

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
Председателя правления
АО «Худудгазтаъминот»



А. Н. Саидвалиев

« 10 » 09 2021 год

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для
технологических узлов учёта (приборов учёта) природного газа

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

по реализации и вводу в эксплуатацию автоматизированной системы
контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта
природного газа АО «Худудгазтаъминот»

на 34 листах

действует с « 10 » 09 2021 года

СОГЛАСОВАНО

Филиал «Худудгаз метрология»

С. Холикпазаров

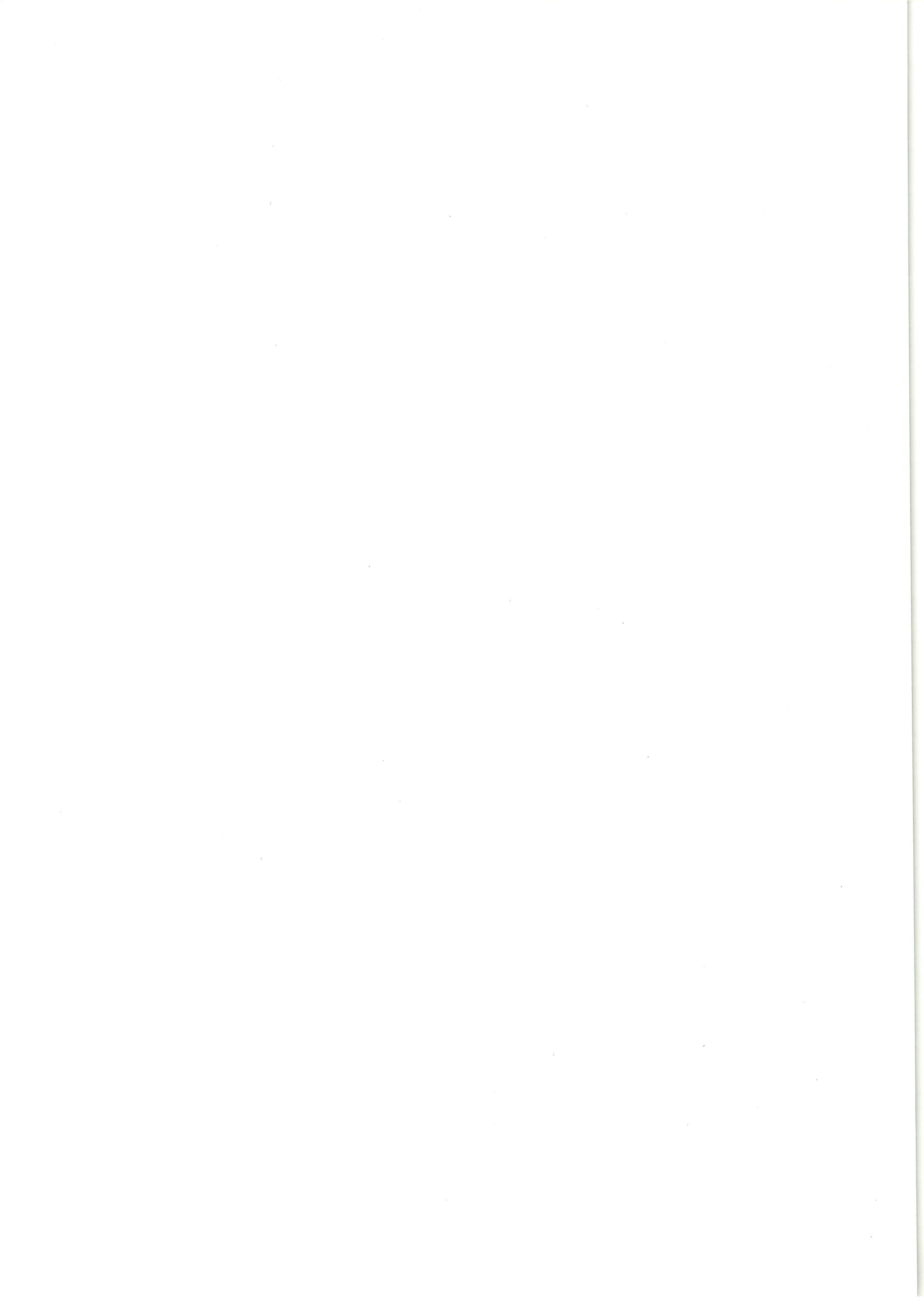


Филиал «Худудгаз цифровизация»

Ж. Камиллов



г. Ташкент – 2021 г.



1. Общие сведения

1.1. Полное наименование системы.

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот» (далее – АСКУГ).

1.2. Наименование организации Заказчика и реквизиты.

Заказчик: АО «Худудгазтаъминот»;

Юридический адрес: г. Ташкент, Чиланзарский район, улица Мукимий, дом 98;

контактный телефон: (71) 281-16-68, факс (71) 281-16-68;

электронная почта: info@hududgaz.uz

1.3. Перечень документов, на основании которых производятся работы.

Техническое задание по реализации и вводу в эксплуатацию автоматизированной системы контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот» (далее – АСКУГ) разработано на основании:

Постановления Президента Республики Узбекистан №ПП-4388 от 9 июля 2019 года «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению и совершенствованию системы управления нефтегазовой отраслью»;

Постановления Президента Республики Узбекистан №ПП-4840 от 24.09.2020 года «О дополнительных мерах по реализации проекта «Внедрение автоматизированной системы контроля и учёта природного газа».

1.4. Плановые сроки начала и окончания работ:

Начало – 01.10.2021 года

Окончание – 01.11.2021 года

1.5. Работы по созданию АСКУГ для технологических узлов учёта газа производятся и принимаются поэтапно. По окончании каждого из этапов исполнитель представляет заказчику документацию по этапу и подписанный со стороны исполнителя акт сдачи-приёмки работ.

2. Назначение и цели системы

2.1. Назначение системы

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа предназначена для контроля и учёта природного газа, автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения данных по приборам учёта технологических узлов учёта газа Филиалов «Hududgaz», установленных на межрайонных и крупных узлах учёта, а также на входе махаллей и многоэтажных домов.

