

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН Крапивинского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН Крапивинского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

### Описание средства измерений

Конструкция СИКНС состоит из блока технологического и системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ). Блок технологический располагается в модульном здании и включает блок измерительных линий (одна рабочая линия, одна контрольная линия, одна резервная линия), выходной коллектор, блок измерений показателей качества нефти сырой (БИК), узел подключения передвижной поверочной установки. СОИ включает комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК «МикроТЭК») и автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора), расположенные в помещении операторной.

На рабочей и резервной измерительной линии установлены следующие средства измерений (далее – СИ):

- рабочий счетчик нефти турбинный;
- манометр избыточного давления.

На контрольной измерительной линии установлены следующие СИ:

- контрольный счетчик нефти турбинный;
- манометр избыточного давления.

На выходном коллекторе установлены следующие СИ:

- датчик избыточного давления;
- термопреобразователь сопротивления.

В БИК установлены следующие СИ и оборудование:

- счетчик нефти турбинный;
- поточный влагомер нефти;
- датчик избыточного давления;
- термопреобразователь сопротивления;
- преобразователь плотности;
- пробоотборник автоматический «Стандарт-А»;
- пробоотборник ручной «Стандарт-А».

СОИ включает в себя:

- ИВК «МикроТЭК»;
- АРМ оператора.

Принцип действия СИКНС основан на измерении массы сырой нефти косвенным методом динамических измерений.

Масса сырой нефти вычисляется ИВК «МикроТЭК» по результатам прямых измерений объема нефти сырой турбинными преобразователями расхода (далее – ПР) и плотности нефти поточным плотномером (далее – ПП).

Масса нетто сырой нефти вычисляется ИВК «МикроТЭК» как разность массы сырой нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой. Определение содержания в сырой нефти хлористых солей и механических примесей осуществляется в химико-аналитической лаборатории (далее – ХАЛ), содержания воды – в ХАЛ или при помощи поточного влагомера.

Основные средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКНС, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование СИ и вспомогательного оборудования	№ в Госреестре СИ	Изготовитель	Кол-во
Счетчики нефти турбинные МИГ-150	26776-08	ООО «Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики», Татарстан	3
Счетчики нефти турбинные МИГ-50	26776-08	ООО «Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики», Татарстан	1
Датчик давления Метран-150TG3	32854-09	ЗАО «Промышленная группа «Метран», г. Челябинск	2
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм1	14557-10	ООО «НПП «Годсиб», г. Фрязино	1
Преобразователь плотности жидкости измерительный, мод. 7835	15644-06	«Mobrey Measurement», Великобритания	1
Термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418	17627-98	ООО «Научно-производственное предприятие «Эталон», г. Омск	2
Манометры избыточного давления показывающие МП-4Уф	27227-05	ЗАО «ПО ФизТех», г. Томск	4
Термометры биметаллические ТМ модификации S5301	15151-08	Фирма «WIKА Alexander Wiegand GmbH & Co.KG», Германия	2
Комплекс измерительно-вычислительный «МикроТЭК»	24063-06	ООО НПП «ТЭК», г. Томск	1
АРМ оператора с ПО «Визард-УН.238»	-	-	1
Примечания: Допускается замена данных СИ на СИ утвержденного типа с аналогичными техническими и метрологическими характеристиками			

СИКНС выполняет следующие основные функции:

- измерение объема сырой нефти, вычисление массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой;
- измерение и контроль температуры, давления, содержания воды в сырой нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих ПР по контрольному ПР;
- отображение, регистрацию и хранение результатов измерений и контроля;
- формирование и печать отчетной документации;
- защиту от несанкционированного доступа к результатам измерений, параметрам настройки средств измерений и программному обеспечению;
- автоматический и ручной отбор проб сырой нефти, для определения массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой;
- управление и контроль за работой технологического оборудования.

Пломбирование счетчиков нефти турбинных, влагомера нефти поточного, термопреобразователей сопротивления, преобразователя плотности, датчиков давления осуществляется пломбами, установленными на контрольных проволоках, охватывающих корпуса преобразователей, в соответствии с МИ 3002.

Пломбирование ИВК «МикроТЭК» осуществляется согласно документу ОФТ.20.148.00.00.00 РЭ «Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-01, МикроТЭК-02, МикроТЭК-03, МикроТЭК-04. Руководство по эксплуатации».

Пломбирование задвижек на трубопроводах СИКНС осуществляется в соответствии с документом ИЭ 6-3-09 «Инструкция УПНиГ ОАО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой УПН «Крапивинское» н.м.р.».

