

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы сырой нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2009.

Описание средства измерений

Конструктивно СИКНС состоит из функционально объединенных блоков:

а) Блок измерительных линий (БИЛ), предназначенный для непрерывного измерения массы сырой нефти, проходящей по измерительным линиям. В каждой измерительной линии установлены:

- счетчик-расходомер массовый модели СМФ; регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 45115-10;

- преобразователь температуры измерительный 644Е (Pt100), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14683-09;

- преобразователь избыточного давления измерительный 3051 ТG, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14061-10;

б) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для непрерывного автоматического измерения показателей качества нефти (плотность, объемная доля воды). В состав БИК входит:

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм4, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14557-10; (два - рабочий и резервный);

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835В, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15644-06;

- преобразователь температуры измерительный 644Е (Pt100), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14683-09;

- преобразователь избыточного давления измерительный 3051, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14061-10;

в) Система обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации поступающей с измерительных преобразователей, для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений. В состав СОИ входит:

- измерительно-вычислительный комплекс «Вектор-02», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 43724-10;

- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ-оператора) «Вектор» с аттестованным программным обеспечением.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти. Предусмотрено два режима эксплуатации СИКНС, первый режим установлен для расхода от 10,0 до 50,0 т/ч с использованием счетчиков расходомеров массовых СМФ 200, второй режим для расхода от 30,0 до 160,0 т/ч с использованием счетчиков расходомеров массовых СМФ 300. Принята компоновка БИЛ с двумя рабочими и одной резервно-контрольной измерительными линиями. Сигналы с первичных измерительных преобразователей, предназначенных для измерения массы, плотности, объемной доли воды в нефти, температуры и давления, поступают в систему обработки информации, которая принимает, обрабатывает информацию о количестве и параметрах качества нефти сырой, производит вычисление, индикацию и регистрацию 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;
 - 4) температуры в БИЛ и БИК;
 - 5) плотности нефти;
 - расчет в автоматическом режиме:
 - 1) суммарной массы сырой нефти 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, плотности, 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». «АРМ Вектор» имеет свидетельство об аттестации алгоритма от 26.02.2008, выданное ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
ИВК «Вектор-02» на базе контроллера MicroPC	icc	6.4.1	81AB6AEC	CRC32
АРМ оператора «АРМ Вектор»	Start.gdf	9.13	AC7F9EE3	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «С».

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Метрологические и технические характеристики СИКНС

Пределы измерений:

- массового расхода СИКНС, т/ч	от 10 до 50
в первом режиме эксплуатации	от 30 до 160
во втором режиме эксплуатации	от 0,4 до 6,3
- давления, МПа	от + 5 до + 40
- температуры, °С	от 800 до 900
- плотности, кг/м ³	от 0,1 до 30
- объемной доли воды в сырой нефти, %	

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, %)	± (0,1+0,015W)
Предел допускаемой погрешности преобразования плотности, кг/м ³	± 0,3

Условия эксплуатации:

Температура окружающего воздуха:

- помещения БИЛ, БИК, ТПУ, °С	не ниже плюс 5
- помещение операторной, °С	не ниже плюс 18

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

Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»	1 экз.
«Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»	1 экз.
«Инструкция ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 57551-14 «Инструкция ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 17 октября 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования СИКНС входят средства измерений, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Средства измерений	Характеристики средств измерений
Преобразователь давления измерительный	Верхний предел измерений 6,3 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,25$ %;
Измерительный преобразователь температуры	Диапазон температур от 0 до +50 °С; пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С
Преобразователи плотности жидкости измерительные	Диапазон плотностей от 700 до 1100 кг/м ³ ; погрешность измерения не более $\pm 0,30$ кг/м ³
Турбопоршневая поверочная установка	2-го разряда, предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %

Средства поверки для средств измерений, входящих в состав СИКНС указаны в документах на их поверку.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нетто сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» Разработана и аттестована ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 750/01.00248-2008/2013 от 10 сентября 2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киняминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»

1) ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

2) ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

3) Р 50.2.068-2009 Рекомендации по метрологии. ГСИ. Средства измерений количества сырой нефти и нефтяного газа. Нормируемые метрологические характеристики;

4) 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:

Закрытое акционерное общество «Инженерно-производственная фирма Вектор» (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» 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88,

тел (3452) 206-295, т/факс (3452) 280-084, E-mail: mail@csm72.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.