2.2. Цели создания системы

Основными целями создания автоматизированной системы являются:

- повышение технико-экономических показателей производства за счёт оптимального управления и снижение эксплуатационных расходов;
- проведение анализа потребления переданного-принятого природного газа через технологические узлы учёта, установленные на межрайонных и крупных участках, на входе махаллей и многоэтажных домов;
- обеспечение контроля за рациональным и эффективным использованием газа со стороны потребителей Республики Узбекистан;
- исключение человеческого фактора при передаче данных с приборов учёта газа, контроль за техническим состоянием приборов учёта газа;
- консолидация данных об объёмах потребления природного газа по всем подключённым объектам предприятия;
- оперативное получение необходимых данных по приборам учёта газа, анализ данных, принятие решения о необходимости проведения мониторинга по итогам анализа и составление отчётов.

3. Характеристики объекта автоматизации

3.1. Объектами автоматизации являются технологические приборы учёта газа Филиалов «Hududgaz», установленные на границах раздела между районами и крупными участками газораспределительных сетей внутри районов, на крупных участках территорий с высоким уровнем потребления природного газа и задолженности, на входе махаллей и многоэтажных домов.

3.2. Объекты автоматизации расположены в сетях газоснабжения следующих регионов: Республика Каракалпакстан, Андижанская область, Бухарская область, Джизакская область, Кашкадарьинская область, Навоийская область, Наманганская область, Самаркандская область, Сырдарьинская область, Сурхандарьинская область, Ташкентская область, Ферганская область, Хорезмская область и г. Ташкент.

3.3. Модель подключаемых приборов учёта газа – приборы учёта газа, используемые на территории Республики Узбекистан, внесённые в Государственные реестры СИ, утверждённых типов, изготавливаемых в Республике Узбекистан и импортируемых СИ, признанных типов в Республике Узбекистан и соответствующие государственному стандарту Республики Узбекистан O'z DSt 3187:2017 «Приборы учёта газа. Общие технические требования».

Модели приборов учёта, установленных на технологических узлах учёта, указаны в приложении №В.

3.4. Технические характеристики подключаемых приборов учёта газа указаны в Руководствах по эксплуатации заводов-изготовителей данных приборов учёта.

3.5. Сведения об условиях эксплуатации объекта информатизации и характеристиках окружающей среды:

диапазон температуры окружающей среды от минус 39,8 °С до плюс 48,5 °С;

диапазон влажности от 0 до 95%;

режим работы непрерывный 24 часа в сутки 7 дней в неделю, на открытом воздухе, в помещении или в металлических шкафах.

4. Требования к АСКУГ

4.1. Требования к АСКУГ в целом.

Архитектура АСКУГ должна представлять собой иерархическую многоуровневую территориально распределённую систему, выполняющую функции сбора, обработки, хранения и анализа результатов, формирование отчётов.

4.1.1 Требования к структуре и функционированию системы

В системе должны быть предусмотрены следующие уровни:

нижний уровень – уровень контроля приборов учёта газа. Формирование и передача данных с приборов учёта газа на средний уровень в соответствии с территориальной принадлежностью;

средний уровень – уровень программируемых логических контроллеров и модемов;

верхний уровень – уровень серверов приложений и баз данных. Сбор, обработка, хранение и анализ данных, формирование отчётов.

Нижний уровень должен обеспечивать:

формирование и передачу данных с приборов учёта газа на средний уровень по открытому коммуникационному протоколу Modbus через

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, USB Ethernet и т.д. в соответствии с Приложением А.

Средний уровень должен обеспечивать:

Сбор первичной информации со встроенных интерфейсов приборов учёта газа посредством RTU (Remote Terminal Unit – удалённое передающее устройство) контроллера и передачу полученной информации с помощью беспроводного GSM/GPRS модема посредством GPRS каналов связи на верхний уровень Системы. В качестве беспроводного GSM/GPRS модема, в зависимости от доступности средств связи в районе конкретного объекта, может использоваться GSM или CDMA модем с интерфейсом RS-232, также допускается использовать встроенный модем RTU контроллера.

Верхний уровень должен обеспечивать:

получение данных в соответствии с Приложением А: не менее чем с 10 000 объектов, с возможностью масштабирования, и сбором данных к единому расчётному часу;

визуализацию данных;

выбор параметров и периода опроса для анализа;

сравнение допустимых значений со значениями, которые были фактически зафиксированы приборами учёта, и в случае выявления отклонения, включение сигнализации с фиксацией даты, времени начала и конца, а также значений при отклонении;

возможность предоставления информации при изменении значений в конфигурации приборов учёта;

возможность предоставления информации при возникновении нештатных ситуаций с фиксацией даты и времени начала и конца нештатной ситуации;

включение сигнализации в случае, если программируемый логический контроллер (далее ПЛК) не вышел на связь с фиксацией даты и времени начала и конца отключения;

включение сигнализации, с записью в архив событий, при санкционированном/ несанкционированном доступе к телеметрическому оборудованию на объекте контроля;

построение графиков в зависимости от выбранных параметров и периода опроса;

хранение данных, полученных с приборов учёта в соответствии с Приложением А в течение 3 лет;

автоматическое формирование данных для составления оперативной передачи данных поставленного газа за час (24 часа в сутки), за сутки (28-29,

30-31 дней), за месяц (12 месяцев в году) ежегодно в течении срока эксплуатации;

формирование и вывод отчётов в соответствии с выбранными параметрами и периодом опроса;

возможность ввода значений физико-химических параметров газа;

формирование отчётов по измерительным комплексам и приборам учёта газа, в том числе по сертификатам поверки и аттестации;

возможность выбора единиц измерения для удобства отображения и приведение к единому формату визуализации параметров со всех приборов, указанных в Приложении В;

возможность интеграции с АСКУГ АО «Худудгазтаъминот»;

возможность отображения геопозиции объекта на карте.

Каждый из указанных пунктов будет оговариваться с Исполнителем.

Описание сценария указано в Приложении С.

4.1.2 Требования к взаимодействию со сторонними информационными системами

Должна быть предусмотрена интеграция данных в АСКУГ АО «Худудгазтаъминот».

Протоколы приема передачи данных

Перечень передаваемых данных указан в приложении А.

Форматы передаваемых данных

После интеграции данных, к каждому прибору учёта газа должна быть произведена привязка групп приборов учёта газа по населению и оптовым потребителям, находящихся внутри межрайонного и крупного участка, на входе махаллей и многоквартирных домов и в автоматическом режиме выводиться баланс по данным участкам.

