

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –
Заместитель директора
ФГУ "Тюменский ЦСМ"



В.П. Жданов

Система измерения количества нефти на коммерческом узле учета нефти УУН № 568 ДНС-2 Присклонового месторождения	Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный номер <u>23824-02</u>
---	--

Изготовлена по технической документации ЗАО ИПФ "АСУ-нефть", г. Тюмень;
заводской номер 016

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерения количества нефти на коммерческом узле учета нефти УУН № 568 ДНС-2 Присклонового месторождения (далее СИКН) предназначена для измерения массы нефти, закачиваемой в магистральный трубопровод ОАО "Сибнефтепровод", при торговых операциях и взаимных расчетах между ОАО "Пурнефтегазгеология" и ОАО "Сибнефтепровод".

2 ОПИСАНИЕ

СИКН обеспечивает:

- измерение массы брутто нефти;
- измерение технологических параметров узла учета: давления, температуры нефти в измерительных линиях и в линии качества;
- измерение массовой доли воды в нефти;
- измерение плотности нефти;
- измерение расхода нефти в линии качества;
- управление автоматическими пробоотборниками;
- полуавтоматическое управление поверкой преобразователей массового расхода и вычисление результатов поверки;
- полуавтоматическое управление контролем метрологических характеристик преобразователей массового расхода и вычисление результатов контроля;
- вычисление массы нетто нефти.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий, состоящий из трех измерительных линий, в каждой из которых установлены: первичный преобразователь массового расхода Micro Motion модели CMF-300 Elite (далее ПМР) в комплекте с полевым преобразователем RFT 9739, преобразователь давления Метран-55-Вн-ДИ и преобразователь температуры ТСПУ-205Ех;
- линия контроля качества, в которую входят: пробозаборное устройство щелевого типа, преобразователь давления Метран-55-Вн-ДИ, преобразователь температуры ТСПУ-

205Ех, поточный влагомер УДВН-1ПМ, поточный преобразователь плотности Solartron-7835В, автоматический пробоотборник "Стандарт-А" со встроенным диспергатором, турбинный преобразователь расхода ПТФ-020 Ду 20 мм.

- измерительно-вычислительный комплекс "СУРГУТ-УНм" заводской номер 016 на базе программируемого логического контроллера серии "SYSTEM 2000" (далее ИВК);

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе ПК IBM класса Pentium III и программного комплекса "Сургут-УНм";

Первичные измерительные преобразователи, ИВК и АРМ оператора соединены между собой проводными линиями связи.

Измерительные преобразователи соединены с ИВК проводными линиями связи.

Вид сигналов, передаваемых от измерительных преобразователей к ИВК:

- от преобразователей массового расхода – цифровой кодовый сигнал с использованием интерфейса RS485 и протокола ModBUS;

- от преобразователей температуры, давления, вторичного прибора поточного влагомера – унифицированный токовый сигнал 4 – 20 мА;

- от поточных преобразователей плотности и преобразователя расхода в линии качества – частотный сигнал;

Принцип работы СИКН основан на применении прямого метода измерения массы нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 26976-86. Масса нефти, проходящей через измерительные линии, измеряется преобразователями массового расхода. Измерительная информация передается на ИВК. Одновременно на ИВК от вторичного прибора поточного влагомера поступают данные об объемной доле воды в нефти. Данные об остальных показателях балласта (массовая доля механических примесей и хлористых солей) определяются лабораторным методом и периодически вносятся в память ИВК с клавиатуры ПЭВМ оператора. ИВК производит автоматический расчет массы брутто и нетто нефти и выдает результаты измерений на монитор ПЭВМ оператора, а также формирует отчетную документацию по формам, предусмотренным РД 153-39.4-042-99.

В течение измерительного процесса СИКН контролирует параметры измеряемой нефти, степень загазованности в блоке измерительных линий.

СИКН выполнена в блочном исполнении.

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.1 В состав СИКН входят следующие измерительные каналы:

- интерфейс RS 485:
 - измерение массы по линиям 1-3 1
- аналоговые:
 - измерение давления 6
 - измерение температуры 6
 - измерение объемной доли воды в нефти 2
- частотные (импульсные):
 - измерение плотности 1
 - измерение массы в режиме поверки 3
 - измерение расхода в линии качества 1

3.2 Метрологические характеристики измерительных каналов системы:

Пределы измерений

- массового расхода нефти	от 40 до 120 т/ч
- рабочего давления измеряемой нефти	от 0,5 до 3,3 МПа
- температуры измеряемой нефти	от 0 до + 50 °С
- объемной доли воды в нефти	от 0,05 до 1 %
- плотности нефти	от 780 до 840 м ³ /ч
- пределы относительной погрешности измерения массы брутто	± 0,25 %
- пределы приведенной погрешности измерения давления	± 0,25 %
- пределы абсолютной погрешности измерения температуры	± 0,2 °С
- пределы приведенной погрешности измерения объемной доли воды в нефти	± 4,0 %
- пределы абсолютной погрешности измерения плотности	± 0,36 кг/м ³
- пределы относительной погрешности вычисления суммарной массы брутто и нетто по узлу учета нефти	± 0,02 %

