

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

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
ТОО «ТАСБУЛАТ ОЙЛ КОРПОРЕЙШН»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проект НИОКР


«Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»

г. Актау
2025 г.




СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	4
2. МЕСТО ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ/ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	5
3. ТЕРМИНЫ, ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
4. ОБЪЕМ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ И УСЛУГ	8
4.1. Наименование работ	8
4.2. Срок выполнения работ.....	8
4.3. Назначение и цели системы.....	8
4.3.1 Назначение системы	8
4.3.2 Цели внедрения по компонентам ЦПК.....	8
4.4. Характеристика объекта автоматизации	10
4.4.1 Сведения об объекте автоматизации	10
4.4.2 Условия эксплуатации объекта	12
4.5. Требования к системе	13
4.5.1 Требования к построению и архитектуре интегрированной системы.	13
4.5.2 Требования по диспетчеризации и интеграции с ИСУНГ	16
4.5.3 Требования к аналитическому поточному оборудованию	27
4.5.4 Требования к реализации ESG аналитики	28
4.6. Требования к объектам интеллектуальной собственности.....	31
4.7. Показатели достижения результатов	31
4.7.1 Качественные показатели достижения результатов	31
4.7.2 Количественные показатели достижения результатов	32
4.8. Состав работ.....	33
4.9. Требования к аппаратному обеспечению	34
5. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ.....	37
5.1. Научная новизна интегрированного проекта.....	37
5.2. Методология и методы исследования	37
5.3. Научно-исследовательские задачи и гипотеза	38
5.3.1 Научная гипотеза.....	38
5.3.2 Научно-исследовательские задачи	38
5.4. Ожидаемые результаты НИОКР	39
5.4.1 Научно-технические и инженерные результаты	39
5.4.2 Программно-функциональные результаты по компонентам	39
5.4.3 Интеграционные результаты, данные и инфраструктура	40
5.4.4 Экономические результаты (ожидаемый эффект)	40
5.4.5 Готовность к внедрению (уровень технологической готовности)	41

Страница 3 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
------------------	---	--

5.4.6	Артефакты к закрытию проекта	41
5.4.7	Потенциал масштабирования.....	42
6.	ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ/СОИСПОЛНИТЕЛЮ	43
6.1.	Общие требования.....	43
6.2.	Требования к квалификации и количеству персонала Исполнителя/Соисполнителя проекта:	43
7.	ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ В РАМКАХ НИОКР	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. СХЕМА СТРУКТУРНАЯ КТС	45
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	46
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. СОГЛАСОВАНИЕ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРИБОРОВ УЧЕТА С МИНИСТЕРСТВОМ ЭНЕРГЕТИКИ РК.	47

Страница 4 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
------------------	---	--

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

- Полное наименование работ – Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG).
- Краткое наименование разработки – Цифровой программный комплекс (ЦПК).
- Основание для выполнения работ: Договор № _____ от _____ г.
- Техническое задание разработано в соответствии с требованиями ГОСТ 34.602–89.

Введение

В рамках данного проекта планируется разработка и апробация интегрированного программного комплекса для автоматизации контроля и учета газа, а также систематизации, хранения, анализа и управления данными производственных процессов на основе технологии Big Data. Расходомеры газа фиксируют объемный расход, температуру и давление, передавая данные в SCADA-систему по промышленным протоколам беспроводной сети, где осуществляется их визуализация, оперативный контроль и архивирование параметров. Повышение точности измерений будет достигнуто за счёт интеграции с системой SCADA поточного блока аналитического оборудования, включающего в себя промышленные хроматографы и анализаторы. Автоматическое обновление данных о компонентном составе газа будет осуществляться с частотой три раза в час, что позволит обеспечить более точный расчёт расхода газа и исключить необходимость ручного ввода данных. Проект способствует повышению прозрачности технологических процессов, оптимизации управления, сокращению производственных затрат, а также обеспечит интеграцию с ИСУНГ. Более того появится возможность точнее прогнозировать и учитывать использование в технологических процессах на собственные нужды, неизбежное сжигание на факелах, передачу для дальнейшей подготовки сырого попутного нефтяного газа. Данные со SCADA системы будут поступать в Data Ware House (DWH), где будет осуществляться централизованное хранение, структурирование и предварительная обработка информации. На базе DWH данные интегрируются в аналитический модуль для построения предиктивных моделей, и формирования интеллектуальных дашбордов. Это позволит в реальном времени проводить анализ, прогнозировать изменения параметров добычи, транспортировки, а также выявлять аномалии и потенциальные риски.



2. МЕСТО ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ/ОКАЗАНИЯ УСЛУГ

Заказчик:

ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн». Юридический адрес: Казахстан, Мангистауская область, город Актау, Микрорайон 4 А, здание 18, 130000.

Местоположение:

Месторождения ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн»: Актас, Туркменой, Тасбулат.

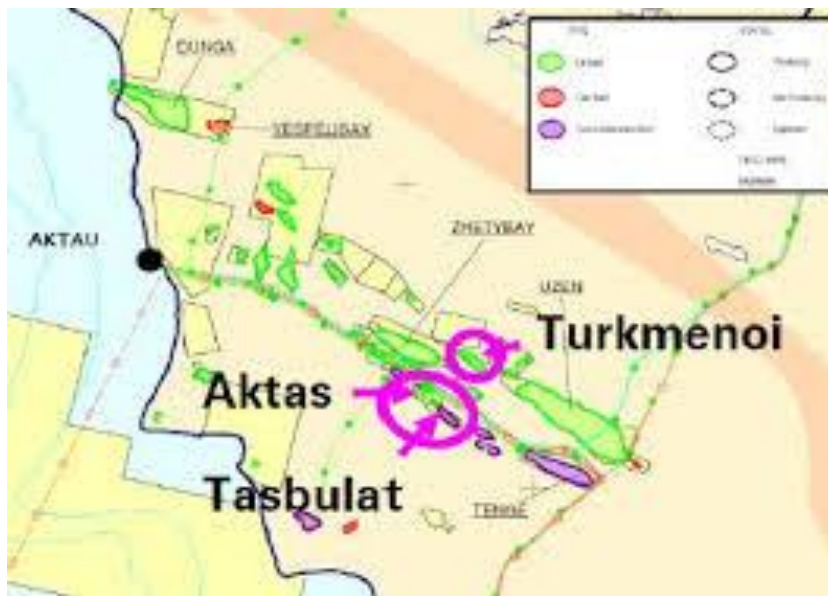




Рисунок 2.1 – Расположение месторождений ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн».


Страница 6 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
------------------	---	--

3. ТЕРМИНЫ, ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Термин	Определение
Проект	Заранее организованный комплекс последовательных мероприятий, выполняемых в установленные сроки и при заданных ресурсах с целью создания объекта либо комплекса объектов для поддержания и развития производственных мощностей объекта автоматизации.
Система	Интегрированная система, объединяющая программные и технические средства для мониторинга, учёта, анализа и централизованного управления производственными процессами.
Программное обеспечение	Все или часть программ, методик, правил и сопутствующей документации системы обработки информации, представляющие собой совокупность программных средств, реализующих функциональные возможности системы.
Попутный нефтяной газ	Газовая смесь углеводородов и неуглеводородных компонентов, выделяющаяся из нефти при её добыче, сепарации и подготовке.
Свободный газ	газ, находящийся в порах коллектора в свободном состоянии, не растворённый в нефти.
Физико-химические показатели	Совокупность параметров, характеризующих состав и свойства природного газа (температура, давление, влажность, компонентный состав и др.).
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БД	База данных
ГОСТ	Государственный стандарт
ГСИ РК	Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан
ДВХ / DWH	Хранилище данных (Data WareHouse)
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СНиП	Строительные нормы и правила
СУБД	Система управления базами данных
СХОД	Системы хранения и обработки данных
СХД	Система хранения данных;
ЦПК	Цифровой программный комплекс
ЭВМ	Электронная вычислительная машина
ИСУНГ	Информационная система учёта нефти и газа
API	Application Programming Interface
BI	Business Intelligence
Big Data	Large-scale data sets and methods of their processing (Большие данные)
ERP	Enterprise Resource Planning
KPI	Key Performance Indicator

Страница 7 из 49	<p align="center">ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»</p>	
------------------	---	---

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
ESG	Environmental, Social, Governance

Страница 8 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
------------------	---	--

4. ОБЪЕМ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ И УСЛУГ

4.1. Наименование работ

Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG).

4.2. Срок выполнения работ

В рамках НИОКР разработку и апробацию ЦПК планируется осуществить в соответствии Графиком проекта, приведенном в разделе 4.8.

4.3. Назначение и цели системы

В рамках НИОКР исследуется возможность создания интегрированной системы направленной на сбор, обработку и анализ данных, связанных с газовой инфраструктурой месторождения, которая могла бы обеспечивать оперативной и достоверной информацией, оказывать влияние на принятие управленческих решений.

4.3.1 Назначение системы

В рамках НИОКР проводится исследование возможностей и апробация создания интегрированного программного комплекса, предназначенного для автоматизации процессов учета, мониторинга и анализа газовых потоков на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с одновременным учетом ESG-показателей. В результате НИОКР создается концептуально новая система обработки данных, использующая технологии Big Data для оперативного управления, повышения эффективности и внедрения ESG-стандартов.

4.3.2 Цели внедрения по компонентам ЦПК

Создание единой цифровой среды для сбора, хранения и обработки данных о производственных процессах, связанных с добычей, транспортировкой, переработкой и утилизацией газа на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн», для повышения прозрачности, управляемости, эффективности, а также увеличения ценности принимаемых решений на основе данных (data-driven decision making).

SCADA система диспетчеризации

- 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.
- Удаленный контроль параметров (давление, температура, расход, состав газа);
- Оповещения в случае отключения, выхода из строя, отклонения от уставок, вводимых пользователями платформы, повышение эффективности управления, обусловленное увеличением информационного обеспечения.
- Обеспечение надежного сбора и первичной обработки информации для передачи в другие компоненты ЦПК.

Инструмент интеграции с системой ИСУНГ МЭ РК

- Интеграция с информационной системой учета нефти и газа (ИСУНГ) для обеспечения прозрачности и достоверности производственных данных (корпоративная ответственность) 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)», утвержденными Приказом МЭ РК №385 от 26.11.2019 г.

