



ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 469619 , Система учета газового конденсата
способом Открытый тендер

Лот № 1 (24-1 Р, 1665828)

Заказчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "Амангельды Газ"
Организатор: Акционерное общество "КазТрансГаз"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	Значение
Номер строки	24-1 Р
Наименование и краткая характеристика	Работы по монтажу/внедрению автоматизированных систем управления/контроля/мониторинга/учета/диспетчеризации, Работы по монтажу/внедрению автоматизированных систем управления/контроля/мониторинга/учета/диспетчеризации и аналогичного оборудования
Дополнительная характеристика	Система учета газового конденсата
Количество	1.000
Единица измерения	-
Место поставки	КАЗАХСТАН, Жамбылская область, Таласский район, месторождение Амангельды
Условия поставки	-
Срок поставки	С даты подписания договора по 11.2020
Условия оплаты	Предоплата - 0%, Промежуточный платеж - 0%, Окончательный платеж - 100%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

2.1 Наименование работ. Оснащение производственных объектов Шу-Сарысуйского производственного филиала (далее-ШСПФ) программно-аппаратным комплексом способным вести учет производимого/хранящегося/отгружаемого газового конденсата с передачей данных в уполномоченный орган в области углеводородов или определенный им оператор.

2.2 Основания для проведения работ.

2.2.1. Статья 144 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.

2.2.2. «Перечень и сроки оснащения производственных объектов, подлежащих оснащению приборами учета сырой нефти и газового конденсата», утверждённый Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 4 ноября 2019 года № 357. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 6 ноября 2019 года № 19559

2.2.3. «Правила формирования и функционирования информационной системы учета сырой нефти и газового конденсата», утверждённый Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 апреля 2018 года № 154. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 мая 2018 года № 16960.

2.2.4. «Правила оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти и газового конденсата и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти и газового конденсата», утверждённый Приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 26 ноября 2019 года № 385. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 ноября 2019 года № 19664.

2.3. Цель проведения работ. Провести модернизацию аппаратную / программную, также до оснастить существующую систему / приборы учета (далее - ПУ) газового конденсата на следующих объектах:

- Установка комплексной подготовки газа, месторождение (далее- УКПГ) Амангельды;
- Пункт сбора газа (далее- ПСГ), месторождение Жаркум;
- Газо-сборный пункт (далее-ГСП), месторождение Айрақты.

2.3.1. Произвести монтаж средств автоматизированной системы управления (далее - АСУ), наладку, настройку передачу данных от ПУ в уполномоченный орган в области углеводородов или определенный им оператор.

2.4. Этапы работ

2.4.1. Подрядчик должен разработать Программу модернизации/реконструкции существующей системы АСУТП, на основании аудита (комплексное диагностирование) текущего состояния и оснащённости производственных объектов и средств измерений связанный с газового конденсата (далее- ГК) Заказчика, которое обязательно должно предусматривать передачу информации с ПУ в систему уполномоченного органа в области углеводородов с учетом требований по защите информации. Программа должна быть разработана в соответствие с пп. 2.2. настоящей технической спецификации согласовать с Заказчиком.

2.4.2. Модернизацию/реконструкцию системы учета ГК Заказчика.





2.5. Краткая характеристика объектов прилагается в приложении №1 к ТС:

- Схема ПУ, УКПГ месторождения Амангельды;
- Схема ПУ, ПСГ месторождения Жаркум;
- Схема ПУ, ГСП месторождения Айрақты.

2.5.1. Основные технические решения.

