

Приложение № 1
к договору финансирования
участника инновационного кластера
«Парк инновационных технологий»
от «__» _____ 2025 года № _____

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проект: **Разработка и внедрение элементов цифровой платформы на месторождении «Комсомольское» с учетом принципов экологической, социальной и корпоративной ответственности (ESG).**

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	3
2	НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ	5
2.2	Цели создания системы	5
2.1	Область применения системы	6
3	ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	7
3.1	Сведения об объекте автоматизации	7
3.3	Условия эксплуатации объекта	8
4	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	8
4.1	Требования к системе в целом	8
4.2	Требования к функциям, выполняемым системой	19
4.3	Требования к видам обеспечения	20
4.4	Требования к ESG-части проекта	21
5	СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ	22
5.1	Стадии создания	22
5.2	Содержание и порядок приемки работ по стадиям	23
6.	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ	24
6.1	Документы, которые должны быть разработаны при проектировании системы, приведены в таблице 6.	24
7.	ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ ПРОЕКТА	26
7.1	Общие требования	26
7.2	Требование к квалификации и количеству персонала Исполнителя проекта:	26
7.3	Показатели достижения результатов	26
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. СХЕМА СТРУКТУРНАЯ КТС	28
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПАРАМЕТРЫ СВЯЗУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	30
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. ПЛАН-ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. СОГЛАСОВАНИЕ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРИБОРОВ УЧЕТА С МИНИСТЕРСТВОМ ЭНЕРГЕТИКИ РК.	33

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

- Полное наименование работ – «Разработка и внедрение элементов цифровой платформы на м/р «Комсомольское» ТОО «КОМ-МУНАЙ».
- Краткое наименование разработки – Цифровая платформа (ЦП).
- Основание для выполнения работ: Договор № _____ от _____ г.
- Техническое задание разработано в соответствии с требованиями ГОСТ 34.602-89.

Введение

Предлагаемая концепция разработки и внедрения элементов цифровой платформы на м/р «Комсомольское» ТОО «КОМ-МУНАЙ» направлена на обеспечение оптимальной эффективности активов Недропользователя для максимизации желаемых результатов.

В рамках данной системы расходомеры газа фиксируют объемный расход, температуру и давление, передавая данные в SCADA-систему по промышленным протоколам беспроводной сети передачи данных, где осуществляется визуализация, оперативный контроль и архивирование параметров. С помощью модернизации существующих систем автоматизации (SCADA) планируется повысить прозрачность технологических процессов, оптимизировать управление, улучшить качество продукции и сократить производственные затраты, а также обеспечить интеграцию с ИСУН. В рамках проекта планируется провести оценку ESG-принципов с учётом влияния цифровизации на прозрачность, экологичность и эффективность производственных процессов.

ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ	-	автоматическая групповая замерная установка;
АКБ	-	аккумуляторная батарея;
АРМ	-	автоматизированное рабочее место;
АСУ	-	автоматизированная система управления;
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическим процессом;
БД	-	база данных;
БП	-	блок питания;
ДП	-	диспетчерский пункт;
ИБП	-	источник бесперебойного питания;
ВИ	-	виртуальная машина;
КТС	-	комплекс технических средств;
ЛВС	-	локальная вычислительная сеть;
ПЛК	-	программируемый логический контроллер;
ПНР	-	пусконаладочные работы;
ПО	-	программное обеспечение;
ПСМ	-	переключатель скважин многоходовой;
РМ	-	рабочее место;
Сервер БД	-	сервер базы данных;
СУ	-	станция управления;

СХОД	-	системы хранения и обработки данных
СХД	-	система хранения данных;
СУБД	-	система управления базами данных;
СРК	-	система резервного копирования;
ЦОД	-	центр обработки данных

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1.1 Назначение системы

В целях онлайн доступа к мониторингу и контролю технологических параметров газовых линий на производственных объектах месторождения Комсомольское (факельные установки, установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды, обратной закачки газа) предусматривающие разработку и внедрение цифровой платформы. Комплекс работ, связанных с разработкой и внедрением Цифровой платформы, включает:

Цель: Внедрение автоматизированной системы учёта газового конденсата, сырого газа в соответствии с нормативами законодательства РК, обеспечивающей сбор, обработку, передачу и хранение данных по объёмам и параметрам продукции.

- удаленная диспетчеризация имеющегося измерительного оборудования (расходомеров газа) для сбора, визуализации и анализа данных;

- оповещения в случае отключения, выходе из строя, отклонениям от уставок вводимых пользователями платформы, повышение эффективности управления, обусловленное увеличением информационного обеспечения.

2.1.2 Дистанционный мониторинг за работой географически разнесенного технологического оборудования с единого удаленного диспетчерского центра (автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера, АРМ специалистов), а также централизованный сбор данных с технологических объектов.

Постоянный мониторинг и архивирование данных в режиме реального времени за процессами расхода, обратной закачки и утилизации газа в соответствии с Правилами оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) утвержденные Приказом МЭ РК №385 от 26.11.2019г.

2.1.3 Архивирование текущей технологической информации по каждому объекту с целью последующего использования для анализа и формирования отчетной документации.

2.1.4 Интеграция с системой ИСУНГ МЭ РК.

2.2 Цели создания системы

2.2.1 Построение централизованной системы сбора данных мониторинга и контроля технологических параметров газовых линий на производственных объектах месторождения Комсомольское факельные установки, установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды, обратной закачки газа.

2.2.2 Повышение качества ведения технологического режима и его безопасности за счет:

1) повышения информационного обеспечения технологического и эксплуатационного персонала;

2) Оптимизация количества выполняемых технологическим персоналом функций за счет их мониторинга в режиме реального времени и дальнейшего архивирования данных;

3) непрерывного контроля за процессом использования количества используемого попутного нефтяного газа в технологических нуждах, обратной закачки газа и утилизации;

4) Архивирование данных;

5) повышения оперативности действий персонала.

2.1 Область применения системы

2.1.1 Система планируется к внедрению на месторождении «Комсомольское», ТОО «КОМ-МУНАЙ».

- диспетчерский пункт месторождения;
- на газовых линиях – мониторинг давления и расхода сырого попутного газа.

Перечень объектов, подключаемых к системе ЦП.

№	Наименование объекта	Наименование подключаемых к системе ЦП	Кол-во	Ед. изм.
1	м/р Комсомольское	Расходомер газа	12	шт.

3 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1 Сведения об объекте автоматизации

3.1.1 На объекте автоматизации происходит использование в технологических процессах на собственные технологические нужды, обратной закачки и утилизации сырого попутного газа.

Перечень объектов автоматизации:

м/р «Комсомольское»	
Тип/Код	Место установки
СТГ 80-250	Печь подогрева гликоля
t-mass 65	Печь подогрева нефти 1 ступень
t-mass 65	Печь подогрева нефти 1 ступень
t-mass 65	Печь подогрева нефти 2 ступень
t-mass 65	Печь подогрева нефти 2 ступень
t-mass 65	Компрессор высокого давления
t-mass 65	Компрессор высокого давления
t-mass 65	Топливный газ на турбины
ROSEMOUNT 3095MFA	Факел высокого давления
t-mass 65	Факел среднего давления
t-mass 65	Факел низкого давления
ABB 267JS	Нагнетание газа

Мнемосхема должна содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления объектом. И количество таких элементов на одной мнемосхеме для нормального восприятия оператором не должно превышать 60. В случае отсутствия возможности отображения на одной мнемосхеме всего содержимого одной из схем автоматизации, мнемосхема должна быть разбита на две и более мнемосхем. Поведение каждого элемента мнемосхемы, связанного с данными процесса, должно в динамике отображать состояние процесса и соответствующего полевого оборудования.

Размер текста на мнемосхемах должен быть в следующем диапазоне (для расстояния до экрана около 50 см.):

2,8 мм. – минимальный размер.

3,5 мм. – предпочтительный.

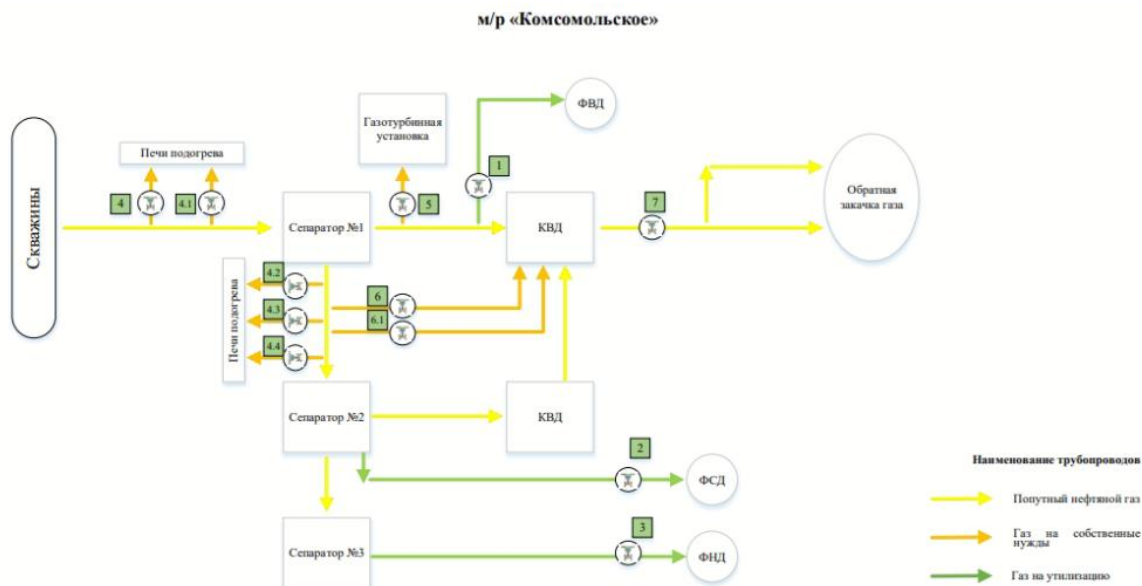
4,1 мм. – максимальный.