Аналитическое поточное оборудование

- Цель применения аналитического поточного оборудования состоит в обеспечении высокой точности и полноты данных о составе и параметрах сырого газа.
- Непрерывный поточный мониторинг параметров сырого газа, с целью обеспечения высокой точности и надежности контроля параметров измеряемого потока, таких как содержание примесей, температура, давление, влажность, компонентный состав и т.п., в режиме реального времени, и их интеграция для контроля качества, точности учета сырого газа и минимизации рисков.
- Интеграция аналитического поточного оборудования с другими компонентами системы (SCADA, ИСУНГ, DWH) для повышения точности расчета объёмного расхода и общего объема сырого газа.

Хранилище данных (Data WareHouse - DWH)


- Централизованный сбор, фильтр-очистка, стандартизация и оптимизация больших объемов данных (Big data) из различных систем (CRM, ERP, бухгалтерия, сайты, сенсоры и др.) для последующего использования в аналитической системе дэшбордов.
- Обеспечение долгосрочного и надёжного архивирования исторических данных и больших массивов информации;

Система аналитических дэшбордов на базе BI-аналитики

- Повышение прозрачности бизнес-процессов за счет визуализации актуальных данных в режиме, приближенном к реальному времени;
- Мониторинг ключевых показателей эффективности (KPI) по уровням управления;
- Обеспечение единого источника достоверных данных для руководства;
- Поддержка принятия решений на основе анализа данных (data-driven decision making).

Оценка нефинансовых аспектов ESG

- Определить ключевые экологические воздействия при учёте, транспортировке и сжигании попутного газа и оценить возможности их снижения системой.
- Проанализировать социальные эффекты: влияние дистанционного мониторинга на снижение социальных рисков.
- Выделить управленческие преимущества цифровизации добычных, производственных и бизнес-процессов.

Страница 10 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	
	на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	

4.4. Характеристика объекта автоматизации

4.4.1 Сведения об объекте автоматизации

На объекте автоматизации происходит использование в технологических процессах на собственные технологические нужды, неизбежное сжигание на факелах, передача для дальнейшей подготовки сырого попутного нефтяного газа.

Перечень объектов автоматизации:

м/р «Тасбулат»				
	Тип/Код	Место установки	Площадка	Координаты по google.com/maps
1	TRZ G1000	Факельная линия	ЦУПН	43.38213, 52.34913
2	TZ/FLUXI (G100)	Расход газа на ГПУ-1	ЦУПН	43.38215, 52.35162
3	TZ/FLUXI (G100)	Расход газа на ГПУ-2	ЦУПН	43.38215, 52.35162
4	ROSEMOUNT 3095 MV™	ЦУПН (расход на печи)	ЦУПН	43.38202, 52.35007
5	ROSEMOUNT 3095 MV™	ЦУПН (расход на печи)	ЦУПН	43.38202, 52.35007
6	Система измерений расхода газа ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн»	ЦУПН СИРГ (учет газа) на КазГПЗ	ЦУПН	43.38163, 52.35105
м/р «Актас»				
	Тип/Код	Место установки	Площадка	Координаты по google.com/maps
7	СТГ-100-250	Расход газа на факел	ГУ Актас	43.43888, 52.27223
8	Optiswirl 4070C	ПП – 0,63 А	ГУ Актас	43.43854, 52.27290
9	Optiswirl 4070C	ПП – 0,63 А	Печь ППН-2 (Нормаул)	43.40341, 52.30068
10	Optiswirl 4070C	ПП – 0,63 А	Печь ППН-3	43.38318, 52.34976
м/р «Туркменой»				
	Тип/Код	Место установки	Площадка	Координаты по google.com/maps
11	СТГ – 100 – 650	Расход газа на факел	ПСН Туркменой	43.55389, 52.49497
12	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А	ПСН Туркменой	43.55366, 52.49525
13	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А ППН-1	Печь ППН-1	43.51915, 52.43727
14	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А ППН-2	Печь ППН-2	43.47889, 52.41707
15	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А ППН-3	Печь ППН-3	43.42186, 52.40125
16	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А ППН-4	Печь ППН-4	43.38254, 52.34942
17	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А	Печь ГЗУ-1	43.54891, 52.50786
18	Optiswirl 4070C	Печь ПП – 0,63 А	Печь ГЗУ-2	43.55846, 52.48095

До начала работ потенциальный подрядчик должен оценить соответствие установленным приборам учета газа требованиям, предъявляемым к КПУ в соответствии действующими Нормами и Правилами оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа). Определить возможность подключения приборов учета к существующим системам управления объектами и системам SCADA. Произвести замену оборудования не удовлетворяющих требованиям.



Телекоммуникационное оборудование должно обладать избыточной пропускной способностью, для обеспечения расширения и передачи дополнительных данных от систем автоматизации и видеонаблюдения Заказчика в случае необходимости.

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 вверху 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.

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

На рисунке 4.1 и в Приложении А представлена схема объектов м/р «Актас», «Туркменой», Тасбулат». Данная схема была согласована с Министерством Энергетики РК, касательно мест установки приборов учета. Подтверждающее письмо прикреплено в Приложении В.

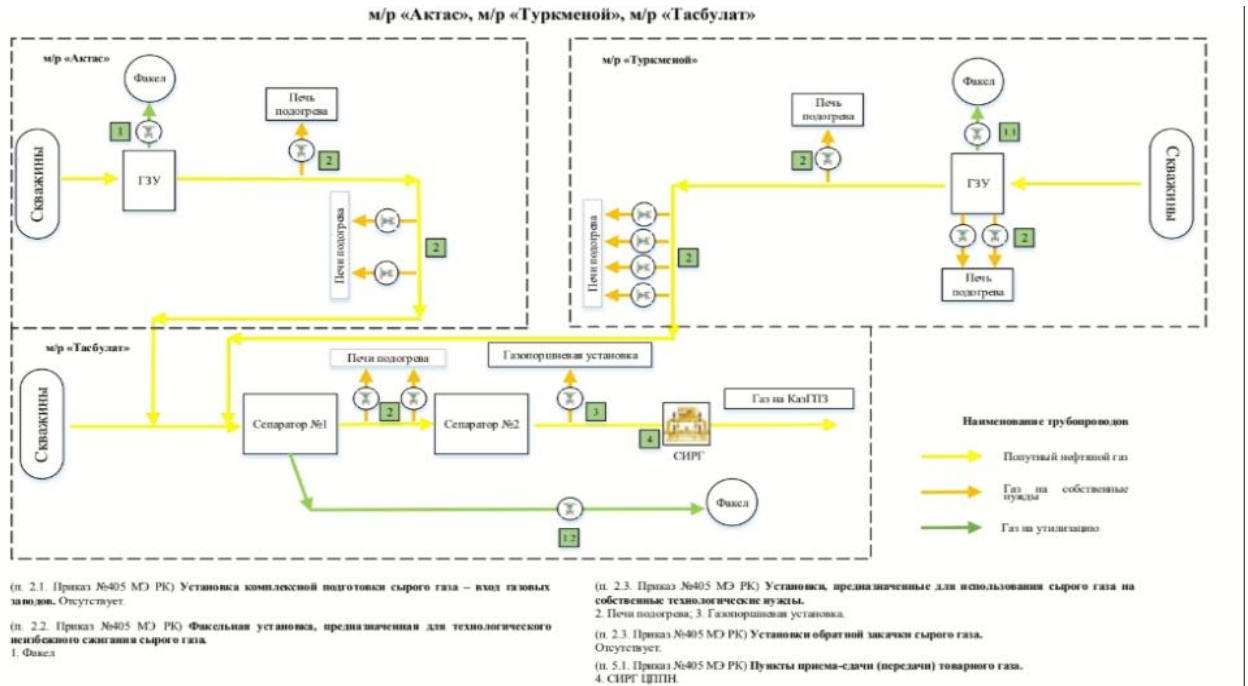


Рисунок 4.1 - Согласование схемы объектов автоматизации

4.4.2 Условия эксплуатации объекта

- Объекты располагаются на открытом воздухе. Диапазон изменения температуры окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С, влажность воздуха до 95 %.
- Объект относится к взрывоопасным объектам с зоной класса В-Іг.



4.5. Требования к системе

4.5.1 Требования к построению и архитектуре интегрированной системы.

В рамках НИОКР планируется проведение исследований и разработка интегрированной системы хранения и анализа производственных данных.

Проект направлен на формирование нового подхода к организации процессов сбора, интеграции, хранения и аналитической обработки информации, поступающей из разнородных источников, а также оснащение новыми источниками информации для воспроизведения аналитики в соответствии с требованиями раздела 4.5.

4.5.1.1 Формирование гипотезы и задач

- Формирование гипотезы системы, основываясь на методах ее построения, решаемых задачах и целях применения (отчётность для руководства, прогнозирование, аналитика клиентов, контроль качества, комплаенс и т.д.).
- Исследование и приоритизация бизнес-процессов (финансы, продажи, производство, HR) для первоочередной интеграции.
- Определение и обоснование набора KPI и метрик, подлежащих анализу в рамках разрабатываемой системы.

4.5.1.2 Анализ источников данных

- Исследование и классификация источников корпоративных данных: ERP, CRM, бухгалтерские системы.
- Производственные системы (SCADA, IoT, сенсоры).
- Excel/Google Sheets, файлы, внешние базы.
- Веб-сервисы и API.
- Разработка Data Map (карту источников данных) и определение их владельцев.

4.5.1.3 Исследование и проектирование архитектуры

- Анализ источников данных (операционные системы, промышленные датчики, информационные сервисы).
- Исследование и разработка подходов ETL/ELT для извлечения, трансформации и загрузки данных.
- Обоснование необходимости выделения Staging Area как промежуточного уровня хранения «сырых» данных.
- Разработка концепции DWH Core с использованием различных моделей (звезда, снежинка, Data Vault) и сравнением их применимости
- Формирование подходов к проектированию Data Marts для отдельных функциональных направлений (финансы, маркетинг, продажи).
- Анализ возможностей применения BI/Analytics Layer (Power BI, Tableau, Qlik, Looker, Superset) для задач аналитики.

4.5.1.4 Исследование и/или разработка технологий

- Исследование и сравнительный анализ ETL/ELT-платформ (Talend, Apache Airflow, dbt, Informatica, Pentaho).



- Оценка применимости DWH-платформ (Oracle, Microsoft SQL Server, PostgreSQL, Teradata, Snowflake, Google BigQuery, Amazon Redshift) для решения задач проекта.
- BI-инструменты: Power BI, Tableau, Qlik, Metabase.

