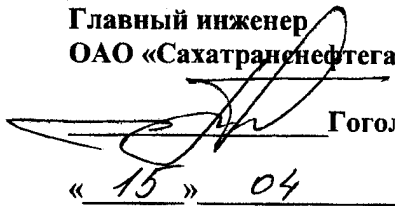
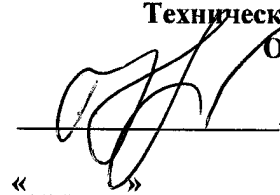


Согласовано:
Главный инженер
ОАО «Сахатраннефтегаз»


Гоголев А.В.
« 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-2» Средневилюйского ГКМ ОАО «ЯТЭК».

1. Исходные данные

1.1. Технические параметры проектируемого узла измерения расхода газа.

№ 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	-26	-15
4	Расход газа нм3/час	65000		400000
5	Точка росы (по влаге) при рабочем давлении, °С	-32	-25	-15

1.2. Компонентный состав измеряемого газа:

Компонент	Концентрация , % объемные			Компонент	Концентрация , % объемные		
	мин	норма	макс		мин	норма	макс
CH4	87	92	94	n-C5H12	0,002	0,05	0,3
C2H6	4,1	4,9	14,0	C6+	0,01	0,02	0,4
C3H8	1,2	1,5	6,6	CO2	0,02	0,04	0,3
i-C4H10	0,1	0,2	1,3	O2	0,001	0,01	0,2
n-C4H10	0,2	0,3	2,1	N2	0,2	0,6	0,8
i-C5H12	0,02	0,1	0,5				

1.3. Условия окружающей среды

1.3.1. Минимальное значение температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 53 °С,

1.3.2. Максимальное значение температуры воздуха наиболее теплой пятидневки- плюс 37 °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, два измерительных трубопровода DN300 (1 основной, 1 резервный) с ультразвуковыми преобразователями расхода (УЗПР), комплектом запорной арматуры и оборудованием КИПиА. БИЛ должен располагаться на площадке УКПГ-2.

2.3.2. Блок-контейнер приборный (БКП) со смонтированными в нем преобразователями давления из состава системы измерения расхода газа, а также оборудованием для потокового анализа физико-химических параметров (ФХП) газа. БКП должен располагаться на площадке УКПГ-2 на расстоянии 2м от блока измерительных линий.

2.3.3. Комплект обогреваемых импульсных трубопроводов от УЗПР до БКП.

2.3.4. Узел отбора проб газа на анализ ФХП и обогреваемая линия подачи проб от узла отбора до БКП.

2.3.5. Комплекс технических средств (КТС) измерительной системы (ИС) и системы автоматического управления (САУ) УИРГ.

КТС ИС и САУ УИРГ устанавливается в помещении операторной УКПГ-2.

2.3.6. Комплект соединительных электрических кабелей между БКП и операторной УКПГ-2 (150 м).

2.4. УИРГ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое определение расхода и объемного количества газа, приведенного к стандартным условиям, по каждому измерительному трубопроводу;
- суммирование расхода и объемного количества газа по всем измерительным трубопроводам (при необходимости);
- автоматическое циклическое измерение компонентного состава газа, расчет плотности, объемной теплоты сгорания, числа Воббе и ввод измеренных значений в вычислитель расхода газа;
- автоматическое измерение точек росы по влаге и углеводородам;
- ввод с клавиатуры или переносного терминала условно-постоянных параметров;
- прием сигналов от системы обнаружения пожара, загазованности и несанкционированного доступа в БКП;
- 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 качественных характеристиках газа, а также о состоянии оборудования УИРГ 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-2, 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 и САУ 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 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 преобразователи абсолютного давления 3051ТА производства фирмы «Emerson Process Management AG» с пределом допускаемой приведенной погрешности 0,075%. В блок-контейнере приборном разместить два преобразователя абсолютного давления 3051ТА (по одному на каждый ИТ) и предусмотреть место для установки двух дублирующих преобразователей с комплектом необходимой вентильной и трубной обвязки.