Тип шрифта надписей должен быть San Serif, к примеру Arial, Helvetica, Geneva (т.е. без засечек). На всех мнемосхемах текст надписей на статическом оборудовании выполнять черными буквами 0;0;0 (R;G;B - кодировка цветов Microsoft Windows). Названия мнемосхем необходимо делать посередине сверху жирным шрифтом.

Все сообщения оператору должны состоять из коротких, выразительных и конкретных слов. В текстовых сообщениях, состоящих из отдельных фраз или предложений, должны использоваться и строчные, и заглавные буквы. Цифровые значения должны быть с единицами измерения. Нельзя использовать начальные нули для целых чисел, за исключением десятичных дробей. Значения переменных должны иметь соответствующий их значимости уровень точности.

3.2 Согласование схемы объектов автоматизации м/р «Актас», «Туркменой» и «Тасбулат» с МЭ РК

На рисунке 1 и в Приложении А представлена схема объектов м/р «Комсомольское». Данная схема была согласована с Министерством Энергетики РК, касательно мест установки приборов учета. Подтверждающее письмо прикреплено в Приложении Е.



(п. 2.1. Приказ №405 МЭ РК) Установка комплексной подготовки сырого газа – вход газовых заводов. Отсутствует.

(п. 2.2. Приказ №405 МЭ РК) Факельная установка, предназначенная для технологического сжигания сырого газа.

1. Факел высокого давления; 2. Факел среднего давления; 3. Факел низкого давления.

(п. 2.3. Приказ №405 МЭ РК) Установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды.

4. Печь подогрева; 5. Газотурбинная установка; 6. Собственные нужды КВД.

(п. 2.3. Приказ №405 МЭ РК) Установки обратной закачки сырого газа.

7. Обратная закачка газа в пласт.

(п. 5.1. Приказ №405 МЭ РК) Пункты приема-сдачи (передачи) товарного газа. Отсутствует.

3.3 Условия эксплуатации объекта

3.3.1 Объекты располагаются на открытом воздухе. Диапазон изменения температуры окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С, влажность воздуха до 95 %.

3.3.2 Объект относится к взрывоопасным объектам с зоной класса В-Г.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

Требования к системе сформулированы с соблюдением действующих Норм и Правил оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) утвержденные Приказом МЭ РК №385 от 26.11.2019г, а также с учетом характеристик и функциональных возможностей современных технических и программных средств.

4.1 Требования к системе в целом

4.1.1 Цифровая платформа контроля технологических параметров газовых линий на производственных объектах месторождения Комсомольское факельные установки, установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды, обратной закачки газа должна представлять отдельное приложение, работающее локально. Платформа должна быть разработана «с нуля», производить сбор и диспетчеризацию работы газовых счетчиков

получением данных со счетчиков газа в АРМ диспетчера, статуса работы и расхода сырого попутного газа.

4.1.1.1 Требования к составу системы

4.1.1.1.1 Система должна состоять из:

- 1) центрального диспетчерского пункта, оборудованного рабочей станцией оператора;
- 2) измерительное оборудование (приборы учета);
- 3) средства сбора и первичной обработки данных;
- 4) программное обеспечение;
- 5) передача данных;
- 6) центральный сервер;
- 7) интерфейсы пользователя.

Локальная система диспетчеризации расходомеров газа.

Система должна включать следующие функциональные подсистемы:

- обеспечение внутрисистемного информационного обмена по радиоканалу;
- сбор и обработка информации;
- визуализация (отображение) информации;
- архивное накопление на сервере пользователя;
- обеспечение удалённым пользователям доступа к информационной базе системы, (согласовывается с Недропользователем дополнительно).
- хранение системных и технологических архивов с резервированием хранимой информации;
- ведение системного архива контролируемых параметров, с привязкой события к системному времени;
- оповещение о текущем состоянии параметров технологического оборудования;
- сигнализации пороговых значений и предупреждения;
- ведения журнала сигнализации и блокировок с фиксацией действий оператора;
- интеграция с системой ИСУНГ
- сбор и архивирование основных параметров работы установки (с глубиной архива не менее 1-го года), вывод трендов параметров за прошедшие периоды, вывод на внешний носитель или на печать заданного журнала параметров.

Система должна функционировать в круглосуточном режиме и удовлетворять следующим требованиям:

- а) удаленный контроль текущего состояния расходомеров, с АРМ оператора;
- б) удаленный контроль параметров расходомеров газа, расход, температура, давление с АРМ диспетчера;
- в) формирование отчетов и трендов;
- г) автоматическое формирование суточного накопленного расхода по каждому расходомерам;
- д) повышение эффективности технологического процесса за счёт оперативности предоставления информации диспетчеру, в том числе диагностирования состояния оборудования;
- д) снижение затрат на сбор и обработку данных и повышение осведомленности пользователей системы;

Верхний уровень системы управления строится на базе современной системы диспетчеризации. Проектом предусмотреть дистанционный мониторинг объекта автоматизации через АРМ оператора. АРМ оператора размещается в помещении оператора. Связь между АРМ оператора и щитами автоматизации организовать

стабильной беспроводной связью по радиоканалу либо по промышленному WI-Fi под ключ.

В качестве АРМ оператора используется ПК с установленной SCADA-системой. На экране монитора АРМ отображаются мнемосхемы технологического оборудования: расходомер с основными технологическими параметрами и анимацией, общие сигналы об аварии и предупреждения, сообщения о текущем состоянии технологического процесса, тренды, архивы.

Система верхнего уровня должна выполнять следующие функции:

- ведение системного архива контролируемых параметров, с привязкой события к системному времени;
- оповещение о выходе из строя оборудования и предупреждениях;
- ведения журнала сигнализации;
- подготовка данных и генерация отчетов.
- сбор и архивирование основных параметров работы установки (с глубиной архива не менее 6 мес.), вывод трендов параметров за прошедшие периоды, вывод на внешний носитель или на печать заданного журнала параметров.
- Организовать централизованный контроль технологических параметров расходомеров по расходу, давлению в трубопроводе и температуру продукта в диспетчерской;
- Поставка, монтаж и пусконаладка всей системы под ключ.

Требования к структуре системы

4.1.1.1.2 Система должна строиться по лучевой структуре: с одним центральным диспетчерским пунктом и локальными подсистемами автоматики. Требуемая структура системы приведена в приложении А.

4.1.1.1.3 Система должна сохранять работоспособность при отказе одной или нескольких подсистем автоматики.

4.1.1.1.4 Система должна выполнять в полном объеме функции, приведенные в п.п.**Error! Reference source not found.** при увеличении общего количества подсистем автоматики (подключение новых подсистем) до 2048 шт., без необходимости изменения состава оборудования диспетчерского пункта.

4.1.1.1.5 Система должна поддерживать возможность подключения к системе и отключения от нее подсистем автоматики. При этом общее количество подключенных подсистем не должно превышать количества, указанного в п.п.4.1.1.1.4.

4.1.1.1.6 Система должна обладать способностью диагностики состояния всех своих элементов, а также качества каналов связи.

4.1.1.1.7 Все подсистемы автоматики должны быть аппаратно взаимозаменяемыми. При замене допускается перенастройка уставок как с центрального диспетчерского пункта, так и с локального терминального устройства.

4.1.1.1.8 Система должна быть самостоятельной, функционально завершённой системой контроля и управления, способной автономно выполнять все возложенные на нее задачи.

4.1.1.1.9 Требования по работе системы при отключении электроэнергии приведены в п.п.4.1.2.6, 4.1.2.7.

4.1.1.1.10 Одновременный сбор информации о текущем состоянии технологических процессов на технологических объектах расходомеров газа, приведенных в таблице №2

4.1.1.1.11 Интеграция с системой ИСУНГ МЭ РК согласно Требованиям (Приложение В).

4.1.1.1.12 Извещение диспетчера о возникновении аварийных ситуаций и сбоях в работе оборудования.

4.1.1.1.13 Архивирование (сохранение в БД) текущей информации о замерах температуры, давления, расхода, с сохранением данной информации в течение 5-ти лет.

4.1.1.1.14 Сохранение значения параметра в БД должно производиться только при его изменении от предыдущего значения на величину, указанную в таблицах 2–5 в колонке «отклонение для регистрации в базе данных».

4.1.1.1.15 Возможность сохранения архивных данных, приведенных в 4.1.1.1.12, по прошествии 5-ти лет на центральном сервере Заказчика.

4.1.1.1.16 Система должна поддерживать локальные контроллеры технологических объектов, перечисленные в таблице 1, при условии включения Недропользователем в состав системы хотя бы одного контроллера соответствующего типа для проведения ПНР и предоставления протокола обмена по интерфейсу RS485. Исполнителем проекта не гарантируется функционирование в составе системы типов контроллеров, отсутствовавших в составе системы до момента начала приемочных испытаний.

