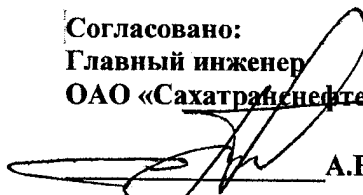
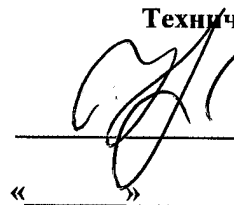


Согласовано:
Главный инженер
ОАО «Сахатранснефтегаз»


А.В. Гоголев
« 15 » 04 2013 г.

Утверждаю:
Технический директор
ОАО «ЯТЭК»


А.П. Кочкин
« » 2013 г.

Техническое задание на проектирование, изготовление, поставку и пусконаладочные работы узла измерения расхода газа (УИРГ) в точке подключения на выходе «Установки комплексной подготовки газа УКПГ» Мастахского ГКМ ОАО «ЯТЭК».

1. Исходные данные

1.1. Технические параметры проектируемого узла измерения расхода газа (далее УИРГ).

№ п/п	Параметр			
		мин	норма	макс
1	Рабочее давление, МПа (изб.)	3,8	5,4	6,8
2	Давление на входе узла, МПа (изб.)	3,8	5,4	6,8
3	Температура на входе узла, °С	-35	-20	-10
4	Расход газа нм3/час	12000		25000
5	Точка росы (по влаге) при рабочем давлении, °С	-32	-26	-15

1.2. Компонентный состав измеряемого газа:

Компонент	Концентрация , % объемные			Компонент	Концентрация , % объемные		
	мин	среднее	макс		мин	среднее	макс
CH4		93,56		n-C5H12		0,032	
C2H6		4,078		C6+		0,014	
C3H8		1,186		CO2		0,280	
i-C4H10		0,177		O2		0,004	
n-C4H10		0,229		N2		0,384	
i-C5H12		0,041					

1.3. Условия окружающей среды

1.3.1. Минимальное значение температуры воздуха - минус 40 °С,

1.3.2. Максимальное значение температуры воздуха - плюс 25 °С

2. Требования к узлу измерения расхода газа (далее УИРГ).

2.1. Проектирование и изготовление УИРГ выполнить в соответствии со следующими нормативными документами:

- ГОСТ Р 8.741 –2011 ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА Общие требования к методикам измерений (после официального введения в действие).

- МИ 3213-2009 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. «Методики выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»

- ГОСТ 30319.0-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения»;

- ГОСТ 30319.1-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки»;
- ГОСТ 30319.2-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем»;
- ГОСТ 31370-2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб»
- ГОСТ 53367-2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом»
- ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности»
- ГОСТ 31369-2008 «Газ природный вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа воббе на основе компонентного состава»
- ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы;
- ППБ 01-93. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
- «Правила устройства электроустановок», (ПУЭ) 7-е издание, 2003 г.;
- СНиП 3.05.02-2002 «Газоснабжение»;
- ГОСТ 16037-80, РТМ-12-2001 сварные соединения;
- ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.
- ВСН 205-84 «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов»;
- ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ 31370-2008 «Газ природный руководство по отбору проб»
- ГОСТ 53367-2009 «Газ горючий природный определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом»
- ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности»
- ГОСТ 31369-2008 «Газ природный вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа воббе на основе компонентного состава»
- СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов;
- СТО ГАЗПРОМ 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 5.2-2005. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода
- СТО ГАЗПРОМ 089-2010 «Газ горючий природный поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия»
- СТО ГАЗПРОМ 5.32-2009 Организация измерений природного газа.

2.2. Измерение расхода и объема газа на УИРГ должно производиться объемным методом с помощью ультразвуковых преобразователей расхода в соответствии с МИ 3213-2009 «Расход и объем газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода» и СТО Газпром 5.2-2005 «Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода». Предел допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать $\pm 0,8\%$ во всем диапазоне расхода.

