

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» ноября 2023 г. № 2391

Регистрационный № 78679-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярное» АО «Тюменнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярное» АО «Тюменнефтегаз» (далее – система) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти в автоматическом режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, 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 (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления 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.

В состав системы для измерений массы и показателей качества нефти входят следующие средства измерений утвержденного типа:

- расходомеры массовые Promass, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № (далее – регистрационный №) 15201-11, с датчиком F и электронным преобразователем 83 (далее – РМ);
 - датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P, регистрационный № 63889-16;
 - преобразователи измерительные 644, регистрационный № 14683-09, в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серий 65, регистрационный № 22257-05;
 - датчики давления Метран - 150, регистрационный № 32854-13, модели 150TG и модели 150CD;
 - преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 52638-13;
 - преобразователь плотности и расхода CDM, регистрационный № 63515-16, модификации CDM100P;
 - преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM, регистрационный № 62129-15, модели FVM;
 - влагомеры нефти поточные УДВН-1pm, регистрационный № 14557-15.
- В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07, регистрационный № 53852-13;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы с комплексом программного обеспечения «ФОРВАРД PRO» (основное и резервное).

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;

- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;

- проведение КМХ и поверки РМ с применением стационарной установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB, регистрационный № 62207-15, или по передвижной поверочной установке;

- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на СИКН не предусмотрено. СИКН присвоен заводской номер 703. Заводской номер указывается в инструкции по эксплуатации СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы.

ПО системы реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД PRO», сведения о которых приведены в таблице 1. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях системы в целях утверждения типа.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ оператора с комплексом ПО «ФОРВАРД PRO»			ПО ИМЦ-07 (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационны й номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	RX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	1B8C4675

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики системы, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 290 до 1231
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 системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3(2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление избыточное измеряемой среды, МПа	
- рабочее	от 0,33 до 1,80
- минимально допустимое	0,3
- максимально допустимое	2,2
- расчетное	2,5
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +20,0 до +40,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре плюс 20 °С мм ² /с (сСт), не более	23
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 730,0 до 895,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0

Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22, (однофазное)
- частота переменного тока, Гц	380 (трехфазное) 50±1
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С, не ниже	
- помещение блока технологического	+5
- помещение эталонной поверочной установки	+10
- помещение блока управления	+5
Наименование характеристики	Значение
Содержание свободного газа, %	не допускается
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярное» АО «Тюменнефтегаз», заводской № 703	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярное» АО «Тюменнефтегаз», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.46520.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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»)
ИИН 7736545870
Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное,
ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611
Адрес места осуществления деятельности: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А
Телефон: (495) 221-10-50
Факс: (495) 221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазметрология» (ООО «НГМ»)

Адрес: 308009, г. Белгород, ул. Волчанская д. 167

Телефон: +7(4722) 402-111, факс: +7(4722) 402-112

Сайт: www.oilgm.ru;

E-mail: info@oilgm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312851.