Таблица 1 – Информационные протоколы обмена и типы контроллеров систем

№	Тип	Информационный протокол обмена (карта регистров протокола Modbus)	
		Модель контроллера	Версия ПО
1	Расходомер Endress Huaser	HART	

4.1.1.1.17 В случае ввода в систему телемеханики новых типов контроллеров, указанных в таблице 1 и отсутствовавших в составе системы на момент проведения приемочных испытаний, требуется составить, по согласованию, дополнительное приложение к настоящему ТЗ с последующей доработкой ПО верхнего уровня (без увеличения стоимости общего проекта).

Таблица 2 – Технологические данные расходомеров газа

№	Наименование параметра	По согласованию с Заказчиком периодичность обновления, не менее, с	
1	Расходомеры газа 12 ед.		
1.1	Объемный расход газа	5	
1.2	Температура газа	5	
1.3	Сумматор	5	
1.4	Давление газа	5	

4.1.1.1.18 Заблаговременное оповещение специалиста по обслуживанию о необходимости сохранения данных на сменных носителях.

4.1.1.1.19 Формирование итоговых сводок и графиков за различный отчетный период с различной степенью детализации.

4.1.1.1.20 Реализация возможности просмотра через корпоративную ЛВС с удаленного автоматизированного рабочего места (АРМ специалиста) параметров, описанных в п.п. 4.1.1.1.12.

4.1.1.2 Требования к составу центрального диспетчерского пункта

4.1.1.2.1 Центральный диспетчерский пункт должен состоять из:

1) коммуникационного оборудования для связи с распределенными подсистемами автоматики;

2) рабочих станций оператора

3) АРМ диспетчера (совмещает функции АРМ диспетчера, сервера ввода/вывода, сервера баз данных);

Перечень оборудования, входящий в состав верхнего уровня системы и диспетчерского пункта, приведен в таблице 8.

4.1.1.3 Требования к структуре центрального диспетчерского пункта

4.1.1.3.1 Все компоненты центрального диспетчерского пункта должны быть объединены в единую информационную Ethernet-сеть с номинальной пропускной способностью не менее 1000 Мбит/с.

4.1.1.3.2 Сеть центрального диспетчерского пункта должна иметь одноранговую структуру:

1) все абонентские системы должны быть равноправны;

2) каждая абонентская система должна иметь возможность предоставлять и потреблять ресурсы сети.

4.1.1.3.3 Сеть центрального диспетчерского пункта должна интегрироваться в существующую локальную вычислительную сеть с соблюдением требований по защите информации согласно п. 4.1.7.

4.1.1.3.4 Центральный диспетчерский пункт должен самостоятельно диагностировать наличие и качество связи с подсистемами автоматики и выводить данную информацию на экран монитора АРМ диспетчера.

4.1.1.3.5 Центральный диспетчерский пункт должен обладать возможностью подключения до 10 удаленных АРМ специалистов посредством корпоративной ЛВС (при наличии необходимой лицензии) без необходимости модернизации оборудования, входящего в состав системы и внесения изменений в программное обеспечение.

4.1.1.3.6 Требования к отказоустойчивости оборудования центрального диспетчерского пункта приведены в п.п. 4.1.2.5.

4.1.1.3.7 Требования по работе оборудования центрального диспетчерского пункта при отключении электроэнергии приведены в п.п.4.1.2.7.

4.1.1.3.8 Система должна быть рассчитана на непрерывный длительный режим работы.

4.1.1.4 Требования к функциям, выполняемым центральным диспетчерским пунктом

4.1.1.4.1 Штатным режимом работы центрального диспетчерского пункта является «режим взаимодействия с подсистемами автоматики», в данном режиме должны выполняться функции согласно п.п. 4.1.1.4.3 - **Error! Reference source not found..**

4.1.1.4.2 При отсутствии связи со всеми подсистемами автоматики центральный диспетчерский пункт должен переходить в «режим отсутствия связи», в данном режиме должны выполняться функции согласно п.п. 4.1.1.4.7, 4.1.1.4.9, 4.1.1.4.11, **Error! Reference source not found..**

4.1.1.4.3 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять сбор с подсистемы автоматики информации о текущих данных измерения и работоспособности оборудования и датчиков.

4.1.1.4.4 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять отображение на экране монитора (дисплее оператора) технологической схемы объектов в виде мнемосхемы с графическим отображением технологических аппаратов, расходомеров газа и прочего оборудования, задействованного в технологическом процессе.

4.1.1.4.5 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять визуализацию измеренных значений технологических параметров.

4.1.1.4.6 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять диагностику связи с контроллерами технологических установок.

4.1.1.4.7 Оборудование на АРМ диспетчера должно формировать световые и звуковые сигналы предупредительной и аварийной сигнализации при возникновении аварийных ситуаций и сбоях в работе оборудования.

4.1.1.4.8 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять архивирование текущей информации о состоянии технологических процессов и работе оборудования, а также указанных Недропользователем параметров с возможностью оперативного просмотра по требованию оператора за любой выбранный интервал времени.

4.1.1.4.9 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять автоматическое ведение журнала учета аварий и отклонений от нормального хода технологического процесса.

4.1.1.4.10 Центральный диспетчерский пункт должен выполнять формирование обобщенной информации в соответствие с п.п. 4.1.1.1.12 – 4.1.1.1.19.

4.1.1.4.11 Центральный диспетчерский пункт должен обеспечивать возможность просмотра информации через корпоративную ЛВС с географически удаленного рабочего места (АРМ специалиста).

4.1.1.4.12 Центральный диспетчерский пункт должен диагностировать наличие связи с подсистемами автоматики. При пропадании связи с подсистемой центральный диспетчерский пункт должен продолжать опрос данной подсистемы с целью восстановления связи.

Требования к составу подсистемы автоматики:

Подсистема автоматики должна состоять из:

- 1) шкафа автоматизации в составе:

– коммуникационное оборудование для связи с центральным диспетчерским коммуникационное оборудование для связи с центральным диспетчерским пунктом «Радиомост Wi-Fi 802.11g/n, интегрированный в антенну 25 дБ»»;

- комплект монтажа коммуникационного оборудования;
- устройство грозозащиты коммуникационного оборудования;
- связующее устройство (характеристики см. приложение В);
- источник питания аппаратуры;
- коммуникационный преобразователь с RS-485/HART на Modbus TCP/IP

2) модуля сбора данных с цифровым преобразователем с RS485 на Modbus TCP/IP для связи со связующим устройством шкафа автоматизации и протоколом передачи Modbus TCP/IP в составе:

- базовый радиомодуль с выносной антенной и кабелем;

3) мачта радиосвязи ветроустойчивая без растяжек;

4) контур заземления;

5) комплект монтажных частей для установки шкафа, антенны и датчиков.

4.1.1.5 Требования к структуре подсистемы автоматизи

4.1.1.5.1 Подсистема автоматизи должна иметь возможность подключения контроллеров по интерфейсу RS-485 при сохранении функций, приведенных в п.п.4.1.1.6, без необходимости модернизации системы.

4.1.1.5.2 Шкаф подсистемы автоматизи должен иметь гальваническую развязку со стороны полевых устройств, защиту от грозы (при наличии оборудования передачи данных).

4.1.1.5.3 Подсистема автоматизи должна иметь 2 режима работы:

1) режим взаимодействия с центральным диспетчерским пунктом;

2) автономный режим работы;

4.1.1.5.4 Подсистема автоматизи, находясь в режиме взаимодействия с центральным диспетчерским пунктом, должна в полном объеме выполнять функции, приведенные в п.п.4.1.1.6.

4.1.1.5.5 Подсистема автоматизи, находясь в автономном режиме работы, должна выполнять все функции, приведенные в п.п.4.1.1.6 кроме тех, для реализации которых необходимо наличие канала связи с диспетчерским пунктом.

4.1.1.5.6 Подсистема автоматизи при пропадании связи с центральным диспетчерским пунктом должна автоматически переключаться из режима взаимодействия с диспетчерским пунктом в режим автономной работы (и обратно при восстановлении связи).

4.1.1.5.7 Подсистема автоматизи должна иметь средства диагностики состояния датчиков и оборудования.

4.1.1.5.8 Шкаф подсистемы автоматизи должен иметь возможность подключения локального устройства (ноутбука) по Ethernet.

4.1.1.5.9 Подсистема автоматизи должна поддерживать возможность просмотра текущего состояния оборудования, настройки режимов своей работы и конфигурирования параметров, как с удаленного центрального диспетчерского пункта, так и с локального терминального устройства.

4.1.1.5.10 Подсистема автоматизи должна соответствовать требованиям по надёжности согласно п.п.4.1.2.4.

4.1.1.5.11 Требования по работе подсистемы автоматизи при отключении электроэнергии приведены в п.п.4.1.2.6.

4.1.1.5.12 Подсистема автоматики должна быть рассчитана на непрерывный длительный режим работы.

4.1.1.6 Требования к функциям, выполняемым подсистемой автоматики

4.1.1.6.1 Подсистема автоматики должна выполнять следующие функции:

1) по запросу с диспетчерского пункта передача информации о текущих данных измерения и работоспособности оборудования и датчиков.

4.1.1.7 Требования к способам и средствам связи

4.1.1.7.1 Связь между центральным диспетчерским пунктом и подсистемами автоматики должна осуществляться посредством беспроводного коммуникационного оборудования, через систему широкополосного доступа диапазона 5 ГГц со следующими характеристиками:

1) работа на выделенной Недропользователем частоте;
2) номинальная суммарная пропускная способность каналов связи от диспетчерского пункта до подсистем автоматики должна быть не менее 7 Мбит/с.