2.3. В состав УИРГ должны входить:

2.3.1. Блок измерительных линий (далее БИЛ), включающий входной и выходной коллекторы, один измерительный трубопровод DN100 с ультразвуковым преобразователем расхода (УЗПР), один байпасный трубопровод DN100, комплект запорной арматуры и оборудования КИПиА.

БИЛ должен располагаться в помещении технологической установки УКПГ Мастахского ГКМ.

2.3.2. Преобразователь давления газа в ИТ, размещаемый в обогреваемом термокожухе.

2.3.3. Система отбора проб газа для анализа ФХП СОГ-2010.

2.3.4. Комплекс технических средств (КТС) измерительной системы (ИС) УИРГ. КТС ИС УИРГ устанавливается в помещении операторной УКПГ Мастахского ГКМ.

2.3.5. Комплект соединительных электрических кабелей от УЗПР до операторной (100 м).

2.4. УИРГ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое определение расхода и объемного количества газа по измерительному трубопроводу, приведенного к стандартным условиям;

- периодическое измерение компонентного состава газа методом лабораторной хроматографии;

- ручной ввод измеренных значений в вычислитель расхода газа;

- ввод с клавиатуры или переносного терминала условно-постоянных параметров;

- визуальное отображение на АРМ-оператора информации о состоянии УИРГ;

- автоматический сбор, а также отображение текущей, предупредительной и аварийной информации о состоянии оборудования;

- формирование и хранение в базе данных архивов, содержащих измеренные и вычисленные значения (данные), а также архивов событий;

- формирование и документирование периодических отчетов;

- архивирование отчетной документации;

- передача информации о расходе и количестве газа в диспетчерский пункт службы ЦИТС УДПГ ОАО «ЯТЭК» п.Кысыл-Сыр;

- защита от несанкционированного доступа к функциям и информации УИРГ.

2.5. Оборудование УИРГ, располагаемое на площадке УКПГ, должно иметь сертификаты соответствия, подтверждающие возможность использования во взрывоопасной зоне класса 2 по ГОСТ Р 51330.9-99, в которой возможно образование взрывоопасной смеси природного газа с воздухом категории ПА, температурной группы Т2.

2.6. Оборудование КТС ИС УИРГ предназначено для установки во взрывобезопасной зоне.

3. Требования к средствам измерения в составе УИРГ.

3.1. Все средства измерения должны иметь свидетельство об утверждении типа средств измерения РФ и утвержденные методики поверки. Программное обеспечение СИ количественных и качественных параметров газа должно быть аттестовано и базироваться на формулах ГОСТов и НД, действующих на территории РФ.

3.2. В качестве ультразвукового преобразователя расхода (УЗПР) использовать счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 производства фирмы «SICK MAIHAK GmbH» с четырьмя парами ультразвуковых приемников-передатчиков, с пределом допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода газа 0,5% при имитационном методе поверки. Выбранный типоразмер УЗПР необходимо подтвердить расчетом.

УЗПР должен поставляться в комплекте с прямолинейными участками ИТ, изготовленными в соответствии с требованиями МИ 3213-2009 «Расход и объем газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода», СТО Газпром 5.2-2005 «Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода» и требованиями эксплуатационной документации завода-изготовителя УЗПР.

3.3. Для измерения абсолютного давления газа в ИТ использовать преобразователь абсолютного давления 3051TA производства фирмы «Emerson Process Management AG» с пределом допускаемой приведенной погрешности 0,075%. Для исключения дополнительной погрешности по температуре преобразователь абсолютного давления 3051TA разместить в обогреваемом термошкафу в непосредственной близости от УЗПР. В комплект поставки должен входить обогреваемый импульсный трубопровод от УЗПР до преобразователя давления с комплектом необходимой вентильной обвязки.

3.4. Для измерения температуры газа в ИТ использовать термопреобразователь сопротивления платиновый 0065 с измерительным преобразователем 644Н производства фирмы «Emerson Process Management AG». Термопреобразователь должен устанавливаться на ИТ в термокармане из нержавеющей стали.

3.5. В качестве вычислителя расхода (корректора) для вычисления расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, использовать контроллер расхода Floboss 107 фирмы «Emerson Process Management AG».