4.5.1.5 Проектирование модели данных

- Обоснование выбора ключевых фактов (продажи, заказы, транзакции) в рамках проектируемой системы.
- Определение и исследование измерений (дата, продукт, клиент, регион) с точки зрения применимости в аналитических задачах.
- Сравнительный анализ моделей данных (звезда, снежинка, Data Vault) и разработка рекомендаций по выбору оптимальной архитектуры.

4.5.1.6 Реализация ETL-процессов

- Разработка и проверка методов автоматизированного сбора данных из различных источников.
- Изучение и апробация подходов к очистке данных (deduplication, обработка ошибок, нормализация).
- Разработка методов обогащения данных (например, интеграция со справочниками и дополнительными источниками).
- Экспериментальная отработка процессов загрузки данных в DWH.

4.5.1.7 Организация доступа и безопасности

- Обоснование моделей разграничения ролей (аналитики, бизнес-пользователи, ИТ-специалисты).
- Разработка настроек прав доступа в исследуемой системе.
- Изучение и/или апробация механизмов шифрования и аудита данных с учётом требований B2G и международных стандартов (GDPR, ISO 27001).

4.5.1.8 Разработка и интеграция системы аналитических дашбордов

Цель исследований: разработка и апробация методов, технологий и прототипов, обеспечивающих полный цикл работы с бизнес-данными (сбор, обработка, хранение, визуализация, анализ) для различных категорий пользователей (топ-менеджмент, руководители функций, аналитики).

Платформа визуализации и аналитики:

- Разработка прототипов интерактивных дашбордов с использованием механик drill-down, фильтрации и пользовательских представлений;

Хранилище и источники данных:

- Обоснование модели подключения к корпоративному хранилищу данных;
- Разработка и тестирование ETL/ELT-процессов трансформации, очистки и консолидации данных;
- Разработка методов интеграции ESG-данных из внутренних и внешних источников.

Подход к управлению доступом и безопасностью:



- Моделирование ролевых политик доступа (руководитель, аналитик, наблюдатель и др.);
- Разработка прототипа системы авторизации с разграничением прав;
- Разработка методов журналирования действий пользователей и версионного контроля отчётов.

Документационное сопровождение:

- Создание технической документации по архитектуре и структуре прототипа;
- Подготовка пользовательской документации (навигация, справочные материалы);
- Формализация методик расчёта KPI и ключевых метрик.

Средства эксплуатации и сопровождения:

- Средства мониторинга стабильности и производительности дашбордов;
- Механизмы уведомлений об отклонениях и сбоях в загрузке данных;
- Поддержка регулярного обновления, масштабирования и расширения системы.

Функционал обучения и поддержки пользователей:

- Разработка программы обучения и пилотного курса для целевых категорий пользователей;
- Создание демонстрационных дашбордов для апробации функционала;
- Исследование каналов обратной связи и поддержки пользователей.

Поддержка и развитие

- Разработка методов мониторинга и оценки качества данных (Data Quality).
- Исследование подходов к интеграции новых источников данных.
- Разработка рекомендаций по расширению функционала аналитических моделей (машинное обучение, прогнозирование) с целью повышения эффективности принятия решений.

Приоритетные аналитические направления

В таблице 4.1 ниже, указаны приоритетные аналитические направления и метрики по каждому из направлений.

Таблица 4.1 – Приоритетные направления аналитики

Направление	Метрики
Операционная эффективность	<ul style="list-style-type: none"> • объем добычи (план/факт) • потери, • простои.
Финансы	<ul style="list-style-type: none"> • себестоимость добычи, • CAPEX/OPEX • прогноз продаж.
ESG и комплаенс	<ul style="list-style-type: none"> • выбросы CO₂, • утечки, • безопасность • охрана труда.
Техническое обслуживание	<ul style="list-style-type: none"> • прогноз отказов оборудования.



4.5.2 Требования по диспетчеризации и интеграции с ИСУНГ

Требования 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.

4.5.2.1 Требования к системе

Программный комплекс должен быть разработан «с нуля», производить сбор и диспетчеризацию работы газовых счетчиков получением данных со счетчиков газа в АРМ диспетчера, статуса работы и расхода сырого попутного газа.

4.5.2.1.1 Локальная система диспетчеризации расходомеров газа.

Система должна включать следующие функциональные подсистемы:

- обеспечение внутрисистемного информационного обмена по радиоканалу;
- сбор и обработка данных;
- визуализация (отображение) данных;
- архивное накопление на сервере пользователя;
- обеспечение удалённым пользователям доступа к информационной базе системы, (согласовывается с Недропользователем дополнительно).
 - хранение системных и технологических архивов данных 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 с фиксацией действий оператора;
 - интеграция с системой ИСУНГ
 - сбор и архивирование основных параметров работы установки (с глубиной архива не менее 1 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 отображается 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 температуре продукта в диспетчерской;

4.5.2.1.2 Требования к структуре локальной системы диспетчеризации расходомеров газа

- Система должна строиться по лучевой структуре: с одним центральным диспетчерским пунктом и локальными подсистемами автоматики. Требуемая структура системы приведена в приложении А.
- Система должна сохранять работоспособность при отказе одной или нескольких подсистем автоматики.
- Система должна выполнять в полном объеме функции, установленные настоящим ТЗ, при увеличении общего количества подсистем автоматики (подключение новых подсистем) до 2048 шт., без необходимости изменения состава оборудования диспетчерского пункта.
- Система должна поддерживать возможность подключения к системе и отключения от нее подсистем автоматики. При этом общее количество подключенных подсистем не должно превышать 2048 шт.
- Система должна обладать способностью диагностики состояния всех своих элементов, а также качества каналов связи.
- Все подсистемы автоматики должны быть аппаратно взаимозаменяемыми. При замене допускается перенастройка уставок как с центрального диспетчерского пункта, так и с локального терминального устройства.
- Система должна быть самостоятельной, функционально завершенной системой контроля и управления, способной автономно выполнять все возложенные на нее задачи.
- Одновременный сбор информации о текущем состоянии технологических процессов на технологических объектах расходомеров газа, приведенных в таблице 4.2


Страница 18 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	--

Таблица 4.2 – Технологические данные расходомеров газа

№	Наименование параметра	По согласованию с Заказчиком периодичность обновления, не менее, с	Ед. измерения
1	Расходомеры газа 18 ед.		
1.1	Объемный расход газа при н.у.	5	Нм3/ч
1.2	Температура газа	5	°С
1.3	Сумматор газа при н.у.	5	Нм3
1.4	Давление газа	5	МПа

- Интеграция с системой ИСУНГ МЭ РК согласно Требованиям.
- Извещение диспетчера о возникновении аварийных ситуаций и сбоях в работе оборудования.
- Архивирование (сохранение в БД) текущей информации о замерах температуры, давления, расхода, с сохранением данной информации в течение 5-ти лет.
- Возможность сохранения архивных данных, приведенных, по прошествии 5-ти лет на центральном сервере Заказчика.
- Система должна поддерживать локальные контроллеры технологических объектов, перечисленные в таблице 4.1, 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.
- В случае ввода в систему телемеханики новых типов контроллеров, не указанных в таблице 4.3 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 4.3 – Информационные протоколы обмена и типы контроллеров систем

№	Модель контроллера	Информационный протокол обмена (карта регистров протокола Modbus)	
		Протокол обмена	Версия ПО
1	Расходомер Endress Huaser	HART	
2	FloBoss 107	RS-485/Ethernet	
3	Siemens S7-300	Profibus/Ethernet	

- Заблаговременное оповещение специалиста по обслуживанию о необходимости сохранения данных на сменных носителях.
- Формирование итоговых сводок и графиков за различный отчетный период с различной степенью детализации.
- Реализация возможности просмотра через корпоративную ЛВС с удаленного автоматизированного рабочего места (АРМ специалиста).

4.5.2.1.3 Требования к составу центрального диспетчерского пункта

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);

4.5.2.1.4 Требования к структуре центрального диспетчерского пункта

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

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.
- Сеть центрального диспетчерского пункта должна интегрироваться в существующую локальную вычислительную сеть с соблюдением требований по защите информации.
 - Центральный диспетчерский пункт должен самостоятельно диагностировать наличие и качество связи с подсистемами автоматики и выводить данную информацию на экран монитора АРМ диспетчера.
 - 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.
 - Система должна быть рассчитана на непрерывный длительный режим работы.

4.5.2.1.5 Требования к функциям, выполняемым центральным диспетчерским пунктом

- Штатным режимом работы центрального диспетчерского пункта является «режим взаимодействия с подсистемами автоматики».
- При отсутствии связи со всеми подсистемами автоматики центральный диспетчерский пункт должен переходить в «режим отсутствия связи».
- Центральный диспетчерский пункт должен выполнять сбор с подсистемы автоматики информации о текущих данных измерения и работоспособности оборудования и датчиков.
- 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.
- Центральный диспетчерский пункт должен выполнять визуализацию измеренных значений технологических параметров.
- Центральный диспетчерский пункт должен выполнять диагностику связи с контроллерами технологических установок.
- Оборудование на АРМ диспетчера должно формировать световые и звуковые сигналы предупредительной и аварийной сигнализации при возникновении аварийных ситуаций и сбоях в работе оборудования.



- 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.
- Центральный диспетчерский пункт должен выполнять автоматическое ведение журнала учета аварий и отклонений от нормального хода технологического процесса.
- Центральный диспетчерский пункт должен обеспечивать возможность просмотра информации через корпоративную ЛВС с географически удаленного рабочего места (АРМ специалиста).
- 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.

4.5.2.1.6 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 уточняются в рамках проекта);
 - источник питания аппаратуры;
 - коммуникационный преобразователь с RS-485/HART на Modbus TCP/IP
- 2) модуля сбора данных с цифровым преобразователем с RS485/Profibus/Ethernet 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.

4.5.2.1.7 Требования к структуре подсистемы автоматики

- Подсистема автоматики должна иметь возможность подключения контроллеров по интерфейсам RS-485/Profibus/Ethernet при сохранении функций, приведенных в пп. 4.5.2.1.8 без необходимости модернизации системы.
- Шкаф подсистемы автоматики должен иметь гальваническую развязку со стороны полевых устройств, защиту от грозы (при наличии оборудования передачи данных).
- Подсистема автоматики должна иметь 2 режима работы:
- режим взаимодействия с центральным диспетчерским пунктом;
- автономный режим работы;
- Подсистема автоматики, находясь в режиме взаимодействия с центральным диспетчерским пунктом, должна в полном объеме выполнять функции, приведенные в п.п. 4.5.2.1.8.