4.1.1.7.2 Для связи компонентов системы (АРМ диспетчера / сервер, нулевой клиент) внутри центрального диспетчерского пункта Недропользователь должен предоставить Ethernet-сеть со следующими характеристиками:

1) номинальная суммарная скорость передачи данных должна быть не менее 100 Мбит/с;
2) поддерживаемый протокол TCP/IP.

4.1.1.7.3 Для подключения АРМ специалистов через корпоративную ЛВС Недропользователем должна быть обеспечена пропускная способность канала связи не менее 128 Кбит/с для каждого АРМ специалиста.

4.1.1.8 Требования к характеристикам взаимосвязей со смежными системами

4.1.1.8.1 Требования по подключению к системе внутри центрального диспетчерского пункта посредством ЛВС приведены в п.п.4.1.1.7.2.

4.1.1.8.2 Система должна предусматривать возможность выдачи информации на удаленные АРМ специалистов.

4.1.1.9 Требования к режимам функционирования

4.1.1.9.1 Требования к режимам функционирования подсистемы автоматики приведены в п.п.4.1.1.5.3.

4.1.1.9.2 Требования к режимам функционирования центрального диспетчерского пункта приведены в п.п. 4.1.1.4.1 и 4.1.1.4.2.

4.1.1.10 Требования по диагностированию системы

4.1.1.10.1 В системе должна быть предусмотрена возможность контроля связи с любой подсистемой автоматики.

4.1.1.11 Требования к системам хранения и обработки данных

4.1.1.14.1 Системы хранения и обработки данных (СХОД) должны иметь резервированную архитектуру

4.1.1.14.2 СХОД должна иметь отказоустойчивую структуру

4.1.1.14.3 Рекомендуются использование технологии RAID 0 (1)

4.1.1.14.4 ЦОД должен предусматривать источники питания с учётом совокупной потребляемой мощности всего оборудования ЦОД

4.1.1.12 Требования к сетевой инфраструктуре

4.1.1.15.1 Сетевая инфраструктура должна обеспечивать разграничения между подсетями различного уровня и назначения.

4.1.1.15.2 К разграниченным подсетям могут относиться:

- общая корпоративная сеть (пользовательская)
- промышленные подсети производственных объектов (уровень 1)
- промышленная подсеть уровня межпроизводственного взаимодействия (уровень 2)
- внешние сети

4.1.1.15.4 Сетевые компоненты должны обеспечивать возможность непрерывного мониторинга состояния, контроля и управления, уведомления об авариях и переходах в резервные режимы

4.1.1.13 Перспективы развития

4.1.1.13.1 В системе должна быть предусмотрена возможность расширения (подключение новых подсистем автоматики с оборудованием, имеющим унифицируемые интерфейсы и протоколы).

4.1.2 Требования по численности и квалификации персонала

4.1.2.1 К работе с подсистемой автоматики должен допускаться оперативный технический персонал, имеющий квалификационную группу по электробезопасности не ниже III до 1000 В и прошедший у разработчика обучение об эффективных способах эксплуатации, ремонта и обслуживания.

4.1.2.2 К работе с АРМ диспетчера должен допускаться оперативный технический персонал, имеющий квалификационную группу по электробезопасности I до 1000 В и прошедший у разработчика обучение об эффективных способах эксплуатации, ремонта и обслуживания.

4.1.2.3 Требования к надежности

4.1.2.4 Подсистема автоматики должна обеспечивать следующие параметры надежности:

- 1) средняя наработка на отказ не менее 20 000 часов;
- 2) срок службы не менее 7 лет;
- 3) среднее время восстановления работоспособного состояния не более 1 ч (включает время настройки программного обеспечения контроллера, время монтажных работ по замене контроллера, без учёта времени доставки).

4.1.2.5 Оборудование центрального диспетчерского пункта должно обеспечивать следующие параметры надежности:

- 1) средняя наработка на отказ не менее 15 000 часов;
- 2) срок службы не менее 7 лет;
- 3) среднее время восстановления работоспособного состояния не более 8 ч (при сбоях программного обеспечения, требующих полной переустановки программного обеспечения).

4.1.2.6 Для обеспечения питания подсистемы автоматики необходимо наличие источника питания ~220В, 15Вт.

4.1.2.7 Для обеспечения питания оборудование центрального диспетчерского пункта необходимо наличие источника питания ~220В, 2кВт.

4.1.2.8 Оборудование центрального диспетчерского пункта должно иметь источник резервного питания на случай отключения электроэнергии. Время работы оборудования при резервном питании должно быть не менее 30 минут. Оборудование должно полностью сохранять свою работоспособность и поддерживать канал связи с подсистемой автоматики.

4.1.3 Требования безопасности

4.1.3.1 По требованиям безопасности к конструкции шкаф подсистемы автоматики должен соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

4.1.3.2 По требованиям безопасности к конструкции оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

4.1.4 Требования к эргономике и технической эстетике

4.1.4.1 TFT-мониторы, применяемые на центральном диспетчерском пункте, должны иметь размер 24" с разрешением экрана 1920x1080.

4.1.5 Требования к транспортабельности

4.1.5.1 Транспортирование системы должно осуществляться любым видом транспорта в соответствии со следующими требованиями:

- 1) условиями «С» по ГОСТ 23216 в части воздействия механических факторов;
- 2) требованиями группы 5 (Ж1) по ГОСТ 15150 в части воздействия климатических факторов.

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

4.1.6.1 Условия эксплуатации подсистемы автоматики должны соответствовать следующим требованиям:

- 1) климатическому исполнению «УХЛ», категории размещения 1 по ГОСТ 15150;
- 2) высота над уровнем моря не более 1000 м;
- 3) окружающая среда не взрывоопасная.

4.1.6.2 Подсистема автоматики должна быть ремонтпригодной на месте эксплуатации при снятом напряжении питания. При этом должно допускаться:

- 1) проведение регламентных работ;
- 2) проведение текущего ремонта (замены составных блоков).

4.1.6.3 Условия эксплуатации оборудования системы, расположенного на центральном диспетчерском пункте, должны соответствовать следующим требованиям:

- 1) климатическому исполнению «УХЛ», категории размещения 4.2 по ГОСТ 15150;
- 2) высота над уровнем моря не более 1000 м;
- 3) окружающая среда не взрывоопасная.

4.1.6.4 Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно быть ремонтпригодным на месте эксплуатации при снятом напряжении питания. При этом должно допускаться:

- 1) проведение регламентных работ;
- 2) проведение текущего ремонта (замены составных блоков).

4.1.6.5 Для проведения оперативного технического ремонта системы должен быть предусмотрен ЗИП в составе, приведенном в таблице 6.

4.1.6.6 Гарантия на систему должна составлять 36 месяцев с момента пуска в промышленную эксплуатацию.

4.1.7 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

4.1.7.1 При доступе к компьютерам центрального диспетчерского пункта через локальную вычислительную сеть должна использоваться авторизация/аутентификация пользователей посредством штатных средств операционной системы.

4.1.7.2 Для каждого компьютера центрального диспетчерского пункта должны быть настроены права пользователей в соответствии с выполняемыми ими функциями.

4.1.7.3 Недропользователь должен обеспечить ограниченный доступ в помещения центрального диспетчерского пункта организационными мерами.

4.1.7.4 Средства защиты от несанкционированного доступа к прочим элементам системы не предъявляются.

4.1.8 Требования по сохранности информации

4.1.8.1 ПЛК подсистемы автоматики должен обладать возможностью сохранять все свои настройки и параметры работы при пропадании канала связи с центральным диспетчерским пунктом, авариях, отказах технических средств (в том числе – потери питания).

4.1.8.2 АРМ диспетчера расположенные в диспетчерском пункте должны обладать возможностью сохранять все свои настройки при пропадании канала связи с подсистемами автоматики, авариях, отказах технических средств (в том числе – потери питания).

4.1.9 Требования к защите от влияния внешних воздействий

4.1.9.1 Требования по электромагнитной совместимости

4.1.9.1.1 Оборудование подсистемы автоматики должно быть устойчиво к наносекундным импульсным помехам, возникающим в результате коммутационных процессов (переключений индуктивных нагрузок, размыканий контактов реле и т.д.), на портах электропитания и сигналов ввода/вывода по ГОСТ Р 51317.4.4.

4.1.9.1.2 Оборудование подсистемы автоматики должно быть устойчиво к воздействию электростатических разрядов как при прямом воздействии от обслуживающего персонала, так и непрямом воздействии на расположенные вблизи технологические средства и оборудование по ГОСТ Р 51317.4.2.

4.1.9.1.3 Оборудование подсистемы автоматики должно быть устойчиво к помехоэмиссии в питающую сеть по ГОСТ 51317.6.3.

4.1.9.1.4 Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно быть устойчиво к воздействию электростатических разрядов как при прямом воздействии от обслуживающего персонала, так и непрямом воздействии от обслуживающего персонала на расположенные вблизи технологические средства и оборудование по ГОСТ Р 51317.4.2.

4.1.9.1.5 Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно отвечать требованиям к помехоэмиссии в питающую сеть по ГОСТ 51317.6.3.

4.1.9.2 Требования по стойкости, устойчивости и прочности к внешним воздействиям

4.1.9.2.1 Подсистема автоматики должна выполнять все функции, приведенные в п.п.4.1.1.6 при:

- 1) температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С;
- 2) относительной влажности окружающего воздуха до 95 %;
- 3) атмосферном давлении от 84 до 107 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.).

4.1.9.2.2 Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно выполнять все функции, приведенные в п.п.4.1.1.4 при:

- 1) температуре окружающего воздуха от +10 до +35 °С;
- 2) относительной влажности окружающего воздуха до 95 %;
- 3) атмосферном давлении от 84 до 107 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.).

