



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.024.A № 49666

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и параметров нефти сырой
ОАО "Нефтяная компания "Магма"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 60

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "ИПФ Вектор", г. Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52541-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52541-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **23 января 2013 г. № 34**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 010459

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Нефтяная компания «Магма»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Нефтяная компания «Магма» (далее СИКНС) предназначена для измерения массы сырой нефти, поступающей с ДНС Южного и Орехово-Ермаковского месторождения ОАО «НК «Магма» на ЦПС-1 Северо-Ореховского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти. Сигналы с первичных измерительных преобразователей, предназначенных для измерения массы, плотности, объемной доли воды в нефти, температуры и давления, поступают в систему сбора и обработки информации, которая принимает, обрабатывает информацию о количестве и параметрах качества нефти сырой, производит вычисление, индикацию и регистрацию результатов измерений.

СИКНС состоит из функционально объединенных блоков:

- блока измерительных линий (БИЛ), предназначенного для непрерывных измерений массы нефти, проходящей по измерительным линиям (одна измерительная рабочая линия и одна контрольная, с функцией резервной);
- блока измерений параметров качества нефти (БИК), предназначенного для постоянного измерения показателей качества нефти (плотность, влагосодержание);
- блока трубопоршневой установки (ТПУ), предназначенного для проведения поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков расходомеров массовых СИКНС;
- системы сбора и обработки информации (СОИ), предназначенной для сбора и обработки информации поступающей с измерительных преобразователей, для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

СОИ и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме:

- 1) массового расхода сырой нефти по каждой измерительной линии и в целом по СИКНС;
- 2) объемной доли воды в сырой нефти;
- 3) давления в БИЛ и БИК, ТПУ;
- 4) температуры в БИЛ и БИК, ТПУ;
- 5) плотности нефти;

- расчет в автоматическом режиме:

- 1) суммарной массы брутто сырой нефти от начала отчетного периода и за отдельные периоды (2 часа, смена, сутки, с начала партии);
- 2) массы нетто нефти с учетом параметров качественного состава сырой нефти (плотность, влагосодержание, массовая доля механических примесей, массовая концентрация хлористых солей), измеренных или введенных вручную по результатам лабораторного анализа за отдельные периоды (2 часа, смена, сутки, с начала партии);
- 3) средних значений температуры, давления, влагосодержания нефти рассчитанных для отдельных периодов (2 часа, смена, сутки, с начала партии);

- автоматическая обработка результатов поверки и контроля метрологических характеристик средств измерений;

- световая и звуковая сигнализация аварийных состояний СИКНС и выхода характеристик нефти за установленные пределы;

- передача измеряемых и расчетных параметров в АРМ оператора СИКНС.

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

Программное обеспечение

СИКНС имеет аттестованное программное обеспечение (ПО). ПО представлено встроенным прикладным ПО измерительно-вычислительного комплекса «Вектор-02» и ПО автоматизированного рабочего места оператора «АРМ Вектор».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Измерительно-вычислительный комплекс «Вектор-02» на базе контроллера MicroPC	icc	6.4.1	81AB6AEC	Для вычисления использована программа Arpoon Checksum Version 1.5
Автоматизированное рабочее место оператора «АРМ Вектор»	Start.gdf	9.13	AC7F9EE3	Для вычисления использована программа Arpoon Checksum Version 1.5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «С» по МИ 3286-2010.

Монтаж и наладка СИКНС осуществляется непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.



Фото 1 Общий вид СИКНС

Метрологические и технические характеристики СИКНС

Пределы измерений:

- массового расхода СИКНС, т/ч	от 15 до 80
- давления, МПа	от 0,6 до 4,0
- температуры, °С	от + 5 до + 30
- плотности, кг/м ³	от 785 до 950
- объемной доли воды в сырой нефти, %	до 30

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто сырой нефти, %	± 0,25
- масса нетто (объемная доля воды в сырой нефти менее 5 %), %	± 0,35
- масса нетто (объемная доля воды в сырой нефти свыше 5 до 10 %), %	± 0,4
- масса нетто (объемная доля воды в сырой нефти свыше 10 до 20 %), %	± 1,5
- масса нетто (объемная доля воды в сырой нефти свыше 20 до 30 %), %	± 2,5
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерения давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в сырой нефти, % (где W- показания влагомера, объемная доля воды, %)	± (0,15+0,015W)
Предел допускаемой погрешности преобразования плотности, кг/м ³	± 0,3

Условия эксплуатации:

Температура окружающего воздуха:

- для первичных измерительных преобразователей, °С	от 0 до + 50
- для ИВК и АРМ оператора верхнего уровня, °С	от + 5 до + 40

Режим работы

непрерывный

Напряжение питания переменного тока с частотой (50 ± 1) Гц

380 / 220 В^{+10 %}_{-15 %}

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование и тип средства измерений	Метрологические характеристики	Кол-во	Номер Госреестра
Блок измерительных линий			
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 300 (контрольный)	Верхний предел расходов 272 т/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,2 %	1	45115-10
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 300 (рабочий)	Верхний предел расходов 272 т/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,25 %	1	45115-10
Датчик температуры 644	Диапазон измерений от 0 до + 50 °С, допускаемая абсолютная погрешность ± 0,2 °С	3	39539-08
Преобразователи давления измерительные EJX 530A	Верхний предел измерений 4,0 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности ± 0,25 %	4	28465-09
Блок измерения параметров качества нефти			
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм4	Верхний предел измерений 30 %, предел допускаемой абсолютной погрешности ± (0,15+0,015W) %	2	14557-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные «Solartron» 7835	Диапазоне измерений от 700 до 1100 кг/м ³ , предел допускаемой погрешности преобразования плотности ± 0,3 кг/м ³	1	15644-06
Датчик температуры 644	Диапазон измерений от 0 до + 50 °С, допускаемая абсолютная погрешность ± 0,2 °С	1	39539-08
Преобразователи давления измерительные EJX 530A	Верхний предел измерений 4,0 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности ± 0,25 %	1	28465-09

Наименование и тип средства измерений	Метрологические характеристики	Кол-во	Номер Госреестра
Блок трубопоршневой поверочной установки			
Установка трубопоршневая ТПУ «Сапфир МН-100-6,3»	$Q_{\max} 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, Ру 6,3 МПа, 2-го разряда	1	41976-09
Датчик температуры 644	Диапазон измерений от 0 до + 50 °С, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	2	39539-08
Преобразователи давления измерительные ЕЖ 530А	Верхний предел измерений 4,0 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,25 \text{ } \%$	2	28465-09
Блок управления			
Измерительно-вычислительный комплекс ИВК «Вектор-02»	Предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \text{ } \%$	1	43724-10
АРМ-оператора		1	
Комплект документации			
Инструкция по эксплуатации, экз.		1	
Методика поверки, экз.		1	

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 52541-13 «Инструкция ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Нефтяная компания «Магма». Методика поверки», утвержденной 10 августа 2012 г. ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ».

Перечень основного поверочного оборудования указан в таблице 2.

Таблица 2

Средства измерений	Характеристики средств измерений
Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти (УПВА)	Диапазон измерения по току 0-20 мА, по частоте до 15000Гц, предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,025 \text{ } \%$
Магазин сопротивлений Р4831	Диапазон сопротивлений от 0 до 300 Ом; погрешность не более $\pm 0,02 \text{ } \%$
Эталонный плотномер типа МД-02	Диапазон измерений от 660 до 980 кг/м ³ , допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,04
Калибратор температуры	Диапазон температур от минус 50 до +50 °С; допускаемая абсолютная погрешность не более $\pm 0,05 \text{ }^\circ\text{C}$
Преобразователи плотности жидкости измерительные «Soltatron» типа 7835	Диапазон плотностей от 700 до 1100 кг/м ³ ; погрешность измерения не более $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$ (в составе СИКНС)
Трубопоршневая установка 2 разряда «Сапфир М-100-6,3»	Диапазон расхода (8 -100) м ³ /ч, 2-го разряда (в составе СИКНС)
Примечание: возможно применение других эталонных средств измерений с характеристиками не хуже указанных выше.	

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нетто сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Нефтяная компания «Магма» Разработана и аттестована ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 541/01.00248-2008/2012 от 18 июня 2012 г..

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ОАО «Нефтяной компании «Магма»

- ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- Р 50.2.068-2009 Рекомендации по метрологии. ГСИ. Средства измерений количества сырой нефти и нефтяного газа. Нормируемые метрологические характеристики;
- МИ 2693-2001 Рекомендация. ГСИ. Порядок проведения учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

- товарообменные операции.

Изготовитель:

ЗАО «ИПФ Вектор», 625031, РФ г. Тюмень, ул. Шишкова, 88, тел. (3452) 388-720, факс 388-727, E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Тюменский ЦСМ», аттестат аккредитации № 30024-11.
625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88, тел (3452) 206-295, т/факс (3452) 280-084, E-mail: mail@csm72.ru.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП

«___» _____ 2013 г.