В соответствии с пп. 2.2. ТС, основные технические решения должны соответствовать следующим требованиям и предусматривать:

- 1) ведение измерения и (или) расчет массы нефтепродуктов в соответствии с методиками выполнения измерений, допущенные к применению в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области обеспечения единства измерений;
- 2) учет ГК ПУ осуществляется по массе (в тоннах);
- 3) измерение массы нефтепродукта в резервуарах и на коллекторах налива определяется с помощью ПУ на основе действующих методов измерения массы нефтепродуктов согласно требованиям межгосударственных стандартов, ГОСТ или, в случае их отсутствия, национальных стандартов СТ РК;
- 4) режим работы - непрерывный;
- 5) разрабатываемая система управления ПУ, а также применяемые приборы, оборудование и места установки должны соответствовать ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования», ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия», ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93 «Устройства и системы телемеханики, Основные положения» с учетом требований, изложенных в Законе Республики Казахстан от 20 июля 2011 года №. 463-IV «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов»;
- 6) Учет ПУ с передачей данных в массовых единицах измерения, согласно ГОСТ 8.595 - 2004 в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности.
- 7) применить следующие методы по измерению массы нефтепродуктов: прямой метод динамических измерений массы нефтепродукта;
- 8) обеспечение регистрации и хранения результатов измерений, формирование отчетов, обязательную архивацию данных по расходу по часам, суткам, месяцам;
- 9) обеспечение возможности передачи данных (по сети Интернет, телефонной линии) по защищенным телекоммуникационным каналам;
- 10) обеспечение выполнения измерений с погрешностью, не превышающей допустимую погрешность измерений в установленных режимах и условиях эксплуатации согласно требованиям межгосударственных стандартов, ГОСТ или, в случае их отсутствия, национальных стандартов СТ РК;
- 11) обеспечение формирования первичных данных для внешних автоматизированных систем (действующих систем АСУТП) в части измеренных показателей в соответствии с протоколами информационного обмена;
- 12) наличие системы безопасности от несанкционированного доступа (код, ключ, пломба, топографическая наклейка);
- 13) обеспечение средствами защиты от помех, сбоев в системе электропитания (отсекатель напряжения, источник бесперебойного питания и т.п.);
- 14) наличие технического паспорта, инструкции по эксплуатации и документа о происхождении.

2.5.2. Требования к метрологическому обеспечению АСУ должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов не должны превышать:
 - а) при прямом методе динамических измерений массы нефтепродукта: $\pm 0,25\%$;
 - б) при косвенном методе измерений массы продукта: $\pm 0,5\%$;
 - в) при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе: $\pm 0,5\%$;
- 2) Подрядчик обязан обеспечить отсутствие погрешностей измерений между методом динамических измерений (массовые расходомеры) и косвенным методом измерений (на резервуарах и автоцистернах).

2.5.3. Требования к АСУ

Функции измерительной среды Требуется (Да/Нет)

Автоматическое определение (расчет) массы по измеренным значениям, аттестованной методике измерений и градуировочной таблице резервуара Да

Визуальное отображение и регистрация информации о значениях измеряемых и вычисляемых параметров, состоянии Системы технологического оборудование Да

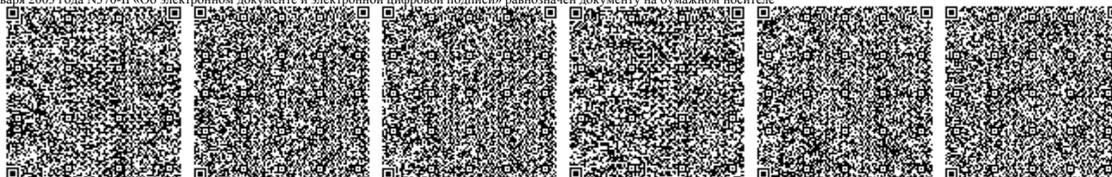
Интеграция С АСУТП Да

Передача данных по протоколу OPC (TCP/IP/Ethernet) в систему «верхнего уровня» Да

Защита информации многоуровневой системой доступа и паролей Да

2.5.4. АСУ предназначена для:

- Автоматизации процесса измерения массы, уровня, объема уровня резервуарного парка методами и с точностью согласно ГОСТ 8.595-2004.
- Расчета массы хранящихся в резервуарах ГКС для архивирования данных и отображения информации о массе закаченного/принятого ГКС, о массе опорожненного/отгруженного ГКС.
- Отображения, текущих данных о количестве ГКС в текущих трендах, и в архивных трендах, архивных данных по каждому из резервуаров.
- Сбора и обработки измерительной информации, передачи данных о количестве ГКС в резервуарах на дисплей АРМ, в учетную





систему верхнего уровня системы АСУТП.

