

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (далее – система) предназначена для проведения учетных операций между ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» и «ТНК-Нижневартовск».

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей объемного расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), трубопоршневой поверочной установки, системы обработки информации и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех рабочих измерительных каналов объема нефти, одного контрольно-резервного измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), Госреестр № 15427-01;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, Госреестр № 22214-01;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, Госреестр № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-01, с преобразователями измерительными 644 к датчикам температуры, Госреестр № 14683-00;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-99;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – стационарная ТПУ), Госреестр № 20054-06.

В систему обработки информации системы входит:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, Госреестр № 19240-11, свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № ПО-2550-03-2011 от 14.01.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

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

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- автоматическое измерение плотности и объемной доли воды;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих ТПР с применением контрольно-резервного ТПР применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение** (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	oil_tm.exe	342.01.01	1FEEA203	CRC32
ПО «RATE АРМ-оператора УУН»	«RATE АРМ-оператора УУН» РУУН2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	CRC32

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 150 до 900
Диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	От 750 до 850
Диапазон кинематической вязкости, сСт	От 1,5 до 5,5
Диапазон давления, МПа	От 0,3 до 5,0
Диапазон температуры, °С	От плюс 5 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля парафина, %, не более	0,99
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	2,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа, %	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы, %	±0,25
Параметры электропитания	
Напряжение переменного тока, В	трехфазное 380 (50 Гц), 220 (50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы	
Температура окружающего воздуха, °С	От минус 45 до плюс 34
Температура воздуха в помещениях, °С: - в БФ, БИЛ, БТПУ - в БИК - в операторной	От плюс 5 до плюс 30 От плюс 5 до плюс 30 От плюс 22 до плюс 25
Относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 30 до 75
Относительная влажность окружающего воздуха, %	От 56 до 78
Атмосферное давление, кПа	От 84 до 106,7

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

– система измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», 1 шт., заводской № 01;

– инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»;

– «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие». Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР 21 декабря 2012 г.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 53356-13 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 21 декабря 2012 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1$  %;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 0,5 до 20,0 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.;

– установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,1$  кг/м<sup>3</sup> в диапазоне плотности от 650 до 1100 кг/м<sup>3</sup>;

– калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до плюс 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С;

– калибратор многофункциональный МС5-R-IS: внешний модуль давления EXT100-IS с диапазоном измерений от 0 до 10 МПа и пределами допускаемой основной погрешности  $\pm (0,04$  % от показания + 0,01 % от верхнего предела диапазона); внутренний модуль давления INT 1C-IS с диапазоном измерений  $\pm 100$  кПа и пределами допускаемой основной погрешности  $\pm (0,04$  % от показания + 0,01 % от верхнего предела диапазона).

Допускается использование других средств поверки с характеристиками не хуже, указанных выше.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/361014-12 от 26.12.2012 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 504 на Хохряковском месторождении ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»**

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 Технический проект «Реконструкция системы измерений количества и показателей качества нефти № 504» 0489.00.00.000.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), г. Москва

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП ВНИИР)

Юридический адрес: 420088, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.                    «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.