

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 535

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 535 (далее - система) предназначена для измерений массы товарной нефти при ее перекачке с ЦППН №3 Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» на ЦППН № 2 Вынгайхиского месторождения Филиал «Муравленковскнефть».

Описание средства измерений

Измерение массы нефти проводится прямым методом динамических измерений по ГОСТ Р 8.595.

Конструктивно система состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерения параметров качества нефти (БИК), блока обработки информации (БОИ) и блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).

На входном коллекторе системы установлены:

- устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517;
- преобразователь давления измерительный 40.4382 (Госреестр № 40494-09);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06).

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих, трех резервных и одной контрольной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены:

- струевыпрямитель;
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 400 (Госреестр № 45115-10);
- преобразователь давления измерительный 3051 (Госреестр № 24116-08);
- датчик температуры 644 (Госреестр № 39539-08);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ -4 №2 (Госреестр № 303-91);
- манометр МТИ (Госреестр № 1844-63);
- входная и выходная задвижки.

В рабочих и резервных измерительных линиях установлены фильтры и средства измерений разности давлений преобразователи давления измерительные 40.4382 (Госреестр № 40494-09).

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный 40.4385 (Госреестр № 40494-09);
- датчик температуры 644 (Госреестр № 39539-08);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ -4 №2 (Госреестр № 303-91);
- манометр МТИ (Госреестр № 1844-63).

В блоке измерения параметров качества нефти установлены:

- термостатирующее устройство;
- основной и резервный денсиметры Sarasota FD-960 (Госреестр № 19879-06);
- основной и резервный влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (Госреестр № 14557-10);
- основной и резервный автоматические пробоотборники "Стандарт-А" с блоком программного управления БПУ-А;
- основной и резервный ручной пробоотборник "Стандарт-Р";
- счетчик турбинный Норд-40М (Госреестр № 5638-02);
- основной и резервный индикатор фазового состояния ИФС-1В;
- блок подключения пикнометра;
- преобразователь давления измерительный 40.4385 (Госреестр № 40494-09);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Госреестр № 32460-06);

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ -4 №2 (Госреестр № 303-91);
- манометр МТИ (Госреестр № 1844-63).

В состав блока трубопоршневой поверочной установки входят:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная Daniel 550 (Госреестр № 20054-06);
- два датчика температуры 644 (Госреестр № 39539-08), установленные на входе и выходе установки поверочной трубопоршневой двунаправленной Daniel 550;
- два преобразователя давления измерительных 3051 (Госреестр № 14061-10), установленные на входе и выходе установки поверочной трубопоршневой двунаправленной Daniel 550.
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ -4 №2 (Госреестр № 303-91);
- манометр МТИ (Госреестр № 1844-63).

Система обработки информации состоит из основного и резервного комплексов измерительно-вычислительных сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОКТОПУС» (Госреестр № 22753-02) с АРМ оператора с программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН».

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть поступает в систему во входной коллектор блока измерительных линий, где проводятся измерения температуры и давления нефти преобразователями температуры и давления. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок измерения параметров качества нефти, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического пробоотборника и измерение содержания воды в нефти влагомером, температуры и давления нефти преобразователями температуры и давления, и плотности нефти денсиметром. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через рабочие (резервные) измерительные линии, где проводится измерение массы нефти счетчиками-расходомерами массовыми, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания, плотности нефти в виде электрических сигналов поступают в блок обработки информации. В блоке обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нетто нефти рассчитывается как разность массы брутто нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых в рабочих (резервных) измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через контрольную измерительную линию или ТПУ. Поверку счетчиков-расходомеров массовых проводят по ТПУ. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик и поверки производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях и ТПУ.

Система обеспечивает:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров нефти: температуры, давления, влагосодержания, плотности;
- контроль метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера массового по контрольному счетчику-расходомеру массовому или ТПУ;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы состоит из программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОКТОПУС» (далее – ПО ИВК «ОКТОПУС») и программного обеспечения АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН» (далее – ПО «Rate АРМ оператора УУН»).

ПО ИВК «ОКТОПУС» предназначено для:

- обработки сигналов, поступающих от первичных преобразователей и преобразования результатов измерений входных сигналов в значения физических величин;

- аппроксимация характеристик измерительных преобразователей;
- контроля значений величин, звуковой сигнализации и печати сообщений о выходе измеренных и вычисленных значений за установленные пределы;
- вывода на печать оперативных, сменных, суточных отчетов, результатов измерений при поверке (контроле метрологических характеристик);
- определения и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода;
- управления работой автоматического пробоотборника;
- вычисление средних значений температуры, давления, плотности и содержания воды.