4.1.3 Требования к численности и квалификации пользователей

Пользователи должны быть закреплены приказом за работой по данному направлению, иметь доступ к системе в зависимости от ролей, а также иметь логин и пароль для работы с программным обеспечением.

Пользователи должны обладать знаниями и опытом по работе с приборами учёта газа, знать требования завода-изготовителя приборов учёта газа, указанные в технической документации, уметь анализировать данные и

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

принимать решения для принятия мер в случае нештатной работы приборов учета газа или оборудования АСКУГ.

Специалисты должны знать:

- структуру и взаимосвязи средств автоматизации Системы;
- размещение средств автоматизации на нижнем уровне Системы;
- необходимые для работы схемы;
- порядок восстановления работоспособности программного обеспечения Системы;
- принципы и возможности диагностики элементов систем автоматизации и каналов связи;
- состав информации, передаваемой от приборов учёта газа;
- принципы функционирования логических алгоритмов
- и др.

Состав и численность обслуживающего персонала, необходимые для эксплуатации и ремонта инфраструктуры системы, должны быть определены на этапе проектирования системы.

4.1.4 Требования к надёжности

Система должна функционировать 24 часа в сутки 7 дней в неделю, с возможными перерывами на запланированное техническое обслуживание, должна обеспечиваться исправная работа оборудования и программного обеспечения. Запланированное техническое обслуживание должно согласовываться с Заказчиком.

При отказе одного или нескольких компонентов аппаратного и/или программного обеспечения нижнего уровня системы из-за внутренних или внешних неисправностей в Центр обработки данных в режиме реального времени должны передаваться сведения о неисправностях, сигнализация и регистрация событий, происходящих в системе.

При аварийных состояниях оборудования и программного обеспечения Центра обработки данных должна обеспечиваться сохранность всех базовых конфигураций программно-аппаратных средств для недопущения утери и/или повреждения, хранящихся в системе данных, в том числе за счет резервирования информационных ресурсов, в автоматическом режиме должно выполняться переключение с основного сервера на резервный.

Требования к надёжности технических средств Системы и программного обеспечения Исполнителя:

В состав Системы должно входить восстанавливаемое и обслуживаемое оборудование, рассчитанное на длительное непрерывное функционирование.

Режим работы Системы – непрерывный.

Восстановление работоспособности системы должно производиться заменой отказавших модулей или узлов, работоспособными из комплекта ЗИП.

Состав комплекта ЗИП технических средств должен обеспечивать выполнение требований по надёжности Системы и пополняться в течение всего срока эксплуатации. В комплекте ЗИП должно быть предусмотрено оборудование не менее одной единицы по каждому наименованию. В состав технических средств Системы должно входить сервисное оборудование, необходимое для наладки, проверки работоспособности и контроля технических характеристик, а также специальный инструмент для монтажа и обслуживания.

Надёжность, доступность и непрерывность системы должно обеспечиваться следующими методами:

принятием специальных технологических решений, обеспечивающих высокую отказоустойчивость наиболее ответственных и жизненно важных компонентов;

кластеризацией серверов с разнесением на разные объекты автоматизации;

резервированием каналов связи;

применением высоконадёжного и отказоустойчивого оборудования;

организацией технически грамотной эксплуатации системы.

организацией мер по регулярному сохранению (архивированию) баз данных.

Для обеспечения сохранности информации в системе должны быть предусмотрены следующие возможности:

- резервное копирование баз данных системы;
- сохранение данных при программно-аппаратных сбоях (отключение электрического питания, сбоях операционной системы и т.п.).

В системе должна предусматриваться возможность ручного восстановления обрабатываемой информации из резервной копии, а также и при ошибочных действиях обслуживающего персонала.

В системе должно предусматриваться автоматизированное восстановление работоспособности серверной части системы в следующих ситуациях:

- аварийное отключение электропитания серверной части;
- перезагрузка системы и загрузка после отключения;

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

- программный сбой общесистемного ПО, приведший к перезагрузке системы.

Сохранность информации в системе должна обеспечиваться при следующих аварийных ситуациях:

- аварийное отключение электропитания в серверных зонах;
- сбой или выход из строя технических средств, на которых осуществляется эксплуатация системы;
- сбой общего или специального программного обеспечения;
- сбой прикладного программного обеспечения системы из-за ошибок в настройках системы;
- ошибки в работе персонала.

Внезапное выключение рабочей станции пользователя не должно приводить к утрате целостности (повреждению) задействованных в незавершённой операции данных. Реализация действий пользователя в системе должна предусматривать режим завершения транзакции (сохранения данных).

Должна быть предусмотрена возможность организации автоматического и в случае необходимости, ручного резервного копирования с использованием программных и/или аппаратных средств.

Создание резервных копий содержимого баз данных должно производиться регулярно согласно утверждённому графику резервного копирования.

В случае возникновения аварии или сбоя носителей, должно быть обеспечено восстановление содержимого базы данных до состояния на момент последнего резервного копирования содержимого баз данных.

Для обеспечения сохранности информационных ресурсов системы необходимо использовать технологию резервирования и осуществлять зеркалирование информации между основным и резервным серверами баз данных.

4.1.6 Требования безопасности

Обеспечение защиты должно осуществляться следующими способами:

- разграничением доступа персонала к данным;
- реализацией безопасного обмена данными по сети между компонентами Системы.

В системе АСКУГ должны быть предусмотрены уровни доступа.

1 уровень – только для просмотра;

2 уровень – для просмотра и ввода значений физико-химических параметров;

3 уровень – для ввода минимально и максимально допустимых значений, в том числе по сертификатам поверки и аттестации ИК;

4 уровень – администратор.

В состав системы должны входить следующие группы автоматизированных рабочих мест: АРМ «Администратор», АРМ «Диспетчер» и АРМ «Метролог».

АРМ «Администратор» предназначается для управления настройками системы, изменения конфигурации базы данных и т.д.

В Системе необходимо предусмотреть наличие АРМ следующих администраторов:

АРМ администратора по информационной безопасности для выполнения задач по мониторингу системы, просмотру, назначению и управлению полномочиями групп пользователей системы, просмотру отчётов, лог-файлов по безопасности системы;

АРМ администратора технических средств, который должен осуществлять мониторинг работы технических средств, просмотр отчётов о состоянии технических средств;

АРМ «Диспетчер» – основной сегмент системы, предназначенный для контроля и учёта данных о расходе природного газа, а также для формирования необходимой отчётности. Данный сегмент должен обеспечивать возможность круглосуточного доступа к данным по расходу газа;

АРМ «Метролог» – возможностью оперативного и полного получения всех сведений по замерным узлам учёта газа (приборам учёта газа) для анализа и формирования отчётов. Данный сегмент должен обеспечивать возможность круглосуточного доступа к данным.

