



СОБЛАСОВАННО

Руководитель ГЦИ СИ –
директор ФГУ «Тюменский ЦСМ»

В.В. Вагин

2007 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 562 ПСП «Демьянская» ОАО «Тюменнефтегаз»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>37077-08</u> Взамен
---	---

Изготовлена по технической документации: ОАО «Тюменнефтегаз», г. Тюмень.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 562 ПСП «Демьянская» ОАО «Тюменнефтегаз» (далее СИКН) предназначена для измерения массы нефти, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

СИКН установлена на территории ПСП «Демьянская», Уватский район, Тюменской области и служит для коммерческого учета нефти, сдаваемой в систему АК «Транснефть» ОАО «Сибнефтепровод» филиалу «Тобольское управление магистральных нефтепроводов».

Вид климатического исполнения УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

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 (БИЛ), состоящий из:

двух измерительных линий (ИЛ), из которых одна резервная, оснащенных счетчиками массового расхода (далее массомеры) Micro Motion типа CMF 300 с пределом допускаемой относительной погрешности измерения массы $\pm 0,25\%$, с запорно-регулирующей арматурой с местным и дистанционным управлением;

преобразователей измерительных фирмы "Fisher Rosemount" модели 644 с пределом измерений от 0 до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$, класса точности 0,2, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006;

преобразователей давления измерительных "Fisher Rosemount" модели 3051 TG с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса точности 0,25;

датчиков давления "Метран-100ЕХ ДД" с верхним пределом измерений 160 кПа, класса точности 0,5;

регулятора расхода нефти типа УЭРВ.

Блок измерения показателей качества нефти (БИК), включающий:

преобразователь плотности жидкости измерительный Solartron модели 7835 с диапазоном измерений от 700 до 900 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³;

преобразователь измерительный "Fisher Rosemount" модели 644 с пределом измерений от 0 до +100 °С, класса точности 0,25, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006;

счетчик нефти турбинный типа МИГ-50; предел допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов ± 2 %;

преобразователь давления измерительный "Fisher Rosemount" модели 3051TG с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса точности 0,25;

два влагомера нефти поточных УДВН-1пм с верхним пределом измерений 2 % и пределом абсолютной погрешности $\pm 0,05$ % (в единицах объемной доли воды);

пробозаборное устройство щелевого типа DN 150 по ГОСТ 2517-85;

автоматические пробоотборники "Стандарт-АЛ-50";

В БИК предусмотрено место и технологическая обвязка для подсоединения рабочего эталона плотности нефти.

Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), включающий:

ТПУ первого разряда с диапазоном расходов от 20 до 300 м³/ч;

преобразователи давления измерительные "Fisher Rosemount" модели 3051S с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса точности 0,25;

преобразователи измерительные "Fisher Rosemount" модели 3144Р с пределом измерений от 0 до +100°С, класса точности 0,2, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006;

Блок управления, включающий:

систему обработки информации на базе ИВК "Сургут-УНм" с пределом допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;

вторичный блок поточного влагомера УДВН-1пм;

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

локальную систему автоматики вспомогательных систем: контроль и управление запорной арматурой БИЛ, БИК, ТПУ, вытяжной вентиляции, контроль загазованности помещений ТПУ, БИЛ, контроль уровня в емкостях сбора утечек и дренажа;

Основные технические характеристики СИКН:

Пределы измерений:

массового расхода нефти по каждой ИЛ	от 50 до 170 т/ч
давления	от 0,3 до 3,6 МПа
перепада давления (верхний предел)	до 0,16 МПа
температуры	от + 20 до + 50 °С
плотности	от 700 до 900 кг/м ³
объемной доли воды в нефти	до 2 %

Основные метрологические характеристики:

Пределы допускаемой относительной погрешности:

измерения массы брутто нефти	± 0,25 %
измерения массы нетто нефти	± 0,35 %
измерения расхода нефти в линии качества	± 2,0 %
вычисления массы нетто нефти	± 0,02 %

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерения:

давления	± 0,3 %
перепада давления	± 0,5 %

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения:

температуры	± 0,2 °С
плотности	± 0,3 кг/м ³
объемной доли воды в нефти	± 0,05 %

Условия эксплуатации:

температура окружающего воздуха:

для первичных преобразователей измерительных	от + 5 до + 30 °С
для блока управления	от + 15 до + 30 °С

относительная влажность окружающего воздуха:

для первичных преобразователей измерительных	до 98 %
для блока управления	до 85 %

Режим работы непрерывный

Напряжение питания переменного тока 220 В^{+10%}_{-15%}

Частота напряжения питания (50 ± 1) Гц

Вид измерительной системы в соответствии с классификацией ГОСТ Р 8.596-2002: ИС-2.