ПО ИВК «ОКТОПУС» обеспечивает вычисление параметров:

- суммарный массовый расход по системе;
- массу брутто и массу нефти прошедшие через систему.

ПО ИВК «ОКТОПУС» обеспечивает защиту информации системой паролей.

ПО ИВК «ОКТОПУС» имеет свидетельство № 22753-02 об аттестации программного обеспечения средств измерений «Измерительно-вычислительный комплекс «ОСТОПУС», прикладное программное обеспечение», выданное ФГУП ГНМЦ «ВНИИР».

ПО «Rate АРМ оператора УУН» предназначено для:

- индикации результатов измерений на показывающем устройстве (дисплее);
- формирования паспорта качества;
- сохранение в архиве измеренных и вычисленных значений.

ПО АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН» имеет свидетельство № 143702-07 об аттестации программного обеспечения средств измерений «Rate АРМ оператора УУН», выданное ФГУП ГНМЦ «ВНИИР».

Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС»	Измерительно-вычислительный комплекс «ОСТОПУС», прикладное программное обеспечение	1.04	-	-
ПО «Rate АРМ оператора УУН»	«Rate АРМ Оператора УУН»	2.0.1.10	-	-

Вычисление цифрового идентификатора ПО и вывод его значения на показывающее устройство системы не проводится.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Измеряемая среда

Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч

Рабочий диапазон температуры нефти, °С

товарная нефть по ГОСТ Р 51858;

от 120 до 750;

от +10 до +40;

Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 790 до 835;
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти при 20 °С, мм ² /с (сСт)	от 3,7 до 6,2;
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,2 до 4,2;
Объемная доля воды фв, % объемные	до 0,8;
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	не более 900;
Массовая доля механических примесей, % массовые	до 0,05;
Свободный газ	отсутствует;
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы, %	
- брутто нефти	±0,25%;
- нетто нефти	±0,35%;
Электропитание:	
- напряжение питающей сети, В	380/220±10%;
- частота питающей сети, Гц	50±1;
Температура окружающей среды, °С	
- блок измерительных линий	от -40 до +40;
- блок контроля качества	от +10 до +30;
- блок обработки информации	от +15 до +25;
- блок фильтров	от -40 до +40;
- ТПУ	от -10 до +40.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (шт.)
Система	1
Методика поверки	1
Паспорт	1
Комплект эксплуатационных документов на составные части	1

Поверка

осуществляется в соответствии с методикой поверки МП 47658-11 «Система измерений количества и показателей качества нефти № 535. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 21.10.2010 г.

Основные средства поверки:

- поверочная установка 1 разряда по ГОСТ 8.510, диапазон объемного расхода от 100 до 550 м³/ч;
- установка для поверки влагомеров нефти УПВ ТУ 4318-021-25567981-2002;
- эталонный платиновый термометр сопротивления 2-го разряда;
- манометр грузопоршневой МП-60 II-разряда по ГОСТ 8291-83;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

Сведения и методиках (методах) измерений:

Методика измерений «Масса нефти. Методика измерений системой измерения количества и показателей качества нефти № 535».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 535:

1. ГОСТ Р 8.595-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
2. ГОСТ 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
3. ГОСТ Р 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.
4. Система измерений количества и показателей качества нефти № 535. Методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»
Россия, 629805 г. Ноябрьск ул. Ленина 59/87.
т. (3496) 377771.

Заявитель

ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»
Юр. адрес: 450078, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Владивостокская, 1а
Фактический адрес: 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цурюпы, 40, 3 этаж (правое крыло).
Почтовый адрес: 450078, Республика Башкортостан, г. Уфа, а/я 353.
Тел. (437) 246-16-38, 246-16-39, 246-16-46.
Факс (347) 295-92-47.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений
ФГУП «ВНИИМС». Регистрационный номер 30004-08.
Россия, 119361, Москва, ул. Озерная, 46.
тел. (495) 437-56-66,
факс. (495) 437-55-77.

Заместитель

Руководителя
Федерального
агентства по техническому ре-
гулированию и метрологии

М.п.

Е.Р. Петросян

« ____ » _____ 2011 г.