3.4. Для измерения температуры газа в ИТ использовать термопреобразователи сопротивления платиновые 0065 с измерительными преобразователями 644Н производства фирмы «Emerson Process Management AG». Термопреобразователи должны устанавливаться на ИТ в термокарманах из нержавеющей стали. На каждом ИТ установить по одному термопреобразователю и предусмотреть закладные конструкции для установки дублирующих.

3.5. В качестве линейных вычислителей расхода (корректоров) для вычисления расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, использовать контроллеры расхода Floboss 107 фирмы «Emerson Process Management AG».

Значения компонентного состава газа должны заноситься в вычислитель автоматически с потокового хроматографа.

В составе КТС ИС УИРГ установить один вычислитель Floboss 107 для расчета расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по каждому ИТ. Кроме этого предусмотреть место для установки дублирующего вычислителя Floboss 107 с обеспечением возможности организации дублирующего канала вычисления расхода газа по каждому ИТ.

3.6. Для определения компонентного состава и расчета физико-химических показателей природного газа в составе УИРГ использовать промышленный газовый хроматограф PGC 90.50

совместного производства фирмы DANI Strumentazione Analitica S.p.A, Италия, и ООО НТФ «БАКС», Россия.

Хроматограф должен обеспечивать раздельное измерение содержания азота и кислорода, углекислого газа, а также углеводородов до пентана включительно в соответствии с требованиями ГОСТ 31371.1-7-2008 "Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенностей".

Физико-химические показатели газа должны рассчитываться сертифицированным программным обеспечением хроматографа в соответствии с требованиями ГОСТ 31369-2008 "Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава".

В БКП должно быть предусмотрено место для установки и газовые линии для подключения дублирующего хроматографа PGC 90.50 для определения компонентного состава, а также хроматографа PGC 90.50 в исполнении «Сульфур» для измерения в составе газа концентраций серосодержащих соединений (сероводород и меркаптаны) в соответствии с требованиями ГОСТ 53367-2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом».

Система отбора и подготовки проб газа должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 31370-2008 "Газ природный. Руководство по отбору проб". Для подачи анализируемого газа от узла пробоотборного КС 50.110-100, установленного на выходном коллекторе, до анализаторов состава газа, установленных в БКП, должна использоваться обогреваемая и теплоизолированная линия подачи проб (ТУ 4215-007-21189467-10). Для обеспечения возможности анализа небольших количеств серосодержащих соединений линия подачи проб должна быть изготовлена из нержавеющей стали с сульфоионертным покрытием.

3.7. Для определения температуры точки росы по влаге должен использоваться анализатор влажности газа АМЕТЕК модели 3050.

Метрологические характеристики анализатора АМЕТЕК модели 3050 должны соответствовать данным предприятия-изготовителя:

Диапазон измерений	от 0 до 1000 ppmv;
Погрешность	0,1 ppmv в диапазоне 0...5 ppmv;
	1,0 ppmv в диапазоне 5...20 ppmv;
	5% при показании более 20 ppmv;
Чувствительность	0,1 ppmv или 0,5% от показания (что больше);

3.8. Для определения температуры точки росы по углеводородам должен использоваться анализатор точки росы по углеводородам АМЕТЕК модели 241.

Метрологические характеристики анализатора АМЕТЕК модели 241 должны соответствовать данным предприятия-изготовителя:

Диапазон измерений	от $T_{окр} - 60^{\circ}\text{C}$ до $T_{окр} - 5^{\circ}\text{C}$, но не ниже -400°C
Погрешность	$\pm 1,0^{\circ}\text{C}$
Единицы измерения	ppmv

4. Требования к блоку измерительных линий.

4.1. БИЛ должен включать:

- входной коллектор;

- две измерительные линии DN300;
- выходной коллектор.

4.2. В состав каждой измерительной линии должны входить:

- входной и выходной шаровые краны полнопроходные с ручным приводом DN300 PN100;

- измерительный трубопровод, включающий УЗПР DN300 PN100 и комплект прямолинейных участков ИТ не менее 10D на входе, и 5D на выходе. Прямолинейные участки ИТ должны соответствовать 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.