4.1.10 Требования к патентной чистоте

4.1.10.1 Учитывая критическую важность точного учета объемов добываемого и транспортируемого газа, необходимость минимизации рисков, связанных с искажением или потерей данных, для передачи данных в систему ИСУНГ необходимо использовать успешно внедренное программное обеспечение для электронных вычислительных машин (ЭВМ) на территории РК «ИСУН Gateway», с гарантией легитимности его использования исполнителем для подключения к системе ИСУНГ.

4.1.10.2 Исполнитель обязан обеспечить патентную чистоту применяемых технических решений, программного обеспечения, оборудования и технологий, используемых в рамках выполнения работ (оказания услуг). Использование объектов интеллектуальной собственности, охраняемых патентами, допускается только при наличии соответствующих прав (лицензий) на использование таких объектов.

4.1.10.3 При передаче результатов работ Заказчику Исполнитель обязан предоставить письменные гарантии (декларацию) об отсутствии нарушений патентных прав третьих лиц, а также, при необходимости, подтверждающую документацию (справки, поисковые отчеты, копии лицензий и т.п.).

4.1.10.4 В случае предъявления претензий со стороны правообладателей к Заказчику, связанных с нарушением патентных прав, ответственность несет Исполнитель, включая компенсацию всех убытков, понесённых Заказчиком.

4.1.11 Требования по стандартизации и унификации

4.1.11.1 Требования по стандартизации и унификации должны соответствовать НТД, действующей на предприятии – изготовителе системы.

4.1.12 Дополнительные требования

4.1.12.1 Требования по технологичности

4.1.12.1.1 Технологический процесс изготовления системы должен быть согласован с применяемым на предприятии-изготовителе производственным оборудованием и используемыми методами производства.

4.2 Требования к функциям, выполняемым системой

4.2.1 Требования к функциям, выполняемым системой, приведены в п.п. Error! Reference source not found..

4.2.2 Требования к функциям, выполняемым подсистемой автоматики, приведены в п.п.4.1.1.6.

4.2.3 Требования к функциям, выполняемым центральным диспетчерским пунктом, приведены в п.п.4.1.1.4.

4.3 Требования к видам обеспечения

4.3.1 Требования к математическому обеспечению

Уточняются и устанавливаются в процессе технического проектирования.

4.3.2 Требования к информационному обеспечению

4.3.2.1 В основе концепции построения ПО должен быть заложен стандарт OPC.

4.3.2.2 В качестве ядра ПО должен использоваться программный пакет - SCADA-система, система управления базами данных

4.3.2.3 АРМ диспетчера должен иметь следующее ПО:

1) Modbus OPC сервер;

2) SCADA система;

4.3.2.4 Программный пакет - SCADA-система, должен обеспечить возможность:

- подключения дополнительных устройств и отображение их параметров на дисплее АРМ;

- формирования отчета аварий по причинам, по объектам. Отчет должен содержать время возникновения аварии, при подтверждении время аварии не должно изменяться на время подтверждения;

- формирования отчета по простоям, потерям по виду причины (например, потери по причине отключения электроэнергии).

4.3.3 Требования к программному обеспечению

4.3.3.1 ПО, используемое в оборудовании, должно иметь набор необходимых лицензий и регистрационных ключей.

4.3.3.2 Требования к программному обеспечению АРМ

4.3.3.2.1 Во всех отчетах предусмотреть задание отчетного периода.

4.3.3.2.2 В графиках в периоде просмотра интервал времени должен принимать последнее выбранное значение для всех последующих скважин.

4.3.3.2.3 В окне «Текущие аварии» должны быть фильтры «Связь», где должны отображаться только сведения об отсутствии связи, «Аварии», где должны отображаться только сведения об авариях, и «Все», где должны отображаться сведения об отсутствии связи и об аварии.

4.3.3.2.4 В «Истории аварий» должна быть предусмотрена возможность задания отчетного периода.

4.3.3.2.5 Система должна осуществлять ведение журнала действий операторов в диспетчерской программе с последующим просмотром за указанный промежуток времени.

4.3.3.2.6 Диспетчерская программа должна обеспечивать возможность быстрого перехода от общей мнемосхемы к экранам автоматизации скважин, а также к экранам технологических процессов, подключенных к ней, и обратно.

4.3.3.2.7 Диспетчерская программа должна обеспечивать возможность быстрого поиска объектов всех типов по номеру скважины.

4.3.3.2.8 Диспетчерская программа должна обеспечивать возможность быстрого перехода из списка текущих зарегистрированных аварий объектов к экранам автоматизации объектов, аварии которых зарегистрированы.

4.3.3.2.9 На экранах автоматизации объектов должны быть сведения о времени последнего опроса объекта.

4.3.3.3 Система должна строиться по объектному принципу (шаблоны типов объектов, экземпляры объектов).

4.3.3.3.1 Предусмотреть возможность расширения существующих шаблонов типов объектов.

4.3.3.3.2 Прикладное ПО диспетчерского пункта должно позволять редактировать конфигурацию системы силами обслуживающих инженеров

4.3.3.3.3 Предусмотреть возможность редактирования типов шаблонов в случае изменения карты адресов регистров производителем - изменение адресов регистров опрашиваемых параметров без изменения файлов существующей рабочей программы.

4.3.4 Требования к техническому обеспечению

4.3.4.1 Покупные комплектующие изделия, применяемые при изготовлении компонентов системы, должны иметь документацию, подтверждающую соответствие их стандартам, ТУ и иметь сертификат соответствия.

4.3.5 Требования к метрологическому обеспечению

4.3.5.1 Контроль параметров при настройке, испытаниях и обслуживании системы должен производиться стандартными измерительными приборами. К применению допускаются приборы учета в соответствии со статьей 17 Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений».

4.3.5.2 Объем и качество контролируемых параметров должны быть достаточными для обеспечения достоверного контроля и принятия решения о соответствии изготовленной аппаратуры и ее составных частей комплекту КД.

4.3.5.3 Приведенная погрешность каналов измерения подсистемы автоматике должна быть не более 2,5%.

4.3.5.4 Общие задержки передачи информации от подсистемы автоматике до центрального диспетчерского пункта должны быть не более 2 минут.

4.3.5.6 Монтаж электропроводок технических средств должен выполняться в соответствии с проектом и с учетом требований, СНиП 3.05.06-85*, ПУЭ, ВСН 600-81, «Правила производства и приемки работ», Пособие к РД 78.145-93.

4.3.5.7 Электропитание системы осуществляется от сети переменного тока 220 В $\pm 10\%$ (50 $\pm 1,0$) Гц, согласно ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

4.3.5.8 Оборудование должно быть заземлено или занулено в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85, ПУЭ и технической документацией предприятий изготовителей. Электрическое сопротивление и сопротивление изоляции силовых и слаботочных проводок должно соответствовать требованиям ПУЭ, технической документации на оборудование.

4.3.5.9 Защитное заземление (зануление) электрооборудования проектируемых систем должно быть выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП 3.05.06, ГОСТ 12.1.030 и технической документацией завода-изготовителя.

4.4 Требования к ESG-части проекта

4.4.1 В рамках выполнения проекта необходимо провести обзорный ESG-скрининг, направленный на идентификацию ключевых экологических, социальных и управленческих аспектов, связанных с внедрением цифровой платформы для учёта и контроля расхода газа. В рамках ESG-скрининга необходимо провести качественную и количественную идентификацию и оценку ключевых аспектов, связанных с

внедрением цифровой платформы для учёта и контроля расхода газа, с особым акцентом на развитие принципов экологической, социальной и корпоративной ответственности (ESG) в компании.

4.4.2 Качественная часть ESG-скрининга должна включать описание влияния платформы на снижение техногенной нагрузки и формирование культуры рационального природопользования, описание вклада цифровой платформы в повышение безопасности труда и снижение воздействия вредных факторов и укрепление принципов ответственного управления и внутреннего контроля за счёт автоматизации учёта и отчётности.

4.4.3 Также ESG-скрининг должен включать следующие ключевые аспекты для каждой из трёх категорий стратегии устойчивого развития — экологической (E), социальной (S) и корпоративной (G) ответственности, на которые может повлиять внедрение цифровой платформы для учёта и контроля расхода газа.

4.4.3.1 Экологические показатели (E):

- Снижение объёма утечек газа за счёт оперативного мониторинга (м³/год);
- Сокращение количества факельных запусков в результате оптимизации давления и технологического режима (ед./год);
- Повышение энергоэффективности — сокращение удельного потребления электроэнергии (кВт·ч/ед. оборудования или продукции).

4.4.3.2 Социальные показатели (S):

- Снижение времени пребывания персонала в потенциально опасных зонах, благодаря удалённому контролю (часов/смену);
- Уменьшение доли ручных операций за счёт автоматизации (% от общего числа операций);
- Рост охвата программами переподготовки и цифровой грамотности (число обученных сотрудников, чел./год).

4.4.3.3 Корпоративные показатели (G):

- Увеличение доли производственных данных, собираемых и обрабатываемых автоматически (% от общего объёма данных);
- Снижение доли ошибок в отчётных данных (%);
- Увеличение доли автоматизированных бизнес-процессов (%).

4.4.4 Итоговое заключение о соответствии проекта ESG-подходу и результаты ESG-скрининга должны быть представлены в проектной документации.

5 СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

5.1 Стадии создания

5.1.1 Работы по созданию системы выполняются в следующие стадии:

5.1.1.1 Разработка проектной документации;

5.1.1.1.1. Функциональная схема автоматизации

5.1.1.1.2. Схемы подключения полевых приборов

5.1.1.1.3. Схема шкафа автоматики

5.1.1.1.4. Спецификация материалов и работ.

