

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО
СИ ФГУП "ВНИИМС"

В.Н. Яншин

" 30 " 05 2008 г.

Система измерительная количества нефти "СИКН-7Н"	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 37948-08
--	--

Изготовлена по технической документации ЗАО "ПРИЗ", г. Москва. Заводской номер ПГМВ.401250.059.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерительная количества нефти "СИКН-7Н" (далее "СИКН-7Н") предназначена для измерений уровней и температур товарной нефти по ГОСТ Р 51858 и подтоварной воды и вычислений объема и массы нефти в резервуарах, выполнения операций по коммерческому учету, автоматизированному оформлению сопроводительной документации, формированию и ведению базы данных.

Область применения – резервуарный парк месторождения «Окружное», принадлежащий ЗАО «Петросах», г. Южно-Сахалинск.

ОПИСАНИЕ

Система состоит из 7 измерительных узлов, удаленного терминала и станции оператора.

В состав измерительного узла входит цилиндрический вертикальный резервуар, оснащенный:

- микроволновым уровнемером Micropilot S FMR533 (Г.р. № 17672-05) для измерений уровня нефти в резервуаре;
- многозонным датчиком температуры и уровня подтоварной воды Prothermo NMT539;
- преобразователем сигналов Tank Side Monitor NRF590, предназначенным для преобразования сигналов с приборов, установленных на резервуаре, передачу их на станцию оператора и отображение информации на ЖК-дисплее.

Для сбора данных по резервуарному парку применен удаленный терминал RTU 8130 с поддержкой протокола RS 485 Modbus.

Станция оператора выполнена на основе промышленного ПК и имеет специализированное прикладное программное обеспечение с приложениями.

"СИКН-7Н" осуществляет:

- измерения уровня и усредненной температуры нефти, уровня и температуры подтоварной воды;
- расчет объема и массы нефти в начале и в конце учетной операции, объема и массы принятого/сданного количества нефти, объема и плотности нефти при фактической температуре в резервуаре и приведенных к 15 °С и 20 °С;
- отображение информации о технологическом процессе на дисплее операторской станции в виде экранов с мнемосхемами процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию выхода значения уровня продукта за установленные регламентом пределы технологических норм с фиксацией времени событий;
- ведение журнала событий, архивирование данных;
- формирование и печать статуса замеров количества нефти в резервуарах;
- передачу отчетных документов в систему АСУТП посредством ОРС-интерфейса;
- контроль исправности датчиков и самодиагностику оборудования системы;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Объем нефти определяется по градуировочной таблице резервуара на основании измерений уровней и температур продукта и подтоварной воды, а масса нефти определяется как произведение объема нефти на ее плотность. Плотность нефти определяется лабораторным способом по результатам физико-химического анализа и вводится в программу расчета массы.

Для расчета массы и объема нефти в резервуарах, визуализации технологических данных применяется специализированное программное обеспечение "FuelsManager Inventory Management" и приложения "Отчетные формы". Информация предоставляется оператору в виде таблиц и видеок кадров, а также архивируется.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

п/п	Тип резервуара	Обозначение резервуара	Высота резервуара, мм	Верхний допустимый уровень налива, мм	Нижний допустимый уровень слива, мм	Уровень подтоварной воды, мм, не более
1	PBC 8000	601-A	12625	11725	250	600
2	PBC 8000	601-B	12680	11725	258	600
3	PBC 5000	601-C	15484	14416	258	600
4	PBC 5000	601-D	15404	14418	252	600
5	PBC 5000	601-F	15337	14418	250	600
6	PBC 5000	601-G	15383	14426	240	600
7	PBC 5000	601-H	15455	14430	246	600

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений уровня нефти, мм	от 0 до 15500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм	± 4
Диапазон изменений уровня подтоварной воды, мм	от 200 до 1200
Пределы допускаемой погрешности измерений уровня подтоварной воды, мм	± 10

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от – 40 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней температуры нефти, °С	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %*: – объема нефти в резервуаре – массы нефти в резервуаре – массы нефти при приеме (отпуске)	± 0,3 ± 0,4 ± 0,6
Электропитание: напряжение, В частота, Гц	220/380 (+10/-15 %) 49..51

* При выполнении следующих условий:

погрешность градуировки резервуара не более ±0,1 %;

измерение плотности нефти в лаборатории, с погрешностью не более ±0,5 кг/м³;

измерение содержания воды в нефти, с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,1 %.

Рабочие условия эксплуатации измерительных компонентов "СИКН-7Н"

Для первичных измерительных преобразователей:

– температура окружающей среды, °С

от – 40 до + 50;

– относительная влажность окружающей среды

не более 95 % при 30 °С и более низких температурах без конденсации влаги;

– атмосферное давление, кПа

от 84 до 106, 7;

Для измерительных преобразователей, модулей ввода/вывода промышленных контроллеров и компьютеров:

– температура окружающей среды, °С

от 5 до 40;

– относительная влажность, %

от 30 до 80 во всем диапазоне рабочих температур;

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации методом офсетной печати.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Наименование и условное обозначение	Кол.	Примечание
Система измерительная количества нефти "СИКН-7Н"	1 шт.	Согласно заказной спецификации
Комплект ЗИП	1 комплект	согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов: Руководство по эксплуатации ПГМВ.401250.059 -РЭ.01.1-АТХ; Руководство оператора ПГМВ.401250.059 -ИЗ.01.1- АТХ; Формуляр ПГМВ.401250.059 -ФО	1 комплект	
Методика поверки ПГМВ. 401250.059-МП	1 шт.	

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится по методике "ГСИ. Система измерительная количества нефти "СИКН-7Н". Методика поверки. ПГМВ. 401250.059-МП", утвержденной ВНИИМС в мае 2008 г.

Основное поверочное оборудование:

- рулетка измерительная лотовая Р20НЗГ по ГОСТ 7502, диапазон измерений от 0 до 20 м;
- термометр стеклянный типа ТЛ-4, 0...55 °С, ц. д. 0,1 °С по ТУ 25-2021.003-88.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

ГОСТ 12997 Изделия ГСП. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.596 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Техническая документация на "СИКН-7Н".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерительной количества нефти "СИКН-7Н" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ЗАО "ПРИЗ".

107031 Россия, г. Москва, ул. Рождественка, 5/7, стр. 2.

Тел. (495) 983-09-55, факс: (495) 988-81-57

e-mail: priz@zao-priz.ru, internet: <http://www.zao-priz.ru>

Генеральный директор ЗАО "ПРИЗ"



П.П. Колтев