4.3. Конструкция измерительных трубопроводов должна обеспечивать возможность демонтажа преобразователей расхода для проведения ремонта, а также проведения осмотра и очистки измерительных трубопроводов. В состав поставки должны входить съемные проставки и имитаторы УЗПР, предназначенные для проведения монтажных работ и гидроиспытаний.

4.4. На выходных секциях ИТ установить термопреобразователи сопротивления, а также показывающие манометры и термометры. На каждом ИТ установить один основной термопреобразователь сопротивления и предусмотреть закладные детали для установки дублирующего.

4.5. В составе блока измерительных линий предусмотреть установку 2-х шаровых кранов DN50 PN100 для подключения трубопроводов сброса газа на свечу и 6-ти шаровых кранов DN25 PN100 для подключения трубопроводов слива конденсата и азотной установки.

5. Требования к блок-контейнеру приборному.

5.1. Блок-контейнер приборный КС 80.100-000 (далее-БКП) предназначен для размещения датчиков и преобразователей приборов и средств автоматизации, входящих в комплект оборудования УИРГ, и установки его во взрывоопасной зоне, классифицированной в соответствии с ГОСТ Р 51330.9-99 как зона класса 2. БКП должен быть изготовлен в соответствии с требованиями технических условий ТУ 4380-19-21189467-12.

5.2. БКП конструктивно должен представлять собой модульное здание (бокс), состоящее из стального каркаса и утепленных стен, пола и потолка. В качестве стеновых и потолочных конструкций должны быть использованы трехслойные металлические панели с утеплителем из базальтового волокна толщиной 150мм. Панели должны иметь полимерное порошковое покрытие, стойкое при температуре окружающей среды до -55 0С.

5.3. Конструкция БКП должна обеспечивать следующие пожарно-технические характеристики в соответствии с СП.2.13130-2009:

- степень огнестойкости строительных конструкций — II;
- класс конструктивной пожарной опасности – С0;
- класс функциональной пожарной опасности – Ф5.1.

5.4. Конструкция БКП должна обеспечивать выполнение требований, предъявляемых к помещениям категории А по взрывопожарной и пожарной опасности (СНиП 31-03-2001 и НПБ 105-95). Для этого должно быть предусмотрено:

- легкосбрасываемые люки для защиты помещения от избыточного давления в случае взрыва;

- покрытие пола из специальной антистатической резины;
- антифрикционная искробезопасность конструктивных элементов;
- специальные замки «Антипаника», облегчающие возможность покидания помещения в аварийной ситуации;
- герметичные вводы для газовых и электрических линий;
- устройство непрерывной вентиляции с естественным побуждением (дефлектор,

защищенный от попадания осадков) и аварийной вытяжной принудительной вентиляции, обеспечивающей 10-кратный воздухообмен в случае достижения уровня загазованности 10% НКПВ.

5.5. В БКП должна быть предусмотрена автоматическая система газообнаружения с устройствами световой и звуковой сигнализации, а также автоматическая система пожарной сигнализации.

5.6. В БКП должна использоваться электрическая система отопления с автоматическим регулированием, рассчитанная на поддержание температуры воздуха в зимнее время года на уровне 20 ± 5 °С.

5.7. Электрические проводки внутри БКП должны монтироваться и испытываться в соответствии с ПУЭ, ВСН 332-74 и СНиП 3.05.07-85. Прокладка электрических кабелей должна осуществляться в металлических коробах отдельно для искроопасных контрольных цепей, цепей питания и искробезопасных цепей управления.

5.8. Внутреннее помещение БКП должно быть оборудовано шиной заземления. Все оборудование БКП, подлежащее заземлению, должно соединяться с шиной заземления отдельными заземляющими проводниками.

5.9. Все оборудование БКП должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении. БКП должен быть сертифицирован в центре сертификации взрывозащищенного электрооборудования.

5.10. БКП должен поставляться в полнозаводской готовности, прошедшим предварительные заводские испытания.

6. Требования к комплексу технических средств измерительной системы и системы автоматического управления УИРГ.

