

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ –
директор Тюменского ЦСМ



В.В.Вагин

| | |
|---|--|
| Система измерения количества и качества нефти (УУН № 201) Кальчинского нефтепромысла | Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный номер <u>21794-01</u> |
|---|--|

Изготовлена по технической документации:

- ЗАО "Сибнефтеавтоматика", г. Тюмень,
- ОАО "Тюменнефтегаз", г. Тюмень;
- ООО "ТРЭИ ГМБХ", г. Пенза

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерения количества и качества нефти (УУН-201) Кальчинского нефтепромысла (далее СИКН) предназначена для измерения массы нефти, закачиваемой в магистральный трубопровод ОАО "Сибнефтепровод", при торговых операциях и взаимных расчетах между ОАО "Тюменнефтегаз" и ОАО "Сибнефтепровод".

2 ОПИСАНИЕ

Система состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий с ветвью качества, в котором смонтированы 4 первичных преобразователя массового расхода "Promass 63" (далее ПМР), датчики давления, температуры, объемного влагосодержания;
- комплекса измерительно-вычислительного на базе устройств программного управления TREI-5B (далее ЦБОИ);
- автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора на базе ПЭВМ класса Pentium и программно-технического комплекса "Круг-2000".

Блоки системы соединены между собой проводными линиями связи.

Вид сигналов:

- между первичными преобразователями и ЦБОИ – унифицированный токовый сигнал 4 – 20 мА и цифровой кодовый сигнал по известному протоколу обмена (для ПМР);
- между ЦБОИ и ПЭВМ оператора – цифровой кодовый сигнал по согласованному протоколу обмена.

Принцип работы СИКН основан на применении массового динамического метода измерения массы нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 26976-86. Масса нефти, проходящей через измерительные линии, измеряется преобразователями массового расхода ПМР. Измерительная информация передается на ЦБОИ. Одновременно на ЦБОИ поступают данные об объемной доле воды в нефти, полученные с помощью поточных преобразователей (далее влагомеры). Данные об остальных показателях балласта (массовая доля механических примесей и хлористых солей) определяются лабораторным методом и периодически заносятся в память ЦБОИ с клавиатуры ПЭВМ оператора. СИКН 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.

Конструктивными особенностями СИКН является блочное исполнение и размещение ЦБОИ вблизи блока измерительных линий.

В состав СИКН входят следующие измерительные каналы:

| | |
|---|---|
| - каналы измерения массы нефти | 4 |
| - каналы измерения давления | 4 |
| - каналы измерения температуры | 4 |
| - каналы измерения объемной доли воды в нефти | 2 |
| - канал измерения перепада давления | 1 |

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измерений

| | |
|---|--------------------|
| - массового расхода нефти | от 35 до 110 т/ч |
| - рабочего давления измеряемой нефти | от 1,2 до 3,0 МПа |
| - температуры измеряемой нефти | от + 20 до + 40 °С |
| - объемной доли воды в нефти | от 0 до 2 % |
| - пределы относительной погрешности измерения массы брутто | ± 0,25 % |
| - пределы относительной погрешности измерения давления | ± 0,6 % |
| - пределы абсолютной погрешности измерения температуры | ± 0,2 °С |
| - пределы погрешности измерения объемной доли воды в нефти, приведенные к пределу измерения | ± 4,0 % |
| - пределы относительной погрешности вычисления суммарной массы брутто и нетто по узлу учета нефти | ± 0,02 % |

СИКН эксплуатируется при следующих условиях окружающей среды:

| | |
|---|------------------------|
| - температура окружающего воздуха: | |
| для средств измерений блока измерительных линий | от минус 45 до + 40 °С |
| для ЦБОИ | от 0 до 50 °С |
| - относительная влажность окружающего воздуха: | |
| для средств измерений блока измерительных линий | до 98 % |
| для ЦБОИ | до 85 % |
| - режим работы | непрерывный |
| - номинальное напряжение переменного тока | 220 В |
| частотой | (50 ± 1) Гц |
| - мощность, потребляемая ЦБОИ | не более 120 ВА |

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист "Инструкции по эксплуатации системы измерения количества и качества нефти (УУН № 201) на Кальчинском нефтяном промысле".

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН приведена в таблице

| Наименование и тип средства измерений или оборудования, входящего в СИКН | Кол. |
|--|------|
| Преобразователь массового расхода "Promass 63" Ду 50 мм, Ру 6,3 МПа | 4 |
| Датчик давления "Метран-22-ДИ" с пределами измерений 4,0 МПа, класс 0,25 | 4 |
| Датчик температуры ТСП-100П класса А с пределами измерений от минус 50 до + 50 °С | 4 |
| Датчик дифференциального давления "Сапфир-22-ДД-ВМ" класса точности 0,5 с пределами измерений 0,4 МПа | 1 |
| Влагомер поточный УДВН-1П с пределами измерений до 2 % и пределами приведенной погрешности $\pm 4,0$ % | 2 |
| Пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85 с лубрикатором | 1 |
| Пробоотборник автоматический с герметичным контейнером АПЭ-М2 | 2 |
| Диспергатор по ГОСТ 2517-85 | 2 |
| Комплекс измерительно-вычислительный на базе устройств программного управления TREI-5B | 1 |
| Инструкция по эксплуатации | 1 |
| Методика поверки | 1 |
| АРМ оператора на базе ПЭВМ "Pentium" и программно-технического комплекса "Круг-2000" | 1 |

ПОВЕРКА

Поверку СИКН осуществляют в соответствии с методикой поверки "Инструкция. ГСИ. Система измерения количества и качества нефти (УУН-201) Кальчинского нефтепромысла. Методика поверки", утвержденной ГЦИ СИ Тюменского ЦСМ в июле 2001 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- Генератор сигналов низкочастотный ГЗ-110;
- Генератор сигналов низкочастотный ГЗ-118;
- Магазин сопротивлений Р4831;
- Вольтметр универсальный В7-21;
- Частотомер электронно-счетный ЧЗ-38;
- Счетчик программный реверсивный Ф5007;

- Источник питания постоянного тока Б5-30;
 - Калибратор давления с относительной погрешностью не более 0,1 % в диапазоне давлений до 3,0 МПа;
 - Калибратор температуры с погрешностью не более 0,05 °С в диапазоне от 0 до 50 °С;
 - Трубопоршневая установка 2 разряда с диапазоном расходов до 100 м³/ч;
 - Образцовый поточный преобразователь плотности с погрешностью измерений не более $\pm 0,2$ кг/м³ в диапазоне плотностей от 800 до 900 кг/м³.
- Межповерочный интервал 1 год.

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система измерения количества и качества нефти (УУН № 201) Кальчинского нефтепромысла соответствует требованиям распространяющейся на нее нормативно-технической документации ГОСТ 26976-86, РД 153-39.4-042-99 и технической документации изготовителя.

Изготовитель:

ОАО "Тюменнефтегаз",

г. Тюмень, ул. Ленина, 67, тел. (3452) 46 33 25;

/И.О. Генерального директора ОАО "Тюменнефтегаз"



С.А. Осипов