Все пользователи, которые закреплены за данной работой, должны обеспечить сохранность логина и пароля, а также сохранность данных, поступающих в систему и не передавать их сторонним лицам.

Любые изменения должны регистрироваться с указанием даты, времени, уровня доступа, ФИО, должности, наименования газоснабжающей организации и значения, которое было внесено или изменено.

Для просмотра данных по приборам учёта должна быть предусмотрена версия программного обеспечения для персональных компьютеров и мобильных телефонов.

В АСКУГ должна быть предусмотрена защита от несанкционированных вмешательств в систему и их настройкам, защита полученной/хранимой информации с приборов учёта на сервере.

Оборудование и его компоненты, подключённые к приборам учёта, должны быть установлены таким образом, чтобы исключить возможность постороннего вмешательства. Оборудование должно быть помещено в шкаф или корпус. Шкаф или корпус АСКУГ должен быть изготовлен таким образом, чтобы не имелось возможности его несанкционированного вскрытия снаружи. Шкаф или корпус должен запираяться и пломбироваться.

При потере соединения между прибором учёта и программируемым логическим контроллером, последний должен произвести запись в архив событий и при наличии связи немедленно сообщить о событии на верхний уровень.

При наличии резервирования питания (аккумуляторная батарея, не перезаряжаемые батареи) должно передаваться на верхний уровень сообщение о разряде, неисправности, отключении (краже) батареи.

Исполнитель должен обеспечить защиту его оборудования и данных, получаемых по АСКУГ от несанкционированного вмешательства извне, не разглашение данных по АСКУГ, в том числе логины и пароли пользователей системы, а также не предоставление доступа лицам без согласования с Заказчиком.

4.1.6 Требования к эргономике и технической эстетике

Система формирования и визуализации данных должна обеспечивать удобный для конечного пользователя интерфейс, отвечающий следующим требованиям:

информация должна быть легкодоступной и легко читаемой;
для наиболее частых операций должны быть предусмотрены «горячие» клавиши;

при возникновении ошибок в работе Системы на экране монитора должно выводиться сообщение с наименованием ошибки.

Должна быть предусмотрена возможность анализа данных в табличном и графическом видах;

Должно быть предусмотрено формирование отчетов с возможностью вывода на печать в формате А4.

Экранные формы пользовательского интерфейса должны быть выполнены в едином графическом дизайне, с одинаковым расположением основных элементов управления и навигации.

4.1.7 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы

Работы по установке и сервисному обслуживанию оборудования включают в себя:

- периодический контроль работоспособности;

- диагностика, тестирование;

- устранение сбоев, неисправностей в работе, при их возникновении;

- ремонт, замена вышедшего из строя оборудования;

- анализ причин отказов;

консультация и обучение специалистов по вопросам технического обслуживания и эксплуатации системы.

Работы по сервисному обслуживанию серверного программного обеспечения и программного обеспечения отображения данных (далее – программное обеспечение Системы) включают в себя:

- контроль за работоспособностью программного обеспечения Системы;

- диагностика элементов программного обеспечения Системы;

- проверка доступа к программному обеспечению Системы;

- обеспечение сохранности архива данных;

разработка и внедрение необходимых обновлений для программного обеспечения Системы, согласованных с уполномоченными представителями Заказчика;

доработка модулей и дополнений для программного обеспечения Системы, в соответствии с требованиями Заказчика по соответствующим заявкам;

- анализ причин отказов элементов программного обеспечения Системы;

- устранение сбоев в работе программного обеспечения Системы при их возникновении;

- испытания и проверка программного обеспечения Системы;

- администрирование доступа Заказчика к данным Системы (контроль доступа к данным, добавление и исключение пользователей и пр.);

- добавление в существующую Систему новых типов устройств;

- проведение необходимых изменений в программном обеспечении в случае обновления встроенного программного обеспечения приборов учёта газа;

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

ведение необходимой документации по эксплуатации Системы, нововведениях и изменениях;

отладка действия программы совместно с операционной системой и с программами других функциональных задач и внешними устройствами;

периодический анализ выходной информации в течение опытной эксплуатации, составление заключений о достоверности результатов решения задачи;

Консультация и обучение специалистов Заказчика по вопросам технического обслуживания и эксплуатации программного обеспечения Системы.

Обязанности персонала сервисного обслуживания

- постоянный контроль над работоспособностью Системы;
- оперативное взаимодействие с ответственным специалистом сервисного обслуживания Системы;
- своевременное реагирование и выполнение указаний ответственного специалиста сервисного обслуживания Системы;
- своевременное реагирование на поступающие сигналы от специалиста, о возникших нештатных ситуациях в ходе работы Системы;
- информирование ответственного специалиста сервисного обслуживания Системы о возникших нештатных ситуациях, предпринятых мероприятиях по их устранению, а также ликвидации последствий, касательно Системы, возникших в этой связи.

Обязательное ведение следующей документации, связанной с обеспечением работоспособности Системы:

- журнал работника сервисного обслуживания – записи о возникших нештатных ситуациях, в ходе работы Системы, с указанием времени, характера и причинах ситуаций, а также перечнем предпринятых мероприятий по их устранению;
- ежемесячный отчёт о проделанных работах в связи с возникшими неполадками в работе Системы, с указанием времени, характера возникших ситуаций, а также возможных причинах.

Специалисты Заказчика и Исполнителя в период внедрения системы совместно осуществляют контроль круглосуточно, включая выходные и праздничные дни.

4.1.8 Дополнительные требования

В системе должен быть предусмотрен выбор языка интерфейса на узбекском и русском языках.

4.2. Требования к видам обеспечения

4.2.1. Требование к техническому обеспечению

Комплект оборудования АСКУГ должен представлять собой многофункциональный комплекс телеметрии, обеспечивающий непрерывный сбор, регистрацию, хранение и дистанционную передачу значений, хранимых и накапливаемых приборами учёта газа, установленных на технологических узлах учёта газа.

