



СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ

ВНИИМ им. Д. И. Менделеева”

В. С. Александров

2004 г.

Система измерений количества и показателей качества нефти ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» ДНС-7 Возейского месторождения	Внесен в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>24629-04</u>
--	--

Система измерений количества и показателей качества нефти изготовлена по технической документации фирмы ОАО «ИМС», Москва, Россия, Зав. № 393.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти (далее - СИКН) ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» ДНС-7 Возейского месторождения, зав. № 393, предназначена для измерений массы перекачиваемой через нее нефти в трубопровод «Харьяга – УПН Уса» и применяется при учетно-расчетных операциях между ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» и ООО «Лукойл-Коми».

ОПИСАНИЕ

СИКН ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» ДНС-7, зав. № 393, состоит из измерительных каналов, включающих четыре измерительные преобразователи расхода жидкости турбинные (далее - ТТР), два ТТР- рабочие, один ТТР - резервный и один ТТР - контрольный, преобразователей плотности, влагомера и измерительных преобразователей температуры и давления, размещенных в различных точках контролируемого потока нефти, соединенные линиями связи с устройством обработки информации (далее - УОИ). Для визуального контроля температуры и избыточного давления перекачиваемой нефти СИКН снабжена показывающими термометрами и манометрами. Информацию о параметрах качества нефти, получаемую в лаборатории, применяют при вычислениях массы нетто нефти.

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти путем прямых измерений объема с помощью ТТР и плотности – с помощью поточных преобразователей плотности (далее – ПП). Массу нефти определяют как произведение объема и плотности нефти, значения которых приведены к стандартным условиям (температуре - 20 °С (или 15 °С) и нулевому избыточному давлению). По результатам измерений объемной доли воды, массовых долей хлористых солей и механических примесей в нефти, измеренных в ХАЛ по объединенной пробе, рассчитывают массу балласта нефти. Массу нетто нефти рассчитывают, как разность массы нефти и массы балласта.

Конструктивно СИКН выполнена в блочно-модульном исполнении. Блок-бокс СИКН расположен на специальном фундаменте и оборудован обогревом с регулятором температуры и вытяжной вентиляцией. СИКН включает в себя следующие функциональные блоки:

- блок фильтра - БФ;
- блок измерительных линий - БИЛ;
- блок контроля качества - БКК;
- устройство обработки информации - УОИ.

БФ предназначен для защиты оборудования от механических примесей и состоит из жидкостного фильтра для очистки нефти, установлен на входе измерительных линий, с устройством для контроля перепада давления.

БИЛ предназначен для непрерывных измерений объёмного расхода нефти, проходящей по измерительным линиям (далее – ИЛ), и включает две рабочие измерительные линии, одну – резервную линию, одну контрольную линию, содержащих ТПР типа HELIFLU TZ80-140 фирмы "Faure Herman" с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15\%$. На каждой ИЛ установлены приборы местного контроля давления – манометры класса точности не ниже 0,6.

БКК предназначен для циклического (раз в сутки, с партии) и автоматического отбора проб нефти. Предусмотрен ручной отбор проб. Контейнеры с отобранной пробой нефти поступают в ХАЛ для определения параметров качества нефти. Кроме того в БКК предусмотрено место для подключения напорных пикнометров, применяющихся для проверки поточных ПП, и установки для определения содержания свободного газа УОСГ-100М.

УОИ построена на базе вычислителя расхода типа «Omni 6000», персонального компьютера и источника бесперебойного питания.

Сооружения СИКН по пожароопасности согласно ВНПТ-3 и СНиП2.09.002 относятся к категории Б; по взрывоопасности – к категории В1А.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики СИКН ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», зав. № 393, приведены в табл.1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значения характеристики
Диапазон измерительного канала объёмного расхода, м ³ /ч	от 20 до 150
Диапазон измерительного канала плотности, кг/м ³	от 700 до 1100
Диапазон измерительного канала избыточного давления, МПа	от 0,0 до 5,5
Диапазон измерительного канала температуры, °С	от 20 до 80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных канала объёмного расхода, %	$\pm 0,15$
Границы относительной погрешности измерений массы брутто нефти при доверительной вероятности 0,95, %	$\pm 0,25$
Границы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти при доверительной вероятности 0,95, %	$\pm 0,35$
Границы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при доверительной вероятности 0,95, %	$\pm 0,50$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного канала плотности, %	$\pm 0,03$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала избыточного давления, %	$\pm 0,6$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С	$\pm 0,2$
Габаритные размеры БИЛ, БКК, БФ, мм, не более:	
длина	10000
ширина	9000
высота	3000
масса, кг	30000

Условия эксплуатации:

диапазон объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 20 до 280
диапазон давления нефти, МПа	от 0,4 до 4,0
диапазон температуры нефти, °С	от 20 до 80
диапазон температур окружающей среды, °С	от 5,0 до 50
диапазон относительной влажности (без конденсации), %	от 5,0 до 95
напряжение питающей сети, В	220/380 (-15+10) %
частота, Гц	50± 1
потребляемая мощность, кВА, не более	10
режим работы СИКН	непрерывный

Рабочие параметры перекачиваемой нефти:

диапазон плотности при 20 °С, кг/м ³	от 815 до 845
диапазон кинематической вязкости при 20 °С, мм ² /с	от 1 до 25
массовая доля воды, %, не более	4,0
массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	250
давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
массовая доля парафина в нефти, % не более	6,0
массовая доля асфальтенов в нефти, % не более	1,4
объемное содержание свободного газа в жидкости, %	до 0,1
массовая доля серы, % не более	0,7 %

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации СИКН.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», зав.№ 393:

1).Блок фильтров (далее–БФ):

- фильтры "Plenty" Ду 6" (2 шт.);
- датчик разности давлений Метран-44-Ех-ДД;
- манометры точных измерений МТИ-1246 по ТУ25.05.1481-77, класс точности 1,0 (4 шт.);
- запорная арматура.