- Бесперебойной работы системы измерения без потери данных (с резервированием).

2.5.5. Требования к структуре и функционированию АСУ

АСУ должна проектироваться как трехуровневая, иерархическая информационная система, базирующаяся на современных аппаратно-программных средствах, обеспечивающих взаимодействие обслуживающего персонала с измерительным оборудованием, передачу данных уполномоченному органу в сфере углеводородов или определенному им оператору, а также непосредственно в систему учета предприятия. При создании для каждого объекта учета должен быть предусмотрен минимальный набор программно-технических средств учета и представления информации, обеспечивающих возможность ведения технологического и учетного процесса по заданным критериям и временным диаграммам работы согласно технологической работы станции.

Контроллер(ы), входящий в состав АСУ, должен предусматривать возможность организации локальной вычислительной сети, в которую должны включаться другие системы, функционирующие на площадках как самостоятельные единицы.

Система должна иметь трехуровневую структуру:

- полевой уровень - расходомеры, датчики, преобразователи, исполнительные механизмы и др;
- средний уровень - станции управления (СУ), блок интерфейса связи, программируемые логические контроллеры (ПЛК)
- верхний уровень - АРМы операторов, серверы ввода/вывода, серверы баз данных и т.д.

Система должна интегрироваться с существующей системой АСУТП.

Интеграция должна обеспечивать отображение всей сигнализации Системы на АРМе оператора АСУТП.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение и обработка данных
- автоматическое измерение плотности;
- передачу данных в систему АСУТП для учета технологического запаса резервуарного парка.

Связь между ПЛК и Системой управления АСУТП должна осуществляться по цифровым протоколам связи.

Связь среднего уровня (блок интерфейса связи) с верхним АРМ оператора с ПО (системы резервуарного учета) должен осуществляться по протоколу Ethernet.

Передача данных в АСУТП предприятия может осуществляться по протоколу RS 232/485 MODBUS от блока интерфейса связи или по высокоскоростной сети Ethernet посредством интегрированного в ПО OPC-сервера. Для повышения надежности связи сеть должна быть построена на основе кольца с применением коммутаторов, установленных в шкафу АСУТП.

Система должна обеспечивать возможность расширения путем подключения дополнительных элементов (модулей ввода/вывода и полевых датчиков).

Оборудование, установленное в шкафу АСУ должно выполнять следующие функции:

- обработку и масштабирование информации, поступающей с полевых датчиков уровня, давления и температуры от объекта автоматизации;
- связь со шкафами существующей АСУТП может осуществляться в резервируемой сети Ethernet (кольцо);
- аппаратная и программная диагностика исправности сетей;
- обмен данными по сети Ethernet с АСУТП верхним уровнем.

Монтаж средств АСУ должен быть выполнен во вновь проектируемом шкафу одностороннего обслуживания с необходимым набором монтажных аксессуаров.

В своем составе шкаф АСУ должен содержать:

- блок интерфейса связи, обеспечивающий передачу данных на АРМ оператора и в АСУ ТП предприятия по протоколу RS 232/485 MODBUS;
- искробезопасные входные барьеры, обеспечивающие искробезопасную электрическую цепь “Exia” для датчиков, находящихся во взрывоопасной зоне;
- базовые блоки, предназначенные для установки активных шинных модулей, поддерживающих связь с полевым оборудованием;
- коммуникационные модули, предназначенные для организации скоростной последовательной связи по Ethernet;
- вспомогательное оборудование (промежуточные реле, клеммные колодки и т.п.).

