



СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ

«ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

В. С. Александров

шеля

2004 г.

Система измерений
количества и показателей
качества нефти
«НЕФТЕНАЛИВ»

Внесена в Государственный реестр средств
измерений
Регистрационный № 24364-04

Изготовлена по технической документации ЗАО «Колвагеолдобыча», республика Коми
г. Усинск. Зав. № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества нефти (далее - СИКН) «НЕФТЕНАЛИВ», зав. № 001, предназначена для измерений массы перекачиваемой через нее нефти и применяется при учетно-расчетных операциях между ЗАО «Колвагеолдобыча» и ТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

ОПИСАНИЕ

СИКН «НЕФТЕНАЛИВ» состоит из измерительных каналов, включающих измерительные преобразователи расхода жидкости турбинные (далее - ТПР), датчиков температуры и давления, размещенных в различных точках контролируемого потока нефти, соединенные линиями связи с устройством обработки информации (далее - УОИ). Информацию о параметрах качества нефти, получаемую в лаборатории, применяют при вычислениях массы нетто нефти. Для поверки измерительных каналов СИКН применяется комплект эталонных средств измерений.

В случае отказа ТПР СИКН «НЕФТЕНАЛИВ» на ЗАО «Колвагеолдобыча» предусмотрен переход на резервную схему отпуска нефти с помощью стальных резервуаров горизонтальных РГС-50, предназначенных для измерений объема отпускаемой нефти. При этом массу нефти определяют косвенным методом статических измерений и вычисляют как произведение объема на плотность нефти, измеренную в химико-аналитической лаборатории (далее - ХАЛ) и приведенную к условиям измерения объема.

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти путем прямых измерений объема с помощью ТПР и прямых измерений плотности нефти в ХАЛ по объединенной пробе с помощью ареометра. Массу сырой нефти определяют как произведение объема и плотности сырой нефти, значения которых приведены к стандартным условиям (температуре 20 °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 фильтров - БФ;
- блок измерительных линий - БИЛ;
- блок контроля качества - БКК;

- устройство обработки информации - УОИ.

БФ предназначен для защиты оборудования от механических примесей и состоит из двух жидкостных фильтров очистки нефти, установленных на каждой из двух измерительных линий, с устройством для контроля перепада давления.

БИЛ предназначен для непрерывных измерений объемного расхода нефти, проходящей по измерительным линиям (далее – ИЛ), и включает три измерительных линии, из которых две рабочих и одна – контрольная. ИЛ № 1 содержит входной коллектор Ду 73/62 мм, сетчатый фильтр для трубопровода Ду 80, ТПР типа МИГ-50 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,25$ %, ИЛ № 2 содержит сетчатый фильтр для трубопровода Ду 80, струевыпрямитель, ТПР типа МИГ-50 с магнитоиндукционным датчиком типа НОРД-И2У с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,6$ %, контрольная ИЛ содержит ТПР МИГ-50 с магнитоиндукционным датчиком типа НОРД-И2У с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %. На входе БИЛ и на каждой ИЛ установлены приборы местного контроля давления – манометры класса точности не ниже 1,0.

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 анализов, определения плотности и содержания влаги в нефти. Кроме того в БКК предусмотрено место для подключения напорных пикнометров и установки для определения содержания свободного газа УОСГ-100М.

УОИ построена на базе вычислителя расхода типа «VEGA-03», персонального компьютера и вторичных приборов преобразователей расхода, температуры, давления 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 «НЕФТЕНАЛИВ», зав. № 001, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значения характеристики
Диапазон измерительных каналов объемного расхода, м ³ /ч	от 8,4 до 25,0
Диапазон измерительного канала избыточного давления, МПа	от 1,2 до 4,0
Диапазон измерительного канала температуры, °С	от 35 до 55
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов объемного расхода, %:	
ИЛ № 1	$\pm 0,25$
ИЛ № 2	$\pm 0,60$
ИЛ контрольная	$\pm 0,10$
Границы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при доверительной вероятности 0,95, %	$\pm 0,80$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала избыточного давления, %	$\pm 0,50$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С	$\pm 0,50$
Габаритные размеры БИЛ, БКК, БФ мм, не более:	
длина	5800
ширина	2800
высота	3500
масса, кг	3500