### Программное обеспечение

В ИВК «МикроТЭК» установлено прикладное программное обеспечение, которое имеет свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений измерительно-вычислительного комплекса № 722014-06 от 28.07.2006 г., выданное ФГУП «ВНИИР».

ПО ИВК «МикроТЭК» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- обработку сигналов, поступающих с первичных измерительных преобразователей;
- вычисление массы сырой нефти;
- вычисление массы нетто сырой нефти;
- формирование архивов;
- защиту от несанкционированного доступа.

На АРМ оператора установлено программное обеспечение (далее – ПО) «Визард-УН.238».

ПО «Визард-УН.238» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) ввод значений уставок, технологических параметров;
- 2) отображение оператора текущих значений технологических и учетных параметров;
- 3) формирование:
  - журнала событий;
  - журнала аварий;
  - трендов;
  - отчетов;
  - журнала регистрации показаний средств измерений СИКНС;
  - паспорта качества нефти сырой.
- 4) запись и хранение архивов посредством системы управления базами данных «MS SQL»;
- 5) печать текущих параметров и данных архива;
- 6) управление исполнительными устройствами;
- 7) вычисление массы нетто при ручном вводе с АРМ оператора параметров нефти, определенных в ХАЛ;
- 8) выполнение КМХ рабочего ПР по контрольному ПР;
- 9) формирование протоколов КМХ рабочего ПР по контрольному ПР;
- 10) обеспечение защиты ПО «Визард-УН.238», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа;

Идентификационные данные ПО АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Визард-УН.238»	V.20140620	-	-

Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом ПО ИВК «МикроТЭК» и ПО АРМ оператора.

Для защиты ПО ИВК «МикроТЭК» и ПО АРМ оператора от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Защита

программного обеспечения ИВК «МикроТЭК» и АРМ оператора соответствует уровню «С» по классификации МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	нефть сырая.
Характеристики рабочей среды:	
- объемный расход, м <sup>3</sup> /ч	от 220 до 620;
- избыточное давление, МПа	от 0,5 до 6,0;
- температура, °С	от 45 до 60.
Физико-химические свойства нефти сырой:	
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100;
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05;
- массовая доля воды, %, не более	0,5;
- плотность, кг/м <sup>3</sup>	от 815 до 838.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	± 0,25.
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, %	± 0,35.
Режим работы СИКНС	непрерывный.
Среднее время наработки на отказ СИКНС, ч	9620.

Условия эксплуатации СИ и вспомогательного оборудования:

1) для средств измерений, находящихся в блоке технологическом:

- температура окружающего воздуха, °С	от 5 до 55;
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7;
- относительная влажность воздуха при температуре 35 °С, %, не более	95;
- напряжение питания постоянного тока, В	от 16 до 28.

2) для средств измерений, находящихся в помещении операторной:

- температура окружающей среды, °С	от 1 до 50;
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7;
- относительная влажность воздуха при температуре 35 °С, %, не более	95;
- напряжение питания переменного тока, В	от 198 до 242;
- частота питающей сети, Гц	от 49,0 до 51,0.

### Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС.

### Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр СИКНС в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКНС, методика поверки СИКНС, методика измерений массы сырой нефти, техническая документация на компоненты СИКНС.

### Поверка

осуществляется по документу МП 214-14 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на УПН Крапивинского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Методика поверки», утвержденному директором ФБУ «Томский ЦСМ» в июне 2014 г.

Основные средства поверки: эталонные турбинные преобразователи расхода ТПР с пределами относительной погрешности ± 0,1 %; установка для поверки влагомеров нефти, погрешность измерения объемной доли воды: 0,025 % (в диапазоне содержания воды от 0,2 до 10 %).

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на УПН Крапивинского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК» № 01.00241-2013/29-132-2014, аттестованной ФБУ «Томский ЦСМ» в мае 2014 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ Северного газонефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК**

1 ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерение количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

2 ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкостей.

3 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утверждены приказом Минпромэнерго № 69 от 31.03.2005 г.

4 МИ 3002-2006 Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерения и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.

5 Рабочая документация шифр 97п/13 «Том 4. Система измерений количества и параметров нефти сырой на установке подготовки нефти Крапивинского нефтяного месторождения».

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли.

### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Юридический адрес: 636785, Россия, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, 23.

Приемная: (8 38259) 6-95-03, Телефакс: (8 38259) 6-96-35. E-mail: [jsectn@tomskneft.ru](mailto:jsectn@tomskneft.ru).

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

Юридический адрес: 634012, Россия, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, 17а.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61. E-mail: [tomsk@tcsms.tomsk.ru](mailto:tomsk@tcsms.tomsk.ru).

Сайт: <http://tomskcsm.ru>

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.