- Подсистема автоматики, находясь в автономном режиме работы, должна выполнять все функции, приведенные в п.п. 4.5.2.1.8 кроме тех, для реализации которых необходимо наличие канала связи с диспетчерским пунктом.
- Подсистема автоматики 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).
- Подсистема автоматики должна иметь средства диагностики состояния датчиков и оборудования.
- Шкаф подсистемы автоматики должен иметь возможность подключения локального устройства (ноутбука) по Ethernet.
- Подсистема автоматики 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.
- Подсистема автоматики должна соответствовать требованиям по надёжности согласно п.п. 4.5.2.1.13
- Требования по работе подсистемы автоматики при отключении электроэнергии приведены в п.п. 4.5.2.1.13.
- Подсистема автоматики должна быть рассчитана на непрерывный длительный режим работы.

4.5.2.1.8 Требования к функциям, выполняемым подсистемой автоматики

Подсистема автоматики должна выполнять следующие функции:

- В автоматическом режиме и по запросу с диспетчерского пункта передача информации о текущих данных измерения и работоспособности оборудования и датчиков.

4.5.2.1.9 Требования к способам и средствам связи

- 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 пропускная способность каналов связи от диспетчерского пункта до подсистем автоматики должна быть не менее 7 Мбит/с.
 - 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.
 - Для подключения АРМ специалистов через корпоративную ЛВС Недропользователем должна быть обеспечена пропускная способность канала связи не менее 128 Кбит/с для каждого АРМ специалиста.



4.5.2.1.10 Требования по диагностированию системы

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

4.5.2.1.11 Требования к системам хранения и обработки данных

- Системы хранения и обработки данных (СХОД) должны иметь резервированную архитектуру
- СХД должна иметь отказоустойчивую структуру
- Рекомендуются использование технологии RAID 0 (1)
- ЦОД должен предусматривать источники питания с учётом совокупной потребляемой мощности всего оборудования ЦОД

4.5.2.1.12 Требования к сетевой инфраструктуре

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

К разграниченным подсетям могут относиться:

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

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

4.5.2.1.13 Требования к надежности

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).

Оборудование центрального диспетчерского пункта должно обеспечивать следующие параметры надежности:

- 1) средняя наработка на отказ не менее 15 000 часов;
- 2) срок службы не менее 10 лет;
- 3) среднее время восстановления работоспособного состояния не более 8 ч (при сбоях программного обеспечения, требующих полной переустановки программного обеспечения).

- Для обеспечения питания подсистемы автоматики необходимо наличие источника питания ~220В, 15Вт.
- Для обеспечения питания оборудование центрального диспетчерского пункта необходимо наличие источника питания ~220В, 2кВт.
- 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.



4.5.2.1.14 Требования безопасности

- По требованиям безопасности к конструкции шкаф подсистемы автоматике должен соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.
- По требованиям безопасности к конструкции оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

4.5.2.1.15 Требования к эргономике и технической эстетике

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

4.5.2.1.16 Требования к транспортабельности

- 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.

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

- Условия эксплуатации подсистемы автоматике 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.
- Подсистема автоматике 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).
- 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.
- 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).
- Гарантия на систему должна составлять 36 месяцев с момента пуска в промышленную эксплуатацию.



4.5.2.1.18 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

- При доступе к компьютерам центрального диспетчерского пункта через локальную вычислительную сеть должна использоваться авторизация/аутентификация пользователей посредством штатных средств операционной системы.
- Для каждого компьютера центрального диспетчерского пункта должны быть настроены права пользователей в соответствии с выполняемыми ими функциями.
- Недропользователь должен обеспечить ограниченный доступ в помещения центрального диспетчерского пункта организационными мерами.
- Средства защиты от несанкционированного доступа к прочим элементам системы не предъявляются.

4.5.2.1.19 Требования по сохранности информации


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

4.5.2.1.20 Требования к защите от влияния внешних воздействий

- Оборудование подсистемы автоматике 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.
- Оборудование подсистемы автоматике должно быть устойчиво к воздействию электростатических разрядов как при прямом воздействии от обслуживающего персонала, так и непрямым воздействием на расположенные вблизи технологические средства и оборудование по ГОСТ Р 51317.4.2.
- Оборудование подсистемы автоматике должно быть устойчиво к помехоэмиссии в питающую сеть по ГОСТ 51317.6.3.
- Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно быть устойчиво к воздействию электростатических разрядов как при прямом воздействии от обслуживающего персонала, так и непрямым воздействием от обслуживающего персонала на расположенные вблизи технологические средства и оборудование по ГОСТ Р 51317.4.2.
- Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно отвечать требованиям к помехоэмиссии в питающую сеть по ГОСТ 51317.6.3.

4.5.2.1.21 Требования по стойкости, устойчивости и прочности к внешним воздействиям

Подсистема автоматике должна выполнять все функции, приведенные в п.п.4.5.2.1.8 при:

Страница 25 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	---

- 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.).

Оборудование системы, расположенное на центральном диспетчерском пункте, должно выполнять все функции, приведенные в п.п.4.5.2.1.5 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.).

4.5.2.2 Требования по численности и квалификации персонала

- 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.
- 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.

4.5.2.3 Требования к видам обеспечения

4.5.2.3.1 Требования к математическому обеспечению

Уточняются и устанавливаются в процессе технического проектирования.

4.5.2.3.2 Требования к информационному обеспечению

- В основе концепции построения ПО должен быть заложен стандарт OPC.
- В качестве ядра ПО должен использоваться программный пакет - SCADA-система, система управления базами данных

АРМ диспетчера должен иметь следующее ПО:

- 1) Modbus OPC UA сервер;
 - 2) SCADA система;
- 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).

4.5.2.3.3 Требования к программному обеспечению АРМ

- Во всех отчетах предусмотреть задание отчетного периода.
- В графиках в периоде просмотра интервал времени должен принимать последнее выбранное значение для всех последующих скважин.
- 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.

- В «Истории аварий» должна быть предусмотрена возможность задания отчетного периода.
- Система должна осуществлять ведение журнала действий операторов в диспетчерской программе с последующим просмотром за указанный промежуток времени.
- 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.
- Диспетчерская программа должна обеспечивать возможность быстрого поиска объектов всех типов по номеру скважины.
- Диспетчерская программа должна обеспечивать возможность быстрого перехода из списка текущих зарегистрированных аварий объектов к экранам автоматизации объектов, аварии которых зарегистрированы.
- На экранах автоматизации объектов должны быть сведения о времени последнего опроса объекта.
- Система должна строиться по объектному принципу (шаблоны типов объектов, экземпляры объектов).
- Предусмотреть возможность расширения существующих шаблонов типов объектов.
- Прикладное ПО диспетчерского пункта должно позволять редактировать конфигурацию системы силами обслуживающих инженеров
- Предусмотреть возможность редактирования типов шаблонов в случае изменения карты адресов регистров производителем - изменение адресов регистров опрашиваемых параметров без изменения файлов существующей рабочей программы.

4.5.2.3.4 Требования к техническому обеспечению

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

4.5.2.3.5 Требования к метрологическому обеспечению

- 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».
- 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.
- Приведенная погрешность каналов измерения подсистемы автоматизации должна быть не более 2,5%.
- Общие задержки передачи информации от подсистемы автоматизации до центрального диспетчерского пункта должны быть не более 2 минут.
- 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.



- Электропитание системы осуществляется от сети переменного тока 220 В ± 10% (50 ± 1,0) Гц, согласно ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
- 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 проводов должно соответствовать требованиям ПУЭ, технической документации на оборудование.
- 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.

4.5.3 Требования к аналитическому поточному оборудованию

В ходе выполнения НИОКР по разработке интегрированного цифрового программного комплекса для учета и анализа газовых потоков предусматривается проведение опытно-исследовательских работ с применением аналитического оборудования, обеспечивающего достоверное измерение физико-химических показателей природного газа.

- Для экспериментальных целей планируется использование потокового хроматографа для измерения компонентного состава природного газа в соответствии с требованиями действующих стандартов (ГОСТ 31371.7-2020).
- Дополнительно предполагается апробация хроматографа для определения концентраций сероводорода, меркаптановой и общей серы (ГОСТ 34723-2021), а также потоковых анализаторов точки росы по воде и углеводородам (ГОСТ 20060-2021, ГОСТ 20061-2021).
- Компоновку предполагается проводить в условиях, приближенных к промышленным, с размещением аналитического оборудования в специализированном обогреваемом блок-боксе, конструкция которого будет оцениваться с точки зрения удобства эксплуатации и обслуживания.
- Одним из направлений исследования станет анализ метрологического обеспечения: оборудование должно обладать действующими сертификатами об утверждении типа либо метрологической аттестации и быть включено в реестр ГСИ РК. В рамках НИОКР будут проведены проверки на предмет соответствия средств измерений установленным требованиям.
- В качестве расчетной базы для обобщения результатов экспериментов принимаются стандартные условия: температура 20 °С и давление 0,101325 МПа; стандартная температура сгорания – 25 °С.
- Исследовательской задачей станет отработка методики подготовки и подачи проб: линия пробоотбора должна быть выполнена в обогреваемом, сульфидостойком исполнении, с учетом требований ГОСТ 31370–2023.
- В рамках испытаний потокового хроматографа будет оцениваться возможность:
 1. раздельного определения азота и кислорода;
 2. учета содержания гелия и водорода по данным лабораторных измерений (не реже 1 раза в месяц) как условно-постоянных параметров;



3. измерения и расчета параметров не реже 3 раз в час с формированием среднесуточных значений по компонентам, плотности, теплоте сгорания и числу Воббе;
 4. реализации функций индикации, передачи и печати данных;
 5. автоматической градуировки в соответствии с паспортными характеристиками (но не реже одного раза в сутки).
- Для определения температуры точки росы будет проводиться исследование работы гигрометра при различных условиях. Базовые расчёты предусматривают пересчет к давлению 3,92 МПа. Погрешность измерения температуры точки росы должна быть не хуже ± 1 °С. Частота автоматических измерений – не реже 3 раз в час.
 - Вводится условие по синхронизации измерений: контрактный час принимается 08:00 СЕТ (12:00 по времени Астаны).
 - Для целей калибровки будут применяться газовые смеси, имеющие аттестацию (паспорт), содержащую сведения о составе, погрешности определения компонентов, условиях применения и хранения, дате изготовления, сроке годности и реквизитах изготовителя.

