0 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	± 16,70 ± 26,45
7) при содержании объемной доли воды в сырой нефти 100 %: – при измерении объемной доли воды в ХАЛ по ГОСТ 2477, %, не более – при измерении объемной доли воды ВП, %, не более	∞ ∞
Условия эксплуатации системы:	
– температура в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не менее	5
– относительная влажность воздуха, %	От 50 до 80
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц
¹⁾ Здесь и далее расчет допустимой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды ВП выполнен при температуре окружающего воздуха 20 °С.	

Знак утверждения типа

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

Комплектность

В комплект поставки входят:

- единичный экземпляр системы в составе согласно руководству по эксплуатации;
- руководство по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки».

Поверка

Поверку системы проводят по инструкции «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР».

Интервал между поверками системы – один год.

Нормативные документы

ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Заключение

Тип системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель:	ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»
Почтовый адрес:	450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр-т Салавата Юлаева, д. 89.
Юридический адрес:	450097, г. Уфа, Республика Башкортостан, ул. Заводская, 20. Тел.: (347) 292-79-10, 292-79-11, 292-79-13. Факс: (347) 292-79-15. E-mail: npp@ozna-ufa.ru , nppozna@uip.ru

Управляющий директор
ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»



Р.А. Хисматуллин