

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед»

Назначение типа средства измерений

Комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» (далее – комплекс) предназначен для автоматизированных измерений объемного расхода и объема газа в рабочих условиях и приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Комплекс представляет собой единичный экземпляр, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка комплекса осуществлены непосредственно на предприятии-изготовителе. Месторасположение комплекса – Российская Федерация, Хабаровский край, поселок Де-Кастри, нефтяной терминал Де-Кастри компании «Эксон Нефтегаз Лимитед».

Принцип действия комплекса состоит в измерении объема и объемного расхода газа методом переменного перепада давления с помощью сужающих устройств (СУ) в виде стандартных диафрагм (ГОСТ 8.586.2-2005).

Комплекс состоит из следующих основных блоков и компонентов:

- двух последовательно расположенных измерительных трубопроводов (ИТ), каждый из которых содержит стандартную диафрагму с угловым отбором давления;
- блока измерений влажности газа;
- системы обработки информации.

Средства измерений, входящие в состав комплекса, приведены в таблице 1.

Каждый измерительный трубопровод комплектуется набором из двух СУ. С целью расширения диапазона измерений в каждом ИТ установлены по два преобразователя дифференциального давления на разные диапазоны. Для сокращения длин прямых участков ИТ перед СУ применены устройства подготовки потока «Zanker» (ГОСТ 8.586.1-2005).

Один трубопровод является рабочим трубопроводом (05-180650), другой - контрольным и, одновременно, резервным трубопроводом (05-180651).

Алгоритмы и программное обеспечение обеспечивают расчет количества и качества газа в соответствии с нормативным документом ГОСТ 8.586.5-2005.

Для повышения надежности результатов измерений измерительные трубопроводы с СУ расположены последовательно и результаты измерений непрерывно сравниваются. При отличии результатов измерений более чем на 0,5 % выдается сигнал о нештатной ситуации.

Преобразование, обработка и архивирование измерительной информации производится с помощью контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000, которые выдают во внешние цепи (система управления терминалом) информацию об объемном расходе, объеме и влажности газа. Расчет параметров природного газа осуществляется контроллерами OMNI 6000 на основе вводимых данных компонентного состава газа по результатам предоставляемыми аналитической лабораторией.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав комплекса приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Фирма-изготовитель	Госреестр СИ	Количество
1	2	3	4	5
1.	Преобразователи дифференциального давления модели 3051S-CD	«Rosemount Inc.», США	14061-10	4
2	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Pt100)	«EMERSON Process Management» / «Rosemount Temperature GmbH», Германия	22257-11	2
3	Вторичные преобразователи температуры модели 3144	EMERSON Process Management/ «Rosemount Inc.», США	39539-08	2
4	Преобразователи давления модели 3051S-TG	«Rosemount Inc.», США	14061-10	2
5	Анализатор влажности «АМЕТЕК», модель 3050 OLV	«Ametek process Instruments Division», США.	15964-07	1
6	Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000	«Omni Flow Computers Inc.», США	15066-04	2

Технологическая схема комплекса измерительного количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» приведена на рисунке 1. Фотографии внешнего вида одного из измерительных трубопроводов и бокса со средствами измерений приведены на рисунках 2 и 3.