В рамках проекта должно быть предусмотрено наличие и использование достаточного количества градуировочных смесей, охватывающих полный диапазон изменения концентрации компонентов анализируемого газа.

Методика градуировки должна обеспечивать, что относительное отклонение значения молярной доли компонента в градуировочной смеси и пробе не превышает допустимых значений, регламентированных в ГОСТ 31371.6.

В проектной документации должна быть предусмотрена программа регулярной проверки работоспособности потокового хроматографа, выполняемой не реже одного раза в неделю в рабочие дни.

Отбор проб для испытаний на лабораторном и потоковом хроматографах проводится синхронно, что обеспечивает сопоставимость результатов. Методика сопоставимости результатов - результаты признаются достоверными (с 95%-ной вероятностью), если расхождение между ними не превышает расчетного значения, определяемого по методу корня из суммы квадратов расширенной абсолютной неопределенности для каждого прибора (согласно приложению М ГОСТ 31369-2008с).


Для аналитического оборудования должна быть разработана и согласована программа приемочных испытаний, проводимых с заинтересованными сторонами.

4.5.4 Требования к реализации ESG аналитики

В ходе выполнения проекта предусматривается проведение научно-исследовательской работы по ESG-скринингу, направленного на выявление и обоснование ключевых экологических, социальных и управленческих аспектов, возникающих при внедрении интегрированного цифрового программного комплекса (ЦПК).

В рамках ESG-скрининга должны быть выполнены:

- **качественная и количественная идентификация** факторов воздействия внедрения ЦПК на экологическую, социальную и корпоративно-управленческую сферы;
- **оценка значимости и влияния** выявленных факторов на производственные процессы и систему управления газовыми потоками;

Страница 29 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	--

- формирование **методических подходов и рекомендаций** по интеграции принципов устойчивого развития и ESG-показателей в систему.


Результатом данного исследования станет формирование обоснованных выводов о влиянии внедрения ЦПК на ESG-профиль компании и разработка предложений по его совершенствованию.

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

ESG-скрининг основываясь на международных стандартах Global Reporting Initiative (GRI), Sustainability Accounting Standards Board (SASB), Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD) - ключевые аспекты для каждой из трёх категорий стратегии устойчивого развития: экологической (E), социальной (S) и корпоративной (G) ответственности (Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – перечень ключевых показателей ESG.

Блок	KPI / Показатель	Формула / методика	Источник данных	Периодичность
Environmental	Интенсивность выбросов CO ₂ -экв.	(Объем утечек газа × ППП)/Объем добычи	Данные производственного мониторинга	Квартал / Год
	Утечки метана	(Объем зафиксированных утечек / общий объем добычи) × 100%	Системы контроля утечек, сейсмодатчики	Месяц / Квартал
	Доля предотвращённых выбросов	(Объем газа, утекшего бы без системы – Объем фактических выбросов) / Объем газа без системы × 100%	Сводные производственные данные	Квартал
	Энергоэффективность системы мониторинга	Энергопотребление системы (кВт·ч) / Количество параметров в реальном времени	Сводные производственные данные	Квартал
	Потребление воды	м ³ /год	Водопользовательские лимиты, отчеты в Комитет водных ресурсов РК	Квартал
	Доля повторного использования воды	(Объем повторно использованной воды / Общий забор) × 100%	Внутренний учет	Квартал
	Рекультивация земель	га восстановленных земель	Экологический департамент	Год
Social	LTIFR (Lost Time Injury Frequency Rate)	(Кол-во травм с потерей трудоспособности × 1 000 000) / отработанные часы	Служба охраны труда	Месяц
	Частота аварийных ситуаций	Количество аварийных остановок системы / год	HSE-отчеты	Месяц
	Кол-во смертельных случаев	Абсолютное значение	HSE-отчеты	Немедленно / Год
	Текущесть кадров	(Уволенные / Среднесписочная численность) × 100%	HR	Квартал

Страница 30 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	
	на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	

Блок	КРІ / Показатель	Формула / методика	Источник данных	Периодичность
	Часы обучения на сотрудника	Общие часы обучения / кол-во сотрудников	HR / L&D	Год
	Инвестиции в соц. проекты	\$ в регион / год	Отдел по работе с госорганами, CSR	Год
	Доля местных кадров	(Местные сотрудники / Общие сотрудники) × 100%	HR, отчеты для МИНЭК РК	Квартал
	Доля женщин в управлении	(Женщины на руководящих позициях / общее число руководителей) × 100%	HR	Год
Governance	Случаи коррупции / штрафы	Количество подтвержденных случаев	Юридический департамент	Год
	Наличие сертификаций	ISO 14001, 45001, 27001, 37301 и др.	Служба комплаенс	Год
	Независимые директора	% независимых членов совета	Совет директоров	Год
	Заседания совета директоров	Кол-во заседаний / год	Секретариат совета	Год
	ESG-комитет	Наличие и активность (кол-во заседаний, решений)	Корпоративное управление	Год

Описываемая система в рамках НИОКР ориентирована на процессы добычи газа, а также разработку интегрированного цифрового комплекса. При реализации проекта предусматривается интеграция ESG-метрик, в частности ключевых КРІ из блока Environment. Данные показатели должны рассчитываться на основе формализованных методик и формул, обеспечивающих прозрачность и сопоставимость результатов.

1. Интенсивность выбросов CO₂-эквивалента (CO₂e).

Показатель, отражающий количество выбросов парниковых газов на единицу продукции, дохода или другую экономическую метрику, оценивающий "углеродную эффективность" компании.

Формула расчета.

Общая формула для расчета интенсивности выбросов:

$$\text{Интенсивность выбросов} = \frac{\text{Общий объем выбросов парниковых газов (т CO}_2\text{e)}}{\text{Единица экономической деятельности или производства}}$$

- Общий объем выбросов парниковых газов: Рассчитывается как сумма всех выбросов CO₂, метана (CH₄), закиси азота (N₂O) и других ПГ, приведенных к единому эквиваленту (CO₂e) с помощью потенциала глобального потепления (ПГП).

$$\text{CO}_2\text{e} = \sum_{i=1}^n (\text{Масса}_i \times \text{ПГП}_i)$$

- Масса_i — масса каждого парникового газа (в тоннах).
- ПГП_i — потенциал глобального потепления данного газа. Например, ПГП метана (CH₄) составляет 25, что означает, что 1 тонна метана эквивалентна 25 тоннам CO₂ по воздействию на климат в течение 100 лет.



- Единица экономической деятельности или производства: для нефтегазовой отрасли - тонна добытой нефти или кубометр газа.

2. Утечки метана — это показатель, отражающий эффективность управления выбросами в нефтегазовом секторе.

Формула расчета

$$\text{Доля утекшего метана} = \frac{\text{Общий объем утекшего метана}}{\text{Общий объем добытого газа}} \times 100\%$$

- Общий объем утекшего метана: показатель включает в себя все утечки метана, которые происходят на всех этапах добычи, транспортировки и переработки.
- Общий объем добытого газа: Общий объем газа, извлеченного из недр.

Итоговое заключение о соответствии проекта ESG-подходу и результаты ESG-скрининга должны быть представлены в итоговом отчете.

4.6. Требования к объектам интеллектуальной собственности

- 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 программное обеспечение для электронных вычислительных машин (ЭВМ) зарегистрированное в «Национальный институт интеллектуальной собственности» и имеющее охранной документ на территории РК (патент, авторское право).
- 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.
- 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.).
- В случае предъявления претензий со стороны правообладателей к Заказчику, связанных с нарушением патентных прав, ответственность несет Исполнитель, включая компенсацию всех убытков, понесённых Заказчиком.

4.7. Показатели достижения результатов

4.7.1 Качественные показатели достижения результатов


- Демонстрация возможности дистанционного мониторинга работы географически распределённого оборудования с обеспечением онлайн-контроля ключевых параметров (давления, температуры и объемного расхода газа).
- Подтверждение гипотезы о сокращении времени реакции и повышении точности управленческих решений персонала за счёт предоставления актуальной информации о параметрах технологического процесса.



- Разработка и апробация подходов к автоматизированному контролю объемов использования попутного нефтяного газа, включая технологические нужды и неизбежное сжигание на факелах.
- Оценка эффективности автоматизации поточного измерения состава газа и непрерывного контроля параметров качества.
- Анализ влияния компонентного состава газа на износ технологического оборудования.
- Экспериментальная проверка методов автоматизированной передачи данных о составе и свойствах газа в реальном времени для расчета объемного расхода.
- Анализ влияния роста доступности технологической информации на осведомленность инженерно-технического персонала и качество принимаемых решений.
- Оценка влияния внедрения цифрового мониторинга на улучшение условий труда и снижение вероятности производственного травматизма.
- Создание и апробация прототипа централизованного хранилища данных для последующего анализа, формирования отчетности и внедрения технологий машинного обучения.
- Оптимизация скорости и обоснованности управленческих решений.

4.7.2 Количественные показатели достижения результатов

- Проектирование и опытное построение беспроводной радиосети месторождения с пропускной способностью до 10 Мбит/с и оценкой потенциала масштабирования.
- Рост уровня доступности и полноты производственных данных благодаря созданию централизованного хранилища и унификации форматов.
- Снижение потерь газа при транспортировке и учёте.
- Проведение экспериментальных замеров состава газа в реальном времени с частотой не менее 3 раз в час для оценки точности и стабильности измерений.
- Разработка и настройка конфигурации подсистемы автоматизации на примере 18 шкафов, с последующей диспетчеризацией 18 расходомеров газа.
- Оценка оперативности получения данных: проверка достижения частоты измерения не менее 1 раза в секунду.
- Тестирование интеграции 18 расходомеров газа в систему ИСУНГ в соответствии с требованиями Приказа МЭ РК №385 от 26.11.2019 г., с анализом корректности передачи данных.
- Проведение программы обучения специалистов: не менее 4 сотрудников для работы на АРМ диспетчера и не менее 10 человек по ESG-аспектам и аналитическим методам, с последующей оценкой уровня усвоения знаний.
- Расчёт не менее 2 KPI из блока Environment (например, коэффициент утилизации ПНГ, коэффициент снижения выбросов, энергоэффективность).
- Разработка методик расчета и апробация не менее двух аналитических метрик для каждого направления исследования (см. Таблицу 4.1), с последующей оценкой их практической применимости.