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

Вид сигналов, передаваемых от измерительных преобразователей к ИВК:

- 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. Измерительная информация передается на ИВК. Одновременно на ИВК от вторичных приборов поточного влагомера и поточного плотномера поступают данные об объемной доле воды в нефти и плотности 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 «Рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» Минпромэнерго, 2005 г.

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

СИКН выполнена в блочном исполнении.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа «Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 562 ПСП «Демьянская» ОАО «Тюменнефтегаз» методом штемпелевания.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН приведена в таблице

Наименование и тип средства измерений или оборудования, входящего в СИКН	Кол.
1	2
<i>Блок измерительных линий</i>	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF-300 с пределом допускаемой относительной погрешности измерения массы $\pm 0,25$ %, Госреестр № 13425-06	2
Преобразователь давления измерительный "Fisher Rosemount" модели 3051 TG с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса допуска 0,25, Госреестр № 14061-04	2
Датчик давления "Метран-100ЕХ ДД" с верхним пределом измерений 160 кПа, класса точности 0,5, Госреестр № 17896-05	1
Преобразователь измерительный фирмы "Fisher Rosemount" модели 644 с пределом измерений от 0 до +100 °С с пределом абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С, Госреестр №14683-04, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006	2
<i>Блок контроля качества нефти</i>	
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм с верхним пределом измерений 2 % и пределом абсолютной погрешности $\pm 0,05$ % (в единицах объемной доли воды), Госреестр № 14557-05	2
Пробозаборное устройство щелевого типа DN 150 по ГОСТ 2517-85	1

Продолжение таблицы

1	2
Пробоотборник автоматический "Стандарт-АЛ-50"	
Преобразователь плотности жидкости измерительный Solartron модели 7835 с диапазоном измерений от 700 до 900 кг/м ³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ , Госреестр № 15644-06	2
Преобразователь измерительный "Fisher Rosemount" модели 644 с пределом измерений до +100 °С, класса точности 0,2, Госреестр № 14683-04, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006	1
Преобразователь давления измерительный "Fisher Rosemount" модели 3051TG с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса точности 0,25, Госреестр № 24116-02	1
Счетчик нефти турбинный типа МИГ-50; предел допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов ± 2 %, Госреестр № 26676-04	1
<i>Блок трубопоршневой установки</i>	
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная 1 разряда с диапазоном расходов от 20 до 300 м ³ /ч, Госреестр № 12888-99	1
Преобразователь давления измерительный "Fisher Rosemount" модели 3051S с верхним пределом измерений 4,0 МПа класса точности 0,25, Госреестр № 24116-04	1
Преобразователь измерительный "Fisher Rosemount" модели 3144Р с пределом измерений от 0 до +100°С, класса точности 0,2, в комплекте с термопреобразователями сопротивления Pt 100 класса допуска А по ГОСТ Р 8.625-2006	1
<i>Блок управления</i>	
Система обработки информации на базе ИВК "Сургут-УНм" с пределом допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %, Госреестр № 25706-03	1
Вторичный блок поточного влагомера УДВН-1пм	2
Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе ПК IBM класса Pentium III и программного комплекса "Сургут-УНм";	1

ПОВЕРКА

Поверку СИКН осуществляют в соответствии с документом "Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 562 ПСП "Демьянская". Методика поверки", согласованным ГЦИ СИ ФГУ "Тюменский ЦСМ" в июле 2007 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 $\pm 0,3$ кг/м³ в диапазоне плотностей 700 ... 900 кг/м³;
- Генератор импульсов Г5-54;
- Омметр цифровой с погрешностью измерения не более $\pm 0,01$ %.

Межповерочный интервал СИКН 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 562 ПСП "Демьянская" ОАО "Тюменнефтегаз" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО "Тюменнефтегаз", 625000, г. Тюмень, ул. Ленина, 67,.

тел. (3452) 49-99- 32, факс, 49-95-35.

Организация-заявитель: ООО "Сервисная компания "Автоматизация технологических систем" (ООО СК "АТС"), г. Тюмень.

Руководитель организации -заявителя:

Генеральный директор ООО СК "АТС"



В.Н. Карандин