Многофункциональный комплекс телеметрии должен обеспечивать дистанционную передачу данных на сервер сбора данных АСКУГ в зависимости от решения регулирующих органов по каналам мобильной связи GSM/CDMA/3G/4G или по каналам других видов беспроводных сетей связи.

Многофункциональный комплекс телеметрии при осуществлении опроса не должен расходовать ресурс внутреннего элемента питания прибора учёта газа, и должен обеспечить стабилизированное питание прибора учёта.

Многофункциональный комплекс телеметрии должен быть восстанавливаемым и ремонтно-пригодным изделием. Срок службы не менее 8 лет. Периодичность обслуживания 1 раз в год.

Многофункциональный комплекс телеметрии должен состоять из основных компонентов и размещаться в корпусе (основные технические характеристики приведены в таблице). Основные компоненты должны быть выпуска не ранее 2021 года, в ближайшие годы не должны быть сняты с производства и поддерживаться производителем оборудования данных компонентов, и не быть ранее использованными.

Технические средства телекоммуникации и программное обеспечение (автоматизированной системы) должны пройти техническую экспертизу и сертификацию на соответствие установленным стандартам, техническим условиям и иным нормам в соответствии с законодательством Республики Узбекистан в органе по сертификации технических средств телекоммуникаций, аккредитованный в установленном порядке при ГУП «Центр научно-технических и маркетинговых исследований UNICON.UZ» и получить свидетельство министерства информационных технологий и коммуникаций Республики Узбекистан на предмет пригодности к использованию в органах государственного и хозяйственного управления.

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

Производитель/поставщик многофункционального комплекса телеметрии должен обучить специалистов Заказчика работе с программным обеспечением и другим оперативным возможностям АСКУГ.

Исполнитель должен передать филиалу «Худудгаз цифровизация» АО «Худудгазтаъминот» с оформлением и подписанием соответствующего акта приёма-сдачи следующего:

серверное оборудование с указанием всех параметров (тип процессоров, количество оперативной памяти, объем и тип HDD и т.д.);

программное обеспечение сервера (наименование программного обеспечения, список сервисов, тип и срок действия лицензии для программного обеспечения);

все учётные записи для управления сервером и программами, в том числе логин и пароль сервера.

Основные технические характеристики

№	Состав оборудования и его спецификация	Характеристики
1.	Назначение	Передача данных с прибора учёта газа на сервер в реальном времени
2.	Функциональность	Автоматический опрос приборов учёта, хранение и автоматизированная передача данных. Возможность санкционированного управления настройками прибора учёта газа только для ввода плотности и состава газа
3.	Количество сигналов (тегов), которые контроллер должен обработать с каждого прибора учёта	1-10 000
4.	Порядок передачи данных с комплексов телеметрии на верхний уровень	1.Рабочий (штатный) режим - полностью автоматизированная передача данных 2. Аварийный режим – при данном режиме данные не передаются на верхний уровень,

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

№	Состав оборудования и его спецификация	Характеристики
		до установления причин и ликвидации аварии. При устранении аварии, контроллер восстанавливает недостающие данные в памяти контроллера и передаёт на верхний уровень.
5.	Протокол обмена данными с прибором учёта газа	В соответствии с моделью прибора учёта.
6.	Перечень подключаемых приборов учёта	Приведён в приложении В
7.	Возможность добавления новых типов приборов учёта	Должна иметься
8.	Количество подключаемых приборов учёта газа к одному комплексу телеметрии	Допускается более одного прибора учёта газа, при обеспечении полноценной функциональности комплекса телеметрии в рабочем режиме передачи данных, а также, обеспечении работоспособности подключаемых приборов, и исключения влияния неисправности одного прибора учёта на работоспособность других, при условии разрешения производителей прибора учёта и сохранения гарантии на оборудование.
9.	Сигнализация потери связи и порядок работы в отсутствие каналов связи с верхним уровнем	Сигнализация должна иметься. Сбор и архивация данных с приборов учёта должна происходить независимо от наличия канала связи комплексов телеметрии с верхним уровнем.
10.	Количество модемов или других видов беспроводной связи	Не менее 1
11.	Антенна	Внешняя, съёмная, Коэффициент усиления не менее

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

№	Состав оборудования и его спецификация	Характеристики
		5 dB Разъем SMA
12.	Скорость обмена данными по внешнему интерфейсу	Не менее 1200 bit/s, Зависит от типа прибора учёта газа
13.	Объем постоянной памяти для временного хранения данных (считанных архивов прибора учёта и сообщений о нештатных ситуациях)	Не менее 16 MB
14.	Глубина хранения архивов одного прибора учёта (без учёта сообщений о нештатных ситуациях)	Не менее 3-х месяцев
15.	Напряжение питания, V	Напряжение питания в диапазоне 85-264 VAC / 120-370 VDC (стационарное) От 10 V до 30 V (от аккумуляторных, солнечных батарей, альтернативных источников энергии)
16.	Максимальная потребляемая мощность, не более	10 W
17.	Гальванически изолированный интерфейс для подключения корректора-вычислителя (наличие взрывозащитных цепей опционально)	RS232 (RXD,TXD,RTS,CTS,GND) / RS485 / RS422
18.	Гальванически изолированное напряжение питания порта корректора-вычислителя (наличие взрывозащитных цепей опционально)	+5 V не менее 50 mA
19.	Напряжение питания корректора-вычислителя, V	+8,5..9 12

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

№	Состав оборудования и его спецификация	Характеристики
	(наличие взрывозащитных цепей опционально)	Не менее 100 mA
20.	Уровень взрывозащиты цепей подключения прибора учёта, не менее (в случае установки прибора учёта во взрывоопасной зоне)	[Ex ib Gb] IIB
21.	Гальванически изолированный интерфейс для подключения компьютера	RS232/RS485/USB
22.	Порт для установки встроенного программного обеспечения и настройки оборудования АСКУГ	RS232/USB, оптопорт
23.	Удалённое обновление прошивки контроллера системы телеметрии и его полной настройки с сервера	Должно быть предусмотрено
24.	Дискретные входы	Не менее 2
25.	Дискретный выход	Не менее 1
26.	Тип дискретного выхода	«открытый коллектор»
27.	Синхронизация внутренних часов	При каждом сеансе связи
28.	Метод синхронизации времени внутренних часов	С сервером точного времени
29.	Пылевлагозащищенность, не хуже	IP54
30.	Режим работы и передачи данных	24 часа в сутки, 7 дней в неделю, (12 месяцев в году) ежегодно в течении срока эксплуатации;
31.	Периодичность обслуживания	Согласно договору на обслуживание
32.	Срок эксплуатации	не менее 10 лет
33.	Гарантийный срок	Не менее 3 лет со дня ввода в эксплуатацию

4.2.2. Требования к метрологическому обеспечению

Данные, поступающие с приборов учёта газа, должны точно передаваться в систему в соответствии с приложением А и в единицах измерения, настроенных в приборах учёта газа. Для удобства отображения, в системе должна быть предусмотрена функция выбора единиц измерения.

