

**Приложение к свидетельству  
№ 4072206 утверждения типа  
средств измерений**

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –  
Метролог ФГУП «ВНИИР»



Г.И. Реут

2010 г.

Система измерений количества и параметров нефти сырой в районе К-201 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>45129-10</u>
---	---

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

Заводской номер 01.

#### Назначение и область применения

Система измерений количества и параметров нефти сырой в районе К-201 Приобского 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 измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров сырой нефти, места для подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и её компоненты.

Система состоит из шести (четырёх рабочих, резервного и контрольно-резервного) 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:

- счетчики-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 нефти микроволновый МВН-1.1, Госреестр № 28239-04;
- счётчик нефти турбинный МИГ-32Ш в комплекте с первичным преобразователем НОРД-ИЗУ, Госреестр № 26776-08;
- комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК», Госреестр № 24063-06, свидетельство ФГУП «ВНИИР» об аттестации алгоритмов и программы № 1359014-07;
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора системы с программным обеспечением МикроТЭК.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

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

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ предусмотрено место для подключения установки передвижной поверочной «ПУМА» на базе счетчиков-расходомеров массовых серии ELITE® (далее – передвижная ПУ).

Состав и технологическая схема системы обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, плотности, температуры, давления и объемной доли воды в сырой нефти;
- измерение температуры и давления сырой нефти с помощью показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- автоматическое измерение температуры и давления в БИЛ;
- автоматическое измерение температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, объёмного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти;
- автоматическое измерение разности давления на фильтрах БИЛ, фильтрах и насосах блока измерений параметров сырой нефти;
- КМХ рабочих и резервного СРМ с применением контрольного СРМ;
- поверка и КМХ СРМ с применением передвижной ПУ в автоматизированном режиме;
- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти;
- вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта (воды, механических примесей, хлористых солей, свободного газа);
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- ручное и автоматизированное управление запорной арматурой;
- защита алгоритма и программы комплекса измерительно-вычислительного «МикроТЭК» 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 750 до 1550
Рабочий диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	От 870 до 886
Рабочий диапазон кинематической вязкости, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 9,2 до 31,5
Верхний предел рабочего диапазона давления, МПа	6,3
Рабочий диапазон температуры, °С	От 40 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров при максимальной температуре сырой нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Объемная доля свободного газа, %, не более	1,0
Растворённый газ	Отсутствует
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, %	± 0,05
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
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

## 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 в районе К-201 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки».

### Поверка

Поверку системы проводят по инструкции «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой в районе К-201 Приобского 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 в районе К-201 Приобского 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: 450000, г. Уфа, Республика Башкортостан, главпочтамт, а/я 1713.  
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](mailto:npp@ozna-ufa.ru), [nppozna@uip.ru](mailto:nppozna@uip.ru)

Управляющий директор  
ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»



Р.А. Хисматуллин