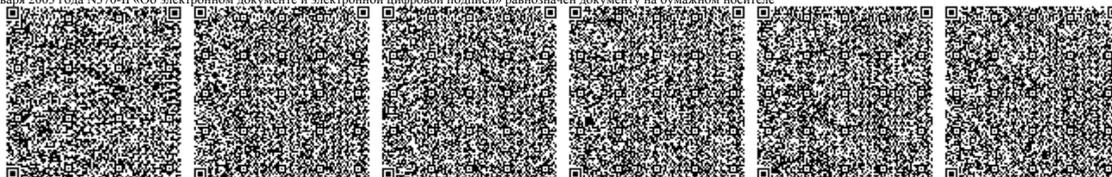
Основные технические средства Системы (станции управления, а также шкафы вторичной аппаратуры) должны быть размещены в помещении аппаратной.

АСУ должна обеспечить выполнение всех функций в соответствии с требованиями настоящего ТЗ, Кодекса, Правил и соответствующих Технических регламентов (далее -ТР). В АСУ должно быть предусмотрено информационное взаимодействие, с автоматизированной системой уполномоченного органа в сфере углеводородов или определенным им оператором, также автоматизированными системами предприятия.

В качестве оборудования операторной к каждому объекту применяются:

- шкаф АСУТП;
- АРМ оператора, на которые должны быть отображения измеренных и расчетных данных системы измерения массы;
- Расходомер Кориолисовый ELITE Micro Motion диаметр условного прохода 50мм с поддержкой HART протокола, на м. Айрақты - 2 шт.;
- Расходомер Кориолисовый ELITE Micro Motion диаметр условного прохода 50мм с поддержкой HART протокола, на м. Жарқум - 1 шт.;
- Итоговый перечень оборудования и программного обеспечения комплекта поставки Подрядчиком для АСУ должен быть согласован с Заказчиком.

2.5.6. Программное обеспечение





Используемое программное обеспечение должно быть совместимо с существующими операционной системой, с возможностью подключения клиента, возможностью измерения гибридных вычислений, USB-ключи, Встроенной 5-и уровневой системой доступа защищённой паролями. Обязательное наличие не редактируемого протокола проведенных изменений в системе и регистрация попыток несанкционированного доступа. Возможность сетевого взаимодействия с информационными системами, Возможность перевода на государственный язык (казахский), Настраиваемые средства просмотра с графическим представлением ПУ и резервуарного парка.

2.5.7. Общие технические требования

Предусмотреть монтажные изделия и материалы для прокладки кабелей от КПУ до станций управления.

При проведении работ Подрядчику необходимо учесть возможность использовать существующей инфраструктуры производственных объектов с возможностью интегрирования в имеющиеся системы управления технологического процесса и системы управления учета для унификации оборудования с ранее установленными приборами и системами.

Технические устройства, обеспечивающие сбор и передачу информации с ПУ оператору данных уполномоченного органа в области оборота углеводородов или определенного им оператора, должны иметь возможность дублирования данных в информационную или автоматизированную систему управления Заказчика.

ПУ должны иметь единую точку сбора данных по объектам для передачи оператору данных уполномоченного органа в области оборота углеводородов или определенного им оператора.

Передача данных с ПУ оператору данных уполномоченного органа в области оборота углеводородов или определенного им оператора должно осуществляться посредством цифровых протоколов связи.

Передача данных от ПУ в АО «ИАЦНГ» должна осуществляться по цифровым защищенным линиям связи и соответствовать всем техническим условиям, так же «Правил интеграции объектов информатизации "электронного правительства" утвержденного Приказом и.о. Министра информации и коммуникаций Республики Казахстан от 29 марта 2018 года № 123. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 19 апреля 2018 года № 16777.

2.5.8. Требования к информационной безопасности

Предусмотреть комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности, в том числе:

- 1) Аудит действий операторов и обслуживающего персонала;
- 2) Система резервного копирования информации;
- 3) Контроль и предотвращение потенциальных кибератак в систему;
- 4) Мониторинг состояния средств защиты информации и событий информационной безопасности;
- 5) Контроль целостности программных продуктов и данных;
- 6) Контроль использования внешних/съёмных носителей информации.