Наименование единиц величин, обозначение, правила их написания должны быть указаны в соответствии с Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан «О применении единиц величин в Республике Узбекистан» №21 от 10.01.2018 года.

4.2.3. Требования к организационному обеспечению

Компания или организация исполнителя не должна выступать посредником или перекупщиком оборудования.

Исполнитель должен предоставить доступ к образцам приборов (по одному каждого типа), указанных в Приложении В, для проверки на соответствие данному техническому заданию.

В случае, если Исполнитель не сможет обеспечить предоставление всех образцов для проверки на соответствие техническому заданию, Заказчик имеет право не допускать Исполнителя к выполнению данных работ и заново рассмотреть вопрос о выборе другой компании.

Специалисты Исполнителя должны отвечать следующим требованиям:

опыт работы с приборами учёта газа и при их подключении к АСКУГ должны руководствоваться технической документацией для каждого прибора учёта газа;

опыт разработки и внедрения автоматизированных систем нефтегазовой отрасли не менее 3 лет;

В случае нарушения требований завода-изготовителя приборов учёта газа, Исполнитель гарантирует ремонт или замену прибора учёта за счёт собственных средств.

При выполнении работ на объекте Исполнитель должен соблюдать требования, изложенные в руководствах и инструкциях по технике безопасности, действующих на объекте. Все работы должны производиться в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 и ГОСТ 12.1.019-79.

Выполнение работ по электрооборудованию необходимо проводить в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Персонал Исполнителя должен быть обучен правилам и нормам охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и противопожарной безопасности, правилам внутреннего распорядка и пропускного режима.

4.2.4. Требования к методическому обеспечению

Для успешного выполнения данной работы необходимо иметь руководства по эксплуатации приборов учёта газа, схемы подключения оборудования АСКУГ к данным приборам.

Все специалисты должны пройти обучение по работе с приборами учёта газа, оборудованием АСКУГ и системой.

4.2.5. Условия выполнения работ

Выполнение работ по вводу в эксплуатацию или сервисным работам должно производиться по согласованию с Заказчиком.

На период проведения работ Исполнителю предоставляется доступ к приборам учёта газа и Системе, и после окончания работ Заказчиком доступ полностью закрывается.

Специалистам Исполнителя запрещается предоставлять доступ к системе, копировать и передавать данные третьим лицам без письменного разрешения, уполномоченного специалиста Заказчика.

Специалисты Исполнителя должны отвечать следующим требованиям:

- опыт разработки и внедрения автоматизированных систем в нефтегазовой отрасли не менее 3 лет;
- опыт работы с приборами учёта газа, используемыми в Республике Узбекистан;
- наличие действующей лицензии на разработку, внедрение автоматизированных систем на объектах повышенного риска.

Специалисты Заказчика и Исполнителя в период внедрения системы совместно осуществляют контроль круглосуточно, включая выходные и праздничные дни.

Специалисты Исполнителя для оперативного проведения сервиса должны иметь представительства в каждом регионе.

Специалисты службы сервиса должны знать:

- структуру и взаимосвязи средств автоматизации Системы;
- размещение средств автоматизации на нижнем уровне Системы;
- схемы электропитания;

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

– порядок восстановления работоспособности программного обеспечения элементов Системы нижнего уровня;

– принципы и возможности диагностики элементов систем автоматизации и каналов связи;

– состав информации, передаваемой от приборов учёта газа;

– принципы функционирования логических алгоритмов.

Сервисное обслуживание оборудования Системы должно включать в себя:

– периодический контроль работоспособности оборудования и ПО АСКУГ;

– диагностика, тестирование оборудования;

– устранение сбоев, неисправностей в работе оборудования и ПО АСКУГ, при их возникновении;

– ремонт, замена вышедшего из строя оборудования;

– обновление/внесение изменений в встроенное программное обеспечение оборудования АСКУГ по мере необходимости;

– анализ причин отказов оборудования;

– администрирование доступа к данным программного обеспечения АСКУГ (контроль доступа к данным, добавление и исключение пользователей);

– защита программного обеспечения АСКУГ от несанкционированного доступа;

– обеспечение сохранности архива данных программного обеспечения АСКУГ.

Исполнитель за свой счёт должен обеспечить свой персонал всеми необходимыми инструментами и приборами, необходимыми для выполнения сервисных работ.

При возникновении неполадок и невозможности устранения неполадки дистанционно, специалисты Исполнителя, должны прибыть на конкретный объект не позднее 1-х суток с момента обнаружения неполадки. При этом газоснабжающая организация направляет также своих специалистов.

Представителям Заказчика предоставляется контактная информация специалистов, осуществляющих дистанционный круглосуточный контроль для связи в случае возникновения необходимости.

При обращении сотрудников газоснабжающей организации к специалистам Исполнителя, последние обязаны дать консультацию по вопросам, касающимся функционирования Системы.

5. Состав и содержание работ по созданию системы

Порядок по стадиям и этапам работ по созданию системы производится в соответствии с О'zDSt 1986 «Информационная технология. Информационные системы. Стадии создания»

Перечень стадий и этапов работ по созданию информационной системы

Номер этапа	Наименование работ и их содержание	Сроки выполнения		Исполнитель	Чем заканчивается этап
		начало	окончание		
1	Предоставление поимённого перечня узлов учёта	В течение суток до начала работ	В течение суток до начала работ	АО «Худудгазтаъминот»	Для прошивки оборудования АСКУГ и добавление узлов учёта в программное обеспечение
2	Прошивка оборудования АСКУГ и добавление узла учёта в систему	01.10.2021	19.10.2021	Выбранная компания по итогам конкурса	Вывод и подключение к оборудованию АСКУГ к системе в разрезе приборов учёта газа
3	Передача оборудования АСКУГ для монтажа на узлах учёта газа	01.10.2021	19.10.2021	Выбранная компания по итогам конкурса	Для последующего монтажа и подключения к системе АСКУГ
4.	Обучение специалистов АО «Худудгазтаъминот» по монтажу оборудования	До начала монтажа	До начала монтажа	Выбранная компания по итогам конкурса	Подготовка специалистов
4.	Монтаж и подключение к системе, отладка	01.10.2021	01.11.2021	Специалисты АО «Худудгазтаъминот»	Вывод данных приборов учёта газа в АСКУГ

Примечание: Данные сроки сохраняются при условии своевременного заключения договора и предоплаты. В случае сдвига сроков, количество дней на выполнение работ должно сохраниться в течение месяца.