5.1.1.1.5. Схема беспроводных сетей

5.1.1.2 Закуп и поставка оборудования, ПО и ЗИП;

5.1.1.2.1. Поставка оборудования радиосвязи

5.1.1.2.2. Поставка комплектующих телекоммуникационных шкафов

- 5.1.1.2.3. Поставка расходомеров газа согласно ОЛ
 - 5.1.1.2.4. Поставка оборудования диспетчерского пункта (станция оператора и станция ИСУН)
 - 5.1.1.3 Создание программной платформы учёта, визуализации и передачи данных;
 - 5.1.1.3.1. Разработка программного обеспечения диспетчеризации Simatic Tia Portal согласно Технического задания
 - 5.1.1.3.2. Разработка программного обеспечения интеграции с ИСУН согласно требованиям об информационном взаимодействии с ИСУН
 - 5.1.1.4 Монтаж и пусконаладочные работы всего комплекса;
 - 5.1.1.4.1. Сборка телекоммуникационных шкафов
 - 5.1.1.4.2. Монтаж оборудования радиосети (базовая станция, точки доступа 12 ед.)
 - 5.1.1.4.3. Монтаж телекоммуникационных шкафов, расключение полевых приборов
 - 5.1.1.4.4. Инсталляция АРМ оператора и ПО ИСУН
 - 5.1.1.4.5. Подключение полевых приборов к диспетчерской системе
 - 5.1.1.4.6. Инсталляция ПО интеграции ИСУН (Isun Gateway, OPC сервер)
 - 5.1.1.4.7. Проведение тестовой передачи данных в систему ИСУН
 - 5.1.1.5 Обучение персонала;
 - 5.1.1.5.1. Проведение обучения персонала Заказчика
 - 5.1.1.5.2. Разработка инструкций оператора, администратора, пользователя ИСУН
 - 5.1.1.5.3. Проведение аттестации персонала
 - 5.1.1.5.4. Ввод системы в промышленную эксплуатацию, подписания Акта ввода
 - 5.1.1.6 Провести ESG-скрининг, направленный на идентификацию и оценку ключевых экологических, социальных и управленческих аспектов цифровизации учёта и контроля расхода газа. Результаты выполненного ESG-скрининга должны быть включены в итоговую отчётную документацию.
 - 5.1.1.6.1. Определить основные экологические риски и возможности, связанные с утилизацией газа, факельными установками и использованием сырого газа
 - 5.1.1.6.2. Выделить социальные аспекты, включая вопросы охраны труда операторов и повышение технологической безопасности за счёт дистанционного мониторинга.
 - 5.1.1.6.3. Отразить управленческие элементы, включая повышение прозрачности учёта и подготовки отчётности.
 - 5.1.1.7 Сдача комплекса в опытную, промышленную эксплуатацию;
 - 5.1.1.8 Гарантийное и постгарантийное обслуживание.
- 5.2 Содержание и порядок приемки работ по стадиям
- 5.2.1 Окончанием работ по первой стадии является поставка оборудования, подписание соответствующих документов (Акт о приемке КС-2, КС-3, Счет-фактура). Перечень поставляемого оборудования автоматизации и ЗИП согласно таблице 5, но не ограничиваясь ей.

Таблица 5 – Перечень поставляемого оборудования автоматизации

1. Диспетчеризация расходомеров газа

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Шкаф телекоммуникационный, IP65	шт.	12

2	Рабочая станция оператора Core I7, монитор, клавиатура, мышь	шт.	1
3	ИБП 2000VA	шт.	1
4	Мачта антенная	шт.	1
5	Точка доступа WiFi 5Ghz	шт.	1
6	Всенаправленная антенна WiFi	шт.	1
7	Точка доступа направленная WiFi 5Ghz	шт.	12
8	Программное обеспечение диспетчерского пункта	шт.	1
9	Кабель уличный UPT 5cat	м.	300
10	Кабель силовой 3x2.5	м.	200
11	Бронешланг 32	м.	200
	Работы		
1	Разработка рабочей документации проекта	работа	1
2	Сборка и монтаж телекоммуникационных шкафов	работа	1
3	Расключение полевых приборов	работа	1
4	Монтаж мачт	работа	1
5	Монтаж радиомодулей	работа	1
6	Настройка беспроводных сетей	работа	1
7	Программирование SCADA диспетчерского пункта	работа	1
8	Обучение персонала и разработка инструкций по эксплуатации	работа	1
9	Пусконаладочные работы	работа	1
10	Ввод системы в промышленную эксплуатацию	работа	1
11	ESG-скрининг	работа	1
	Интеграция с системой ИСУНГ		

5.2.2 Окончанием работ по второй стадии является окончание СМР, ПНР и подписание соответствующих документов (Акт о приемке выполненных работ КС-2, КС-3, Счет-фактура).

5.2.3 Окончанием работ по третьей стадии является подписание Акта о передаче технической и эксплуатационной документации. Перечень передаваемой документации приведен в разделе 0.

5.2.4. Окончанием работ по четвертой стадии является завершение обучения персонала, подписание Акта о приемке комплекса в опытную эксплуатацию, подписание Акта о приемке комплекса промышленную эксплуатацию.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

6.1 Документы, которые должны быть разработаны при проектировании системы, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Документы, которые должны быть разработаны при проектировании системы

№	Наименование документа	Примечание
1 Проектная документация		
1.1	Технический проект	
1.2	Утвержденная и согласованная в области промышленной безопасности проектная документация	В соответствии с действующим законодательством, любое изменение, модернизация, внесение дополнительных элементов/устройств в действующий опасный производственный объект, требует наличия утвержденной и согласованной в области

		промышленной безопасности проектной документации.
1.3	Наличие согласований приемочных испытаний оборудования после монтажа с участием гос.инспектора	
2 Документация на СУ системы		
2.1	Схема электрическая соединений	на шкаф подсистемы автоматике
2.2	Конфигурационные файлы: 1.ПО для конфигурирования связующего устройства.	на шкаф подсистемы автоматике
2.3	1.общий вид 2.перечень составных частей	на шкаф подсистемы автоматике
2.4	Паспорт	на шкаф подсистемы автоматике
3 Документация на АРМ диспетчера		
3.1	Руководство оператора на ПО «АРМ диспетчера»	
3.2	Функциональная схема автоматизации	
3.3	Руководство системного программиста	
3.4	Конфигурационные файлы: 1. исходный проект под SCADA-систему; 2. конфигурационный файл OPC Сервера; 3. дистрибутив программы Modbus OPC Сервер;	
4 Документация по обеспечению связи		
4.1	Монтаж базовых станций для обеспечения связи	
4.2	Получение разрешения и лицензии на использование радиочастотного спектра (РЧС)	
5 Документация по результатам ESG-скрининга		
5.1	Результаты обследования экологических аспектов проекта	
5.2	Результаты обследования социальных аспектов проекта	
5.3	Результаты обследования управленческих аспектов проекта	

7. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ ПРОЕКТА

7.1 Общие требования

7.1.1 Исполнитель проекта должен иметь полную техническую оснащенность для полноценного выполнения работ по части КИПиА: комплект искробезопасного инструмента, набор инструментов электромонтажника (для снятия изоляции и разделки кабеля, обжимные ключи для наконечников, изолированные отвертки, изолированные плоскогубцы, бокорезы), HART-коммуникатор, устройства, предназначенные для считывания информации, удаленной настройки и конфигурирования интеллектуальных полевых приборов, цифровой измеритель напряжения, программатор, тестер многофункциональный, режущие и сверлящие инструменты и т.д.

7.2 Требование к квалификации и количеству персонала Исполнителя проекта:

7.2.1 Руководитель группы АСУиТП. Наличие высшего профессионального образования по специальности «Автоматизация и управление», «Автоматизация технологических процессов и производств», либо иная смежная специальность в области автоматизации; подтверждающий документ: диплом о высшем образовании.

7.2.2 Инженер наладчик КИПиА. Наличие высшего профессионального образования по специальности «Автоматизация и управление», «Автоматизация технологических процессов и производств», либо иная смежная специальность в области автоматизации; подтверждающий документ: диплом о высшем образовании.

7.2.3 Слесарь КИПиА. Наличие средне-специального (технического) образования по направлению «Контрольно-измерительные приборы и автоматика», «Автоматизация и управление» либо аналогичной специальности;

подтверждающий документ: диплом о среднем специальном (техническом) образовании.

7.2.4 Инженер программист отдела АСУиТП. Наличие высшего профессионального образования по специальности «Автоматизация и управление», «Автоматизация технологических процессов и производств», либо иная смежная специальность в области автоматизации; подтверждающий документ: диплом о высшем образовании.

7.2.5 Требование к оборудованию, приспособлениям, вспомогательным средствам и программному обеспечению:

Программатор для настройки приборов КИП, программирования ПЛК (Direct Logic), Кол-во 1 шт.

HART-коммуникатор или HART модем для калибровки и настройки приборов КИП. Кол-во 1 шт.

Мультиметр для измерения силы постоянного или переменного тока, значения постоянного или переменного напряжения, сопротивления цепи. Кол-во 2 шт.

Набор инструмента, отвертки, кусачки, плоскогубцы и т.д. для выполнения КИПиА работ.

Набор искробезопасных ключей, и прочего инструмента для выполнения слесарных работ.