2.5.9. Требования к контрактным и договорным работам

- 1) Поставка оборудования и комплектующих осуществляется Подрядчиком.
- 2) Поставка полевого оборудования КИП, оборудования АСУТП и материалов производится по контракту с фирмами производителями, по опросным листам.
- 3) Программное обеспечение и лицензии для нормальной работы всей системы учета ГКС предоставляются Подрядчиком.
- 4) Генерация системы управления по данным Заказчика выполняется специалистами Подрядчика.
- 5) Наладка системы управления и ввод ее в эксплуатацию выполняются Подрядчиком.

2.5.10. Порядок контроля и приемки системы

Приемка системы производится на площадке Заказчика в соответствии с договором по стандартной программе и оформляется актом. Автономная наладка системы производится на площадке Заказчика специалистами Подрядчика системы и завершается актом о готовности системы к сдаче. Опытная эксплуатация системы управления проводится на этапе «Пусконаладочные работы» для решения вопроса предъявления системы в промышленную эксплуатацию. Эти испытания организует Заказчик и проводит совместно с Поставщиком. В протоколе испытаний, составленном по результатам опытной эксплуатации, приводят заключение о возможности приемки системы в промышленную эксплуатацию, а также перечень необходимых доработок и сроки их выполнения. Сдача системы в промышленную эксплуатацию производится по согласованной программе испытаний при наличии актов о завершении монтажных и наладочных работ и оформляется отдельным актом.

2.5.11. Требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу в действие.

Подрядчик совместно с Заказчиком обеспечивает выполнение следующих мероприятий:

- в) проводит подготовку технических средств;
- г) организует проведение комплексной наладки системы;
- д) организует приемочные испытания на объекте и ввод системы в промышленную эксплуатацию;
- е) организует обучение заинтересованных работников Заказчика.
- ж) Заказчик осуществляет подготовку фронтов работ Поставщику для монтажа оборудования, а именно: обеспечивает готовность расходомеров, резервуаров и коллекторов к производству работ.

2.5.12. Требования к документированию

- 1) Вся разрабатываемая документация оформляется Поставщиком в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем». Поставщик предоставляет Заказчику:
 - а) Руководство по обслуживанию, эксплуатации и конфигурированию на русском языке на бумажном носителе (4 копии) и на





компакт-диске (1 копия);

б) Документация на русском языке на бумажном носителе (4 копии) и на компакт-диске (1 копия) в формате: MS Office 2007 (текстовые документы) или выше; AutoCAD 2010 или выше

Оригинальная документация на английском и русском языке на компакт-диске (2 копия).

2) Документация, в том числе, должна включать:

а) структурные схемы комплекса технических средств ;

б) описание комплекса технических средств;

в) схемы компоновки шкафов АСУ;

г) описание Программного обеспечения;

д) описание Информационного обеспечения;

е) схемы электропитания и заземления;

ж) схемы внутрисистемных соединений;

3) Руководство по обслуживанию, эксплуатации и конфигурированию должно включать:

а) инструкции по эксплуатации оборудования;

б) инструкции пользователя.

4) Объем передаваемой документации может быть откорректирован только по согласованию с Заказчиком.

5) Нормативные документы.

При создании системы управления необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

а) ГОСТ 34.602-89. Техническое задание на создание АС.

б) ГОСТ 34.601-90. Автоматизированные системы. Стадии создания.

в) ГОСТ 24.701-86. ЕСС АСУ. Надежность АСУ. Основные положения.

г) СТ РК 2.82 - Системы информационные-измерительные. Порядок проведения метрологической аттестации.

д) ПУЭ РК 2015.

2.5.13. Требования к интерфейсу оператора

1) Технологические сообщения оператору должны быть на русском языке.