6. Порядок контроля и приёмки системы

Сдача-приёмка работ производится со стороны территориальных филиалов газоснабжения поэтапно, в соответствии с календарным планом, являющимся приложением к договору.

Сдача-приёмка осуществляется комиссией территориальных филиалов газоснабжения. По результатам приёмки подписывается акт приёмочной комиссии.

7. Требования к составу и содержанию работ по подготовке к вводу в действие.

В ходе выполнения проекта на объекте информатизации требуется выполнить работы по подготовке к вводу системы в действие. При подготовке к вводу в эксплуатацию системы заказчик должен обеспечить выполнение следующих работ:

- определить подразделение и ответственных должностных лиц, ответственных за внедрение и проведение опытной эксплуатации системы;
- обеспечить присутствие пользователей на обучении работе с системой, проводимом разработчиком;
- обеспечить соответствие помещений и рабочих мест пользователей в соответствии с требованиями технического задания;
- обеспечить выполнение требований, предъявляемых к программно-техническим средствам, на которых должно быть установлено программное обеспечение системы;
- провести опытную эксплуатацию системы.

8. Требования к документированию.

Перечень, документов, подлежащих разработке, производится в соответствии с О'zDSt 1985 «Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании информационных систем».

Приложение А

**ПЕРЕЧЕНЬ ДАННЫХ ПОЛУЧАЕМЫХ С ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО
УСТРОЙСТВА ПРИБОРА УЧЁТА ГАЗА И ВВОДИМЫХ ДАННЫХ ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНТРОЛЯ**

**I. Данные вычислительного устройства прибора учёта газа
(расходомеров) по ГОСТ 8.586.2005**

1. Тип, марка прибора учёта газа;
2. Вычисление – настройка вычисления расхода газа;
3. Наименование замерной нитки – вносится наименование нитки;
4. Заводской номер прибора;
5. Версия прошивки прибора учёта;
6. Идентификационный номер – значение регистра модуля программного обеспечения;
7. Диаметр трубопровода – значение внутреннего диаметра измерительного трубопровода;
8. Контрактный час – час закрытия объёма газа за сутки
9. Диаметр диафрагмы – значение внутреннего диаметра диафрагмы;
10. Атмосферное давление – выбор измерения избыточного или абсолютного давления;
11. Материал трубопровод – выбирается из встроенного списка наименований марок стали;
12. Способ отбора давления – способ отбора давления на диафрагме;
13. Материал диафрагм – выбирается из встроенного списка наименований марок стали;
14. Начальный радиус закругления входной кромки диафрагмы – значение начальный радиус закругления входной кромки диафрагмы;
15. Период поверки диафрагмы, в годах – значение периода поверки диафрагмы;
16. Эквивалентная шероховатость стенок трубопровода – значение эквивалентной шероховатости внутренней поверхности измерительного трубопровода;

-
17. Базовое давление – значение давления 760 mm.Hg приводящего объем газа к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для объёма газа»;
 18. Базовая температура – значение температуры 20 °С приводящего объем газа к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для объёма газа»;
 19. Метод вычисления – настройки по фактически выбранному ГОСТ для вычисления;
 20. Отсечка - значения перепада давления, при котором прекращаются вычисления расхода газа;
 21. Направление потока газа;
 22. Метод расчёта коэффициента сжимаемости;
 23. Плотность газа и компонентный состав;
 24. Настроенное значение лимита питания прибора учёта газа;
 25. Период опроса по настройкам прибора учёта газа;
 26. Данные по каналу давления:
 - предыдущая и действующая калибровка, а также промежуточные точки при наличии;
 - настройки границ сигнализации;
 - показания значения давления в реальном режиме;
 - настройка по переводу канала давления в мануальный режим с указанием значения;
 - верхнее и нижнее значение калибровки в приборе учёта газа.
 27. Данные по каналу перепада давления:
 - предыдущая и действующая калибровка, а также промежуточные точки при наличии;
 - настройки границ сигнализации;
 - показания значения перепада давления в реальном режиме;
 - настройка по переводу канала перепада давления в мануальный режим с указанием значения;
 - верхнее и нижнее значение калибровки в приборе учёта газа.
 28. Данные по каналу температуры:
 - предыдущая и действующая калибровка, а также промежуточные точки при наличии;
 - настройки границ сигнализации;

- показания значения температуры в реальном режиме;
- настройка по переводу канала температуры в мануальный режим с указанием значения;
- верхнее и нижнее значение калибровки в приборе учёта газа.

29. Текущие показания прибора учёта газа:

- системная дата и время прибора учёта газа (текущие показания);
- текущие показания по каналу давления;
- текущие показания по каналу перепада давления;
- текущие показания по каналу температуры;
- текущие показания по расходу газа;
- накопленный расход газа за текущие сутки;
- расход за предыдущие сутки;
- текущее значение питания прибора;
- текущее значение питания прибора учёта газа.

30. Единицы измерения;

31. Часовые архивы;

32. Суточные архивы;

33. Журналы событий;

34. Журналы тревог;

35. Настройки журналов событий и тревог.

Состав часовых и суточных архивных данных:

- дата;
- время;
- расход;
- перепад давления;
- давление;
- температура;
- цикл работы.

Вводимые данные для обеспечения контроля

36. Номер сертификата на прибор учёта, дата выдачи и срок окончания;

- 37.Номер сертификата на диафрагму, дата выдачи и срок окончания;
- 38.Номер сертификата на измерительный комплекс, дата выдачи и срок окончания.
- 39.Расчётные параметры на сужающее устройство:
 - внутренний диаметр трубопровода при 20 °С;
 - внутренний диаметр диафрагмы при 20 °С;
 - начальный радиус закругления входной кромки;
 - метод расчёта коэффициента сжимаемости;
 - эквивалентная шероховатость стенок трубопровода;
 - верхний предел измерения по абсолютному давлению;
 - верхний предел измерения по перепаду давления;
 - нижний предел измерения по перепаду давления;
 - нижний предел измерения по температуре;
 - верхний предел измерения по температуре.
- 40.Плотность и состав газа;
- 41.Лимит.