Страница 33 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	--

4.8. Состав работ

Этап 1. Подготовительные исследования и проектирование.

На данном этапе проводится сбор и анализ исходных данных о текущем состоянии учета и мониторинга газовых потоков, а также существующих информационных и технических систем предприятия. Выполняется картирование источников данных и определяются ключевые бизнес-процессы для первоочередной цифровизации.

Этап 2. Аналитические и научные исследования.

Научные исследования направлены на уточнение гипотезы системы, определение влияния интегрированного комплекса на ключевые показатели эффективности добычи, управления производственными процессами и ESG-асpekтами. Разрабатываются математические модели, ETL-процессы, методологические подходы и алгоритмы обработки данных.

Этап 3. Разработка программно-аппаратного комплекса.

Определяется архитектура аппаратного и программного комплекса, интерфейсы интеграции с ИСУНГ, SCADA и аналитическим оборудованием. Формируются структурные и функциональные схемы, проектируются пользовательские интерфейсы, а также создаётся спецификация компонентов и подсистем. Осуществляется разработка программного обеспечения диспетчеризации, интеграции с ИСУНГ и аналитической платформы на базе BI-инструментов. Выполняется программирование ETL-процессов, формирование Data Warehouse и витрин данных. Производится подбор и конфигурация аппаратного обеспечения: серверов, телекоммуникационных шкафов, расходомеров, хроматографов и аналитических приборов. Проводится внутренняя интеграция модулей и настройка взаимодействия с внешними системами.

Этап 4. Тестирование и опытно-промышленная эксплуатация.

Выполняются комплексные испытания системы, включая запуск беспроводной сети передачи данных, тестовую передачу данных в ИСУНГ и DWH, нагрузочные и имитационные проверки. Проводится пилотная эксплуатация системы, с применением аналитических дашбордов. Производится разработка пользовательских инструкций для разных уровней пользователей.

Этап 5. Внедрение системы и обучение персонала.

После успешного пилотного внедрения выполняется поэтапное расширение действия системы на все месторождения Заказчика. Устанавливается оборудование, развертывается программное обеспечение, выполняется миграция данных. Проводится обучение и аттестация персонала. Система вводится в промышленную эксплуатацию с оформлением соответствующих актов.

Этап 6. Завершение проекта, подготовка итогового отчёта.

По завершении НИОКР проводится итоговая проверка функционирования системы. В течение гарантийного периода разработчик обеспечивает поддержку и исправление выявленных недостатков. Подготавливается и предоставляется Заказчику научно-исследовательский отчёт в соответствии с требованиями ГОСТ 7.32–2017, включающий результаты проведённых исследований, результаты исследований ESG, достигнутые эффекты и рекомендации по дальнейшему развитию системы.

Таблица 4.5 – Предполагаемый график работ по проекту.



№ Этапа	Наименование	Ориентировочная длительность этапов
1	Подготовительные исследования и проектирование.	1,5 месяца
2	Аналитические и научные исследования.	1,5 месяца
3	Разработка программно-аппаратного комплекса.	3 месяца
4	Тестирование и опытно-промышленная эксплуатация.	1 месяц
5	Внедрение системы и обучение персонала	1 месяц
6	Завершение проекта, подготовка итогового отчёта	1 месяц

4.9. Требования к аппаратному обеспечению

В рамках реализации НИОКР особое внимание уделяется выбору и обоснованию аппаратного обеспечения, обеспечивающего высокую точность сбора и обработки данных, необходимых для принятия обоснованных и своевременных управленческих решений. Ключевым требованием к аппаратной части является её способность гарантировать достоверность и непрерывность измерений, что служит научной базой для последующего анализа и моделирования.

Проектируемые и разрабатываемые программно-аппаратные решения должны быть полностью совместимы с существующими промышленными ИТ-инфраструктурами и аппаратными средствами, эксплуатируемыми на производственных объектах ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн». А также соответствовать указанным в данном техническом задании спецификациям.

Исполнитель несёт ответственность за корректный выбор аппаратного обеспечения, который должен быть подтверждён технической документацией, а также согласован с Заказчиком. В случае необходимости адаптации оборудования под особенности конкретных производственных объектов соответствующие мероприятия выполняются в рамках проектного плана и документируются надлежащим образом.

Таблица 4.6 – Предполагаемый перечень оборудования для реализации проектируемой системы:

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Шкаф телекоммуникационный, IP65	шт.	18
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.	
8	Программное обеспечение диспетчерского пункта	шт.	1
9	Кабель сетевой UPT 5cat для уличной прокладки	м.	300
10	Кабель силовой бронированный 3x2,5	м.	200



№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
11	Металлорукав в ПВХ изоляции 32 мм	м.	200
12	Потоковый хроматограф для измерения состава газа по ГОСТ 31371.7-2020	шт.	1
13	Потоковый хроматограф для измерения концентраций сероводорода, меркаптановой и общей серы по ГОСТ 34723-2021	шт.	1
14	Потоковый анализатор точки росы по воде согласно ГОСТ 20060-2021	шт.	1
15	Потоковый анализатор точки росы по углеводородам согласно ГОСТ 20061-2021	шт.	1
16	Блок-бокс для аналитического оборудования, включая системы жизнеобеспечения, пожарную сигнализацию, газовую сигнализацию, системы отбора и подготовки проб газа по ГОСТ 31370-2023, подачу газов носителей и ПГС, систему обработки и передачи данных.	шт.	1
17	Сервер в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
18	Система хранения данных в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
19	Жесткий диск в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	10
20	Сетевая плата в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
21	Сетевой кабель в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	2

Указаны минимальные требования к аппаратному обеспечению для реализации корректной и стабильной работы разрабатываемой системы, гарантии совместимости программных решений с существующей инфраструктурой, а также создания базового уровня производительности, отказоустойчивости и масштабируемости, необходимого для выполнения задач системы.

Минимальные требования к серверному оборудованию

- Форм-фактор: 1U/2U;
- CPU \geq 16C/32T, \geq 2.0 GHz;
- RAM \geq 32 GB DDR4 ECC;
- RAID 5/50/6;
- \geq 2 \times 10GbE

Минимальные требования к системе хранения данных

- 1) Форм-фактор: 2U;
- 2) \geq 2 контроллера;
- 3) FC 32 Gb \geq 4 порта;
- 4) RAID 5/6/10;
- 5) \geq 50 TB netto

Минимальные требования к жёстким дискам

- 1) Форм-фактор 2.5";
- 2) \geq 2.4 TB;
- 3) SAS 12 Gbps;



- 4) 10k RPM;
- 5) Горячая замена (Hot-swap)

Минимальные требования к сетевой плате

- 1) ≥ 2 порта;
- 2) ≥ 16 Gb/s;
- 3) Совместимость с ОС Linux/Windows;

Минимальные требования к сетевому кабелю

- 1) Тип OM3-OM4;
- 2) Разъёмы LC/LC;
- 3) Длина ≥ 5 м;
- 4) Совместимость с 16/32 Gb FC;
- 5) Огнестойкость (LSZH)



5. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ

5.1. Научная новизна интегрированного проекта

Разработка и внедрение интегрированного подхода к управлению производственными процессами, основанного на сочетании современных цифровых технологий, систем автоматизации и аналитических инструментов, представляет собой новое направление научных знаний для управления процессами в нефтегазовой отрасли. Такой подход позволяет формировать более прозрачное, эффективное и устойчивое видение производственной и операционной деятельности.

Согласно «Перечень приоритетных отраслевых направлений для проведения научных исследований», утвержденный Министерством Энергетики РК 23 мая 2024 г. (<https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/664783?lang=ru>) Техническое задание по проекту ЦКП соответствует следующим отраслевым направлениям. Раздел 4. «Управление разработкой месторождения и скважины». Подраздел 2. «Управление разработкой месторождения. Оптимизация извлечения, в т. ч. методы увеличения нефтеотдачи/методы интенсификации добычи нефти (МУН/МИДН)» пунктам 9 и 10 данного подраздела:

- 9) «Цифровизация» инфраструктуры месторождений и предприятий.
- 10) Разработка интегрированных цифровых платформ для систематизации, хранения, анализа и управления данными производственных процессов с использованием технологий Big Data и Machine Learning.

5.2. Методология и методы исследования

Методология проекта НИОКР основана на интеграции кластерно-аналитических и взаимосвязанных подходов к управлению информационными потоками в ДВХ, обеспечивая их последующий анализ и обработку данных. Последовательность действий определяется необходимостью, как исследования текущих производственных процессов, так и создания целевой цифровой архитектуры. В рамках методологии выделяются следующие ключевые этапы:

- **Предпроектное обследование и формализация процессов.**


На данном этапе проводится сбор, анализ и систематизация исходной информации о производственных процессах на месторождениях Актас, Туркменой и Тасбулат. Выполняется обследование текущих систем автоматизации, учета и мониторинга газовых потоков, включая SCADA, приборы измерений и учетные системы. На основе полученных данных разрабатывается формализованное описание процессов «как есть» (As-Is), включая выявление узких мест и потенциальных рисков.

- **Моделирование системы «как должно быть» (To-Be).**

На основе анализа формируется концепция целевой модели цифровой интеграции. Разрабатываются архитектурные схемы системы «To-Be», включающие SCADA, аналитическое оборудование, Data Warehouse, BI-дэшборды и интерфейс взаимодействия с ИСУНГ. В модели учитываются требования ESG-принципов, а также технические и организационные ограничения.

- **Алгоритмическая разработка и программирование.**

На данном этапе осуществляется разработка и тестирование алгоритмов интеграции потоков данных и сценариев обработки. Выполняется программирование модулей

Страница 38 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	--

диспетчеризации, интеграции с ИСУНГ, а также аналитической платформы на базе BI-аналитики.

- **Аналитика производственных процессов.**

Реализуется аналитическая часть исследования, включающая обработку массивов данных (Big Data), автоматическую проверку их достоверности, структурирование и хранение. На основе полученных данных должны формироваться интеллектуальные дашборды для визуализации KPI и поддержки управленческих решений.

- **Организационный процесс обучения**

Разработка и проведение программы обучения специалистов ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» по эксплуатации интегрированного цифрового комплекса. Формируется методическое обеспечение, включая инструкции, регламенты и учебные материалы.

