



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.004.A № 43744

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 535

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **35**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г.Ноябрьск, Тюменская обл.

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47658-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47658-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **05 сентября 2011 г. № 4747**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р. Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001697

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.