2) Для операторского интерфейса должна быть предусмотрена система защиты от несанкционированного доступа к измеряемым параметрам Системы.

3) Мнемосхемы процесса должны в максимальной степени отражать структуру объекта и его текущее состояние, а именно:

а) состав технологического оборудования;

б) динамику изменения состояния процесса;

в) численные значения параметров процесса.

г) Операторский интерфейс должен включать стандартные видео граммы:

д) тренды реального времени;

е) исторические тренды;

ж) экраны формирования отчетов;

з) экран диагностики Системы;

и) экран парольной защиты.

4) Тренды должны обеспечивать отображение текущих (в реальном времени) и зарегистрированных (история процесса) значений параметров в виде временных графиков. Исторические тренды должны быть доступны для просмотра и печати в виде графиков.

5) Экран формирования отчетов должен содержать меню с перечнем формируемых отчетов.

2.5.14. Требования к выполнению работ

2.5.14.1. Выполнять монтажные, пуско-наладочные работы на производственных объектах Заказчика, в соответствии с правилами и инструкциями по безопасности и охране труда, промышленной безопасности, применяемых на объектах Заказчика.

2.5.14.2. Выполнить работы по подключению, сбору и передаче данных с ПУ, оператору данных уполномоченного органа в области углеводородов или определенный им оператор до 1 января 2021 г.

2.5.14.3. При необходимости произвести перенос существующих расходомеров на место определенных Программой, с дальнейшим подключением расходомера к системе.

2.5.14.4. Передаваемые данные в уполномоченный орган в области углеводородов или определенный им оператор должны быть согласованы с Заказчиком.

2.5.14.5. Выполнить тестирование (опытная эксплуатация) ПУ, средства связи и передачи данных, с обязательным присутствием на объекте квалифицированных специалистов Подрядчика.

2.5.14.6. Разница (погрешность) при выполнении измерений между прямым методом динамических измерений на трубопроводах и косвенным методом статических измерений (на резервуарах и авто цистернах) должна отсутствовать.

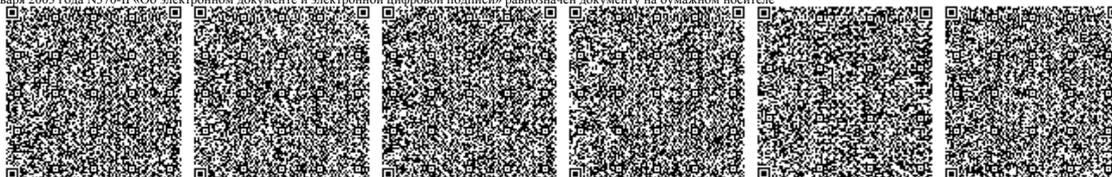
2.5.14.7. Исполнитель обязан в полном объеме предоставить техническое задание на оснащение ПУ, исполнительную документацию, технические паспорта на русском языке,

2.5.14.8. В комплект поставки ПУ должен входить следующий перечень документов: полное техническое описание и конфигурацию поставляемых ПО; инструкция по монтажу и эксплуатации.

2.5.14.9. Выполнить поставку, монтаж и подключение волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) сигнальных и сетевых кабелей, коммутаторов, контроллеров и другого оборудования для сбора и передачи данных на объектах

2.5.14.10. Произвести разработку, согласование с заинтересованными физическими и юридическими лицами, аттестацию и регистрацию методики выполнения измерений (МВИ) в соответствии с СТ РК 2.18-2019.

2.5.14.11. Произвести тестирование (опытно-техническую эксплуатацию) разработанной и аттестованной методики выполнения





измерений.

2.5.14.12. Выполнить мероприятия по вводу оборудования и программного обеспечения в эксплуатацию. В результате проведения инженеринговых и пусконаладочных работ Исполнителем Заказчику должен быть передан готовый «под ключ» комплекс по системе учета нефтепродуктов.

2.5.14.13. Обучение персонала Заказчика;

2.5.14.14. Ввод в эксплуатацию комплексной автоматизированной системы измерения ПУ.