5.3. Научно-исследовательские задачи и гипотеза

5.3.1 Научная гипотеза

Экспериментальная разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» позволит научно обосновать эффективность применения технологий Big Data для систематизации, хранения и обработки больших объёмов производственной информации. Проверка гипотезы заключается в том, что использование распределённых вычислительных архитектур и методов кластеризации обеспечит устойчивость и достоверность обработки данных, повысит точность аналитических выводов и создаст обоснованный фундамент для последующего внедрения алгоритмов машинного обучения.

5.3.2 Научно-исследовательские задачи

Для проверки гипотезы и достижения цели НИОКР формулируются следующие ключевые научно-исследовательские задачи:

- **Исследование архитектурных подходов интеграции разнородных систем** — разработать архитектуру единой цифровой среды, объединяющей данные расходомеров, поточных аналитических систем (хроматографы, анализаторы), SCADA, DWH и модуль интеграции с ИСУНГ; оценить альтернативные схемы коммуникаций (включая промышленные беспроводные протоколы) и выбрать оптимальную топологию для месторождений Актас, Туркменой, Тасбулат.
- **Разработка методов обеспечения качества данных и их унификации** — формализация схемы метаданных; алгоритмы первичной очистки (filtering), синхронизации по времени, обработки пропусков и коррекции данных с учётом показаний температуры и давления.
- **Внедрение алгоритмов расчёта объёмного расхода с учётом компонентного состава** — алгоритмическое обеспечение расчёта объёмного/массового расхода газа с использованием текущих значений компонентного состава (автообновление состава 3 раза в час) и интеграция поправок от аналитического поточного оборудования; оценка вклада коррекции состава в снижение погрешности учёта.
- **Интеграция с ИСУНГ и обеспечение соответствия регуляторным требованиям** — модуль/процедуры обмена данными с ИСУНГ, обеспечить соответствие 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)», утвержденными Приказом МЭ РК №385 от 26.11.2019 г.

- **Разработка и апробация ESG-скрининга цифровизации учёта газа** — исследовать и выявить набор ESG-метрик (экологические: объёмы сожжённого газа, сниженные выбросы; социальные: влияние на безопасность и рабочие места; управленческие: прозрачность и качество отчётности), разработать методику расчёта и интеграции метрик в аналитические дашборды.
- **Оценка экономического эффекта и эксплуатационной эффективности** — провести методику расчёта экономического эффекта от внедрения (снижение утерянного/неучтённого газа, сокращение затрат на ручной ввод и проверки, уменьшение объёма факельного сжигания и т.д.), сформировать методику верификации достигнутых экономических показателей.

5.4. Ожидаемые результаты НИОКР

5.4.1 Научно-технические и инженерные результаты

- Формализованные принципы и методические подходы к построению интегрированных цифровых платформ для учёта и анализа газовых потоков (архитектурные шаблоны, требования к интерфейсам и протоколам).
- Новая архитектура интегрированной цифровой системы управления данными согласно научно-исследовательским задачам проекта.
- Результаты алгоритмической части, включая программирование модулей диспетчеризации, интеграции с ИСУНГ и аналитики.
- Научно-обоснованные методы повышения точности измерений расхода газа за счёт учёта компонентного состава и коррекции измерений.
- Методики обработки и валидации больших объёмов данных (Big Data) в условиях распределённых полевых источников данных.
- Разработанные подходы к интеграции ESG-метрик в операционные процессы и аналитические сценарии (методики расчёта и интерпретации ключевых нефинансовых индикаторов).
- Методические инструкции по эксплуатации системы для персонала Заказчика.
- Проверка и экспериментальное подтверждение гипотезы проекта НИОКР.
- Публикация статьи в научно-популярные или научно-технические журналы национального или международного уровня после завершения проекта.

5.4.2 Программно-функциональные результаты по компонентам

Для каждого компонента ожидаются готовые к проверке программные артефакты:

SCADA — подсистема диспетчеризации:

- модуль приёма/агрегации данных от расходомеров и сенсоров (температура, давление, объёмный поток) по промышленным беспроводным протоколам;
- механизм визуализации и оперативного контроля (АРМ диспетчера, АРМ специалистов);
- система тревог/уведомлений с настраиваемыми уставками;
- средства первичной преобработки и передачи данных в DWH.



Модуль интеграции с ИСУНГ:

- адаптер/ETL-модуль для автоматизированной передачи учётных данных в формате, требуемом ИСУНГ;
- журнал синхронизации и механизм подтверждения/подтверждающей отчётности.

Поточное аналитическое оборудование (интеграция хроматографов):

- интерфейсы для автоматического приёма компонентного состава с частотой обновления 3 раза в час;
- алгоритмы коррекции расхода на основе состава.

DWH и ETL:

- схема DWH (стандартизованные таблицы, метаданные, исторические хранилища);
- надёжные ETL-процессы для фильтрации, нормализации и агрегирования данных;
- механизмы резервного копирования и архивации.

Аналитическая платформа (Tableau):

- набор BI-дашбордов для разных уровней управления (оперативный, тактический, стратегический);

5.4.3 Интеграционные результаты, данные и инфраструктура

- Централизованное хранилище данных (DWH) с интеграцией потоков SCADA, аналитического оборудования и бизнес-систем (ERP/CRM/бухгалтерия) по стандартизованным схемам.
- Набор интеграционных коннекторов (SCADA↔DWH↔Tableau↔ИСУНГ) с описанными API/форматами обмена.
- Описанные политики хранения данных, метрики качества данных (допустимое время просрочки данных, допустимая доля пропусков/ошибок), SLA на доступность и задержку данных.
- Реализованное сетевое решение и рекомендация по оборудованию для промышленных беспроводных коммуникаций на площадках (топология, уровни резервирования).
- Набор тестовых и производственных баз данных, наполненных результатами пилотных измерений на Актас, Туркменой и Тасбулат для верификации аналитики.

5.4.4 Экономические результаты (ожидаемый эффект)

- **Снижение объёма неучтённого/потерянного газа (Unaccounted-for Gas):** ожидаемое сокращение за счёт повышения точности измерений и автоматизации учёта; цель — измеримое сокращение UFG, фиксируемое по результатам апробации.
- **Снижение объёма факельного сжигания:** за счёт улучшенного планирования и управления использованием газа в технологических процессах; снижение выбросов CO₂ и прочих загрязнителей.
- **Снижение операционных затрат (OPEX):** автоматизация учёта и снижение ручной проверки приведёт к сокращению трудозатрат и уменьшению ошибок учёта; сокращение затрат на выездные проверки/инвентаризации.



- **Повышение выручки/маржинальности:** за счёт более точного учёта и распределения газа (уменьшение неучтённой доли, увеличение объёмов передачи для дальнейшей подготовки/реализации).
- **Качественные эффекты:** повышение прозрачности и доверия к учётным данным, улучшение корпоративной отчётности и готовности к требованиям ESG-инвесторов.
- **Повышение коэффициента извлечения газа** – за счет более точного учета материального баланса газа в добыче и разработке, что в долгосрочной перспективе позволит оптимизировать добычу попутного нефтяного газа и свободного пластового газа.

5.4.5 Готовность к внедрению (уровень технологической готовности)

По итогам опытно-промышленных испытаний система будет готова к эксплуатации в условиях действующего производства, подтвердив свою работоспособность в реальной среде.

После ввода в промышленную эксплуатацию, поставки эксплуатационной документации, проведения обучения персонала и выполнения подтверждающих испытаний система будет считаться полностью готовой к применению в производственной деятельности предприятия.

5.4.6 Артефакты к закрытию проекта

Этап 1-2

- Отчёт по предпроектному обследованию
- Рабочая документация
- Исходная база данных (описание текущих измерений, схемы коммуникаций, перечень точек учёта на Актас, Туркменой, Тасбулат).

Этап 3

- Проект архитектуры аппаратного комплекса (техническая спецификация расходомеров, сенсоров, хроматографов, беспроводных узлов, системы хранения данных).
- Документация и спецификация ПО.
- Проект DWH.
- Набор BI-дашбордов.

Этап 4


- Протокол тестирования системы
- Руководство пользователей

Этап 5

- Исполнительная документация;
- Акты передачи оборудования;
- Акт передачи в опытно-промышленную эксплуатацию;
- Протокол обучения персонала Недропользователя

Этап 6

- Итоговый отчёт НИОКР согласно ГОСТ 7.32-2017, включая отчёт по ESG-скринингу.

Страница 42 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	--

- Технический акт сдачи-приемки работ между Исполнителем проекта, Недропользователем и Фондом.

5.4.7 Потенциал масштабирования

Проект НИОКР изначально должен разрабатываться с учётом возможности расширения. Система имеет модульную структуру и централизованное хранилище данных, поэтому её можно масштабировать без переделки основной архитектуры. Это позволит легко добавлять новые точки измерения и каналы связи.

В будущем на месторождениях Тасбулат Ойл Корпорейшн планируется разработка запасов свободного газа. Данный проект способен стать основой для организации цифрового пространства будущего производства свободного пластового газа. В случае начала добычи свободного газа возрастёт объём учёта и контроля, а также требования к точности данных. Реализуемая система предусматривает функции, которые будут полезны при масштабировании системы на управление производственными данными добычи свободного газа: интеграция с ИСУНГ, ESG-аналитика, непрерывный контроль параметров и формирование отчётности.

Накопленные данные по газовым потокам станут основой для будущих исследований и внедрения более продвинутых инструментов анализа, таких как машинное обучение. Таким образом, проект НИОКР изучает возможность создания интегрированного программного комплекса по управлению данными производственных процессов и при этом создаёт задел для будущего - учёта и управления добычей свободного газа.



6. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ/СОИСПОЛНИТЕЛЮ

6.1. Общие требования

- 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.

6.2. Требования к квалификации и количеству персонала Исполнителя/Соисполнителя проекта:

- Инженер 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- Не менее 2-х специалистов инженер-нефтяник, (перечень документов, подтверждающих соответствие требованиям, копия диплома о высшем образовании по специальности «Нефтяная инженерия» или «Нефтегазовое дело»);
- Не менее 2-х специалистов, имеющих высшее образование по направлению «Информационные системы». Должны обладать навыками программирования и разработки ПО.
- Не менее 1-го сертифицированного специалиста по BI-аналитике.