II. Данные вычислительного устройства приборов учёта газа (расходомеров) по ГОСТ 8.611.2013

- 1. Тип, марка прибора учёта газа;
- 2. Заводской номер прибора учёта;
- 3. Версия прошивки прибора учёта газа;
- 4. Дата/время прибора учёта газа;
- 5. Контрактный час и сутки;
- 6. Количество каналов;
- 7. Период опроса по настройкам прибора учёта газа;
- 8. Диаметр трубы;
- 9. Метод расчёта коэффициента сжимаемости;
- 10. Направление потока газа;
- 11. Плотность и состав газа;
- 12. Минимальный расход;
- 13. Максимальный расход;

14. Порог отсечки по расходу;
15. Договорной расход;
16. Договорной минимальный расход;
17. Минимальная температура;
18. Максимальная температура;
19. Договорная температура;
20. Тип датчика давления;
21. Минимальное давление;
22. Максимальное давление;
23. Договорное давление;
24. Минимальная скорость звука;
25. Максимальная скорость звука;
26. Договорная скорость звука;
27. Минимальная скорость потока;
28. Максимальная скорость потока;
29. Договорная скорость потока;
30. Метод расчёта коэффициента сжимаемости;
31. Плотность и состав газа;
32. часовые архивы;
33. суточные архивы;
34. журнал событий;
35. журнал тревог;
36. журнал изменений настроечных параметров;
37. текущие данные:
 - системная дата и время ПУГ (текущие показания);
 - текущие показания давления;
 - текущие показания температуры;
 - текущие показания объёма в рабочих условиях;
 - текущие показания объёма, приведённого к стандартным условиям;
 - текущие показания скорости звука;
 - текущие показания скорости потока;
 - накопленный объём в рабочих условиях за текущие сутки;

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

- накопленный объем, приведённый к стандартным условиям за текущие сутки;
- накопленный объем в рабочих условиях за предыдущие сутки;
- накопленный объем, приведённый к стандартным условиям за предыдущие сутки;
- текущее значение питания прибора.

38. Состав часовых и суточных архивных данных:

- дата
- время;
- объем в рабочих условиях;
- объем в рабочих условиях восстановленный;
- объем, приведенный к стандартным условиям;
- объем, приведённый к стандартным условиям восстановленный;
- давление;
- температура;
- коэффициент перевода;
- код нештатной ситуации;
- длительность нештатной ситуации.

Вводимые данные для обеспечения контроля

- 39. номер сертификата на прибор учёта, дата выдачи и срок окончания;
- 40. номер сертификата на измерительный комплекс, дата выдачи и срок окончания;
- 41. данные по паспорту прибора учёта.
- 42. Плотность и состав газа;
- 43. Лимит.

III. Данные других приборов учёта газа (промышленных счётчиков)

1. Наименование замерной нитки;
2. Тип, марка прибора учёта газа;

3. Заводской номер прибора;
4. Версия прошивки ПУГ;
5. Дата/время ПУГ;
6. Контрактный час и сутки;
7. Диаметр трубы;
8. Период опроса по настройкам ПУГ;
9. Положение сторожевого геркона;
10. Единицы измерения;
11. Метод расчёта коэффициента сжимаемости;
12. коэффициент преобразования;
13. Плотность и состав газа;
14. Минимальный расход;
15. Максимальный расход;
16. Порог отсечки по расходу;
17. Договорной расход;
18. Договорной минимальный расход;
19. Минимальная температура;
20. Максимальная температура;
21. Договорная температура;
22. Тип датчика давления;
23. Цена импульса высокочастотного датчика;
24. Минимальное давление;
25. Максимальное давление;
26. Договорное давление;
27. часовые архивы;
28. суточные архивы;
29. журнал событий;
30. журнал тревог;
31. журнал изменений настроечных параметров;
32. Текущие данные:
 - системная дата и время ПУГ (текущие показания);
 - текущие показания давления;

Автоматизированная система контроля и учёта природного газа для технологических узлов учёта, приборов учёта природного газа АО «Худудгазтаъминот»

- текущие показания температуры;
- текущие показания объёма в рабочих условиях;
- текущие показания объёма, приведённого к стандартным условиям;
- накопленный объем в рабочих условиях за текущие сутки;
- накопленный объем, приведённый к стандартным условиям за текущие сутки;
- накопленный объем в рабочих условиях за предыдущие сутки;
- накопленный объем, приведённый к стандартным условиям за предыдущие сутки;
- текущее значение питания прибора.

33. Состав часовых и суточных архивных данных:

- дата;
- время;
- объем в рабочих условиях;
- объем в рабочих условиях восстановленный;
- объем, приведенный к стандартным условиям;
- объем, приведённый к стандартным условиям восстановленный;
- давление;
- температура;
- коэффициент перевода;
- код нештатной ситуации;
- длительность нештатной ситуации.

Вводимые данные для обеспечения контроля:

- 34. номер сертификата на прибор учёта, дата выдачи и срок окончания;
- 35. номер сертификата на измерительный комплекс, дата выдачи и срок окончания;
- 36. плотность и состав газа;
- 37. лимит.

Сигнализация по параметрам

- при истечении сроков сертификатов поверки и аттестации;
- при выходе фактических значений за границы максимально или минимально допустимого значения, лимита;
- при изменении значений в конфигурации прибора;
- при возникновении нештатных ситуаций.

Конечный набор параметров для каждого типа приборов учёта газа, а также его подтипов может незначительно отличаться от представленного в данном перечне. Однако должна быть возможность вывода любого из параметров, которые доступны для просмотра средствами стандартного программного обеспечения от производителя приборов учёта газа.

ПЕРЕЧЕНЬ прибор учета газа, установленных на технологических узлах учета газа, для которых необходимо установить оборудование АСКУТ на первом этапе	
ЖАМИ	Йиррик хулуул

[illegible]

Приложение С

МОДЕЛЬ

сценариев использования АСКУГ на технологических узлах учёта газа