2).Блок измерительных линий (далее–БИЛ):

- преобразователи расхода жидкости турбинные (далее–ТПР) HELIFLU TZ80-140 фирмы "Fauger Herman" (4 шт.), пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти устанавливаются по результатам поверки;
- преобразователи давления измерительные 3051 TG фирмы "Fisher-Rosemount", пределы допускаемой приведенной погрешности ± 0,5 % (4 шт.);
- термопреобразователи сопротивления платиновые с измерительными преобразователями 244ЕН фирмы "Fisher-Rosemount" , пределы допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С (4 шт.);

- манометры точных измерений МТИ-1246 по ТУ25.05.1481-77, класс точности 0,6 (4 шт.);
- термометры стеклянные ртутные тип ТЛ-4 № 2, диапазон измерений от 0 до 55 °С, цена деления 0,1 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С по ТУ25-2021.003-98 (4шт);
- регулирующая и запорная арматура.

3). Узел подключения блока измерений параметров качества нефти (далее–БИК):

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517;
- пробоотборник автоматический "Jiskoot" модели 210;
- преобразователь давления измерительный 3051 TG фирмы "Fisher-Rosemount", пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;
- манометр точных измерений МТИ-1246 по ТУ25.05.1481-77, класс точности 1,0;
- регулирующая и запорная арматура.

4). БКК:

- влагомер нефти поточный (далее–ПВ) модели LC фирмы "Phase Dynamics Inc." с пределом допускаемой абсолютной погрешности не более 0,1 %;
- преобразователи плотности измерительные (далее–ПП) модели 7835 фирмы Solartron (2 шт.), пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности устанавливаются по результатам поверки;
- пробоотборник ручной с диспергатором;
- преобразователь давления измерительный 3051 TG фирмы "Fisher-Rosemount", пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %
- термопреобразователи сопротивления платиновые с измерительными преобразователями 244ЕН фирмы "Fisher-Rosemount", пределы допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2$ °С;
- манометр точных измерений МТИ-1246 по ТУ25.05.1481-77, класс точности 1,0;
- термометр стеклянный ртутный тип ТЛ-4 № 2, диапазон измерений от 0 до 55 °С, цена деления 0,1 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С по ТУ25-2021.003-98 ;
- счетчик жидкости турбинный модели CRA/MRT 97 фирмы "Daniel";
- узел подключения пикнометров и устройства для определения содержания свободного газа в нефти (УОСГ);
- промывочная система с баком промывочной жидкости и насосом;
- регулирующая и запорная арматура.

5). Устройства обработки информации (далее–УОИ):

- измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (далее - ИВК), пределы допускаемой относительной погрешности вычисления массы нефти $\pm 0,05$ % (2 шт.);
- рабочая станция оператора (далее–PCO);
- электронный блок поточного влагомера;
- блок программного управления автоматического пробоотборника;
- принтеры печати аварийных сообщений и отчетной документации.

6). Руководство по эксплуатации.

7). МВИ, ВНИИР, г. Казань.

8). Методика поверки СИКН, ВНИИМ г. Санкт-Петербург.

ПОВЕРКА

Поверка СИКН проводится в соответствии с методикой поверки «Система измерений количества и параметров качества нефти ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 25.06.04 г.

Основные средства поверки: Установка поверочная трубопоршневая стационарная (или компакт-прувер) с пределами относительной погрешности не более $\pm 0,09\%$, пропускная способность которой соответствует проектному диапазону расходов через турбинный преобразователь расхода.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1.ГОСТ 8.145-75. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений объемного расхода жидкости в диапазоне от $3 \cdot 10^{-6}$ до $10 \text{ м}^3/\text{с}$.
- 2.ГОСТ Р 8.595 -2002. Нефть и нефтепродукты. Требования к методикам выполнения измерений массы.
3. РД 153-39.4-042 РД. Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.
4. Техническая документация ОАО «ИМС», Москва, Россия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров качества ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», (зав. № 393), принадлежащей ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа. СИКН метрологически обеспечена при выпуске из производства и в эксплуатации в соответствии с государственной поверочной схемой.

Изготовитель: ОАО «ИМС», Москва, Россия.

Владелец: ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз».

Почтовый адрес: Республика КОМИ, г.Усинск.

Заявитель: ЗАО «ИМС», Россия, 198005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19.

Главный метролог
ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз»

Н.К. Галеев

Директор
ЗАО «ИМС» СПб

А.В. Сафонов