

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1838 от 31.08.2018 г.)

Система измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с применением преобразователей расхода жидкости турбинных. Выходные электрические сигналы преобразователей расхода жидкости турбинных, преобразователей температуры, давления, плотности 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, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В составе системы применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Состав системы

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ 50-70N с Ду 50 мм (далее - ТПР)	15427-06
Преобразователи расхода жидкости турбинные TZN (далее - ТПР)	46057-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Преобразователи измерительные 644	14683-00
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователь давления измерительный 3051	14061-04
Преобразователь давления измерительный 3051 TG	14061-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Манометры для точных измерений МТИ-1246	1844-63
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ-М1	44641-10
Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT97	22214-01
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее - ИВК)	19240-00

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения объемного расхода и объема нефти по каждой измерительной линии (ИЛ) и системы в целом;
- автоматизированные измерения массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматические измерения плотности, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в блоке измерений количества и показателей качества нефти (далее - БИК);
- автоматические измерения температуры в ИЛ блока измерительных линий (БИЛ), БИК, входном и выходном коллекторе СИКН;
- автоматические измерения избыточного давления в ИЛ БИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах СИКН;
- измерения давления и температуры с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) и поверку рабочих и резервного ТПУ с применением установки трубопоршневой (далее - ТПУ);
- поверку ТПУ с применением передвижной трубопоршневой поверочной установки;
- регулирование расхода нефти через систему;
- ручное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- дренаж нефти из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

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).

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.

Уровень защиты ПО соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО «Rate»
Идентификационное наименование ПО	oil_tm.exe	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.01.01	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1FEEA203	F0737B4F
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 8,75 до 112
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,4
Давление, МПа:	
- рабочее	0,7
- минимальное	0,3
- максимальное расчетное	4,0
Режим работы системы	непрерывный, автоматизированный
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 770 до 890
Температура нефти, °С	от +5 до +40
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 2,715 до 4,903
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,8

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещении, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +10 до +30 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения	зав. № 01	1 шт.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 505. Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения. Методика поверки, с изменением № 1	МП 0593-14-2017 с изменением № 1	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0593-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ФГУП «ВНИИР» 11 мая 2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ТПР, входящих в состав системы, во всем диапазоне измерений;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений (СИ) с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений - «ФР.1.29.2017.26421»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 505 на ЦПС Ершового месторождения

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Юридический адрес: 142703, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2

Телефон (факс): (495) 221-10-50, (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тарховское» (ООО «Тарховское»)
ИНН 8603158634

Адрес: 628600, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, г. Нижневартовск, ул. Западный промышленный узел, Панель 16, д. 15-П

Почтовый адрес: 628611, Тюменская область, г. Нижневартовск, а/я 1004

Телефон (факс): (3466) 31-10-34, (3466) 31-10-36

E-mail: info@tarkh.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.