

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киньяминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее - СИКНС) предназначена для измерений массового расхода (массы) сырой нефти.

Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении входных сигналов, поступающих от счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей давления, температуры, плотности и влагосодержания с последующей обработкой их при помощи системы обработки информации (далее - СОИ) в значение массы нетто нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из функционально объединенных блоков:

а) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий, предназначен для непрерывного измерения массы сырой нефти. В каждой измерительной линии установлены:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF; регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 45115-10;

- датчик температуры 644, регистрационный номер 39539-08;

- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 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:

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (рабочий и резервный), регистрационный номер 14557-10;

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, регистрационный номер 15644-06;

- датчик температуры 644, регистрационный номер в 39539-08;

- преобразователь давления измерительный 3051, регистрационный номер 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:

- комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02», регистрационный номер 43724-10;

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

Блок трубопоршневой поверочной установки, в состав которого входит:

- установка трубопоршневая поверочная Сапфир НГИ, регистрационный номер 51927-12;

- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-10;

- датчики температуры 644, регистрационный номер в 39539-08;

Предусмотрено два режима эксплуатации СИКНС, первый режим установлен для расхода от 10,0 до 160,0 т/ч с использованием счетчиков расходомеров массовых СМФ 200, второй режим для расхода от 50,0 до 240,0 т/ч с использованием счетчиков расходомеров массовых СМФ 300.

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.
Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.

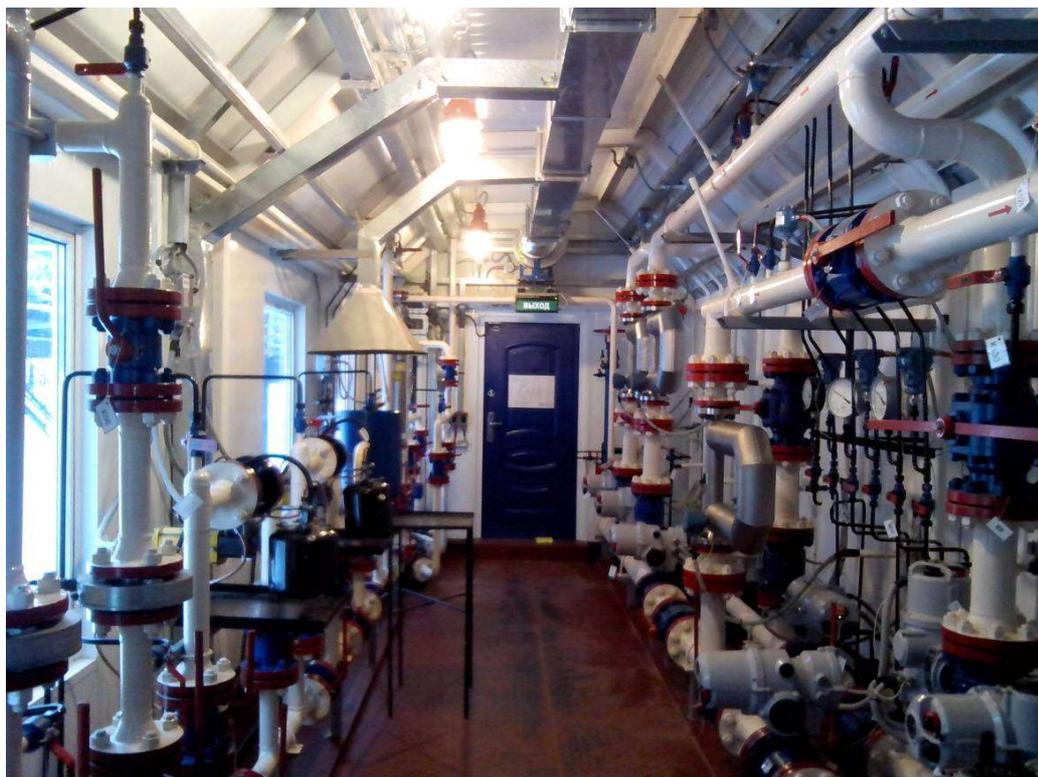


Рисунок 1 - Общий вид СИКНС

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.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	«АРМ Вектор»
Идентификационное наименование ПО	icc	Start.gdf
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	9.13
Цифровой идентификатор ПО	81AB6AEC	AC7F9EE3

Цифровые идентификаторы программного обеспечения рассчитываются по алгоритму CRC 32.

Метрологические и технические характеристики

представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Измеряемая среда	сырая нефть
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +47
Пределы измерений массового расхода СИКНС, т/ч	
- в первом режиме эксплуатации	от 10 до 160
- во втором режиме эксплуатации	от 50 до 240
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	от 2,0 до 15,0
Объемная доля воды в сырой нефти, %	от 0,1 до 30,0
Плотность обезвоженной нефти при 20 °С, кг/м ³	от 800 до 900
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,005 до 0,050
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	100
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	5
Содержание свободного газа, %	не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто сырой нефти при значении объемной доли воды в нефти, %:	
- менее 5 %	±0,35
- св. 5 до 10 % включ.	±0,4
- св. 10 до 20 % включ.	±1,5
- св. 20 до 30 %	±2,5

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

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

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма «Вектор» (ООО «ИПФ Вектор»)

ИНН 7203256184

Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

Тел.: (3452) 38-87-20; Факс: (3452) 38-87-27

E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос»

ИНН 8618006063

Адрес: 628011, ХМАО - Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56

Тел.: (34673) 54-800; Факс: (34673) 54-844

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Тел. (3452) 20-62-95; Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.