3.3 СИКН эксплуатируется при следующих условиях окружающей среды:

- температура окружающего воздуха:	
для первичных измерительных преобразователей	от минус 45 до + 40 °С
для ИВК	от 10 до 35 °С
- относительная влажность окружающего воздуха:	
для первичных измерительных преобразователей	до 98 %
для ИВК	до 85 %
- режим работы	непрерывный
- номинальное напряжение питания переменного тока	220 В ^{+10 %} _{-15 %}
частотой	(50 ± 1) Гц
- мощность, потребляемая ИВК (исключая ПЭВМ)	не более 120 ВА

4 ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа: 025.43121843-УУН (ПН)-РЭ "Система измерения количества нефти на коммерческом узле учета количества нефти № 568 ДНС-2 Присклонового месторождения. Руководство по эксплуатации".

5 КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН приведена в таблице

Наименование и тип средства измерений или оборудования, входящего в СИКН	Кол.
1	2
Массовый расходомер Micro Motion CMF-300 Elite в комплекте с полевым преобразователем RFT 9739; относительная погрешность ± 0,25 %	3
Преобразователь давления "Метран-55-Вн-ДИ" с пределами измерений от 0 до 4,0 МПа, класс точности 0,25	6
Преобразователь температуры ТСПУ-205Ех с пределами измерений от 0 до + 50 °С и допускаемой погрешностью ± 0,2 °С	6

Продолжение таблицы

Влагомер поточный УДВН-1ПМ с верхним пределом измерений 1,0 % и пределами приведенной погрешности $\pm 4,0 \%$	2
Пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85 с лубрикатором	1
Пробоотборник автоматический "Стандарт-А" с герметичным контейнером и встроенным диспергатором	2
Поточный измерительный преобразователь плотности Solartron-7835В с пределами измерений от 780 до 840 кг/м ³ и абсолютной погрешностью $\pm 0,36$ кг/м ³	1
Турбинный преобразователь расхода в линии качества типа ПТФ-020 Ду 20 мм	1
Комплекс измерительно-вычислительный "Сургут-УНм" заводской номер 016 на базе контроллера серии "SYSTEM 2000"	1
АРМ оператора на базе ПК IBM Pentium III и программного комплекса "Сургут-УНм"	1
Руководство пользователя 025.43121843-УУН(ПМ)-02	1
Методика поверки	1

6 ПОВЕРКА

Поверку СИКН осуществляют в соответствии с методикой поверки "Рекомендация. ГСИ. Система измерения количества нефти на коммерческом узле учета количества нефти № 568 ДНС-2 Присклонового месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУ "Тюменский ЦСМ" в мае 2002 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- Магазин сопротивлений Р4831;
 - Вольтметр В1-12;
 - Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38;
 - Счетчик программный реверсивный Ф5264 ТУ 25-04-2271-73;
 - Манометр грузопоршневой МП-60 ГОСТ 8291-83;
 - Термостат с погрешностью воспроизведения температуры 0,05 °С.
 - Трубопоршневая установка 1 или 2 разряда с диапазоном расходов от 10 до 100 м³/ч;
 - Образцовый поточный преобразователь плотности с погрешностью измерений не более $\pm 0,2$ кг/м³ в диапазоне плотностей от 750 до 850 кг/м³;
- Генератор импульсов Г5-54;
- Омметр цифровой с погрешностью измерения не более $\pm 0,01 \%$.
- Межповерочный интервал СИКН 1 год.

7 НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 26976-86. Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.

РД 153-39.4-042-99. Руководящий документ. Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Минтопэнерго, 2000.

МИ 2463-98 Массомеры "MICRO MOTION" фирмы "FISHER ROSEMOUNT".

Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности. ГНМЦ ВНИИР 1998 г.

МИ 2366-96. Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки.

МИ 2403-97. Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "СОЛАРТРОН" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система измерения количества нефти на коммерческом узле учета нефти УУН № 568 ДНС-2 Присклонового месторождения соответствует требованиям программы испытаний для целей утверждения типа и распространяющейся на нее нормативной и технической документации: ГОСТ 26976-86; РД 153-39.4-042-99.

Владелец системы:

ОАО "Пурнефтегазгеология", г. Тарко-Сале Тюменской области, Пуровский район.

Изготовитель:

ЗАО ИПФ "АСУ-нефть", г. Тюмень, ул. Новаторов, 12; тел/факс (3452) 21 03 50;
E-mail: asuneft@sbtx.tmn.ru.

Генеральный директор ЗАО ИПФ "АСУ-нефть"



Т.Н. Печенкина