6.1. КТС ИС и САУ УИРГ должен представлять собой локальную автономную систему с иерархической многоуровневой и функционально распределенной структурой передачи информации, предназначенную для обеспечения автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учету газа, а также управления режимами работы УИРГ и обеспечения безопасного функционирования оборудования УИРГ.

6.2. Функционально КТС ИС и САУ УИРГ должна делиться на:

- измерительную систему (ИС) УИРГ;
- систему автоматического управления (САУ) УИРГ;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора УИРГ;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера.

6.3. Измерительная система (ИС) должна включать в свой состав:

- ультразвуковые преобразователи расхода;
- вычислители расхода в комплекте с преобразователями абсолютного давления и температуры газа;
- хроматографы;
- анализаторы точек росы по влаге и углеводородам;
- блок обработки информации (БОИ).

6.4. БОИ должен выполнять следующие функции:

- автоматизированный сбор данных о расходе газа с вычислителей расхода;
- автоматизированный сбор данных о компонентном составе газа с хроматографов;
- автоматизированный сбор данных о температуре точки росы газа по влаге и углеводородам с анализаторов точки росы;
- пороговый контроль результатов измерения;
- проведение усреднения результатов измерения и вычисления параметров газа;
- расчет физико-химических параметров;
- запись данных о компонентном составе газа в вычислители расхода;
- формирование архива данных и журнала аварийных сообщений и вмешательств;

- передача данных о расходе и компонентном составе газа на АРМ оператора;
- обмен данными с системами вышестоящего уровня;
- автоматическая самодиагностика.

6.5. Программное обеспечение БОИ должно быть сертифицировано на соответствие ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений», ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения», МИ 2891-2004, МИ 2955-2010, МИ 2174-91.

6.6. САУ УИРГ должна выполнять следующие функции:

- сбор и обработка информации о работе вспомогательного оборудования УИРГ (инженерных систем и систем жизнеобеспечения);
- обеспечение безопасной эксплуатации оборудования УИРГ - автоматическая регистрация отклонений от заданных режимов работы, обнаружения отказов, распознавания аварийных ситуаций и обеспечения срабатывания противоаварийной защиты;
- передача информации о состоянии оборудования УИРГ и срабатывании устройств противоаварийной защиты на АРМ оператора УИРГ и в систему телемеханики объекта.

6.7. АРМ оператора должен выполнять следующие функции:

- прием и обработка информации, передаваемой из ИС и САУ УИРГ;
- отображение значений контролируемых параметров (расход и количество газа, компонентный состав, температура точек росы по влаге и углеводородам, вычисленные значения ФХП газа) в виде мнемосхем, таблиц и трендов;
- формирование и печать отчетов;
- отображение и регистрация срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации и блокировок с выводом на монитор аварийных сообщений;
- контроль действий персонала по изменению уставок, квитированию сообщений и т.д. с фиксацией времени их выполнения;

6.8. АРМ диспетчера должен поставляться в комплекте с прикладным программным обеспечением, позволяющим осуществлять дистанционный контроль и управление работой УИРГ из диспетчерской (здание УДПГ ЦИТС ОАО «ЯТЭК» п.Кысыл-Сыр),

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.

6.9. Оборудование КТС ИС и САУ УИРГ разместить в помещении операторной УКПГ-2 в пылевлагонепроницаемых шкафах Rittal со встроенной принудительной вентиляцией и освещением. В состав комплекта поставки должны входить:

- шкаф вычислителей;
- шкаф управления;
- стойка операторская;
- принтер для печати отчетов.

6.10. В комплекте поставки предусмотреть источник бесперебойного питания емкостью 3000 ВА.

6.11. 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 электропитания в соответствии с 1 категорией электроснабжения.

- обеспечить линию связи между АРМ-оператора (операторная УКПГ-2 СВГКМ) 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 УКСиР 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.

- 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 электропитания в соответствии с 1 категорией электроснабжения.

- обеспечить линию связи между АРМ-оператора (операторная УКПП-2 СВГКМ) 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 УКСиР 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.

г. директор ОАО «Сахалинскэнерго» *И.Н. Колесников*