7.3 Показатели достижения результатов

7.3.1 Качественные показатели достижения результатов

7.3.1.1 Обеспечение дистанционного мониторинга работы географически распределенного оборудования с возможностью онлайн-контроля следующих параметров: давления, температуры и объемного расхода газа.

7.3.1.2 Сокращение времени реакции и повышение точности принимаемых решений персоналом за счёт своевременного предоставления актуальной информации о параметрах технологического процесса.

7.3.1.3 Обеспечение непрерывного автоматизированного контроля за объемами использования попутного нефтяного газа, в том числе на нужды технологии, обратную закачку в пласт и утилизацию.

7.3.1.4 Формирование и хранение архива исторических данных технологических параметров, обеспечивающего возможность последующего анализа и отчетности.

7.3.1.5 Увеличение доступности и полноты технологической информации для инженерно-технического и эксплуатационного персонала с целью повышения осведомленности и качества принимаемых решений.

7.3.1.6 Улучшение условий труда, минимизация случаев производственного травматизма.

7.3.2 Количественные показатели достижения результатов

7.3.2.1 Создать конфигурацию, оснастить и настроить 12 шкафов подсистемы автоматизации.

7.3.2.2 Оснащение 1 автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера.

7.3.2.3 Диспетчеризация 12 расходомеров газа.

7.3.2.4 Обеспечить оперативность получения данных, измерение 1 раз в секунду.

7.3.2.5 Подключение к системе ИСУНГ 12 расходомеров газа согласно требованиям, утвержденным Приказом МЭ РК №385 от 26.11.2019 г.

7.3.2.6 Проведение обучения не менее чем для 4 сотрудников (АРМ) диспетчера.

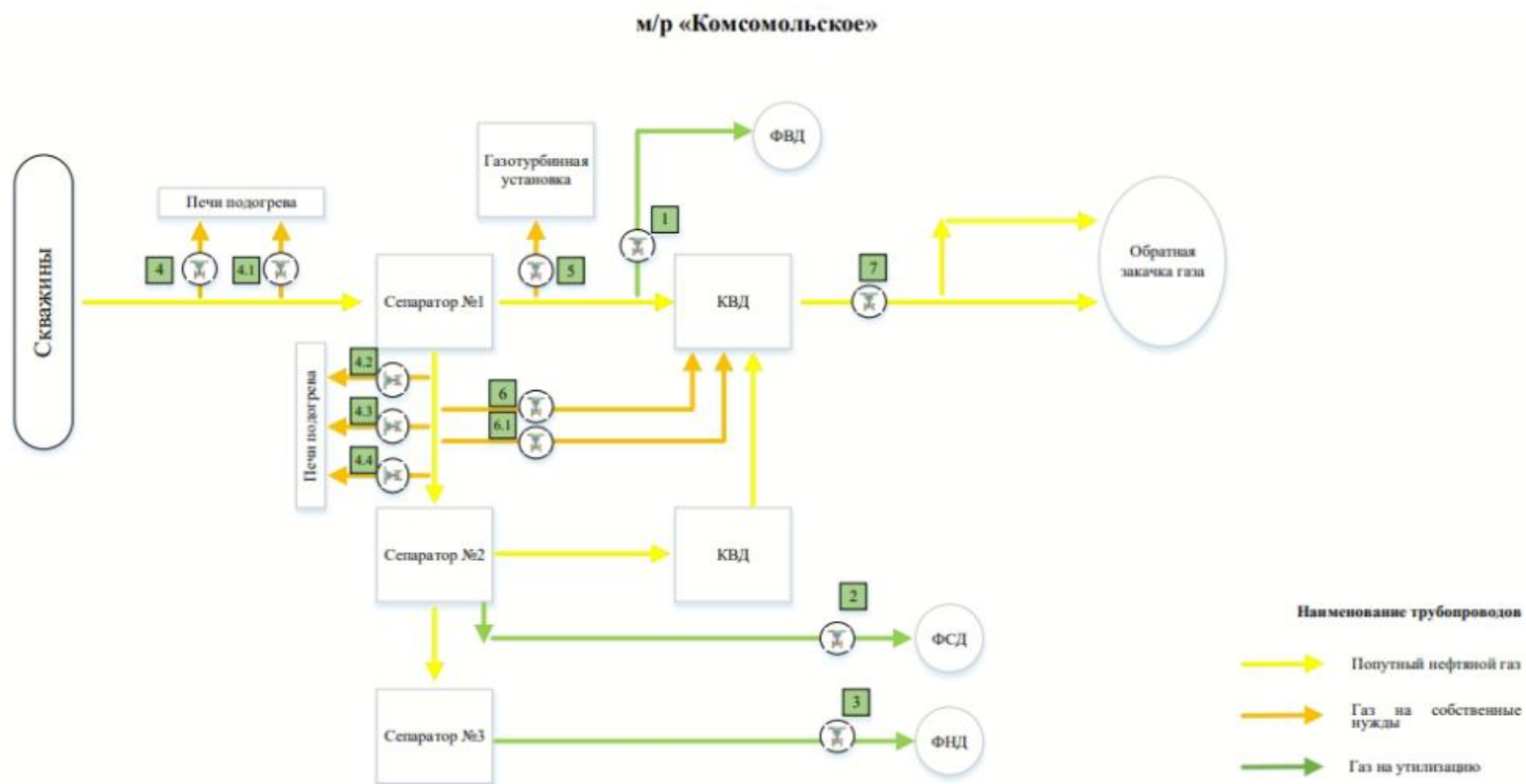
7.3.2.7 Разработать и построить беспроводную высокопроизводительную радиосеть месторождения с пропускной способностью до 10 мбит/с, с возможностью дальнейшего расширения

7.3.4 Ожидаемые от исполнителя качественные и количественные показатели достижения результатов по ESG части проекта приведены в пп. 4.4.2-4.4.3 технического задания.

8. Порядок сдачи и приемки выполненных работ в рамках НИОКР

Исполнитель проекта обязуется подготовить отчет в соответствии с требованиями по оформлению НИОКР. Предоставление отчета к каждому промежуточному этапу работ подлежащему к оплате (если есть) и по итогу проекта согласно ГОСТ 7.32.-2017 (Фото, видео) и презентация согласно критериям приемки проектов Филиалом.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. СХЕМА СТРУКТУРНАЯ КТС



(п. 2.1. Приказ №405 МЭ РК) Установка комплексной подготовки сырого газа – вход газовых заводоу. Отсутствует.

(п. 2.2. Приказ №405 МЭ РК) Факельная установка, предназначенная для технологического неизбежного сжигания сырого газа.

1. Факел высокого давления; 2. Факел среднего давления; 3. Факел низкого давления.

(п. 2.3. Приказ №405 МЭ РК) Установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды.

4. Печи подогрева; 5. Газотурбинная установка; 6. Собственные нужды КВД.

(п. 2.3. Приказ №405 МЭ РК) Установки обратной закачки сырого газа.

7. Обратная закачка газа в пласт.

(п. 5.1. Приказ №405 МЭ РК) Пункты приема-сдачи (передачи) товарного газа. Отсутствует.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

№ п/п	Тип	Шкаф сбора и передачи данных	Радиомост передачи данных
1	Расходомер газа 12 ед.	1	1

ПРИЛОЖЕНИЕ В.

СВЯЗУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

ПАРАМЕТРЫ

№	Параметр	Характеристика	Примечание
1	2	3	4
Сетевой интерфейс			
1	Количество портов	2	
2	Скорость	10/100 Mbps	
3	Подключение	8-ми контактный RG45	
4	Изоляция	1,5 кВ	
Последовательный интерфейс			
5	Количество портов	4	
6	Интерфейс	RS-232/422/485	
7	Подключение	Разъем DB-9M	
8	Изоляция	2 кВ	
Параметры последовательного порта			
9	Биты данных	5, 6, 7, 8	
10	Стоповые биты	1, 1.5, 2	
11	Паритет	None, Even, Odd, Space, Mark	
12	Управление портом	RTS/CTS and DTR/DSR (RS-232 only), XON/XOFF	
13	Скорость	50 to 921.6 Kbps	
14	Serial Signals		
15	RS-232	TxD, RxD, RTS, CTS, DTR, DSR, DCD, GND	
16	RS-422	Tx+, Tx-, Rx+, Rx-, GND	
17	RS-485-4w	Tx+, Tx-, Rx+, Rx-, GND	
18	RS-485-2w	Data+, Data-, GND	
Программное обеспечение			
19	Режимы работы	Real COM, RFC2217, TCP Server, TCP Client, Pair Connection, Ethernet modem, Reverse Telnet	

20	Сетевые протоколы	ICMP, IP, TCP, UDP, DHCP, BOOTP, Telnet, Rtelnet, DNS, SNMP, HTTP, SMTP, SNMP, IGMP	
21	Конфигурирование	Web Console, Serial Console, Telnet Console, Windows Utility	
22	Поддержка RealCOM для Windows	Windows 95/98/ME/NT/2000, Windows XP/2003/Vista/2008/7/8 x86/x64, Windows 2012 x64	
Параметры окружающей среды			
23	Температура эксплуатации	-40 to 75°C	
24	Влажность	5 to 95%	
Параметры питания			
25	Питание	12 to 48 VDC	
26	Потребляемая мощность	512 mA @ 12 VDC; 242 mA @ 24 VDC	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	Шкаф телекоммуникационный, IP65	шт.	12
2	Рабочая станция Core I7,16G, монитор 24", клавиатура, мышь	шт.	1
3	ИБП 1000VA	шт.	1
4	Мачта антенная	шт.	1
5	Точка доступа WiFi 5Ghz	шт.	1
6	Всенаправленная антенна WiFi	шт.	1
7	Точка доступа направленная WiFi 5Ghz	шт.	12
8	Программное обеспечение диспетчерского пункта	шт.	1
9	Кабель уличный UPT 5cat	м.	500
10	Кабель силовой 3x2.5	м.	400
11	Бронешланг 32	м.	400
12	Преобразователь HART\RS-485	шт.	12