Значения компонентного состава газа должны заноситься в вычислитель вручную по результатам протокола анализа проведенного на лабораторном хроматографе.

4. Требования к блоку измерительных линий.

4.1. БИЛ должен включать:

- входной коллектор DN 100, включающий концентрический трубный переход DN300 - DN100;
- одну измерительную линию DN100;
- одну байпасную линию DN100;
- выходной коллектор, включающий концентрический трубный переход DN100 - DN300;

4.2. В состав измерительной линии должны входить:

- входной и выходной шаровые краны полнопроходные с ручным приводом DN100 PN100;
- измерительный трубопровод, включающий УЗПР DN100 PN100 и комплект прямолинейных участков ИТ не менее 10D на входе, и 5D на выходе. Прямолинейные участки ИТ

должны соответствовать требованиям МИ 3213-2009 «Расход и объем газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода», СТО Газпром 5.2-2005 «Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода» и требованиями эксплуатационной документации завода-изготовителя УЗПР.

4.3. Конструкция измерительного трубопровода должна обеспечивать возможность демонтажа преобразователя расхода для проведения ремонта, а также проведения осмотра и очистки измерительного трубопровода. В состав поставки должны входить съемная проставка и имитатор УЗПР, предназначенный для проведения монтажных работ и гидротестов.

4.4. На выходной секции ИТ установить термопреобразователь сопротивления, а также показывающие манометр и термометр.

4.5. На измерительной линии предусмотреть установку шарового крана DN50 PN100 для подключения трубопроводов сброса газа на свечу и 2-х шаровых кранов DN25 PN100 для подключения трубопроводов слива конденсата.

4.6. На байпасной линии должны быть смонтированы два шаровых крана с ручным приводом DN100 PN100, шаровый кран DN50 PN100 для подключения трубопровода сброса газа на свечу и показывающий манометр;

5. Требования к системе отбора проб газа на анализ физико-химических показателей (ФХП).

5.1. Система отбора проб газа на анализ ФХП СОГ-2010 должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 31370-2008 "Газ природный. Руководство по отбору проб" и ТУ 4215-007-21189467-10

5.2. В состав системы отбора проб должны входить:

- узел пробоотборный КС 50.110-100, устанавливаемый на прямолинейном участке трубопровода DN300,
- шкаф пробоотборный КС 50.110-400 с электрическим обогревом,
- обогреваемая линия подачи проб.

5.3. Подключение к трубопроводу сброса газа на свечу обеспечивается заказчиком.

6. Требования к комплексу технических средств измерительной системы УИРГ.

6.1. В состав КТС ИС УИРГ должны входить:

- ультразвуковой преобразователь расхода;
- вычислитель расхода в комплекте с преобразователями абсолютного давления и температуры газа;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора УИРГ;

6.2. АРМ оператора должно выполнять следующие функции:

- прием и обработка информации, передаваемой из вычислителя расхода газа;
- отображение значений измеренных параметров (расход и количество газа), а также введенных значений по компонентному составу и ФХП газа в виде мнемосхем, таблиц и трендов;
- пороговый контроль результатов измерения;
- проведение усреднения результатов измерения и вычисления параметров газа;
- запись данных о компонентном составе газа в вычислители расхода;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;
- формирование и печать отчетов;
- контроль действий персонала по изменению уставок, квитированию сообщений и т.д. с фиксацией времени их выполнения;
- передача данных о расходе и количестве газа на АРМ диспетчера (здание УДПГ ЦИТС ОАО «ЯТЭК» п.Кысыл-Сыр)

6.3. Передачу данных между АРМ оператора УИРГ и АРМ диспетчера осуществлять

посредством сетей связи, согласно технических условий выданных заказчиком. Физическая реализация канала связи между операторной и диспетчерской осуществляется на оборудовании, предусмотренном заказчиком.

6.4. Оборудование КТС ИС УИРГ разместить в помещении операторной УКПГ в пылевлагонепроницаемом шкафу Rittal со встроенной принудительной вентиляцией и освещением.

6.5. В комплекте поставки предусмотреть источник стабилизированного бесперебойного питания емкостью 3000 ВА и принтер для печати отчетов.

