

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 569а
ОАО «НК «Янгпур»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур» (далее - система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти за отчетный интервал времени (измерение и регистрация массы нефти с нарастающим итогом).

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти.

При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчика-расходомера массового и результат измерений массы брутто получают непосредственно.

Массу нетто нефти измеряют как разность массы брутто нефти и общей массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами её компонентов.

В состав системы входят:

- блок измерительных линий;
- блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- пробозаборное устройство щелевого типа с лубрикатором;
- установка поверочная трубопоршневая, предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых;
- система обработки информации.

В системе применены следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые типа Micro Motion моделей DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG 050, H, LF модификации CMF300 (далее - CPM), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 13425-01, 13425-06;
- датчики температуры типа 644, 3144Р модификации 644, регистрационный № 39539-08;
- преобразователи давления измерительные типа 3051, регистрационный № 14061-04, 14061-10;
- преобразователи давления типа AUTROL мод. APT3100, APT3200 модификации APT 3100, регистрационный № 37667-08;
- преобразователь плотности жидкости измерительный типа 7835, 7845, 7846, 7847, модификации 7835, регистрационный № 15644-06;
- влагомеры нефти поточные типа УДВН-1пм, регистрационный № 14557-05, 14557-10;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный типа 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 модификации 7829, регистрационный № 15642-06;
- установка трубопоршневая типа «Сапфир МН» модификации «Сапфир МН»-100 (далее - ТПУ), регистрационный № 41976-09;

- комплекс измерительно-вычислительный типа «ИМЦ-03», регистрационный № 19240-05;

- термопреобразователи сопротивления платиновые типа 65, регистрационный № 22257-01, 22257-05, 22257-11;

- преобразователи измерительные к датчикам температуры типа 144, 244, 444, регистрационный № 14684-00;

- преобразователи измерительные типа 144Н, 244Е, 444, регистрационный № 14684-06.

В состав системы также входят показывающие средства измерений плотности, расхода, давления и температуры утверждённых типов.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, массовой доли воды в нефти;

- автоматизированное измерение массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды и плотности;

- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;

- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением ТПУ;

- контроль метрологических характеристик рабочего СРМ по контрольному СРМ;

- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора.

Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	B6D270DB

ПО АРМ оператора системы обеспечивает реализацию функций системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется установкой логинов и паролей.

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы, в том числе показатели точности, приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений массы нефти, т/ч	от 20 до 88
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (одна рабочая, одна контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти в системе, МПа	от 0,3 до 4,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура нефти, °С	от +5 до +35
Плотность нефти в течение года, кг/м ³	от 750 до 880
Вязкость кинематическая нефти при рабочей температуре, мм ² /с (сСт), не более	25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	периодический
Температура воздуха внутри помещений, °С: - блок-бокс - операторная	от +5 до +35 от +18 до +24
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380±38 220±22 50±1
Средний срок службы, год, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур», заводской № 210/2008	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур»	-	1 экз.
ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур» Методика поверки	МП 0679-14-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0679-14-2017 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002, максимальный расход нефти 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- 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 с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур», аттестована ФГУП «ВНИИР», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.0257-2013/156014-2017 от 30.10.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 569а ОАО «НК «Янгпур»

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15.03.2016 г. № 179 «Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

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

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

Изготовитель

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

Адрес: 142703, Московская область, Ленинский район, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, строение 10, комната 611

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

Телефон: +7(495) 221-10-50

Факс: +7(495) 221-10-51

E-mail: imsholding@imsholding.ru

Заявитель

Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Янгпур» (ОАО «НК «Янгпур») ИНН 7718887053

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический вал, д. 2 А

Телефон: +7(34936) 5-23-64

Факс: +7(34936)5-34-37

E-mail: office@yangpur.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

Web-сайт: vniir.org

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.