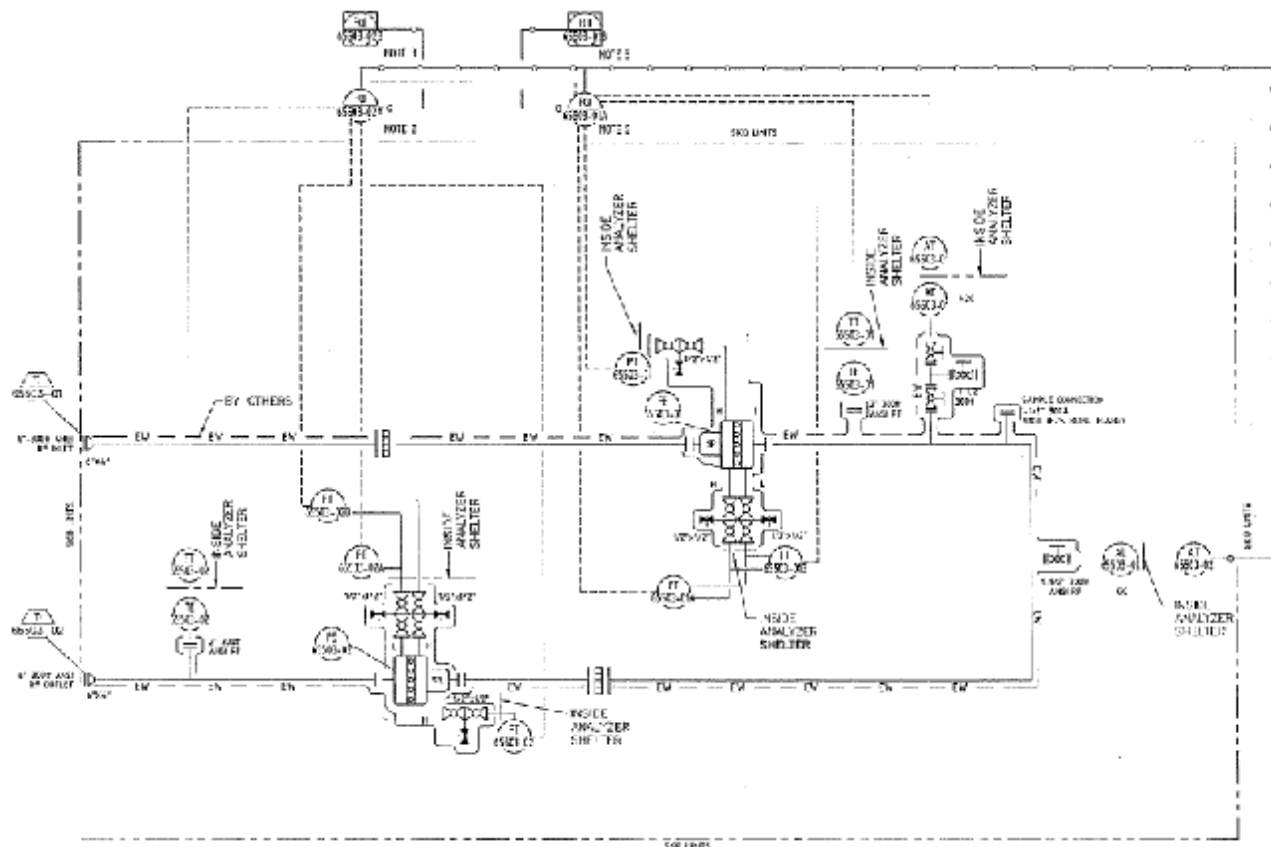


Рисунок 1. Технологическая схема комплекса измерительного количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед»



Рисунок 2. Внешний вид измерительного трубопровода



Рисунок 3. Фотография средств измерений, расположенных в теплоизолированном боксе

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплекса обеспечивает решение задач вычисления, информационного обмена, контроля и управления технологическим процессом и оборудованием на следующих уровнях иерархии:

- уровень первичных преобразователей – уровень измерения значений параметров и исполнения команд управления;

- уровень контроллеров – уровень сбора (накопления), обработки поступающих сигналов, математических вычислений, основанных на сертифицированных методиках, а также формирования управляющих воздействий для управления исполнительными механизмами;
- уровень рабочей станции - уровень контроля, управления, администрирования и наблюдения (сервера, автоматизированные рабочие места операторов);
- уровень передачи данных – коммутация компонентов комплекса, коммутация производится между различными уровнями (межуровневая) и внутри уровня.

Уровень первичных преобразователей реализован серийно выпускаемых средствах измерений утвержденного типа. Сведения о ПО первичных преобразователей указаны в соответствующей технической документации на первичные СИ.

Программное обеспечение уровня иерархии контроллеров базируется на ПО контроллеров измерительных OMNI 6000 и предназначено для:

- преобразования измеренных выходных сигналов первичных преобразователей дифференциального давления, избыточного давления, температуры;
- вычисления объемного расхода по основной и резервной измерительным трубопроводам, приведения объемного расхода и объема природного газа в рабочих условиях, в объемный расход и объем газа при стандартных условиях;
- вычисления физико-химических показателей (коэффициента сжимаемости, вязкости, плотности, показателя адиабаты, и других) природного газа;
- архивирования измеренных и вычисленных параметров в архивных базах данных, а также ведение журналов событий и аварий;
- управления и обмена данными с подчиненными устройствами по цифровым каналам связи и передачу информации в системы более высокого уровня по имеющимся интерфейсам связи.

Идентификация программного обеспечения уровня контроллеров может быть осуществлена по конфигурационному файлу для операционной системы.

Уровень передачи данных и уровень рабочей станции не содержит метрологически значимых частей ПО. Назначение и характеристики этих уровней иерархии описаны в соответствующих разделах проектной документации на комплекс измерений.