Условия эксплуатации:

диапазон объемного расхода нефти по каждой ИЛ, м ³ /ч	от 8,4 до 25,0
диапазон давления нефти, МПа	от 1,2 до 4,0
диапазон температуры нефти, °С	от 35 до 55
диапазон температур окружающего воздуха, °С	5 ÷ 50;
диапазон относительной влажности (без конденсации), %	от 5 до 90
напряжение питающей сети, В	220/380 (-15+10) %
частота, Гц	50± 1
потребляемая мощность, кВА	10,5

Рабочие параметры перекачиваемой нефти:

плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 815,0 до 840,0
диапазон кинематической вязкости, мм ² /с	от 5,0 до 14,0
массовая доля механических примесей, %	не более 0,05
объемная доля растворенного газа, %	отсутствует
давление насыщенных паров, мм.рт.ст.	не более 500
объемная доля воды, % :	не более 3,0
массовая доля хлористых солей, %:	не более 0,029

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность СИКН «НЕФТЕНАЛИВ», зав.№ 001, приведена в табл. 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Фирма-Изготовитель	К-во
1	Турбинный преобразователь расхода типа МИГ-50	МАО «Нефтеавтоматика», г.Уфа	3
2	Термопреобразователь сопротивления типа ТСП-5071	«Метран», г.Челябинск	2
3	Первичный преобразователь давления типа «Сапфир 22-ДИ-Вн 2160»	«Метран», г. Челябинск	2
4	Манометр МТИ класса точности 1,0	ЗАО «Манометр», г.Москва	5
5	Термометр ТЛ-4	ПО «Термоприбор», г. Клин	2
6	Автоматический самопишущий потенциометр 6-ти точечный типа «КСУ2-026»	«Метран», г. Челябинск	1
7	Вычислитель расхода типа «Vega-03»	БОЗНА, г.Бугульма	3
8	Влагомер сырой нефти типа «ВСН» БОЗНА» с вторичным преобразователем типа «VEGA-03»	БОЗНА, г.Бугульма	1
9	Вторичный преобразователь температуры - автоматический	«Метран», г.Челябинск	1

	самопишущий мост постоянного тока типа КСМ-2-021»		
10	Блок бесперебойного питания UPS	«UPS», Корея	1
11	Автоматический пробоотборник типа «Проба-1М»	«БОЗНА», г. Бугульма	1
12	Узел подключения пикнометрической установки и устройства измерений концентрации свободного газа УОСГ 100СКП	«БОЗНА», г. Бугульма	1
13	Руководство по эксплуатации	-	1
14	МВИ	-	1
15	Методика поверки	-	1

ПОВЕРКА

Поверка СИКН проводится в соответствии с методикой поверки «Система измерений количества и параметров качества нефти «НЕФТЕНАЛИВ». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 25.05.04 г.

Основные средства поверки: Установка поверочная трубопоршневая передвижная (или компакт-прувер) с пределами относительной погрешности $\pm 0,09\%$, пропускная способность которой соответствует проектному диапазону расходов через ТПР, ареометры для нефти типа АНТ или АН с ценой наименьшего деления $0,5 \text{ кг/м}^3$.

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.МИ 2693-2001. ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения
4. Техническая документация ЗАО «Колвагеолдобыча», республика Коми г. Усинск..

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и параметров качества «НЕФТЕНАЛИВ» (зав. № 001), принадлежащий ЗАО «Колвагеолдобыча», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечена при выпуске из производства и в эксплуатации в соответствии с государственной поверочной схемой.

Изготовитель: ЗАО «Колвагеолдобыча», Архангельская область Ненецкий Автономный Округ.

Владелец: ЗАО «Колвагеолдобыча», Архангельская область Ненецкий Автономный Округ.

Почтовый адрес: 169710, Республика Коми, г.Усинск, главпочтамт а/я № 23.

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

Генеральный директор

ЗАО «Колвагеолдобыча»



В.И. Галицкий

Директор
ЗАО «ИМС» СПб



А.В. Сафонов