6.6. Предусмотреть защиту информационных каналов от перенапряжения при грозе.

7. Требования к организации работ:

Поставщик оборудования должен:

- разработать комплект конструкторской и эксплуатационной документации УИРГ и обеспечить проведение метрологической экспертизы документации в органах государственной метрологической службы.

- изготовить комплект оборудования и провести заводские испытания.

- обеспечить комплексную поставку оборудования заказчику.

- провести пуско-наладочные работы и запуск оборудования в эксплуатацию.

- обеспечить разработку и утверждение МВИ.

Заказчик должен:

- Разработать проект привязки оборудования на основании представленной конструкторской документации от поставщика и обеспечить прохождение экспертизы промышленной безопасности проекта.

- произвести монтаж поставленного поставщиком оборудования

- обеспечить подвод электроснабжения в соответствии с категорией электроснабжения.

- обеспечить линию связи между АРМ-оператора (операторная УКПГ Мустахского ГКМ) и АРМ-диспетчера (здание УДПГ ОАО «ЯТЭК» п. Кысыл-Сыр).

- обеспечить проведение приемо-сдаточных испытаний.

Начальник УИТ ОАО «ЯТЭК»

Чалый В.В.

Начальник ПТО ОАО «ЯТЭК»

Вятчин А.Р.

Директор КСиР ОАО «ЯТЭК»

Дементьев Ю.И.

Начальник участка КИПиА и ТМ
УДПГ ОАО «ЯТЭК»

Наборщиков С.А.

Главный энергетик ОАО «ЯТЭК»

Ахсанов Э.Т.

Главный механик ОАО «ЯТЭК»

Колесников И.Н.

посредством сетей связи, согласно технических условий выданных заказчиком. Физическая реализация канала связи между операторной и диспетчерской осуществляется на оборудовании, предусмотренном заказчиком.

6.4. Оборудование КТС ИС УИРГ разместить в помещении операторной УКПГ в пылевлагонепроницаемом шкафу Rittal со встроенной принудительной вентиляцией и освещением.

6.5. В комплекте поставки предусмотреть источник стабилизированного бесперебойного питания емкостью 3000 ВА и принтер для печати отчетов.

6.6. Предусмотреть защиту информационных каналов от перенапряжения при грозе.

7. Требования к организации работ:

Поставщик оборудования должен:

- разработать комплект конструкторской и эксплуатационной документации УИРГ и обеспечить проведение метрологической экспертизы документации в органах государственной метрологической службы.

- изготовить комплект оборудования и провести заводские испытания.
- обеспечить комплексную поставку оборудования заказчику.
- провести пуско-наладочные работы и запуск оборудования в эксплуатацию.
- обеспечить разработку и утверждение МВИ.

Заказчик должен:

- Разработать проект привязки оборудования на основании представленной конструкторской документации от поставщика и обеспечить прохождение экспертизы промышленной безопасности проекта.

- произвести монтаж поставленного поставщиком оборудования
- обеспечить подвод электроснабжения в соответствии с категорией электроснабжения.
- обеспечить линию связи между АРМ-оператора (операторная УКПГ Мастахского ГКМ) и АРМ-диспетчера (здание УДПГ ОАО «ЯТЭК» п.Кысыл-Сыр).
- обеспечить проведение приемо-сдаточных испытаний.

Начальник УИТ ОАО «ЯТЭК»

Чалый В.В.

Начальник ПТО ОАО «ЯТЭК»

Вятчин А.Р.

Директор КСиР ОАО «ЯТЭК»

Дементьев Ю.И.

Начальник участка КИПиА и ТМ
УДПГ ОАО «ЯТЭК»

Наборщиков С.А.

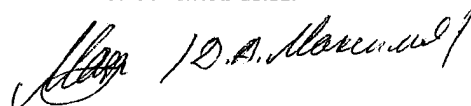
Главный энергетик ОАО «ЯТЭК»

Ахсанов Э.Т.

Главный механик ОАО «ЯТЭК»

Колесников И.Н.

Гл. метролог ОАО «Сахатранскэнергетик»

 Д.А. Максимов