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. ПЛАН-ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

№	Наименование этапа	Состав работ этапов	Результат выполнения этапов	Срок выполнения, календарных дней
1	Разработка рабочей документации проекта	Состав рабочей документации: 1. Функциональная схема автоматизации 2. Схемы подключения полевых приборов 3. Схема шкафа автоматики 4. Спецификация материалов и работ. 5. Схема беспроводных сетей	Разработан пакет проектной документации на объект, включающий схемы автоматизации, шкафа автоматики, беспроводных сетей и спецификацию материалов и работ.	30
2	Поставка оборудования автоматизации и ЗИП согласно приложению Г	1. Поставка оборудования радиосвязи 2. Поставка комплектующих телекоммуникационных шкафов 3. Поставка расходомеров газа согласно ОЛ 4. Поставка оборудования диспетчерского пункта (станция оператора и станция ИСУН)	Закуплено и доставлено на объекты необходимое оборудование	60
3	Разработка ПО диспетчеризации и интеграции с ИСУНГ	1. Разработка программного обеспечения диспетчеризации Simatic Tia Portal согласно Технического задания 2. Разработка программного обеспечения интеграции с ИСУН согласно требованиям об информационном взаимодействии с ИСУН	Разработано программное обеспечение диспетчеризации и программное обеспечение интеграции с ИСУН	30
4	Монтаж оборудования и пусконаладочные работы	1. Сборка телекоммуникационных шкафов 2. Монтаж оборудования радиосети (базовая станция, точки доступа 12 ед.) 3. Монтаж телекоммуникационных шкафов, расключение полевых приборов 4. Инсталляция АРМ оператора и ПО ИСУН 5. Подключение полевых приборов к диспетчерской системе 6. Инсталляция ПО интеграции ИСУН (Isun Gateway, OPC сервер) 7. Проведение тестовой передачи данных в систему ИСУН	Смонтировано и подключено оборудование, проведено ПНР и установлено ПО Проведено тестирование системы	40

5	Обучение персонала, ввод системы в промышленную эксплуатацию	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение обучения персонала Заказчика 2. Разработка инструкций оператора, администратора, пользователя ИСУН 3. Проведение аттестации персонала 4. Ввод системы в промышленную эксплуатацию, подписания Акта ввода 	<p>Проведено обучение персонала Заказчика и аттестация</p> <p>Разработаны инструкции оператора, персонала и пользователя</p> <p>Подписаны протоколы о вводе системы в промышленную эксплуатацию</p>	20
6	ESG-скрининг с идентификацией ключевых экологических, социальных и управленческих аспектов цифровизации учёта и контроля расхода газа	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определить основные экологические риски и возможности, связанные с утилизацией газа, факельными установками и использованием сырого газа 2. Выделить социальные аспекты, включая вопросы охраны труда операторов и повышение технологической безопасности за счёт дистанционного мониторинга 3. отразить управленческие элементы, включая повышение прозрачности учёта и подготовки отчётности 	Отчет о проведении ESG-скрининга, включая экологические, социальные и корпоративные аспекты.	В течении всего проекта
7	Общая длительность работ			180 кал. дней

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. СОГЛАСОВАНИЕ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРИБОРОВ УЧЕТА С МИНИСТЕРСТВОМ ЭНЕРГЕТИКИ РК.

ҚАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
ЭНЕРГЕТИКА
МИНИСТРЛІГІ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

010000, Астана қ., Қабанбай батыр даңғ. 19, «А» блогы
Тел.: 8 (7172) 78-69-81, факс: 8 (7172) 78-69-43
E-mail: kence@energo.gov.kz

010000, г. Астана, пр. Қабанбай батыра 19, блок «А»
Тел.: 8 (7172) 78-69-81, факс: 8 (7172) 78-69-43
E-mail: kence@energo.gov.kz

№ 26-1-26/ЗТ-2025-00555312-ЕО от 24.02.2025

№ _____

ТОО «Ком-Мунай»

*На исх. № ЗТ-2025-00555312 письма
от 18.02.2025 года*

Министерство энергетики Республики Казахстан (далее – *Министерство*), рассмотрев Ваш запрос относительно согласования схемы установки приборов учета газа месторождения «Комсомольское» на ваших производственных объектах, сообщает следующее.

В соответствии с пунктом 5 Правил оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), утвержденных Приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 26 ноября 2019 года № 385, схема установки приборов учета Субъекта предварительно согласовывается с уполномоченным органом в области углеводородов (далее - Правила).

Соответственно, настоящим Министерство согласовывает представленную Вами технологическую схему оснащения производственных объектов месторождения «Комсомольское» приборами учета газа и продуктов его переработки (товарного газа).

При этом, согласно пункта 10 Правил, в целях обеспечения передачи обработанной информации с приборов учета в информационную систему учета сырой нефти и газового конденсата, сырого и товарного газа (далее - ИСУНГ), Вам необходимо произвести работы по подключению приборов учета к ИСУНГ через платформу «Smart Bridge».

К подключению к ИСУНГ подлежат приборы учета газа, согласно представленной технологической схеме:

ПУ-1 факел высокого давления ФВД, ПУ-2 факел среднего давления ФСД, ПУ-3 факел низкого давления ФНД, ПУ-4, ПУ4.1, ПУ-4.2, ПУ-4.3 и ПУ-4.4 на собственные нужды (печи подогрева), ПУ-5 на собственные нужды (газотурбинная установка), ПУ-6, ПУ-6.1 на входе в установки Компрессора высокого давления КВД (подача на газовые двигатели) и ПУ-7 на выходе с КВД (обратная закачка газа в пласт).

При этом, в целях исключения двойного учета расхода газа, считаем не целесообразным подключение следующих приборов учета газа к ИСУНГ:


ПУ-7.1 и ПУ-7.2 на выходе с КВД (обратная закачка газа в пласт).

**Директор
Департамента цифровизации**

А. Анисимов

Г. Анасова
786810, 7017793583

Подписано
24.02.2025 09:13 Анисимов Алексей Сергеевич

Тип документа	Исходящий документ
Номер и дата документа	№ 26-1-26/ЗТ-2025-00555312-ЕО от 24.02.2025 г.
Организация/отправитель	МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Получатель (-и)	ДРУГИЕ
Электронные цифровые подписи документа	 Государственное учреждение "Министерство энергетики Республики Казахстан" Подписано: АНИСИМОВ АЛЕКСЕЙ MIRfQYJ...aO2Jciko= Время подписи: 24.02.2025 09:13
	 Государственное учреждение "Министерство энергетики Республики Казахстан" ЭЦП канцелярии: АЛИЕВА ЖАНАР MIRmgYJ...NT7jm2g== Время подписи: 24.02.2025 15:46



Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-III «Об электронном документе и электронной цифровой подписи», удостоверенный посредством электронной цифровой подписи лица, имеющего полномочия на его подписание, равнозначен подписанному документу на бумажном носителе.

Анасова Гулзина Шолпановна 24.02.2025

Пояснение к комментариям Astana Hub

Ранее реализованный проект «Разработка и внедрение программного обеспечения для передачи данных в информационную систему ИСУН» разработчиками которого являются (исполнитель - ТОО «Neon Technologies», соисполнитель - ТОО «Manul Technologies») направлен на осуществление деятельности в области оборота сырой и товарной нефти месторождения «Комсомольское».

В данном случае разработка и внедрение цифровой платформы в рамках настоящего ТЗ дублированием с работами по разработке цифровой платформы «Smart Digital Bridge» в рамках текущего проекта на ТОО «Ком-Мунай» не является.

Все работы будут выполняться в соответствии с пунктом 5 Правил оснащения производственных объектов приборами учета газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и обеспечения функционирования приборов учета газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), утвержденных Приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 26 ноября 2019 года № 385.

Проект “Разработка и внедрение элементов цифровой платформы на месторождении «Комсомольское» с учетом принципов экологической, социальной и корпоративной ответственности (ESG)” планируется осуществить в рамках отраслевого направления для научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) "Цифровизация" инфраструктуры месторождений и предприятий" (Раздел 4.2.9) согласно Перечня приоритетных отраслевых направлений для проведения научных исследований, опубликованном на сайте Министерства Энергетики 23 мая 2024 г. (<https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/664783?lang=ru>)

Технология Индустриального интернета вещей в рамках проекта будет применена для обеспечения беспроводной связи между объектами автоматизации. Из темы проекта исключена формулировка "с использованием индустриального интернета вещей" согласно вашим комментариям.

Для подключения оборудования к системе ИСУН необходимо выполнить проект диспетчеризации счетчиков. В связи с эти показатели достижения результатов идентичны для диспетчеризации и ИСУН. Перечень оборудования, подключаемого к системе диспетчеризации, предоставлен Министерством энергетики Республики Казахстан; подтверждающие документы приведены в Приложениях А и Е настоящего технического задания. Приложение Д расширено согласно вашим комментариям, детально описаны результаты выполнения каждого этапа проекта.

Часть ESG проекта подразумевает качественную оценку аспектов ESG в разрезе проекта. По части ESG проекта добавлено детальное описание подхода к ESG-скринингу и показатели достижения результатов для каждого нефинансового аспекта подхода ESG.