2.6. Срок завершения всех работ – до 30 ноября 2020 года.

2.7. Гарантийный период составляет не менее 36 месяцев с момента начала эксплуатации.

2.8. Средний срок службы на оборудование: 10 лет.

2.9. При обнаружении в период гарантийного срока эксплуатации неисправностей, которые произошли по причине некачественного выполнения работ и не позволяют продолжить нормальную эксплуатацию, Потенциальный поставщик обязан устранить неисправности за свой счет в течение 30 календарных дней с даты направления уведомления Заказчика.

По всем имеющимся вопросам к технической спецификации обращаться по указанным контактам: тел. 8 7172 55-23-15 (вн. 0528); e-mail: a.isabekov@amangeldygas.kz.

3. Информация об уровне ответственности объектов строительства, который определяется в соответствии с законодательством Республики Казахстан

Уровень ответственности объектов (УКПГ Амангельды, ПСГ Жаркум, ГСП Айрақты) относится к: 1) объекты I (повышенного) уровня ответственности.

4. Технические стандарты

№ п/п	Наименование
1	СТ РК 2.82-2004, Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Системы информационно-измерительные. Порядок проведения метрологической аттестации. Взамен МИ 2002-89, https://www.egfntd.kz/rus/tv/80137.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%A1%D0%A2%20%D0%A0%D0%9A%202.82&sw_sec=-1
2	СТ РК 2.18-2019, Методики выполнения измерений ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ, МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ АТТЕСТАЦИИ, РЕГИСТРАЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ, https://www.egfntd.kz/rus/tv/398226.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%A1%D0%A2%20%D0%A0%D0%9A%202.18-2019&sw_sec=-1

5. Нормативно-технические документы

№ п/п	Наименование
1	ГОСТ 34.602-89, Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318752.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2034.602-89&sw_sec=-1
2	Приказ и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 26 ноября 2019 года № 385 «Об утверждении Правил оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти и газового конденсата и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти и газового конденсата», https://tengrinews.kz/zakon/pravitelstvo_respubliki_kazahstan_premier_ministr_rk/promyishlennost/id-V1900019664/
3	ГОСТ 24.104-85, Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318733.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2024.104-85&sw_sec=-1
4	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28 апреля 2018 года № 154 «Об утверждении Правил формирования и функционирования информационной системы учета сырой нефти и газового конденсата», http://zan.gov.kz/client#!/doc/122212/rus
5	ГОСТ 26.205-88, Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318229.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2026.205-88&sw_sec=-1
6	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 4 ноября 2019 года № 357. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 6 ноября 2019 года № 19559 Об утверждении Перечня и сроков оснащения производственных объектов, подлежащих оснащению приборами учета сырой нефти и газового конденсата, https://tengrinews.kz/zakon/pravitelstvo_respubliki_kazahstan_premier_ministr_rk/promyishlennost/id-V1900019559/
7	ГОСТ 34.601-90, Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318751.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2034.601-90&sw_sec=-1





8	ГОСТ 24.701-86, Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318735.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2024.701-86&sw_sec=-1
9	ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93, Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 1. Общие принципы, https://www.egfntd.kz/rus/tv/318673.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%20%D0%A0%20%D0%9C%D0%AD%D0%9A%20870-1-1-93&sw_sec=-1
10	ЗАКОН РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов, https://online.zakon.kz/document/?doc_id=31034349#pos=2;-110
11	Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23 ноября 2015 года № 414-V ЗПК, https://online.zakon.kz/document/?doc_id=38910832
12	Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31682302
13	Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года №125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями). Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года №125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями).
14	ГОСТ 34.201-89, Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. https://www.egfntd.kz/rus/tv/318742.html?sw_gr=-1&sw_str=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%2034.201-89&sw_sec=-1

Приложение

Приложение №1 к ТС (Схемы).pdf

Подписал

Дата подписания

Ибрагимжанов Саламат Серикович

28.08.2020