Защита ПО комплекса от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО «OMNI 6000. Редакция аппаратно-программного обеспечения 27.75.05» комплекса измерительного количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» согласно Р 50.2.077-2014 и соответствует уровню указанному в декларации заявителя.

Идентификационные данные ПО комплекса приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	«OMNI 6000. Редакция аппаратно-программного обеспечения 27.75.05»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	27.75.05
Цифровой идентификатор ПО	Контрольная сумма исполняемого кода 4ЕВ4 (по алгоритму CRC16)

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики комплекса указаны в таблице 3.

Таблица 3

Наименование параметра	Значение параметра
Количество измерительных трубопроводов	два – один рабочий трубопровод (05-180650) - и один контрольный, одновременно, являющийся резервным трубопроводом (05-180651)
Условный диаметр измерительных трубопроводов	DN100
Диапазоны измерений объемного расхода газа, м ³ /ч - в рабочих условиях - приведенный к стандартным условиям	от 15 до 150 от 500 до 4000
Избыточное давление газа, МПа	от 2,0 до 4,0
Температура газа, °С	от минус 1,0 до плюс 6,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±1,0
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	от минус 50,0 до плюс 50,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры, °С	±0,2
Диапазоны измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 6,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении избыточного давления, %	±0,1
Диапазоны измерений дифференциального давления, Па	0 – 50000 0-5000
Параметры рабочей среды: - избыточное давление газа, МПа - температура газа, °С	от 2,0 до 4,0 от минус 1,0 до плюс 6,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении дифференциального давления, %	±0,1
Диапазон температуры окружающей среды для установленных в теплоизолированном боксе средств измерений, °С	от 15 до 25
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от - 40 до 50
Напряжение питания переменного тока с частотой (50±1) Гц, В	220/380(±10%)
Частота питания переменного тока, Гц	50 ± 2
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	7163; 3010; 950
Срок службы, лет	не менее 10

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта комплекса методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед», Заводской № 0410-11	1 шт.
Паспорт на комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед».	1 экз.
МП 2550-0250-2014 «Комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им.Д.И. Менделеева» 16 октября 2014 г.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 2550-0250-2014 «Комплекс измерительный количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 16 октября 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- СУ – по МИ 2638-2001 «ГСИ. Диафрагмы камерные и бескамерные, устанавливаемые во фланцевых соединениях измерительных трубопроводов. Методика контроля размеров при первичной и периодической поверке измерительных комплексов с сужающими устройствами». пп. 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, МИ 2585-2000 «ГСИ. Диафрагмы измерительных трубопроводов. Методика первичной поверки»;

- преобразователи дифференциального давления модели 3051S-CD – в соответствии с документом «Инструкция. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС, 2010 г.;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Pt100) – по ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»;

- вторичные преобразователи температуры модели 3144 - в соответствии с документом «Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС, 2008 г.;

- преобразователи давления модели 3051S-TG - в соответствии с документом «Инструкция. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС, 2010 г.;

- анализатор влажности «АМТЕК», модель 3050 OLV - «Инструкция. Анализаторы влажности 3050 модели "3050-OLV", "3050-TE", "3050-DO", "3050-SLR", "3050-AP", "3050-AM", "3050-RM". Методика поверки», утверждённая ВНИИМС, 2007 г.;

- Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 6000 - в соответствии с документом «Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 3000/6000. Методика поверки». Утверждена ВНИИМС, 2004 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ГОСТ 8.586.5-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Комплексу измерительному количества природного газа компании «Эксон Нефтегаз Лимитед»

1. ГОСТ Р 8.618-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа»

2. ГОСТ 8.586.1-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств». Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования»

3. ГОСТ 8.586.2-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств»: Часть 2. Принцип метода измерений и общие требования. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования»

4. ГОСТ 8.586.5-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств»: Часть 5. Методика выполнения измерений»

6. ИСО 5167-1:2003 «Измерение расхода среды с помощью устройств переменного перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 1. Общие принципы и требования»

7. ИСО 5167-2: 2003 «Измерение расхода среды с помощью устройств переменного перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 2. Диафрагмы»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли.

Изготовитель

Компания «DANIEL Measurement and Control, Inc. / EMERSON Process Management», США.
Юридический и почтовый адреса: 5650 Brittmoore (77041). P.O.Box 19097.Houston TX 77224, USA.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эмерсон».
Юридический и почтовый адреса: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, дом 10, строение 2.
Тел. +7 495 981 9811. Факс +7 495 981 9810

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский проспект, 19,

E-mail: info@vniim.ru

Тел. (812) 251-76-01, факс (812) 713-01-14

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30001-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

" __ " _____ 2015 г.