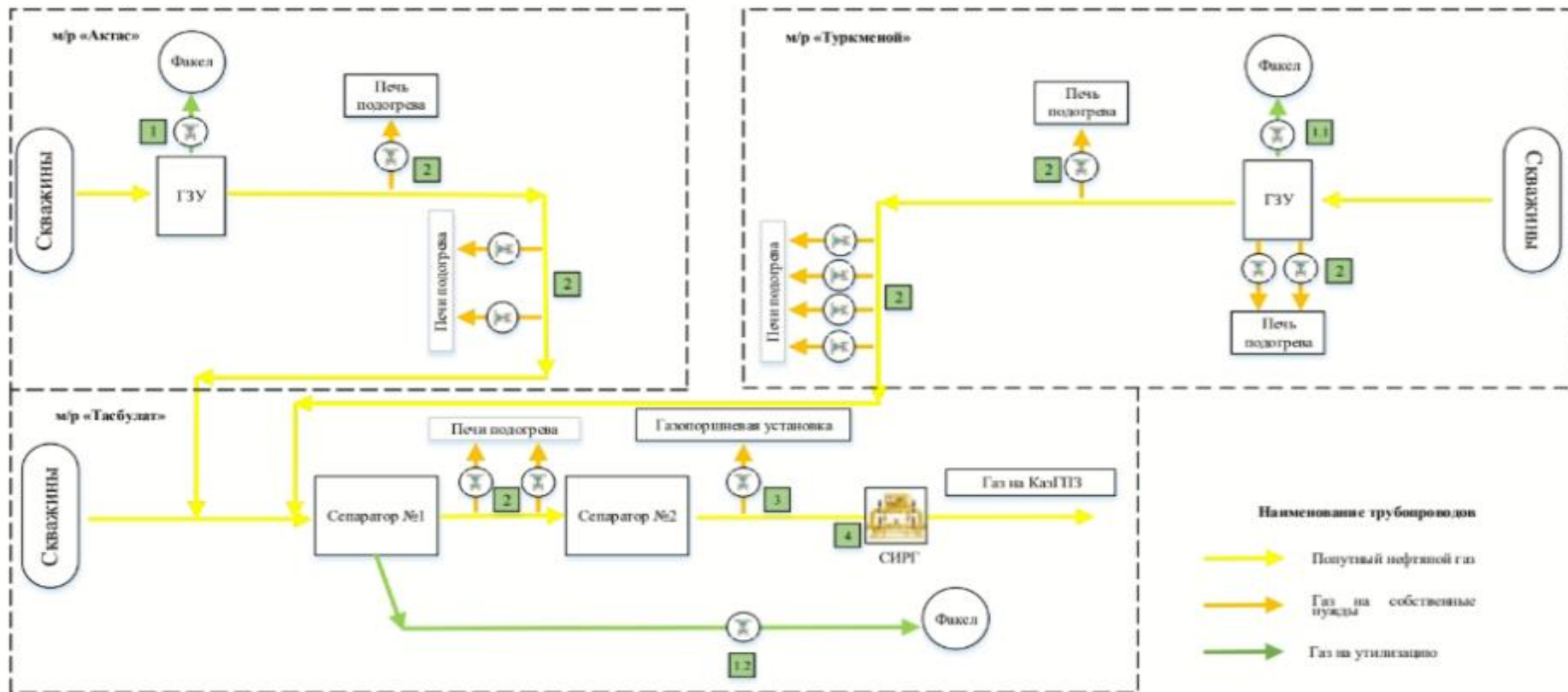
**7. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ В РАМКАХ НИОКР**

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

м/р «Актас», м/р «Туркменой», м/р «Тасбулат»




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

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

(п. 2.3. Приказ №405 МЭ РК) Установки, предназначенные для использования сырого газа на собственные технологические нужды.
 2. Печи подогрева; 3. Газопоршневая установка.


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

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

Страница 46 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	---

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Шкаф телекоммуникационный, IP65	шт.	18
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.	
8	Программное обеспечение диспетчерского пункта	шт.	1
9	Кабель сетевой UPT 5cat для уличной прокладки	м.	300
10	Кабель силовой бронированный 3x2,5	м.	200
11	Металлорукав в ПВХ изоляции 32 мм	м.	200
12	Потоковый хроматограф для измерения состава газа по ГОСТ 31371.7-2020	шт.	1
13	Потоковый хроматограф для измерения концентраций сероводорода, меркаптановой и общей серы по ГОСТ 34723-2021	шт.	1
14	Потоковый анализатор точки росы по воде согласно ГОСТ 20060-2021	шт.	1
15	Потоковый анализатор точки росы по углеводородам согласно ГОСТ 20061-2021	шт.	1
16	Блок-бокс для аналитического оборудования, включая системы жизнеобеспечения, пожарную сигнализацию, газовую сигнализацию, системы отбора и подготовки проб газа по ГОСТ 31370-2023, подачу газов носителей и ПГС, систему обработки и передачи данных.	шт.	1
17	Сервер в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
18	Система хранения данных в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
19	Жесткий диск в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	10
20	Сетевая плата в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	1
21	Сетевой кабель в соответствии с требованиями пп. 4.9	шт.	2

Страница 47 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	---

**ПРИЛОЖЕНИЕ В. 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. Кабанбай
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-2025-00474608-ЕО от 28.02.2025

№ _____


ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн»

*На исх.№ 83/16 письма
от 07.02.2025 года*

Министерство энергетики Республики Казахстан (далее – Министерство), рассмотрев Ваш запрос относительно согласования схемы установки приборов учета газа на производственных объектах месторождений «Актас», «Туркменой» и «Тасбулат», 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 Вашего производственного объекта (Актас», Туркменой и «Тасбулат») приборами учета газа и продуктов его переработки (товарного газа).

Страница 48 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	---

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 представленным технологическим схемам:

месторождение «Актас»

ПУ-1 факел, ПУ-2 (3 штуки) печи подогрева нефти, на собственные нужды;

месторождение «Туркменой»

ПУ-1.1 факел, ПУ-2 (7 штук) печи подогрева нефти, на собственные нужды;

месторождение «Тасбулат»


ПУ-1.2 факел, ПУ-2 (2 штуки) печи подогрева нефти, на собственные нужды, ПУ-3 газопоршневая установка, на собственные нужды, ПУ-4 СИРГ, подача газа на КазГПЗ.



**Директор
Департамента цифровизации**

А. Анисимов

Г. Анасова
786810, 7017793583

Подписано
27.02.2025 18:26 Анисимов Алексей Сергеевич

Страница 49 из 49	ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проект «Разработка и апробация интегрированного цифрового программного комплекса для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов на месторождениях ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» с учетом принципов (ESG)»	
-------------------	---	---

Тип документа	Исходящий документ
Номер и дата документа	№ 26-1-26/ЗТ-2025-00474608-ЕО от 28.02.2025 г.
Организация/отправитель	МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Получатель (-и)	ДРУГИЕ
Электронные цифровые подписи документа	 Государственное учреждение "Министерство энергетики Республики Казахстан" Подписано: АНИСИМОВ АЛЕКСЕЙ MIRQgYJ...5coSHtqAW Время подписи: 27.02.2025 18:26
	 Государственное учреждение "Министерство энергетики Республики Казахстан" ЭЦП канцелярии: АЛИЕВА ЖАНАР MIRXAYJ...DVALw1is= Время подписи: 28.02.2025 10:06



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

Пояснение к комментариям Astana Hub к изменениям и дополнениям в Техническом задании по проекту ТОО «Тасбулат Ойл Корпорейшн»

Пояснение:

1. Ключевые виды работ в ТЗ относятся к категории внедрения и инжиниринга (поставка датчиков, монтаж, пусконаладка, обучение) и направлены на дооснащение и расширение функционала объектов Заказчика дополнительным оборудованием уже существующей системы ИСУН.
2. Есть риск повторного финансирования.
3. Пункт 5.4.1 в ТЗ необходимо дополнить согласно требованиям к НИОКР, указанных в пунктах 5.1-5.3 Примечание: Ввиду ограничений по символам приложена сокращенная версия комментариев по ТЗ

С учётом представленных комментариев пункт **5.4.1 был дополнен и приведен в соответствие пунктам 5.1–5.3 соответствующего раздела.**

Ранее реализованные проекты «Разработка и внедрение программного обеспечения для передачи данных в информационную систему ИСУН» (исполнитель — ТОО «RSS») и «Разработка и внедрение цифрового месторождения «Smart Digital Bridge» (исполнитель - ТОО «Neon Technologies», соисполнитель - ТОО «Manul Technologies»). был направлен на автоматизацию процессов учёта и передачи данных, связанных с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти на месторождениях Актас, Туркменой и Тасбулат. Вышеуказанные проекты решали задачи, относящиеся исключительно к **нефтяной** инфраструктуре.

Технически такие системы работали с параметрами, имеющими относительно стабильные значения (плотность, температура, объём), и обеспечивали передачу агрегированных данных о массе и объёме нефти в центральную систему учёта.

В отличие от нефти, газ является сверхсжимаемой средой, параметры которой существенно зависят от температуры, давления и компонентного состава. Для обеспечения точных данных и соблюдения материального баланса требуется непрерывный контроль и пересчёт показателей к стандартным условиям с учётом коэффициента сверхсжимаемости, а также интеграция данных от потоковых хроматографов, датчиков давления и температуры. Это делает систему учёта газа гораздо более сложной с инженерной и вычислительной точек зрения.

Настоящий проект, напротив, представляет собой самостоятельное НИОКР направление, не являющееся модернизацией или расширением ранее выполненных работ. Он нацелен на создание и апробацию интегрированного цифрового программного комплекса, предназначенного для анализа газовых потоков и обработки данных производственных процессов, относящихся исключительно к **газовой** инфраструктуре месторождений ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн».

В отличие от предыдущих проектов, разработка цифровых решений в рамках данного проекта ориентирована на сбор и обработку данных (Big data) по сырому и товарному попутному газу, а также реализацию алгоритмов анализа с учётом экологических и ESG-принципов.

Важно отметить, что проект не предусматривает дооснащения или модернизации существующих решений ИСУН, так как его задачи и объект исследований лежат в иной

области – газовой, а не нефтяной. При этом разработка интегрированной системы будет учитывать требования и принципы информационной системы учета нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки для обеспечения точных исходных данных для аналитических инструментов. Таким образом, проект дополняет общую цифровую экосистему отрасли, но не дублирует и не расширяет ранее выполненные решения.

Проект имеет самостоятельную научную и прикладную ценность, направлен на создание новых алгоритмов и архитектуры системы управления и анализа газовых потоков, что обеспечивает его прикладной, научно-исследовательской и опытно-конструкторской статус и применение в целях, отличных от предыдущих проектов. Данные аспекты отражены в разделе 5.